

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

**МАТЕРИАЛЫ
МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ
МОЛОДЫХ ИССЛЕДОВАТЕЛЕЙ ИМ. Д. И. МЕНДЕЛЕЕВА,
ПОСВЯЩЕННОЙ 10-ЛЕТИЮ
ИНСТИТУТА ПРОМЫШЛЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ
И ИНЖИНИРИНГА**

Том 3

**Машиностроение и материаловедение.
Проблемы промышленного, гражданского и дорожного строительства.
Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений,
бурение нефтяных и газовых скважин**

Тюмень
ТИУ
2019

УДК378.091.2

ББК74.58

М 34

Ответственный редактор:

кандидат технических наук, доцент А. Н. Халин

Редакционная коллегия:

А. А. Кулемина (зам. ответственного редактора);

У. С. Путилова

М 34 Материалы Международной научно-практической конференции молодых исследователей им. Д. И. Менделеева, посвященной 10-летию Института промышленных технологий и инжиниринга : сборник статей. Том 3. Машиностроение и материаловедение. Проблемы промышленного, гражданского и дорожного строительства. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, бурение нефтяных и газовых скважин / отв. ред. А. Н. Халин. – Тюмень: ТИУ, 2019. – 511 с. – Текст : непосредственный.

ISBN 978-5-9961-2057-4 (общ.)

ISBN 978-5-9961-2059-8 (том 3)

В сборнике представлены статьи и доклады, выполненные на Международной научно-практической конференции молодых исследователей им. Д.И. Менделеева посвященной 10-летию Института промышленных технологий и инжиниринга, проходившей в Тюменском индустриальном университете в 2018 году. В них изложены результаты исследовательских работ по широкому кругу вопросов.

В 3 томе сборника представлены материалы по направлениям Машиностроение и материаловедение; Проблемы промышленного, гражданского и дорожного строительства; Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, бурение нефтяных и газовых скважин

Издание предназначено для научных, социально-гуманитарных и инженерно-технических работников, а также аспирантов и студентов технических и гуманитарных вузов.

УДК378.091.2

ББК74.58

ISBN 978-5-9961-2057-4 (общ.)

ISBN 978-5-9961-2059-8 (том 3)

© Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Тюменский индустриальный университет», 2019

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
<i>МАШИНОСТРОЕНИЕ И МАТЕРИАЛОВЕДЕНИЕ</i>	
<i>Антонова Д.А., Малеванная М.И., Максимов Л.И.</i> Исследование влияния режимов сушки на механические показатели цементно-стружечных плит	13
<i>Ануфриева Я.А., Темпель О.А.</i> Процесс проектирования (разработки) продукции машиностроения по методам Тагути	16
<i>Аристов А.О.</i> Отводы для трубопроводов нефти и откачки воды, изготовленные методом индукционной гибки	19
<i>Аристов А.О.</i> Особенности механических свойств гибких насосно-компрессорных труб	22
<i>Ахметшина И.И.</i> Профилактика брака на предприятии на примере ПАО «Тюменские моторостроители»	25
<i>Бабагул, Б. С., Макашева, А.М.</i> Кластерно-ассоциатная модель температурной зависимости динамической вязкости, плотности и кинематической вязкости свинца	26
<i>Баранова В.Ю.</i> Метрология в сфере медицины и здравоохранения	31
<i>Бекарева О.В.</i> Повышение качества обработки на станках с ЧПУ	33
<i>Беликов С.С.</i> Углеродные нанотрубки	35
<i>Белопахов Е.В.</i> Электрохимическая защита. Анодная и катодная защита	37
<i>Вагина А.А., Новопашин Е.И.</i> Новейшие строительные материалы: «Аэрогель»	40
<i>Венедиктов А.Н., Воронин А.В., Коростелева Е.В.</i> Особенности механизма образования пересыщенных твердых растворов в электроосажденных сплавах	41
<i>Венедиктов А.Н., Курманова А.В.</i> Динамика распространения точечных дефектов в электроосажденных металлах	42
<i>Горяинова А.В.</i> Внедрение в производство программ-имитаторов станков с ЧПУ	43
<i>Григорашкина Е.О.</i> Влияние термической обработки на свойства титановых сплавов	45
<i>Джинджолава Д.Г., Завьялов А.А., Салтыков О.А.</i> Разработка беспилотного модульно транспортно – технологического комплекса	46
<i>Джинджолава Д.Г., Завьялов А.А., Салтыков О.А.</i> Перспективы использования БПЛА совместно с БМТТК	48
<i>Ефимова К.О.</i> Инструмент в качестве основного исполнительного органа машин	50
<i>Ефимова К.О.</i> Анализ выпуска металлорежущих станков современного машиностроения	52

<i>Ефимова К.О.</i> Анализ подобных по составу древесно-полимерному композиту материалов	55
<i>Камел Н. К., Исагулова Д. А.</i> Разработка математической модели процесса обжига	57
<i>Кокорин И.Н., Некрасов Р.Ю., Барбышев Б.В.</i> Повышение качества механической обработки и работоспособности режущего инструмента	63
<i>Колмакова В.А.</i> Интерпретация кривых восстановления уровня	64
<i>Кузнецов К.Д., Ужегов В.А., Васильев Д.В.</i> Влияние теплообмена на контактную поверхность инструмента и на стружкодробление	66
<i>Кузнецов К.Д.</i> Оптимальный парк станков на машиностроительных предприятиях	69
<i>Кузьмин М.С.</i> Оценка потребления энергии среднестатистического дома для определения мощности вырабатываемой энергии установки парового двигателя – генератора	71
<i>Кусков К.В.</i> Изучение влияния триботехнических составов на износостойкость стали 20Х13	73
<i>Логинова Е.В.</i> Стандарты серии iso 9000	74
<i>Лопухина А.А.</i> Проблемы возникновения аварий и сбойных ситуации на машиностроительных предприятиях	76
<i>Лосев Д.Я., Кокорин И.Н.</i> Анализ способов получения альтернативной энергии (Ветрогенераторы)	77
<i>Лубнина К.Д.</i> Графеновая лихорадка	80
<i>Лысова О.А.</i> Повреждения подшипников качения и их причины	83
<i>Лысова О.А.</i> Причины эксплуатационного разрушения подшипника из стали ШХ15	86
<i>Макашева А.М., Кадисова А.Т.</i> Кластерно-ассоциатная модель температурной зависимости динамической вязкости, плотности и кинематической вязкости индия	89
<i>Малеванная М.И., Антонова Д.А.</i> Исследование влияния температуры раствора сульфата алюминия на производственный цикл ЦСП	95
<i>Мальчихин Ю.А.</i> Использование прочных и легких металлов, и их сплавов в авиастроении	97
<i>Никитенко Я.Ф.</i> Разработка экструдера непрерывного действия	100
<i>Одинаева К.И.</i> Стандартизация и качество продукции	102
<i>Остапенко М.С., Попова М.А.</i> Качество продукции на машиностроительном предприятии	103
<i>Петрушина Е. А.</i> Целесообразность применения светодиодных ламп на производстве	105
<i>Позднякова В.В.</i> Анализ развития и способы решения проблем экономики машиностроения России	108
<i>Поспелов М.А.</i> Виды сварок, применяемые для соединения трубопроводов	110

<i>Рябкова Д.Э., Золотарева Е.В.</i> Исследование структуры и свойств стали 18ХГТ, используемой для изготовления крестовины карданного вала	112
<i>Салихов А.Д.</i> Титан – материал будущего	113
<i>Семёнова Ж. С., Гатауллина Л. У.</i> Чугуны. Свойства и применение	116
<i>Соколов Р.А., Муратов К.Р.</i> Моделирование воздействия одноосных сжимающих напряжений на образец круглого сечения	118
<i>Темпель Ю.А.</i> Способы повышения качества обрабатываемой поверхности детали на станках с ЧПУ	120
<i>Толмачева Е.К.</i> Исследование причин повреждения фланца сепарационной емкости	121
<i>Толмачева Е.К.</i> Металлографический анализ поврежденного фланца	124
<i>Толмачева Е.К.</i> Определение причин повреждения тарелкодержателя штока	126
<i>Третьяков В.С., Филин П. В., Барабанищикова А.Ю.</i> Анализ выбора сварочной проволоки для сварки магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов	129
<i>Тулбаева З.А.</i> Анализ используемых материалов при изготовлении кузова автомобиля	131
<i>Уалитов С.С., Золотарева Е.В.</i> Структура и свойства стали 15ХСНД, используемой в мостостроении	133
<i>Ужегов В.А., Кузнецов К.Д., Васильев Д.В.</i> Геометрия режущего инструмента, позволяющая дробить стружку при обработке жаропрочных материалов	135
<i>Фешин В.Д.</i> Интерпретация кривых восстановления уровня	140
<i>Филин П.В., Третьяков В.С., Барабанищикова А.Ю.</i> Влияние способа сварки на механические свойства наплавленного металла и зоны термического влияния	142
<i>Фролова Л.Е.</i> Параметризация в системах автоматизированного проектирования как метод сокращения сроков подготовки производства	144
<i>Худяков С.М.</i> Оптимизация производства путем создания реестра измерительных приборов	146
<i>Хызов А. А., Устинов Н.Н.</i> Влияние режимов лазерного оплавления на микротвердость зоны термического влияния в сталях У8А и Ст3	149
<i>Хызов А. А., Устинов Н.Н.</i> Исследование зоны термического влияния в сталях У8А и Ст3, возникающей в результате воздействия лазерного луча	151
<i>Чаугарова Л.З.</i> Оценка влияния напряженного состояния сталей на скорость коррозии	154
<i>Чаугарова Л.З.</i> Металлографический метод оценки коррозионных поражений	157
<i>Штонда П.С.</i> «Грибные» дома	159

ПРОБЛЕМЫ ПРОМЫШЛЕННОГО, ГРАЖДАНСКОГО И ДОРОЖНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА

<i>Баженов Д.С.</i> Контроль над ходом строительно-монтажных работ с помощью дронов	162
<i>Варачева И.В., Войнова Д.В.</i> BIM – технологии в планировании строительства	165
<i>Вахрушева А.Н., Глубоковских Е.А.</i> BIM-technology при организации строительства	167
<i>Власова А.С.</i> Строительный контроль	170
<i>Ганиченко Н.А.</i> Ввод объектов в эксплуатацию в соответствии с формами КС-11 и КС-14	173
<i>Гетьман А.С.</i> Пуско-наладочные работы	175
<i>Глухих Д.И., Клыков Р.Ф.</i> Прогрев бетона в зимних условиях. Влияние сечения жилы греющего провода и способа его подключения на технико-экономические параметры	179
<i>Гордаш В.А.</i> Организация работы строительного контроля	182
<i>Даубор А.Л., Куренева Е.В.</i> Применение BIM технологий в строительстве наружных инженерных сетей	186
<i>Джиджелова Д.М., Федина А.В.</i> Особенности организации строительного производства при реконструкции зданий и сооружений	188
<i>Деревнин Д.В.</i> Календарное планирование строительства	190
<i>Елисеева К.Э., Простакишина Д.А.</i> Обзор исследований в области изучения фундаментов сложной формы	194
<i>Еренчинов С.А., Моздор А.С., Устинова Ю.А.</i> Лабораторные исследования НДС металлической консольной балки двутаврового сечения	197
<i>Жилина А.В.</i> Экспертиза проектной документации	200
<i>Идиятуллина Э.Ф.</i> Организация работы строительного контроля	209
<i>Канюков А.В., Галинский А.А., Трифонов Д.Д.</i> Модернизация кольцевой лестницы резервуара вертикального стального для обеспечения безопасности персонала	212
<i>Козеева М.Е.</i> Календарный график производства работ на основании сметной трудоемкости	215
<i>Косов А.А.</i> Допуск саморегулируемой организации для заказчика	219
<i>Котельников Д.С.</i> Организация работы строительного контроля	223
<i>Котельников Д.С.</i> Ввод объектов в эксплуатацию	227
<i>Котельников Д.С.</i> Исполнительно-техническая документация на объекты	229
<i>Котова Е.А., Ермакова Ю.П.</i> Методы повышения организационно-технологической надежности строительного процесса	231
<i>Кропачева Ю.А.</i> К вопросу сдачи объектов капитального строительства в эксплуатацию	234

<i>Литвинов И.Е.</i> Организация управления строительными проектами	237
<i>Простакишина Д.А.</i> Обзор методик учёта физической нелинейности профилей элементов из ЛСТК	242
<i>Садыков Р.Р.</i> Организация проектно-изыскательских работ объектов нефтегазодобычи в части автоматизации технологических процессов	245
<i>Сендык И. В., Шунькова Д. В.</i> Изучение дефектов строительного камня на примере набережной города Тюмени	248
<i>Серебрякова С.Г., Чухлатый М.С.</i> Организация работы строительного контроля	251
<i>Серебрякова С.Г., Чухлатый М.С.</i> Организация работы авторского надзора	253
<i>Смирнов С.А.</i> Строительный контроль	256
<i>Шуплецов Р.А.,</i> К вопросу проведения строительного контроля в строительстве	258
<i>Ястремский Д.А., Абайдуллина Т.Н.</i> Сорбционная способность целлюлозного волокна	261

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

<i>Анаприенко Е.В., Дитковский К.С., Жукова Е.М.</i> Особенности интерференции скважин	265
<i>Андреев Н.В.</i> Организация пусконаладочных работ	266
<i>Аристов А.О.</i> Обоснование применения метода ГРП на Жуманском месторождении	271
<i>Арсан Ш.А.</i> 4D исследования для постоянного мониторинг и обновления геологическую и динамическую модели нефтегазовых месторождениях	273
<i>Арутюнян А.П.</i> Исследование эффективности геолого-технических мероприятий на Варягском месторождении	275
<i>Афанасьев И. В.</i> О применении цеолитовых добавок в облегченных тампонажных растворах	276
<i>Багаутдинов Д.Ф., Шакирова Ч.М.</i> Использование технологии многостадийного гидроразрыва пласта в России и за рубежом	279
<i>Баисов М. У.</i> Классификация проектных рисков в нефтегазовой отрасли	282
<i>Балин И.В.</i> Инициирование и проведение внутрислового горения в битуминозных сланцах	285
<i>Баранова А.А., Нестеров И.И., Дегтярев Д.С.</i> Ядерно-электронная теория формирования залежей углеводородного сырья	287
<i>Белов Д. А., Фишер Г. Ю.</i> Безлюдные нефтегазовые месторождения	290
<i>Белов Д. А., Фишер Г. Ю.</i> Обзор безлюдных нефтегазовых технологий	293

<i>Белослудцев И.А., Кузнецов А.В., Алейников А.В.</i> Анализ эффективности гтм на Суторминском месторождении	296
<i>Билинский К.В., Дарбазанов О.М.</i> Подготовка газа методом абсорбции	298
<i>Борисов А.А.</i> Обзор технологий для одновременно–раздельной закачки, применяемых на месторождениях Западной Сибири	301
<i>Брехов П.Я.</i> Разработка нефтяных месторождений на шельфе с насыпных островов. Преимущества, недостатки	303
<i>Булыгин Д.Е.</i> Обоснование расстояний между кустовыми добывающими скважинами на месторождениях Крайнего Севера	307
<i>Бурдеев П.Е.</i> Низкотемпературная сепарация газа	310
<i>Величкин И.А.</i> Организация строительного контроля на объектах нефтегазодобычи	311
<i>Вивдич К.В., Хайруллин А.А.</i> Анализ эффективности применения различных видов кислотных обработок	316
<i>Газдиев А.И.</i> Анализ эффективности грп на скважинах с боковым стволом на поточном месторождении	318
<i>Галеева А.А.</i> Влияние различных факторов на форму КВД	320
<i>Гуляев С.В.</i> Нестационарное заводнение с применением потокоотклоняющих составов	322
<i>Гартвик А.А., Кирсанов М.С.</i> Технология разрывных муфт ВРС	324
<i>Герцен А.В., Орехов Д.И., Бубнив С.Я.</i> Сравнительный анализ применения уэцн и газлифта на морских месторождениях (с легкой и средней нефтью)	327
<i>Грибок Н.С.</i> Анализ эффективности гидроразрыва пластов горизонта АС10-12 на Приобском месторождении	330
<i>Дорожкина М.А.</i> Анализ эффективности проведения многостадийного ГРП в горизонтальных скважинах	333
<i>Дроздов А.С.</i> Анализ эмпирических формул для определения коэффициента динамической вязкости нефти	335
<i>Евтеев С.А.</i> Классификация горизонтальных скважин по радиусу искривления	338
<i>Журавлева А.С.</i> Расчет объемного притока воды в залежь методом материального баланса	339
<i>Заводовский С.П., Петров Д.С., Прийменко С.В.,</i> Способы применения метанола	340
<i>Заводовский С.П., Петров Д.С., Прийменко С.В. Пляшко С.А.</i> Исследование газоконденсатной скважины без сжигания газа на факеле	342
<i>Зайнетдинов Ш.М., Кузьменкова П.Р.</i> Решение проблемы неэффективной закачки в скважины системы ППД на Малобалыкском месторождении	345
<i>Зенченко В.С., Степанчук К.О., Ярков Г.С.</i> Особенности разработки нефтяных месторождений Арктической зоны (на примере Русского и группы Мессояхских месторождений)	347

<i>Зенченко В.С, Хюинь Фам Конг Тхань</i> Арктический вектор Российско-Вьетнамского сотрудничества	350
<i>Зомарева Е.В., Чепало А.В.</i> Конструкция горизонтальных скважин, эксплуатируемых на объектах Крайнего месторождения	353
<i>Зубков А.О.</i> Разработка программы для расчета параметров процесса ГРП в газовых скважинах	355
<i>Зубкова К.Н.</i> Результаты расчета распределения температуры по стволу газовой скважины с учетом теплоизоляции	358
<i>Инякина Е.И., Шавалеева А.А., Томская В.Ф.</i> Влияние геологических особенностей залежи на выработку запасов нефти Красноленинского месторождения	361
<i>Инякина Е.И., Кузнецова Д.Р.</i> Анализ газоконденсатной характеристики в процессе разработки Неокомских отложений Уренгойского месторождения	364
<i>Келигов М.-Б. С.</i> Анализ механизированных способов добычи нефти на Уренгойском месторождении	366
<i>Келигов М.-Б. С.</i> Анализ результатов комплекса гис-контроль, оценка информативности комплекса Уренгойского	368
<i>Келигов М.-Б.С.</i> Геологические и технические условия вскрытия и опробования продуктивных пластов Уренгойского месторождения	370
<i>Кобелева П.В., Старшинов Л.С.</i> Математическая модель притока к открытому стволу горизонтальной нефтяной скважины	372
<i>Кондратьев Н. Ю., Вингоренко А.Н.</i> Базовые принципы построения интегрированной модели разрабатываемого месторождения углеводородов	374
<i>Короткая А.И.</i> Ретроспективный анализ добычи нефти на территории Гомельской области	377
<i>Косов Д.А., Баловацкая А.А.</i> Повышение эффективности подготовки скважинной продукции путем подбора деэмульгатора на УПСВ Южно-Киньяминского месторождения	380
<i>Кузнецов К. М.</i> Моделирование растепления многолетнемерзлых пород	383
<i>Курманчук Н.С.</i> Анализ проведения ГТМ на Урьевском месторождении	385
<i>Лесин В.С.</i> Повышение эффективности использования попутного нефтяного газа при разработке нефтяных месторождений	387
<i>Мазитов Р.Ф., Салихов Р.Ш.</i> Математическая модель интенсификации теплообмена при периодической адсорбции ПАВ и наночастиц	388
<i>Макаев Р.Р.</i> Анализ осложнений при строительстве скважин в зонах мерзлых пород	391
<i>Мартынов М.О.</i> Анализ методов повышения нефтеотдачи, применяемых на объектах с низкой проницаемостью	393

<i>Меженная Н.А.</i> Методы повышения продуктивности скважин на примере Восточно-Мессояхского месторождения	396
<i>Михайлов И.С.</i> Зависимость потерь давления в затрубном пространстве от длины бурильных труб	399
<i>Мясник А.В., Хайруллин, А.А., Кравченко Л.В.</i> Режимы течения в стволе горизонтальной скважины	401
<i>Насиров А.Р.</i> Особенности геологического строения Приобского нефтяного месторождения	403
<i>Новрузова З.Д.</i> Нефтегазоносные свиты в Азербайджане	406
<i>Нуртдинов Т.Р., Павлова А.А.</i> Газовые методы увеличения нефтеотдачи сложнопостороенных коллекторов	408
<i>Осиян Э.С.</i> Применение и исследование поверхностно-активных веществ (ПАВ) для воздействия на нефтяные пласты	410
<i>Остапенко А.А., Газдиев А.И.</i> Анализ эффективности применения технологии «гелий» при кислотной обработке призабойной зоны пласта на добывающем фонде скважин Локосовского месторождения	412
<i>Павельева О.Н.</i> Повышение надежности сооружения скважин предназначенных для добычи высоковязких нефтей	415
<i>Павельева О.Н.</i> Современные технологии и техника воздействия на залежи высоковязкой нефти и природных битумов	417
<i>Павлова А.А., Нуртдинов Т.Р.</i> Конструкция и технология бурения горизонтальной скважины	419
<i>Панов С.С.</i> Применение мультифазных винтовых насосов	421
<i>Паутов А.М.</i> Метод материального баланса при подсчете запасов газа	423
<i>Пашков А.О.</i> Восстановление продуктивности добывающих скважин с помощью кислотных составов серии «флаксокор» на Алинском нефтегазоконденсатном месторождении	426
<i>Пономарева Д. В.</i> Обоснование эффективных способов разработки сенон-туронских отложений на месторождениях Ямала	428
<i>Пуртов С.А., Саабесагр К., Янгиров Р.Р.</i> Исследование эффективности применения супердлинных парных горизонтальных скважин на месторождениях сверхвязкой нефти	430
<i>Пуртов С.А.</i> Исследование эффективности технологии пароциклических обработок пласта через горизонтальные скважины в зависимости от геологических условий, объемов закачки и параметров пара	433
<i>Рогов Д.С., Коркишко А.Н.</i> Анализ опасности и работоспособности законченных строительством объектов. Методика HAZOP	435
<i>Рожкова О.В., Картоев М.Ю.</i> Добавки к тампонажным растворам для цементирования скважин с повышенными пластовыми давлениями и температурами	439
<i>Саабесагр К.</i> Критерий выбора скважин для проведения ГРП по технологии NIWAY	443

<i>Салихов Р.Ш., Мазитов Р.Ф.</i> Исследование структуры адсорбционных слоев поверхностно-активных веществ на поверхности твердого тела	445
<i>Серебрякова С.Г., Чухлатый М.С.</i> К вопросу организации проведения пусконаладочных работ	448
<i>Серёдкин В.В.</i> Оптимизация процесса многостадийного грп с использованием селективного (чашечного) пакера на Западно-Эпасском месторождении	451
<i>Спасич В.</i> Зависимость эффективности тепловых процессов от пористости (основываясь на разработку месторождений высоковязких нефтей)	453
<i>Старшинов Л.С., Кобелева П.В.</i> Методика расчета закачки и отбора газа в подземное хранилище линейного типа	455
<i>Тагиров А. С.</i> Анализ напряженно-деформированного состояния горных пород при вскрытии пластов на Приразломном месторождении горизонтальными скважинами	458
<i>Теофилус Аде -Заки</i> Структура многофункционального пилотного энергоблока для добычи нефти на шельфах	460
<i>Уткин Н.П.</i> Применение потокоотклоняющих технологий на основе физико-химических методов на Кальчинском месторождении	464
<i>Уфимцева М.Н.</i> Обоснование технологии заводнения для воздействия на пласт	467
<i>Уфимцева М.Н.</i> Оптимизация режимов работы скважин	469
<i>Уфимцева М.Н.</i> Проблема выработки трудноизвлекаемых запасов нефти	470
<i>Ушакова А.В., Мурашин К.О., Флоря Г.И.</i> Обоснование применения скважин горизонтального профиля на газовых месторождениях Западной Сибири	472
<i>Фишер Г. Ю., Фишер Н. С.</i> Разработка программного обеспечения по управлению технологическим процессом производства жидких синтетических углеводородных продуктов на газовом месторождении	475
<i>Хабибуллин Л.Р.</i> Обоснование агентов воздействия на пласты и способы поддержания пластового давления на уренгойском месторождении	477
<i>Цилибин В.В.</i> Разработка технологии предотвращения притока пластовых вод в нефтяной скважине	479
<i>Челпанов Д.А.</i> Стоимостной инжиниринг	481
<i>Чепало А.В., Зомарева Е.В.</i> Тезисы к магистерской диссертации на тему: «Анализ эффективности забуривания боковых стволов скважин на объектах Крайнего месторождения»	486
<i>Чубаков Е.С.</i> Перспективные технологии вовлечения в разработку Баженовской свиты	488

<i>Чублов С. А.</i> Численное моделирование нелинейной фильтрации в низкопроницаемых коллекторах	489
<i>Шевчук К. А.</i> Качество природного газа	491
<i>Шендерук М.В., Щербаченя А.С.</i> Методы решения проблем эксплуатации газовых скважин на завершающей стадии разработки	493
<i>Шульгин П.А.</i> Анализ результатов гидродинамических исследований с использованием трехмерного моделирования	496
<i>Щипанов П.А.</i> Разработка бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения в сложных геокриологических условиях	499
<i>Яковлев А.Е., Секачѳв А.Ф.</i> Воздействие СВЧ – излучения на углеводороды для изменения реологических свойств	503
<i>Янгиров Р.Р.</i> Исследования процессов закачки воздуха в пласт для повышения нефтеотдачи	508

УДК69

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ РЕЖИМОВ СУШКИ
НА МЕХАНИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ
ЦЕМЕНТНО-СТРУЖЕЧНЫХ ПЛИТ**

Антонова Д.А., Малеванная М.И., Максимов Л.И.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Цементно-стружечная плита (ЦСП) – современный композиционный строительный материал с неметаллической матрицей, применяющийся для отделки различных поверхностей и защиты от внешнего воздействия. В качестве связующего элемента (неметаллической матрицы) выступает цемент, а упрочнителем является древесная стружка, имеющая размеры порядка 0,2-0,4 мм по толщине и 24-32 мм по длине. Физико-механические свойства ЦСП зависят от состава компонентов, их количественного соотношения, величины связи между ними, параметров формования и сушки.

Производство ЦСП представляет собой многоэтапный процесс, каждый этап которого требует определенных временных затрат и контроля за соблюдением технологии. Одним из этапов является сушка полуфабриката перед распилом. Сушка полуфабриката (ПФ) состоит в выдержке сформованной и спрессованной плиты при определенных температуре и влажности. Данный процесс является самым длительным при производстве ЦСП и оказывает значительное влияние на затвердевание цемента, образование цементно – стружечной связи. Сокращение времени выдержки ПФ позволило бы увеличить объемы и оборот готовой продукции.

Механические показатели ЦСП регулируются ГОСТ 26816-2016 Плиты цементно-стружечные. Технические условия. Требования по свойствам готовой плиты для марок ЦСП-1 и ЦСП-2 приведены в таблице 1. [1]

В качестве эксперимента на базе лаборатории ООО «ЦСП» п.Винзили были проведены следующие режимы сушки полуфабриката:

1. Выдержка плиты на складе созревания;
2. Выдержка плиты, укрытой полиэтиленовой пленкой, на складе созревания;
3. Выдержка плиты в лаборатории вблизи радиатора отопления;
4. Выдержка плиты, укрытой полиэтиленовой пленкой, в лаборатории вблизи радиатора отопления;
5. Выдержка плиты на складе созревания + камера акклиматизации.

Таблица 1 – Механические показатели плит

Наименование показателя	Значение для плиты марки	
	ЦСП-1	ЦСП-2
Плотность, кг/м	От 1100 до 1400	
Влажность, %	От 6 до 12	
Разбухание по толщине за 24 ч, %, не более	1,5	
Водопоглощение за 24 ч, %, не более	16	
Предел прочности при изгибе, МПа, не менее для плиты толщиной, мм:		
до 12,0	12,0	9,0
от 12,0 включ. до 15,0	10,0	8,0
" 15,0 " до 19,0	10,0	8,0
" 19,0 "	9,0	7,0
Предел прочности при растяжении перпендикулярно пласти плиты, МПа, не менее	0,50	0,35

В летнее время года температура окружающей среды высока, что снижает относительную влажность воздуха и высушивает плиту до того, как цемент наберет необходимую прочность. Во избежание этого, каркасы полуфабриката укрывают полиэтиленовой пленкой для сохранения влаги, необходимой для гидратации цемента. Подробное описание режимов сушки представлено в таблице 2.

Таблица 2 – Режимы сушки полуфабриката

№ п/п	Режим сушки	Время выдержи, дн.	Температура, °С	Влажность воздуха, %
1	Открытый на складе	11	25-31	51-61
2	Укрытый на складе	11	34*	80*
3	Открытый в лаборатории	11	27-34	35-54
4	Укрытый в лаборатории	11	38*	76*
5	Открытый на складе +камера акклиматизации	15+14 час. в камере	25-31+36 в камере	51-61+54 в камере

*- Замеры проводились единожды на второй день сушки для поддержания однородных параметров.

Изменения температуры на время проведения эксперимента обусловлены протеканием химической реакции (выделением тепла) при затвердевании цемента и образовании цементно-стружечной связи, а также изменениями температуры окружающей среды (для склада созревания) (рисунок 1).

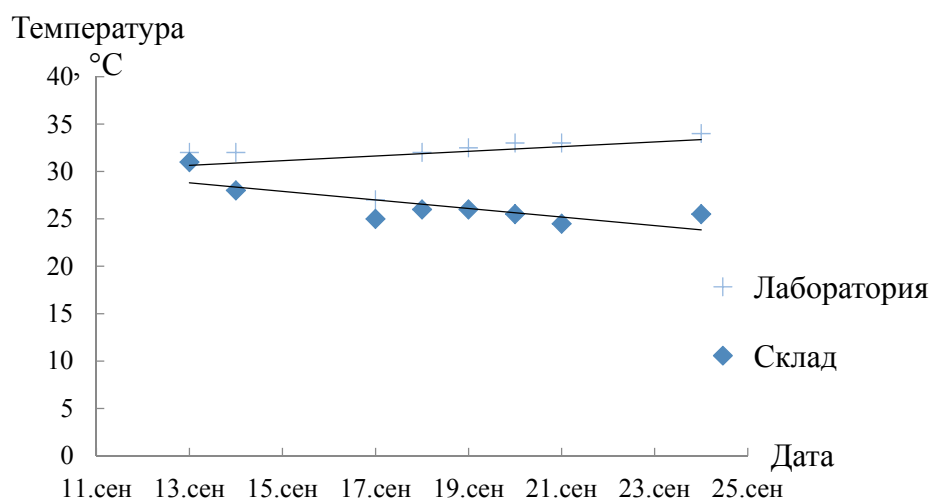


Рисунок 1 – Температурные изменения на период проведения эксперимента

Механические показатели плиты, полученные в результате выбранных режимов сушки представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Механические свойства плиты

№ п/п	Режим сушки	Плотность, кг/м	Влажность, %	Разбухание по толщине за 24 ч, %	Водопоглощение за 24 ч, %	Предел прочности при изгибе
	Полуфабрикат	1423	21,4	-	-	9,5
1	Открытый на складе	1331	14,56	0,52	16,23	11,6
2	Укрытый на складе	1441	16,09	0	7,21	10,5
3	Открытый в лаборатории	1300	6,74	2,19	21,46	13,9
4	Укрытый в лаборатории	1335	15,35	1,12	13,59	11,3
5	Открытый на складе +камера акклиматизации	1380	9,37	0,28	9,79	12,2

Список использованных источников

1. Наназашвили, И. Х. Строительные материалы из древесно-цементной композиции / И. Х. Наназашвили. - 2-е изд., перераб. и доп. — Ленинград: Стройиздат, 1990. - 415 с: ил.
2. ГОСТ 26816-2016. Плиты цементно-стружечные. Технические условия.- Москва: Стандартинформ, 2016

Научный руководитель: Нассонов В.В., доцент, к.т.н.

**ПРОЦЕСС ПРОЕКТИРОВАНИЯ (РАЗРАБОТКИ) ПРОДУКЦИИ
МАШИНОСТРОЕНИЯ ПО МЕТОДАМ ТАГУТИ***Ануфриева Я.А., Темпель О.А.,**Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Результат деятельности предприятий машиностроения является основой для различных отраслей, который позволяет реализовывать новые технологии в производстве товаров и услуг, и, несомненно, влиять на научно-технический уровень страны. В связи с этим обеспечение и повышение качества изделий машиностроения является одной из главных задач и приоритетных направлений предприятий данной отрасли. Решение поставленной задачи решается путем контроля и управления качеством продукции с использованием различных методов и принципов. Причем, при крупносерийном и массовом типах производства широкое распространение нашли статистические методы контроля качества, поскольку позволяют значительно сократить трудоемкость данного процесса.

Изучением статистических методов в области управления качеством, их внедрением и применением в разных сферах деятельности человека, а также особенностями их реализации в рамках развития менеджмента качества, занимались различные ученые. Среди зарубежных авторов можно выделить Шиллинга, Нейбауера, Шухарта, Джурана, Доджа, Ноймана, Пирсона, Фишера, Монтгомери, Исикаву, Тагути, Кумэ, Доггета, среди русскоязычных – Кузьмина, Ефимова, Аронова, Николаеву, Ушакова, Пономарева, Мищенко и других [1].

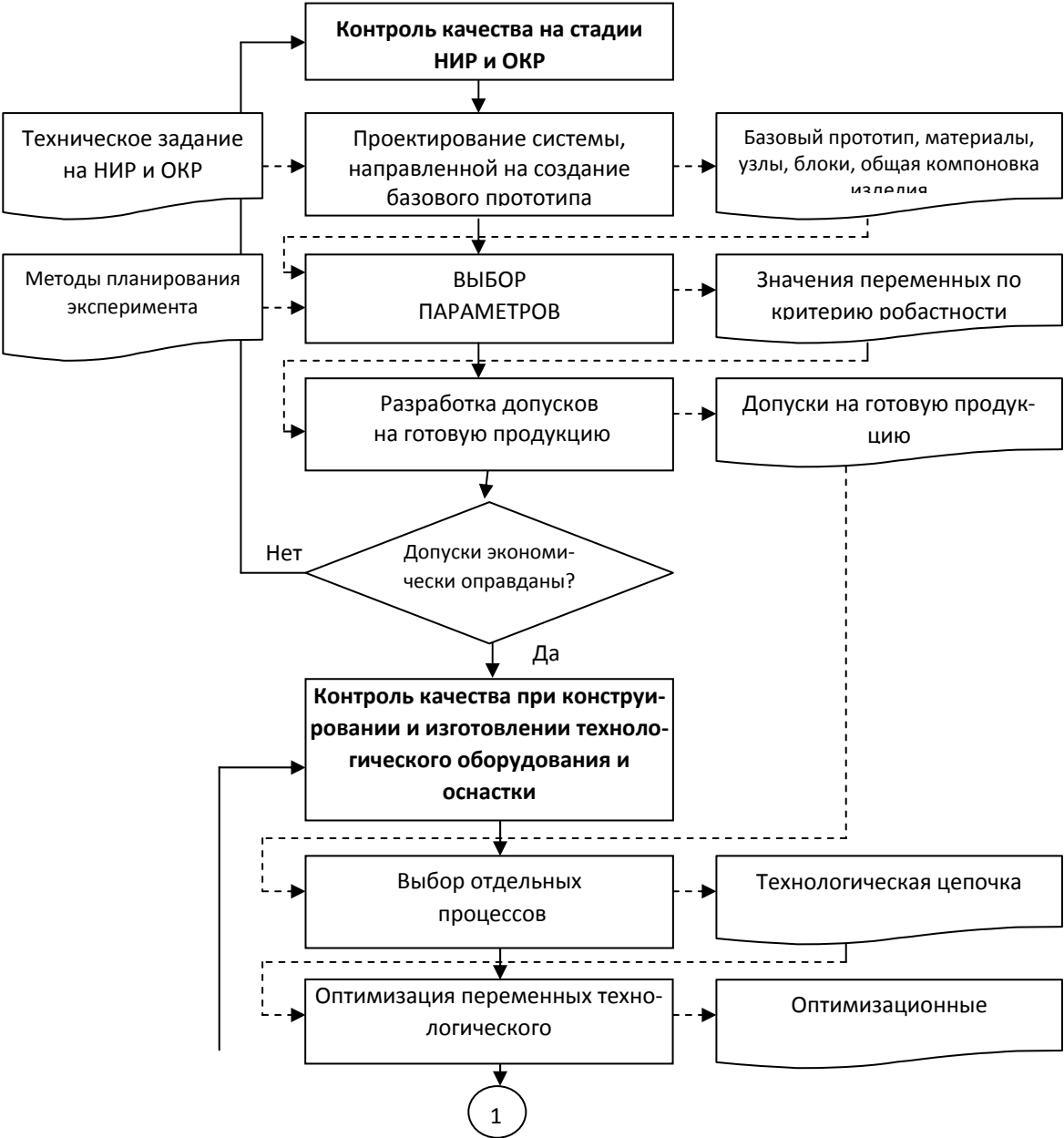
Огромный вклад в данном направлении внес Генити Тагути, развивающий идеи математической статистики, которые были связаны, главным образом, с методами планирования и организации эксперимента и контроля качества. Г. Тагути – первый, кто рассматривал математическую зависимость экономических затрат и качества, введя термин функции потерь качества.

Заслуга Г. Тагути также в том, что он сумел найти сравнительно простые аргументы и приемы, которые сделали робастное планирование эксперимента в области обеспечения качества реальностью [1].

Концепция Г. Тагути заключается в разделении жизненного цикла продукции на два этапа. В первом этапе рассматривается все, что предшествует началу серийного производства. Во втором этапе –серийное производство и эксплуатация. В отличие от принятого подхода, предусматривающего контроль качества главным образом на втором этапе, а точнее - в условиях серийного производства. Тагути, считает, что основы качества закладываются в начале жизненного цикла продукции. В связи с этим главное в исследовании проблем качества переносится на первый этап жизненного цикла продукции. Подобный подход позволяет постро-

ить работы на данном этапе таким образом, чтобы значения характеристики продукции были в наименьшей степени подвержены разбросу за счет несовершенства технологии, неоднородности сырья, вариации условий окружающей среды и других помех, неизбежных в производстве и эксплуатации.

Процесс проектирования (разработки) по методам Тагути складывается из трех этапов: контроль качества на стадии научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ; контроль качества при конструировании и изготовлении технологического оборудования и оснастки; текущий контроль качества в ходе производственного процесса. Наиболее наглядно данный процесс в виде алгоритма определенных действий представлен на рисунке 1 [2].



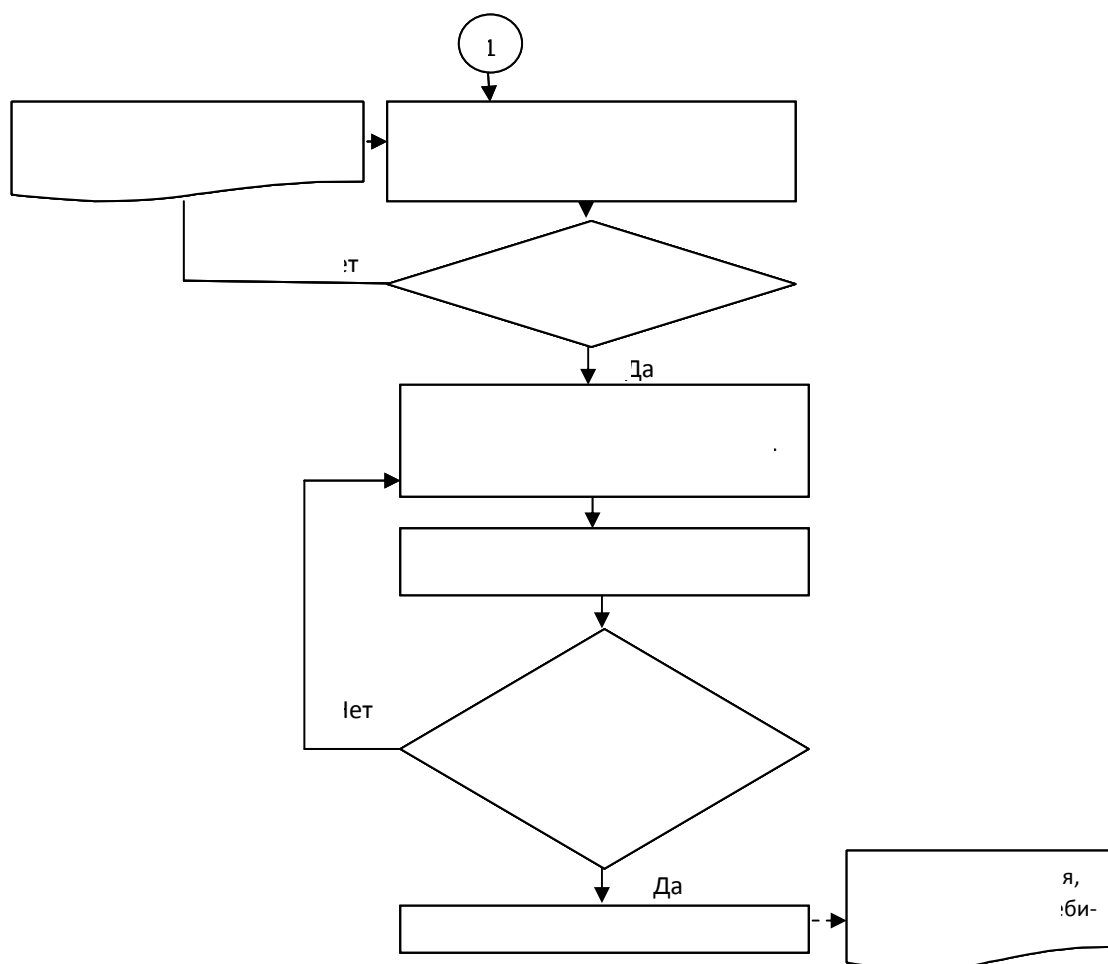


Рисунок 1 – Алгоритм проектирования продукции в соответствии с подходом Г. Тагути, где>- входная и выходная информация для реализации этапа; —>- последовательность действия

Таким образом, поскольку современная рыночная экономика предъявляет новые требования к свойствам выпускаемых изделий и их качеству, соответственно, то его повышение играет огромную роль в успехе предприятий в условиях рынка, темпах технического прогресса, внедрении инноваций, экономии всех видов ресурсов, имеющихся на предприятии, а значительно повысить результативность и эффективность производственных процессов позволяет использование методов Г. Тагути при проектировании и реализации продукции машиностроения.

Список использованных источников

1. Соколашвили, З. С. Статистические методы управления качеством: история развития / З. С. Соколашвили, В. П. Часовских, М. П. Воронов // Научное образование. Экономические науки, 2016. – № 4. – С. 64-72.
2. Статистические методы анализа и управления качеством [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.metrologie.ru/qualitymanagement.htm> (дата обращения: 20.09.2018)

Научный руководитель: Темпель Ю.А., ассистент

УДК 672.1; 620.18; 620.17; 622

ОТВОДЫ ДЛЯ ТРУБОПРОВОДОВ НЕФТИ И ОТКАЧКИ ВОДЫ, ИЗГОТОВЛЕННЫЕ МЕТОДОМ ИНДУКЦИОННОЙ ГИБКИ

Аристов А.О.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Отводы - один из основных элементов современных трубопроводов, - применяемых для транспортировки газа, нефти, отвода технологических жидкостей при добыче и транспорте, изготавливаются из трубных заготовок ферритных, феррито-перлитных и коррозионностойких аустенитных сталей, характеризуются следующими параметрами, указанными на рисунке 1: диаметр трубы, радиус изгиба, размеры А и В (строительные длины, учитывающие габариты, определяемые при проектировании трубопровода), а также уголгиба. [1]

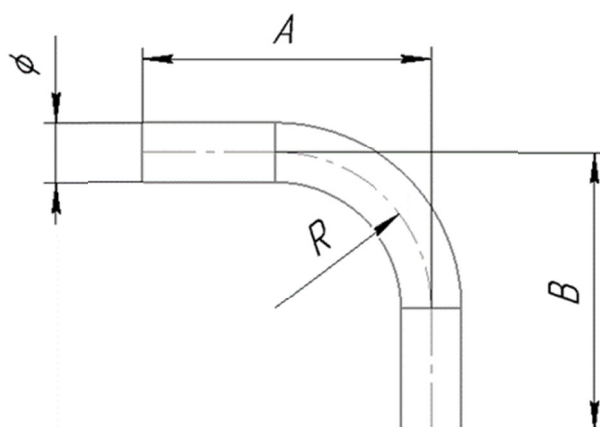


Рисунок 1 – Эскиз отвода гнутого

Цельные отводы (без использования сварочных работ) изготавливаются следующими методами.

Холодная гибка осуществляется в специализированных станах, где исходная труба изгибается под воздействием приложенной к подвижному ролику механической нагрузки. Данный метод широко используется, однако имеет ряд ограничений. К ним можно отнести малые диаметры изгибаемых труб, высокий уровень остаточных напряжений, а также большой уровень овальности изогнутой части [5]. Для уменьшения последнего фактора используют различные дорны, распорки, твердые смазки.

Штамповка используется применяется после нагрева трубной заготовки в печи с помощью пресса и специализированной оснастки. К плюсам метода можно отнести минимальную овальность гнутой части, основными минусами можно назвать окалинообразование и ограниченность размеров параметрами используемой оснастки.

Индукционная гибка представляет собой непрерывно-последовательный изгиб при местном нагреве трубы в месте деформации.

Под действием механической нагрузки, приложенной к исходной трубе, в нагретой индуктором зоне образуется изгиб. При толкании трубы сквозь индуктор зона нагрева перемещается, после индуктора происходит охлаждение охлаждающими средами (вода, масло, воздух, полимерная среда) с помощью спреера. Зона нагрева, и, соответственно, гибки узкая, а соседние холодные участки препятствуют образованию овальности при изгибе. Температура нагрева зависит от марки материала трубы, уменьшает гибочные напряжения в 5-8 раз по сравнению с холодной гибкой, а также полностью исключает образование остаточных напряжений. Схема гибки и гибочный станок показаны на рисунке 2. [2]

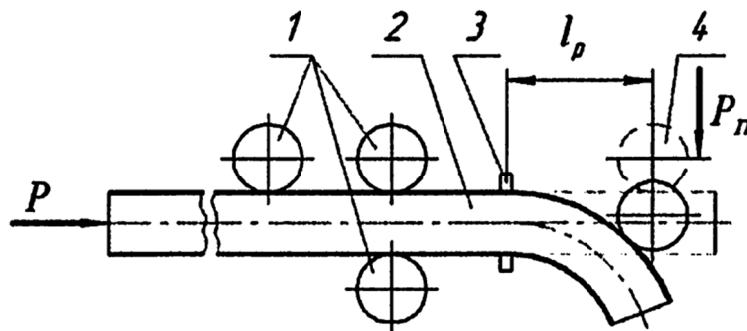


Рисунок 2 – Схема индукционной гибки трубы:
1 – направляющие ролики; 2 – изгибаемая труба; 3 – индуктор 4 – водило [3]

В данной работе остановимся более подробно на индукционной гибке, рассмотрим данный процесс с точки зрения материаловедения, рассмотрим процессы, происходящие в структуре металла в зоне гiba.

Особенностью индукционного нагрева металлов является локальное генерирование тепловой энергии в области, расположенной непосредственно под индуктором, в сочетании с приложенными деформирующими напряжениями эта особенность вносит коррективы в традиционные теории термической обработки металлов. Основным отличием от нагрева металла в печи индукционная гибка характеризуется высокой скоростью нарастания температуры - от нескольких секунд до долей секунды. При таких скоростях кинетика превращений значительно изменяется, использование традиционной диаграммы железо-углерод для прогнозирования получающихся структур, и, соответственно, уровня механических свойств, не представляется возможным.

При таком типе нагрева генерируемое индуктором тепло располагается непосредственно в поверхностных областях обрабатываемого изделия, поэтому, для увеличения проницаемости образуемых токов в стенку изгибаемой трубы необходимо увеличивать мощность, что, в свою очередь, увеличивает скорость нагрева очередных участков металла при толкании трубы. Увеличение скорости металла вызывает ускорение образования из феррита аустенита в структуре металла. [4]

Стоит обратить внимание на то, что максимально возможной для генерации температурой в изгибаемой трубе является 1000°C (1100°C). Данная температура обусловлена негативным воздействием распространяемого лучевым методом тепла на рабочие узлы стана, дальнейшее повышение ее уровня может привести к испарению и возгоранию смазки механизмов, разрушению спаев индуктора. Таким образом, полученная температура недостаточна для полной аустенизации металла низкоуглеродистых марок сталей, применяемых для изготовления трубопроводов, а быстрое охлаждение, чаще всего, водой приводит к образованию закалочных структур в объемах, претерпевших аустенитное превращение. Обобщенно, без учета воздействия сжимающих и растягивающих напряжений, можно сказать, что металл подвергается неполной закалке.

Требования к технологическим трубопроводам и трубопроводам транспортировки устанавливают изотропность механических свойств на всем протяжении данной металлоконструкции, в том числе и отводов, поэтому при их изготовлении необходимо «не испортить» изначально годную трубу, аналогичную трубам трубопровода. Это условие можно достичь только при получении заданного объема закалочных структур, незначительно влияющих на исходные механические свойства, достигаемой определением критической температуры для каждой марки стали. В сочетании с разупрочняющим воздействием температуры на исходную структуру, а также воздействующих напряжений [4], работа по подбору критической температуры подчеркивает уникальность специалистов, обслуживающих трубогибочный станок.

Напряжения, воздействующие на материал, также оказывают влияние на уровень свойств [4]. Исходная труба, вне зависимости от технологии ее получения – горячедеформированная или сварная из прокатанного листа, характеризуется вытянутыми кристаллами в направлении проката. При изгибающей деформации в металле трубы по внутреннему радиусу отвода образуются сжимающие напряжения, по внешнему радиусу – растягивающие, что приводит к падению уровня предела текучести по внутреннему, падению уровня относительного удлинения по внешнему. При эксплуатации отвода при постоянном давлении рабочей жидкости данные характеристики играют значительную роль.

Качество изготовленного методом индукционной гибки отвода подтверждается комплексом механических и коррозионных испытаний. Объем испытаний зависит от условий, в которых эксплуатируется изготовленное изделие. Так, например, в районах крайнего севера, стабильность свойств должна быть обеспечена до температуры эксплуатации -60°C , в центральных регионах -40°C [5].

В общем случае для контроля качества изготовленного изделия проводятся следующие испытания:

- контроль толщины на прямых участках, внутреннем и внешнем радиусе;

- контроль твердости на прямых участках, внутреннем и внешнем радиусе;
- испытания на растяжение при комнатной и пониженной (до температуры эксплуатации) на цилиндрических и плоских образцах;
- испытания на ударную вязкость при комнатной и пониженной температуре;
- гидравлические испытания при уровне давления в 1.5 раза от рабочего;
- ультразвуковой контроль на отсутствие трещин и расслоений в гнутой части;
- контроль проникающими веществами (люминесцентный, капиллярный) на торцах отвода для обеспечения качества сварных соединений в трубопроводе
- скорость коррозии по методикам, определяемым в зависимости от транспортируемых жидкостей.

Список использованной литературы

1. Производство гнутых отводов [Электронный ресурс]. - URL: <http://www.sm2000.ru/proizvodstvo> (Дата обращения 15.09.2018).
2. Никитин, В. А. Проектирование станков холодной и горячей гибки труб / В. А. Никитин. - Санкт-Петербург: ООО "ЦТСС", 2011 – 87 с.
3. Мошнин, Е. Н. Гибочные и правильные машины / Е. Н. Мошнин. - Москва, 1956. - 250 с.
4. Головин, Г. Ф. Технология термической обработки металлов с применением индукционного нагрева / Г. Ф. Головин. - Ленинград: Машиностроение, 1990 - 87 с.
5. Дмитриева, В. Ф. Физика: учебное пособие для техникумов / В. Ф. Дмитриева; Под ред. В. Л. Прокофьева. – 4-е изд., стер. – Москва: Высшая школа, 2001. – 527 с.

УДК 67.017; 622.2

ОСОБЕННОСТИ МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГИБКИХ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ

Аристов А.О.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В нефтегазовой отрасли активно используются насосно-компрессорные трубы (НКТ). Их используют для извлечения флюидов из скважины, а также для нагнетания воды, сжатого газа или воздуха. Иногда они применяются при проведении работ по капитальному и текущему ремонту скважин.

В настоящее время всё чаще применяется технология колтюбинга, основанная на использовании гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ). Использование ГНКТ очень перспективное и развивающееся направление нефтегазовой отрасли. За последние 10 лет ежегодное количество скважинных операций, выполняемых с ГНКТ, увеличилось на 80%. [1]

Колтюбинг широко используется в технологических, а также ремонтно-восстановительных работах, производимых на газовых, нефтяных и газоконденсатных скважинах. Операции, выполняемые с помощью ГНКТ:

- Бурение
- Каротаж и перфорация
- Гидроразрыв пласта
- Промывка забоя
- Работа с пакерами
- Борьба с песком
- Повторное цементирование
- Обработка ПЗП (призабойной зоны пласта)
- ГНКТ как выкидная линия
- Ловильные работы
- Стимулирование
- Ликвидация парафиновых пробок
- Вытеснение жидкостей [2]

Главные преимущества использования ГНКТ по сравнению с традиционными методами является экономичность, повышенная эффективность, экологичность, а также сокращение времени на выполнение операций.

Основные материалы из которых производят ГНКТ – специализированные, низколегированные стали с высокой пластичностью и прочностью. Высокая пластичность необходима так как сталь подвергается частым изгибам, при которых может произойти пластическая деформация и дальнейшее разрушение стали. За счёт высокой прочности трубы можно эксплуатировать при большом давлении, необходимом в некоторых видах работ.

Стальные ГНКТ должны соответствовать стандарту API 5 ST в котором указаны минимальные химические требования, представленные в таблице 1, также указаны требования к прочности и пределу текучести труб для разных сортов, представленные в таблице 2. [3]

Таблица 1 – Химические требования (массовая доля, %)

Сорт	Углерод (макс.)	Марганец (макс.)	Фосфор (макс.)	Сера (макс.)	Кремний (макс.)
СТ70	0.16	1.20	0.025	0.005	0.50
СТ80	0.16	1.20	0.025	0.005	0.50
СТ90	0.16	1.20	0.025	0.005	0.50
СТ100	0.16	1.65	0.025	0.005	0.50
СТ110	0.16	1.65	0.025	0.005	0.50

Таблица 2 – Требования к прочности и пределу текучести

Сорт	Минимальный предел текучести	Максимальный предел текучести	Минимальная прочность на растяжение	Максимальная твердость
	МПа	МПа	МПа	HRC
СТ70	483	552	552	22
СТ80	551	620	607	22
СТ90	620	689	669	22
СТ100	689		758	28
СТ110	758		793	30

В настоящее время на территории России не производят сталь, которая будет соответствовать одновременно данным химическим требованиям и требованиям к механическим свойствам. Это является проблемой полного импортозамещения в области колтюбинговой технологий, так как в декабре 2017 года в России открылся первый завод по производству гибких насосно-компрессорных труб «ESTM» и из-за отсутствия отечественного сырья надлежащего качества завод вынужден закупать импортную сталь.

Так как колтюбинговая технология активно развивается и находит всё большее применение, создание отечественных аналогов стали используемой для производства ГНКТ поможет избавиться от потребности в импортном сырье и как следствие российские нефтегазодобывающие компании использующие технологию колтюбинга не будут в данном вопросе зависеть от других стран.

Список использованных источников

1. Колтюбинг «madeinRussia»: то, что мы так давно ждали [Электронный ресурс]. - URL: <https://neftegaz.ru/analysis/view/8614-Koltyubing-made-in-Russia-to-chto-my-tak-davno-zhdali> (Дата обращения: 18.09.2018).
2. Колтюбинговые технологии - справочник специалиста. - URL: <http://www.cttimes.org/technology/koltyubingovye-tehlonogii-spravochnik-spetsialista> (Дата обращения: 18.09.2018).
3. Родерик, К. Стэнли Технические требования API (5 ST) при производстве колтюбинга [Текст] / К. Родерик // Coiledtubingtimes. – 2010. - № 6 (34). – С. 66-78.

ПРОФИЛАКТИКА БРАКА НА ПРЕДПРИЯТИИ НА ПРИМЕРЕ ПАО «ТЮМЕНСКИЕ МОТОРОСТРОИТЕЛИ»

Ахметшина И.И.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Система профилактики брака на предприятии очень важный процесс на каждом производстве, так как она предусматривает профилактику брака, как на стадии производства, так и непосредственно в производстве.

Данная тема носит актуальный характер. Каждый производитель заинтересован в отлаженной системе профилактики брака, минимизации затрат на брак. Так как сейчас рынок диктует жесткие условия: если продукция некачественная, производитель не сможет ее продать.

Объектом данного исследования является Публичное акционерное общество Тюменские моторостроители (ПАО «ТМ»).

Был рассмотрен акт брака за 2018 год ПАО «ТМ» в котором было выявлено, что огромное количество спрямляющих лопаток для газотурбинного двигателя, поставляемых Уфимским моторостроительным производственным объединением (ОДК-УМПО), бракуется, в следствии отправляется обратно к поставщику для замены на спрямляющие лопатки надлежащего качества. Данный процесс за 2016-2018годы повторялся неоднократно. Из этого можно сделать вывод, что главной проблемой является недобросовестность поставщиков.

В ходе исследования с сопутствующей документацией обнаружено, что на предприятии ПАО «ТМ» имеется оборудование для изготовления спрямляющих лопаток газотурбинных двигателей (ГТД) и квалифицированные рабочие. Исходя из этого, можно сделать вывод, что ПАО «ТМ» могут заняться самостоятельным выпуском спрямляющих лопаток.

В качестве примера для наглядного расчета экономической эффективности от изготовления лопаток на предприятии ПАО «ТМ» были взяты спрямляющие лопатки 1 и 5 ступени двигателя ДГ90. Так же хочется отметить, что в год ПАО «ТМ» ремонтирует примерно 25 ДГ90.

В данной таблице представлено сравнение затрат от самостоятельного изготовления спрямляющих лопаток 1 и 5 ступени для 25-ти ДГ90 и затрат на заказ лопаток у поставщика «ОДК-УМПО».

Таблица 1 – Сравнение затрат от самостоятельного изготовления

Стоимость заготовок на изготовления спрямляющей лопатки 1 ступени для 25-ти ДГ90, руб.	Стоимость заготовок на изготовления спрямляющей лопатки 5 ступени для 25-ти ДГ90, руб.	Трудозатраты, руб.	Стоимость спрямляющих лопаток 1 и 5 ступени для 25-ти ДГ90 под заказ у «ОДК-УМПО»
101880	84105	181680	1950000
ИТОГО, руб.		367665	

Исходя из данных предыдущей таблицы, была рассчитана экономическая эффективность предложенного мероприятия и сделан вывод, что для ПАО «Тюменские моторостроители» целесообразно самостоятельное производство спрямляющих лопаток 1 и 5 ступени для ДГ90, т.к. это на 1 182 335 руб. (76,28%) эффективнее, чем заказ данных лопаток у Поставщика «ОДК-УМПО».

УДК 66.017:669.4

КЛАСТЕРНО-АССОЦИАТНАЯ МОДЕЛЬ ТЕМПЕРАТУРНОЙ ЗАВИСИМОСТИ ДИНАМИЧЕСКОЙ ВЯЗКОСТИ, ПЛОТНОСТИ И КИНЕМАТИЧЕСКОЙ ВЯЗКОСТИ СВИНЦА

Бабагул Б. С., Макашева А.М.,

Карагандинский государственный технический университет, г. Караганда

Ключевые слова: концепция хаотизированных частиц, распределение Больцмана, ван-дер-ваальсовое притяжение, динамическая вязкость, плотность, кинематическая вязкость, реперные точки, диапазон жидкого состояния, степень ассоциации кластеров, кластерно-ассоциатная модель

Введение

Авторами монографии [1] были разработаны новые зависимости вязкости от температуры в полном диапазоне жидкого состояния для свинца, основанные на концепции хаотизированных частиц. Согласно этой концепции, в соответствии с фундаментальным распределением Больцмана, вязкое течение рассматривается как разрушение ассоциатов путем преодоления сил ван-дер-ваальсового притяжения между кластерами, что в принципе не противоречит существующим представлениям о вязком течении и подчиняется данной зависимости:

$$\eta = \eta_1 (T_1/T)^{a_2 (T_2/T)^b}, \quad (1)$$

где η_1 – реперная точка динамической вязкости при соответствующей температуре T_1 (К); a – степень ассоциации кластеров, b – мера понижения степени ассоциации кластеров.

Для идентификации показателей a и b необходимо иметь вторую и третью реперные точки η_2, T_2, η_3, T_3

$$a = a_2 (T_2/T)^b, \quad (2)$$

$$a_2 = \frac{\ln(\eta_2/\eta_1)}{\ln(T_1/T_2)}, \quad (3)$$

$$a_3 = \frac{\ln(\eta_3/\eta_1)}{\ln(T_1/T_3)}, \quad (4)$$

$$b = \frac{\ln(a_3/a_2)}{\ln(T_2/T_3)}. \quad (5)$$

Реперные точки целесообразно выбирать соответственно в начале, середине и в конце экспериментального массива η_i, T_i . В этом случае можно, не обрабатывая весь экспериментальный массив, ограничиться расчетом a_2, a_3 и b с дальнейшим введением необходимых величин в модель (1) и вычислением η для сопоставления со всеми экспериментальными значениями по коэффициенту корреляции.

В качестве примера адекватного отображения динамической вязкости кластерно-ассоциатной модели проведём анализ данных по свинцу, которое достаточно широко применяется в химической промышленности, медицине, электронике, военной промышленности, энергетической промышленности и так далее.

Проверка адекватности кластерно-ассоциатной модели динамической вязкости свинца

В справочнике [2] приведены данные, имеющиеся для достаточно полного диапазона жидкого состояния, простирающегося далеко за точку кипения при атмосферном давлении, почти до критической точки.

По свинцу в [2] прямых данных по динамической вязкости не приводится, а расчетное уравнение из работы [3] требует знание удельного объема. В справочнике [4] содержится сводка значений динамической вязкости, из которой выбраны три реперные точки: $T_1 = 673$ К, $\eta_1 = 2,17$ мПа·с; $T_2 = 823$ К, $\eta_2 = 1,68$ мПа·с; $T_3 = 1073$ К, $\eta_3 = 1,28$ мПа·с. Расчетное уравнение динамической вязкости жидкого свинца приняло вид:

$$\eta = 2,17(673/T)^{1,27197(823/T)^{0,44074}}, \text{ мПа}\cdot\text{с}. \quad (6)$$

Точка плавления и кипения: по [2] - 600,6 и 1998 К, по [4] -600,59 и 2018 К, по [5] – 600,61 и 2022 К. Наша оценка $T_{cr} \approx 3241$ К.

Коэффициент корреляции сравниваемых данных составил $R = 0,9989$ при $t_R = 1148 \gg 2$, что указывает на очень высокую адекватность предлагаемой зависимости, а с учетом соблюдения условий $T_{n,min} = 6507\text{К} \gg T_{cr} = 3241$ - на возможность экстраполяции ее не только в область точки кипения, но и критической точки

Сравнение справочных и расчетных данных приведено в табл. 1

Таблица 1 – Динамическая вязкость жидкого свинца по [4] и (6)

$T, \text{ К}$	η [3], мПа·с	η (6), мПа·с	A	$T, \text{ К}$	η [3], мПа·с	η (6), мПа·с	a
600	2,56	2,57	1,46	973	1,38	1,40	1,18
$T_m = 600,61$	–	2,56	1,46	1073	1,28	1,28	1,13
673	2,17	2,17	1,39	1173	1,23	1,19	1,09
773	1,81	1,81	1,31	$T_b = 2022$	–	0,85	0,86
823	1,68	1,68	1,27	$T_{cr} \approx 3241$	–	0,73	0,70
873	1,56	1,57	1,24				

Проверка полученной модели плотности жидкого свинца

По плотности жидкого свинца в [4] дается сводка значений при семи температурах, одно из которых (при 1023 К) вызывает сомнение по резкому понижению градиента плотности на каждые 100 К (122, 118, 116, 134?...). Поэтому в качестве реперных были выбраны другие точки: $T_1 = 600$ К, $\rho_1 = 10686$ кг/м³; $T_2 = 823$ К, $\rho_2 = 10418$ кг/м³; $T_3 = 1123$ К, $\rho_3 = 10078$ кг/м³. В результате получено расчетное уравнение:

$$\rho = 10686 (600/T)^{0,0803711} (823/T)^{-0,485240}, \text{ кг/м}^3, \quad (7)$$

с $T_{\rho, \max} = 76$ К < $T_m = 600$ К.

Сравнение справочных и расчетных данных представлено в таблице 2 и на рисунке 1.

Несмотря на высокий коэффициент корреляции $R = 0,9990$ при $t_R = 1113 \gg 2$ обращает на себя внимание резкое изменение разности справочного и расчетного значения при 1023 К на фоне совпадающих при остальных температурах и хотя это изменение составляет всего лишь 0,2%, полученное уравнение послужило надежным индикатором для выявления даже столь незначительного ошибочного результата, как это явствует из рис. 1. В этом состоит дополнительная функция кластерно-ассоциатной модели.

Таблица 2 – Плотность жидкого свинца по [4] и (7)

$T, \text{ К}$	$\rho [4]_2$ кг/м ³	$\rho (7)_3$ кг/м ³	a	$T, \text{ К}$	$\rho [4]_2$ кг/м ³	$\rho (7)_3$ кг/м ³	A
600	10686	10686	0,069	1023	10168?	10189	0,089
$T_m = 600,61$	–	10685	0,069	1123	10078	10078	0,094
623	10658	10658	0,070	1500	-	9683	0,108
723	10536	10537	0,076	$T_b = 2022$	-	9188	0,124
823	10418	10418	0,080	2500	-	8778	0,138
923	10302	10302	0,085	$T_{cr} \approx 3240$	-	8210	0,156

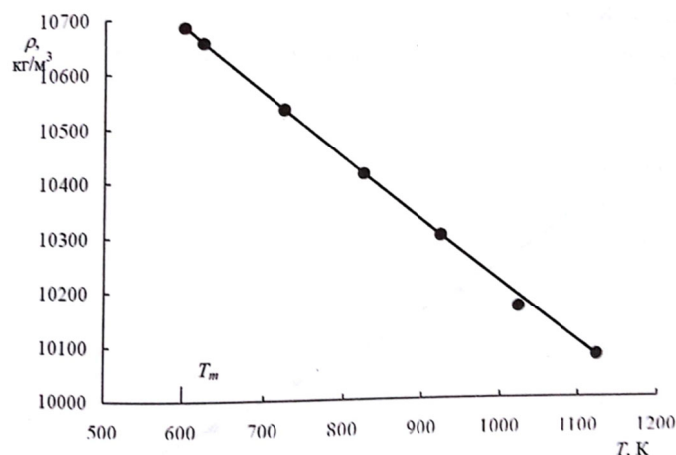


Рисунок 1 – Зависимость плотности жидкого свинца от температуры. Точки – справочные данные по [4], линия – по (7)

Согласование температурных зависимостей динамической, кинематической вязкости и плотности на основе концепции хаотизированных части

Фундаментальная связь динамической (η , Па·с), кинематической (ν , м²/с) вязкости и плотности жидкости (ρ , кг/м³) при любой температуре определяется соотношением

$$\eta = \rho \nu. \quad (8)$$

Что касается конкретного выражения температурной зависимости для каждой переменной, то они остаются разобщенными по физическим моделям и достаточно строго выражаются только аппроксимирующими уравнениями несопоставимой точности и возможности экстраполяции в область высоких температур [3].

Расчет и проверка кинематической вязкости жидкого свинца через кластерно-ассоциатные модели динамической вязкости и плотности

Кинематическая вязкость жидкого свинца выражается через динамическую вязкость η (6) и плотность ρ (7) как:

$$\nu = 10^{-3} \frac{2,13(573/T)^{1,27197} (823/T)^{0,44074}}{10686 (600/T)^{0,0803711} (823/T)^{-0,485240}}, \text{ м}^2/\text{с}. \quad (9)$$

В монографии [2] приводится со ссылкой на работу [6] уравнение

$$\nu = 8,143 \cdot 10^{-4} \exp(2051,2/T), \text{ см}^2/\text{с}.$$

полученное на основе измерений ν в интервале 600-1273 К.

В эту запись вкралась серьезная опечатка: отсутствие в делителе универсальной газовой постоянной, причем выраженной, как указано в [6], в кал/(г·атом), т.е. 1,987 кал/(г·атом). Дальнейшие расчеты проведены с учетом устранения обнаруженной опечатки:

$$\nu = 8,143 \cdot 10^{-4} \exp(1032,2/T), \text{ см}^2/\text{с}. \quad (10)$$

В справочнике [7] содержится сводки данных по ρ , η и ν , в которых только при одной температуре (823 К) приведены значения всех переменных: $\rho = 10418$ кг/м³, $\eta = 1,68$ мПа·с, $\nu = 1,70 \cdot 10^{-7}$ м²/с, причем все данные по ν занижены на два порядка – прямое указание на их несогласованность. Однако и после исправления порядка получается, что $\eta/\rho = 1,68 \cdot 10^{-3}/10418 = 1,61 \cdot 10^{-7}$ м²/с с отличием от $1,70 \cdot 10^{-7}$ м²/с на 5,6%. Следовательно, уровень согласования всех сравниваемых величин примерно соответствует величине этого отличия, если не большего.

В таблице 3 приведено сравнение двух вариантов определения кинематической вязкости свинца.

Таблица 3 – Кинематическая вязкость жидкого свинца по (9), (10) по [4]

T, K	$\nu(9),$ 10^7 m^2/c	$\nu(10)$ 10^7 m^2/c	ν [4], 10^7 m^2/c	T, K	ν (9), 10^7 m^2/c	$\nu(10)$ 10^7 m^2/c	T, K	$\nu(9),$ 10^7 m^2/c	$\nu(10)$ $10^7 m^2/c$
533	2,25	5,65	2,45	1100	1,04	2,08	2100	0,798	1,33
553	2,13	5,27	2,32	1200	0,98	1,93	2200	0,792	1,30
583	1,98	4,78	2,20	1300	0,94	1,80	2300	0,788	1,28
$T_m =$ 600,61	1,90	4,54	-	1400	0,90	1,70	2400	0,786	1,25
648	1,72	4,01	2,05	1500	0,88	1,62	2500	0,784	1,23
723	1,51	3,40	1,90	1600	0,85	1,55	2600	0,7832	1,21
823	1,31	2,85	1,70	1700	0,84	1,50	2700	0,7831	1,19
883	1,23	2,62	1,55	1800	0,82	1,45	2800	0,7837	1,18
1000	1,11	2,29	-	1900	0,81	1,40	2900	0,7849	1,16
				$T_b =$ 2022	0,80	1,36	$T_{cr} \approx$ 3241	0,79	1,12

Уравнение (9) из [5,2] дает завышенные примерно вдвое величины против справочных [4]. Конечно, и справочные величины, как отмечалось выше, нельзя считать строго согласованными с динамической вязкостью и плотностью, в особенности в зоне переохлаждения. Однако предлагаемую нами зависимость (9), несмотря на ее заниженные против справочных [4] величины (примерно на 8-14%), можно рекомендовать в качестве оценочной до 2600 К как основанную на независимой обработке справочных данных по η и ρ из [4] на высокоадекватные уравнения η (6) и ρ (7). По сути дела, некоторое регулярное занижение результатов расчета по ν (9) против справочных ν [4] следует трактовать как регулярное *завышение* данных из сводки ν в [4] против тех, что должны получаться при расчете ν через η и ρ из этого же справочника.

Выводы

Разработанные кластерно-ассоциатные модели температурной зависимости динамической вязкости и плотности использованы для построения на их основе соответствующей модели кинематической вязкости жидкого свинца, которая адекватно описывает экспериментальные данные. А также приведено согласование всех трех характеристик не только по связывающему их фундаментальному соотношению, но и по единой природе и форме согласуемых температурных зависимостей.

Преимущество кластерно-ассоциатной модели состоит в возможности прогнозирования поведения вязкости, как в области низких температур, так и высоких вплоть до температуры кипения.

Список использованных источников

1. Малышев В. П. Вязкость, текучесть и плотность веществ как мера их хаотизации / В. П. Малышев, Н. С. Бектурганов, А. М. Турдукожаева (Макашева). – Москва: Научный мир, 2012. – 288 с.
2. Исследование вязкости жидких металлов / Э. Э. Шпильрайн [и др.]. – Москва: Наука, 1983. - 243 с.
3. Свойства элементов: справ. изд. В 2-х кн. Кн. 1 / Под ред. М. Е. Дрица. – 3-е изд., перераб. доп. – Москва: Руда и Металлы, 2003. – 448 с.
4. Каплун, А. Б. Исследование вязкости расплавленных железа, кобальта, никеля, и марганца вибрационным методом / А. Б. Каплун, М. И. Авелиани, М. Ф. Крутько // Исследование теплофизических свойств растворов и расплавов / Под ред. С. С. Кутателадзе. – Новосибирск: Наука, 1974. – С.136-173.
5. Волков, А. И. Большой химический справочник / А. И. Волков, И. М. Жарский. – Москва: Современная школа, 2005. – 608 с.
6. Вязкость и электропроводность свинца, серебра, и сплавов серебро-свинец в жидком состоянии / Р. Ж. Хобдабергенов [и др.] // Вестник АН Каз ССР. - 1975. - № 6. – С. 41-46.
7. Малышев, В. П. Равновесная самоорганизация наноразмерных кластеров твердой фазы в жидкости / В. П. Малышев, А. М. Турдукожаева (Макашева) // Энциклопедия инженера-химика. - 2009. - № 5 – С. 2-8; С. 2-6; № 6. – С. 5-11.

Научный руководитель: Макашева, А.М. д.т.н., профессор

УДК 006.91

МЕТРОЛОГИЯ В СФЕРЕ МЕДИЦИНЫ И ЗДРАВООХРАНЕНИЯ

Баранова В.Ю.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: В данной статье рассмотрено применение метрологии в сфере медицины и здравоохранения. Проанализированы главные проблемы медицинской метрологии и, в некоторой мере, медицинского приборостроения. Цель данной работы заключается в приведении путей совершенствования системы контроля безопасности медицинских изделий.

Ни один специалист сферы медицины на сегодняшний день не обойдется без специализированных средств измерений для установления диагноза и лечения. Современной медицине доступен огромный спектр измерительных приспособлений: от обыкновенного термометра для измерения тела, до магнитно-резонансной томографии и тому подобного.

Специфика медицинских измерений послужила появлению в метрологии нового направления – медицинскую метрологию. От точности показаний измерительных приборов зависит точность диагноза и результатив-

ность назначенного врачом лечения. Именно поэтому на измерения, которые применяются в медицине и здравоохранении распространяется сфера государственного регулирования обеспечения единства измерений. Эта норма заложена ст.1 п.3 Федерального закона от 26.06.2008г. за № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений». [1]

Технические устройства, используемые в медицине, называют обобщенным термином «медицинская техника».

Всю технику, используемую в медицине, с помощью которой проводят измерения, можно разделить на три группы.

- Первая группа – общетехническая. К ней относят приборы, калиброванные в тех единицах, значения которых являются итоговой измерительной информацией, позволяющих сделать медицинское заключение.
- Вторая группа – специальные. Такие приборы требуют преобразования их величины в окончательную информацию путем вычисления, либо посредством другого прибора.
- Третья группа – средства физического воздействия, применяемые в физиотерапии. Приборам этой группы характерно представление их измерительных свойств посредством вспомогательных величин и параметров. [2]

Для поверки вышеперечисленной медицинской техники, центры стандартизации и метрологии обязаны приобретать новые эталоны, различное дополнительное оборудование, осваивать современные средства измерений и методики их поверки, а также в обязательном порядке обучать своих специалистов.

Анализируя проблемы, касающиеся медицинской метрологии, следует отметить: на данный момент медицинские измерения проводит медицинский персонал, который является технически неподготовленным. Поэтому рационально будет создавать медицинские приборы, которые осуществляют прямые измерения. Также остро стоит терминологическая проблема: названия медицинских приборов не отвечают принципу метрологии, согласно которому в названии измерительного прибора должен быть внятно отражен его физический смысл.

Следует обратить внимание и на то, что с медицинским оборудованием мы встречаемся и в бытовой жизни - почти каждая семья имеет какой-либо медицинский аппарат. В связи с этим и заказчикам, и частным лицам стоит обращать внимание на сопроводительные документы средств измерений: обязательно указывается номер в государственном реестре, периодичность поверки, оттиск поверительного клейма. Их отсутствие будет подтверждать, что точность измеряемых параметров не достоверна.

Таким образом, к основным задачам повышения качества системы государственного контроля медицинской техники можно отнести:

- создание системы внешнего и внутреннего контроля качества проведения лечебных и диагностических мер с применением медицинской техники;
- создание соответствующей эффективной законодательной и отраслевой нормативной базы;

- повышение действенности имеющихся механизмов контроля состояния медицинской техники, эксплуатируемой в здравоохранительных учреждениях;

- формирование перечней медицинской техники, применяемой для соответствующих медицинских услуг. [3]

Следовательно, ситуация, сложившаяся в сфере медицинской метрологии, требует дальнейшего совершенствования. Необходимо разрешить вопросы в правовом, организационном, кадровом и финансовом отношении. Ряд важных направлений работ по ее совершенствованию требует координации усилий соответствующих подразделений аппарата Минздрава России и органов управления здравоохранением субъектов Российской Федерации.

Список использованных источников

1. Об обеспечении единства измерений: федеральный закон от 26 июня 2008 г. № 102 (ред. от 13.07.2015). – URL: <http://legalacts.ru>

2. Официальный сайт ФБУ «Пермский ЦСМ» [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.permcsm.ru>

3. О мерах по укреплению метрологической службы Минздравмедпрома России: приказ от 4 октября 1995 г. № 276. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/901707480>

УДК 006

ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ОБРАБОТКИ НА СТАНКАХ С ЧПУ

Бекарева О.В.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Машиностроительная отрасль является одной из ключевых отраслей экономики, так как именно от качества производимой ею продукции зависит и качество всех остальных отраслей, которых она оснащает своей продукцией.

От уровня развития машиностроения зависит уровень научно-технического процесса и успех развития нефтедобывающей отрасли, сельского хозяйства, транспорта, энергетики и непромышленной сферы.

Обеспечить высокий уровень эффективности машиностроения можно обеспечить тогда, когда предприятие способно максимально быстро перестроиться на выпуск новой более качественной продукции, которая бы в большей мере удовлетворяла требования потребителя. Это возможно только при высоком уровне автоматизации и гибкости производства.

Для обеспечения гибкости производства на всех этапах жизненного цикла изделия обращаются к внедрению ЭВМ. Это позволяет оптимизировать все процессы от начального этапа, на котором производится проектирование изделия, этапа производства и сбыта.

В современном механообрабатывающем производстве широкое распространение получили станки с ЧПУ, что в свою очередь влечёт за собой определенную проблему. Эта проблема связана с изменениями, происходящими с технологической системой в процессе эксплуатации, что приводит к снижению качества продукции. Дело в том, что любой материальный объект подвержен такому явлению, как старение, т.е. постепенному ухудшению его первоначальных характеристик.

Технологическая система так же подвержена старению, а это значит, что со временем эксплуатационные характеристики ухудшаются в зависимости от интенсивности использования технологической системы, и оборудование становится неспособно изготавливать детали высокого качества.

Основной эксплуатационной характеристикой технологической системы, влияющей на качество изготавливаемой продукции, является способность обеспечить требуемую размерную точность, затрачивая при этом минимальное количество производственных ресурсов.

В большинстве случаев, разработка управляющей программы для оборудования с ЧПУ производится при помощи систем автоматизированного проектирования или же при помощи средств моделирования, уже встроенных на панель управления ЧПУ. При этом система работает с идеализированной математической моделью обрабатываемой детали, которая не учитывает деформаций, возникающих в процессе резания и изменений пространственного положения исполнительных органов оборудования. Это ведёт к тому, что будущее изделие заведомо обрекают на возникновение погрешностей.

Данную проблему можно решить путём внесения изменений в исходную математическую модель до того как будет создана управляющая программа и управляющая траектория. Таким образом, алгоритм учёта погрешностей будет выглядеть следующим образом:

- определение схемы базирования и закрепления предмета труда;
- расчет составляющих силы резания;
- создание математической модели изделия в САД-системе;
- моделирование процесса обработки, для определения величин возникающих деформаций;
- запись исходной геометрической модели в формате STEP;
- замена строк, влияющих на геометрию исходной математической модели изделия, записанной в формате STEP.

Конечно-элементное моделирование процесса обработки изделия в программном комплексе SolidWorks Simulation позволило получить конкретные величины деформаций.

Для выявления эффективности предложенного метода были проведены статистические исследования. Произведя обработку двух партий деталей, где управляющая траектория для первой партии была разработана на основании исходной геометрической модели, а для второй партии - на основании изменённой геометрической модели получим данные об отклонениях

диаметральных размеров. Предположим, что обе выборки подчиняются нормальному закону распределения, а значит основными параметрами для него являются- среднеарифметическое и среднеквадратическое значение.

В результате экспериментальной проверки гипотезы в ходе расчётов, были сделаны следующие выводы:

- произошло смещение математического ожидания получения фактического размера в сторону номинального размера;
- уменьшилась область рассеяния значений фактического размера относительно математического ожидания.

Это дает основания говорить об эффективности предложенного способа повышения качества обработки на технологическом оборудовании с ЧПУ.

Список использованных источников

1. Проскуряков, Н. А. Разработка интегрированной системы диагностики и управления процессами обработки на токарных станках с ЧПУ: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.03.01 / Н. А. Проскуряков. – Тюмень, 2005. – 20 с.

2. Моделирование технологических процессов диагностики и управления обработкой на станках с ЧПУ / Р. Ю. Некрасов [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2015. - № 3. - С. 101-106.

3. Nekrasov, R. Yu. Simulation of technological systems for diagnosis and management machining with CNC / R. Yu. Nekrasov, A. I. Starikov, I. V. Soloviev // Applied Mechanics and Materials, 2015. - Vol. 770. - Pp 617-621.

4. ГОСТ 27.004-85. Надежность в технике. Системы технологические. Термины и определения

Научный руководитель: Василега Д.С., к.т.н., доцент

УДК 620

УГЛЕРОДНЫЕ НАНОТРУБКИ

Беликов С.С.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Углеродная нанотрубка (сокр. УНТ) – это трубка состоящая из атомов углерода, она очень прочная, настолько, что футуролога утверждают: « нанотрубки – это наше всё». Расчёты показывают, что трубка толщиной в 1 миллиметр может удержать груз до 15 тонн. Обещают, что когда-нибудь они позволят построить лифт в космос. Но прочность это ещё не всё, например, теплопроводимость в 10 раз выше, чем у меди, однако в поперечном направлении они задерживают тепло, так же как кирпич или бетон. Ещё из этих трубок делают аккумуляторы, фильтры для воды, иглы для внутриклеточных инъекций, и так далее. Из таких материалов производят детали для велосипедов и корпуса яхт

Длина трубки теоретически ничем не ограничена, хотя на практике вырастить их длиннее 20 сантиметров пока никому не удалось. Но и это очень много по сравнению с масштабом атома (10⁻¹⁰ м).

Структура нанотрубок:

Любую однослойную углеродную нанотрубку можно представить в виде выкройки из листа графена, которая задается парой чисел, называемых индексами хиральности. Индексы хиральности при этом являются координатами радиус-вектора R в заданной на графеновой плоскости координатной системе координат, определяющей ориентацию оси трубки относительно графеновой плоскости и ее диаметр.

По типу торцов, углеродные нанотрубки бывают: открытые, закрытые.

По количеству слоёв нанотрубки бывают: Однослойные, многослойные.

По электрическим свойствам: металлические, полупроводниковые.

На основе индексов хиральности одностенные нанотрубки делятся на 3 типа:

- $n = m$ - «кресло» или «зубчатые», $\alpha = 30^\circ$;
- $n = 0$ - «зигзагообразные», $\alpha = 0^\circ$;
- $n \neq m$ – хиральные.

Одностенные нанотрубки:

Одностенные нанотрубки применяются в литий-ионных аккумуляторах, углепластиковых материалах, автомобильной промышленности. В кислотных свинцовых аккумуляторах добавление одностенных нанотрубок значительно увеличивает число циклов перезарядки. У одностенных углеродных нанотрубок коэффициент прочности 50 ГПа, а у стали 1 ГПа. Промышленная технология синтеза одностенных углеродных нанотрубок OCSiAl, разработанная академиком РАН Михаилом Предтеченским, позволяет получать нанотрубки исключительно высокого качества и предлагать их на мировой рынок по цене, впервые делающей их применение в индустрии экономически доступным.

Многостенные нанотрубки:

Многостенные нанотрубки отличаются от одностенных значительно более широким разнообразием форм и конфигураций. Разнообразие структур проявляется как в продольном, так и в поперечном направлении. Структура типа «матрёшки» представляет собой совокупность коаксиально вложенных друг в друга цилиндрических трубок. Другая разновидность этой структуры представляет собой совокупность вложенных друг в друга коаксиальных призм. Наконец, последняя из приведённых структур напоминает свиток. Для всех структур на рис. характерно значение расстояния между соседними графеновыми слоями, близкое к величине 0,34 нм, присутствующей расстоянию между соседними плоскостями кристаллического графита. Реализация той или иной структуры многостенных нанотрубок в конкретной экспериментальной ситуации зависит от условий синтеза. Анализ имеющихся экспериментальных данных указывает, что наиболее типичной структурой многостенных нанотрубок является структура с по-

переменно расположенными по длине участками типа «русской матрёшки» и «папье-маше». При этом «трубки» меньшего размера последовательно вложены в трубки большего размера. В пользу такой модели говорят, например, факты по интеркаливанию калия или хлорида железа в «межтрубочное» пространство и образование структур типа «бусы».

Структурные свойства:

- упругие свойства; дефекты при превышении критической нагрузки;
- дефектные нанотрубки будут искажаться. Наибольший же интерес в данном случае представляет комбинация данных искажений, особенно расположенных друг напротив друга - это уменьшает прочность нанотрубки, но формирует в её структуре устойчивое искажение, меняющее свойства последней: иными словами, в нанотрубке образуется постоянный изгиб;
- открытые и закрытые нанотрубки.

Вывод: Таким образом, УНТ можно назвать большим прорывом в мире и очень важно развиваться именно в этом направлении, потому что за технологиями такого рода лежит наше будущее.

Список использованных источников

1. 10 материалов которые изменят мир [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://expert.ru/russian_reporter/2012/26/10-materialov-kotoryie-romenyayut-mir/
2. Углеродные нанотрубки. Википедия [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://ru.wikipedia.org/wiki/Углеродные_нанотрубки
3. Углерод и его аллотропные модификации [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://referat.ru/referat/uglerod-i-ego-allotropnyie-modifikacii-31621>

Научный руководитель: Кулемина А.А., ст. преподаватель

УДК 620

ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА. АНОДНАЯ И КАТОДНАЯ ЗАЩИТА

Белопахов Е.В.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Данная защита металлических конструкций от коррозии основана на наложении на предохраняемое изделие отрицательного потенциала.

При Катодном методе потенциал смещается в положительную сторону, а при анодном в отрицательную.

Все элементы после производства покрывают теми или иными антикоррозионными защитами. Их периодически нужно обновлять, так как внешние факторы бывают довольно грубыми и разрушают защиту. Когда не удастся обновить данную защиту или сделать это будет уже невозмож-

но, то применяется электрохимическая защита металлоконструкций. В основном, электрохимическая методика защиты применяется для трубопроводов, кузова автомобиля. Она незаменима для предохранения от ржавления резервуаров и емкостей, работающих под землей, днищ морских кораблей, разнообразных подземных коммуникаций, когда потенциал коррозии (ее называют свободной) находится в зоне перепассивации основного металла изделия или активного его растворения. Суть электрохимической защиты заключается в том, что к конструкции из металла подключают извне постоянный электроток, который формирует на поверхности металлоконструкции поляризацию катодного типа электродов микрогальванопар. В итоге на металлической поверхности наблюдается преобразование анодных областей в катодные. После такого превращения негативное влияние среды воспринимает анод, а не сам материал, из которого изготовлено защищаемое изделие.

Метод катодной защиты заключен в следующем: металл, который окружает множество ионов, погружается в раствор; эти электроны делятся в пространстве на катодные и анодные зоны, электрически замкнутых друг с другом. Благодаря гетерогенной электрохимической структуре (для Me) коррозионные свойства будут проявляться в основном только на аноде.

При присоединении материала с большим потенциалом (отрицательным) к основному металлу, находящемуся в электролите, наблюдается образование общего катода за счет процесса поляризации катодных и анодных зон. Под большим потенциалом при этом понимают такую его величину, которая превосходит потенциал анодной реакции. В сформированной гальванопаре материал с малым потенциалом электрода растворяется, что приводит к приостановке коррозии (так как ионы предохраняемого металлического изделия не могут попадать в раствор).

Источником электрического тока может служить как любой внешний источник, так и микрогальваническая пара. Если ток получают только от гальванопар, говорят о процессе с расходуемыми анодами. А при использовании тока от внешнего источника речь идет уже о защите трубопроводов, деталей транспортных и водных средств при помощи наложенного тока.

Метод анодного действия же заключен в смещении потенциала в положительную сторону. Такая защита характерна для углеродистых сталей, высоколегированных и нержавеющей сталей, титановых сплавов. Этот процесс будет происходить до устойчивой системы пассивного состояния. Один из важных факторов: среда должна быть хорошим проводником. Достоинствами анодной электрохимической защиты является не только очень значительное замедление скорости коррозии, но и тот факт, что в производимый продукт и среду не попадают продукты коррозии.

Анодную защиту можно реализовать несколькими способами: сместив потенциал в положительную сторону при помощи источника внешне-

го электрического тока или введением в коррозионную среду окислителей (или элементов в сплав), которые повышают эффективность катодного процесса на поверхности металла.

Анодная защита с применением окислителей по защитному механизму схожа с анодной поляризацией. Если использовать пассивирующие ингибиторы с окисляющими свойствами, то защищаемая поверхность переходит в пассивное состояние под действием возникшего тока. К ним относятся бихроматы, нитраты и др. Но они достаточно сильно загрязняют окружающую технологическую среду. При введении в сплав добавок (в основном легирование благородным металлом) реакция восстановления деполяризаторов, протекающая на катоде, проходит с меньшим перенапряжением, чем на защищаемом металле.

Для того, чтоб анодная защита была эффективной для определенного объекта, необходимо, чтоб он отвечал некоторым требованиям: все сварные швы должны быть выполнены качественно; в технологической среде материал, из которого изготовлен защищаемый объект, должен переходить в пассивное состояние; количество воздушных карманов и щелей должно быть минимальным; на конструкции не должно присутствовать заклепочных соединений; в защищаемом устройстве электрод сравнения и катод должны всегда находиться в растворе.

Список использованных источников

1. Периодическое изменение свойств [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://studopedia.org/index.php?post=59765&vol=1>
2. Формирование структуры никель-молибденовых сплавов при электроосаждении и отжиге / И. М. Ковенский [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ, 2015. - № 2. - С. 97-100.
3. Ковенский, И. М. Влияние условий электроосаждения и отжига на структуру и свойства металлических покрытий / И. М. Ковенский, А. А. Кулемина, В. В. Поветкин // Вестник Курганской ГСХА. - 2015. - № 4 (16). - С. 48-51.
4. Дорофеева, А. Г. Защита деталей нефтепромыслового оборудования кадмиевыми гальваническими покрытиями / А. Г. Дорофеева, А. А. Неупокоева, И. М. Ковенский // Техника и технологии машиностроения: сб. материалов IV междунар. студенческой науч.-практ. конф., 2015. - С. 64-66.
5. Чаугарова, Л. З. Исследование характера коррозионного повреждения материала элементов нефтегазового оборудования / Л. З. Чаугарова, А. А. Кулемина // Новые технологии - нефтегазовому региону: материалы Междунар. науч.-практ. конф., 2016. - С. 244-246.

Научный руководитель: Кулемина А.А., ст. преподаватель

**НОВЕЙШИЕ СТРОИТЕЛЬНЫЕ МАТЕРИАЛЫ:
«АЭРОГЕЛЬ»***Вагина А.А., Новопашин Е.И.,**Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

С развитием новых технологий в последний период появились новые строительные материалы с редкостными характеристиками. К данным материалам относятся: металлические сплавы, бетоны, углепластики, стекло различных видов, тефлоновые ткани, аэрогели, жидкая резина и даже жидкое дерево. Для создания таких изделий важны прочные и качественные материалы, работа над поиском которых ведется и по настоящее время. Для решения проблемы поиска есть такая наука как материаловедение, которая изучает структуру и свойства материалов.

Одним из необычных творений человека признан материал, который вошел в Книгу рекордов Гиннеса, - аэрогель («твердый воздух», или «замороженный дым»).

Это – новый термин в развитии теплоизоляционных технологий. Высокотехнологичный материал был получен еще в 1 середине 20 столетия, но применение изобретение нашло только в настоящее время. Аэрогель представляет из себя гель, где жидкая фаза заменена газообразной. На вид это напоминает подобие пенопласта. Аэрогель - молекулярная губка из диоксида кремния, углерода, очень пористая. Аэрогель лишь в 1,5–2 раза тяжелее воздуха и в 400 раз легче воды.

С одной стороны, аэрогель содержит удивительно невысокую плотность, а с другой - он имеет многие незаменимые свойства: твердость, прозрачность, жаропрочность.

Аэрогель способен сохранять нагрузку в 1000 раз больше собственного веса. Используемые материалы на его основе довольно обширно применяются с целью теплоизоляции оборудования. Подобные теплоизоляторы обладают огромным температурным режимом, который колеблется в границах от -270 вплоть до +385 градусов. Аэрогель считается совершенно не опасным материалом для окружающей среды и человека, а кроме того долговременным при эксплуатации.

Аэрогель способен применяться с целью утепления зданий, достаточно всего лишь 20 мм слоя материала с аэрогелем. Материал является практически водонепроницаемыми, что позволяет эффективно защитить от коррозии различные трубопроводные системы.

По структуре аэрогели представляют из себя древовидную сеть из объединённых в кластеры наночастиц величиной 2-5 нм и пор объёмами до 100 нм.

На ощупь аэрогели напоминают нетяжёлую, однако, твёрдую пену, подобную пенопласту. При высокой нагрузке гель покрывается трещина-

ми, но в целом это весьма прочный материал. К примеру, экзemplяр аэрогеля имеет возможность вынести нагрузку в 2000 раз больше своего веса.

Аэрогель способен радикально уменьшить потери тепла зданиями или, наоборот, понизить утраты на кондиционирование воздуха и работу морозильных конструкций. Легкая и теплая одежда, прозрачные плитки с целью утепления окон — только наиболее явные методы использования аналогичных материалов.

Список использованных источников

1. Скоренко, Т. Когда воздух кажется тяжелым / Т. Скоренко // Популярная механика, 2013. - № 6. - Режим доступа: <https://www.popmech.ru/technologies/14201-kogda-vozdukh-kazhetsya-tyazhelym/#part0>

2. Рассел, Д. Аэрогель / Д. Рассел. - Москва: "VSD", 2013. - 108 с.

3. Лысенко, А. В. Прочная невесомость или аэрогель / А. В. Лысенко, В. Б. Алмаметов, О. А. Рыбакова // Труды Международного симпозиума «Надежность и качество», 2018. - Т. 2 - С. 103-104.

Научный руководитель: Кулемина А.А., ст. преподаватель

УДК 620

ОСОБЕННОСТИ МЕХАНИЗМА ОБРАЗОВАНИЯ ПЕРЕСЫЩЕННЫХ ТВЕРДЫХ РАСТВОРОВ В ЭЛЕКТРООСАЖДЕННЫХ СПЛАВАХ

*Венедиктов А.Н., Воронин А.В., Коростелева Е.В.,
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

В работе изучен способ образования пересыщенных твердых растворов (ПТР) в ходе электрокристаллизации сплавов. В настоящих гипотезах образования ПТР не учитываются особенности структуры покрытий получаемых при электролизе. Особым признаком электроосажденных сплавов, имеющих в своем составе ПТР, является высокая дисперсность кристаллитов, около 20-120 нм.

Для изучения особенностей электрокристаллизации был выбран сплав Ni-Vi, в котором никель и висмут, не растворяются друг в друге. Однако при получении образуют ПТР висмута в никеле.

Слой Vi толщиной 150 нм осаждался на образцы никеля. Никелевая основа отличалась различной концентрацией точечных дефектов. Вакансии и межузельные атомы имели разную концентрацию вследствие различных режимов электроосаждения.

В ходе отжига в образце, имеющем высокое содержание вакансий и МА, содержание висмута на поверхности никелевой основы с течением

времени уменьшалось. Напротив в образцах с низким содержанием дефектов концентрация висмута оставалась неизменной. Вероятно это происходило из-за диффузии атомов висмута в кристаллическую решетку никеля. При этом увеличивается его параметра кристаллической решетки, что подтверждает гипотезу.

Послойный анализ образцов с помощью метода Оже-электронной спектроскопии позволил сделать следующий вывод. Диффузия атомов висмута в основу из никеля происходила, если подложка содержала увеличенную концентрацию неравновесных точечных дефектов.

В покрытиях с мелким размером зерна наиболее эффективными стоками для вакансий являются свободная поверхность и границы зерен. Это те места в структуре сплава на которых образуются скопления легирующих атомов. При миграции вакансий к местам стока во встречном потоке атомов присутствуют атомы примеси.

Поток вакансий к поверхности приводит к передвижению атомов примеси в объем осадка. Частицы легирующего компонента, двигаются посредством вакансий, встраиваются в решетку основы. В результате подобного эффекта образуется ПТР.

Список использованных источников

1. Поветкин, В. В. Электролитические сплавы / В. В. Поветкин, И. М. Ковенский. – Москва: Интермет Инжиниринг, 2003. – 288 с.

Научный руководитель: Венедиктов А.Н., к.т.н., доцент

УДК 620

ДИНАМИКА РАСПРОСТРАНЕНИЯ ТОЧЕЧНЫХ ДЕФЕКТОВ В ЭЛЕКТРООСАЖДЕННЫХ МЕТАЛЛАХ

Венедиктов А.Н., Курманова А.В.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Природа и условия получения электроосажденных металлов бывают различные. В зависимости от этого металлы кристаллизуются с наличием увеличенного количества вакансий или межузельных атомов (МА). После электроосаждения происходит перераспределение этих дефектов. В зависимости от металла динамика этих процессов различна.

В представленной работе рассматривалась диффузия и межузельных атомов. Для этого учитывались атомы, расположенные в наиболее крупных порах. Локализацией примесных атомов в других порах пренебрегали, в связи с меньшим их размером. Как следствие меньшая вероятностью попадания МА в мелкие поры гранецентрированной решетки.

Складывая составляющие потока МА по всем направлениям, получено итоговое уравнение:

$$J_{OX} = \frac{5}{2} \cdot a \cdot \nu_{OV} \cdot \left(n_V \cdot \frac{\partial n_O}{\partial x} + n_O \cdot \frac{\partial n_V}{\partial x} \right), \quad (1)$$

где J_{OX} - поток межузельных атомов вдоль оси X; a - параметр кристаллической ГЦК решетки; n_O - доля межузельных атомов; n_V - доля вакансий; ν_{OV} - частота аннигиляции межузельных атомов и вакансий.

Изучая процессы миграцией и аннигиляцией вакансий, принимали во внимание те вакансии, которые расположены на гранях ГЦК решетки. Они являются наиболее термодинамически вероятными.

В ходе проделанной работы вывели выражение для потока вакансий вдоль оси X:

$$J_{VX} = a \cdot a \cdot \nu_V \cdot \frac{\partial n_V}{\partial x}, \quad (2)$$

где a - параметр ГЦК решетки в кристалле; n_V - доля вакансий; ν_V - частота перескоков атомов в вакансии.

Полученные выражения для вычисления потоков термодинамически неравновесных вакансий и межузельных атомов позволяют узнать время, прошедшее с зарождения до их взаимного уничтожения в зависимости от температуры.

Список использованных источников

1. Поветкин, В. В. Электролитические сплавы / В. В. Поветкин, И. М. Ковенский. - Москва: Интермет Инжиниринг, 2003. - 288 с.

Научный руководитель: Венедиктов А.Н., к.т.н., доцент

УДК 621.7

ВНЕДРЕНИЕ В ПРОИЗВОДСТВО ПРОГРАММ-ИМИТАТОРОВ СТАНКОВ С ЧПУ

Горяинова А.В.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Прогресс не стоит на месте, именно поэтому современный мир обязал промышленные предприятия согласиться на требования внедрения новых технологий и автоматизацию производства.

На сегодняшний день трудно представить себе предприятие, стремящееся увеличить объемы выпускаемой продукции, без станков с числовым программным управлением (ЧПУ), система управления которых воздействует на механизмы станка при помощи команд, написанных на специализированном языке.

С появлением станков с ЧПУ порядочно возросло качество выпускаемой продукции, увеличилась производственная мощность предприятий, а также нельзя не заметить рост прибыли и снижение себестоимости продукции. [1]

Станок с ЧПУ имеет множество преимуществ, таких как производственная гибкость (возможность обработки разных деталей с условием замены программы), высокая точность обработки, наличие устройства автоматической смены инструмента, минимальное вмешательство оператора (по большей части в обязанности которого входит установка, замена, снятие детали, наладка инструмента и некоторые другие функции), кроме того станок с ЧПУ предоставляет возможность получения поверхностей детали со сложной пространственной формой.

Вместе с преимуществами работы на станке с ЧПУ, также имеется фактор, негативно сказывающийся как на эксплуатации оборудования, так и на дополнительных денежных и временных затратах самого предприятия. Этим фактором является наличие ошибок в написании управляющих программ (УП) для обработки деталей.

Решением данной проблемы может являться имитация работы станка с помощью специальных компьютерных программ в полном соответствии с работой оригинального станка с ЧПУ.

С использованием программ-имитаторов появляется возможность обнаруживать ошибки и скрытые проблемы на стадии проверки УП задолго до начала обработки детали непосредственно на самом станке.

Внедрение программ-имитаторов в промышленное производство позволит обеспечить более эффективную обработку деталей на станках с ЧПУ (сокращение времени работы станка за счет проверенной программы ускорит выход продукции на рынок и увеличит производительность), также позволит экономить финансовые средства предприятий за счет уменьшения времени на обработку и отсутствия дополнительного времени на исправление детали, избежать лишних затрат на заготовки для деталей, также увеличить срок службы инструмента и уменьшить износ станка с ЧПУ. [2]

Список использованных источников

1. Что такое станок с ЧПУ: научная статья [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://trace-magic.ru/stati/stanki-s-chpu/chto-takoe-standok-s-chpu>

2. Имитация работы станка с ЧПУ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.cadmater.ru/magazin/articles/cm_55_vericut.html,

*Научный руководитель: Стариков А.И.,
старший преподаватель*

ВЛИЯНИЕ ТЕРМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ НА СВОЙСТВА ТИТАНОВЫХ СПЛАВОВ

Григорашина Е.О.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Авиационный двигатель на 1/3 состоит из титановых сплавов. Интервал его рабочих температур составляет 300-900°C. Развитие современной авиации напрямую зависит от успехов материаловедения в данном направлении. При изучении главной проблемой создания жаропрочного материала было названо требование сохранения высоких прочностных свойств с повышением температуры при удовлетворительной пластичности в широком интервале температур.

Термическая обработка играет колоссальную роль в формировании требуемых параметров. Для сплавов средней прочности с рабочей температурой 400-450°C применяется рекристаллизационный отжиг. Типичным представителем данной группы является сплав ВТ5 термообработка проводится при температуре 800-850°C и последующим охлаждением на воздухе. Результатом является повышенное сопротивление усталости и более равновесная и стабильная мелкозернистая структура, обладающая повышенной пластичностью при умеренной прочности. Сплав жаропрочен до 450°C, при этом когда требуется применения в условиях криогенных температур, данный сплав считается лучшим вариантом.

Высокопрочные сплавы подвергаются упрочняющей термообработке, состоящей из закалки и старения. В зависимости от предъявляемых требований к механическим свойствам сплава назначается оптимальный режим термической обработки. Например, для сплава ВТ23 закалка с охлаждением на воздухе проводится в интервале температур 600-1000°C, старение - 430-650°C. Удовлетворительная пластичность при сверхвысокой прочности получена благодаря закалке с 800 °C и старения с 500 °C.

Существуют перспективы повышения эксплуатационных свойств изделий из титановых сплавов. Это становится возможно благодаря корректировке химического состава сплавов и замене распространенных видов термической обработки на те, которые позволяют реализовать потенциал свойств сплава.

Жаропрочный сплав ВТ41, чей состав скорректирован специально для использования в двигателе при температурах 550-600°C, применяется после изотермического отжига. С учетом корректировки термообработкой удается добиться повышения прочности без значительного снижения пластичности.

При термообработке следует учитывать, к какому классу в соответствии со структурой относится обрабатываемый сплав. В результате термообработки сплавов в ($\alpha+\beta$)-области возникает глобулярная структура, пластинчатая при β -обработки. Недостатком β -обработки является ее не возможность обеспечить высокую пластичность в холодном состоянии.

При температурах ниже 400°C и определенном заданном промежутке времени жаропрочность при глобулярной структуре может быть такой же, как пластинчатой структуре, или даже более высокой. Чем больше температура и продолжительность испытаний, тем больше пластинчатая структура превосходит глобулярную по длительной прочности и ползучести. Однако, предел усталости выше при глобулярной структуре. Существуют режимы термической обработки для получения глобулярно-пластинчатой структуры. Она имеет более подходящее сочетание анализируемых параметров. Если требуется применение сплава при максимально возможных температурах, желательно выбрать сплав с пластинчатой структурой, превосходящей глобулярно-пластинчатую по уровню жаропрочности.

Список использованных источников

1. Кашапов, О. С. Влияние режимов термической обработки на структуру и свойства жаропрочного титанового сплава для лопаток КВД / О. С. Кашапов, Т. В. Павлова, Н. А. Ночовная // *Авиационные материалы и технологии*. - 2010. - № 2. - С. 8–13.

2. Колачев, Б. А. *Металловедение и термическая обработка цветных металлов и сплавов: учебник для вузов* / Б. А. Колачев, В. И. Елагин, В. А. Ливанов. – Москва: *Металлургия*, 1991.

Научный руководитель: Балина О.В., к.т.н., доцент

УДК 681.5

РАЗРАБОТКА БЕСПИЛОТНОГО МОДУЛЬНО ТРАНСПОРТНО–ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

*Джинджолава Д.Г., Завьялов А.А., Салтыков О.А.,
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Практически во всех отраслях деятельности человека есть работы, связанные с высоким риском для жизни. Во все времена человечество старалось снизить опасность таких работ, и одним из наиболее перспективных решений является создание беспилотников. Наиболее активно работы по созданию беспилотных транспортных средств (БТС) ведутся в США, Германии, Японии, Китае, Великобритании, Швеции, Франции, Корею, часть из них уже используется по назначению.

Первопроходцами в разработке и внедрении этого класса оборудования стали МВД, МЧС и другие силовые структуры. Поскольку сложные наукоемкие технические решения, математический аппарат, алгоритмы управления движением, компоненты систем управления БТС во многих странах отнесены к продукции двойного назначения, значительный объем работ по их созданию проводится по закрытой тематике в рамках оборонных заказов, и, именно, по этой причине результаты исследований трудно найти в открытом доступе.

Использование БТС позволит значительно снизить риски для жизни и здоровья людей, использовать технику в зонах возникновения чрезвычайных ситуаций и регионах с тяжелыми климатическими условиями, организовывать детерминированные логистические системы на замкнутых производственных территориях и многое другое.

Вместе с тем, развитие беспилотников в настоящее время все еще находится на стадии пилотных проектов. Одна из причин такой ситуации – большое разнообразие проектируемых систем.

Мировой рынок беспилотных транспортных систем еще окончательно не сформирован. В области БТС пока нет бесспорных мировых лидеров, но уже существует некоторый спрос. Поэтому разработка собственной универсальной БТС позволит если не монополизировать рынок, то занять существенную его часть.

Наиболее перспективно проектирование БТС на основе вездехода, обладающего высоким потенциалом для модернизации. Поэтому за основу взята самоходная тележка ТС-350, выпускаемая на Тюменском моторном заводе с 90-х годов. Более 20 лет на рынке показали надежность и качество этой техники. Также она соответствует основным выдвигаемым требованиям: высокая проходимость и маневренность, обусловленная особенностью конструкции шасси, а также некоторая универсальность выполняемых работ, за счет различного навесного оборудования.

Разработка Беспилотного модульного транспортно-технологического комплекса (БМТТК) началась с идеи о необходимости создания универсального беспилотника, способного самостоятельно справиться с поставленными задачами. Для этого требуется платформа – колесная база ТС-350; система автоматического управления (САУ) с обратной связью для мониторинга состояния БМТТК; шести двигателей-колес, способных изменять собственный крутящий момент для лучшей проходимости по пересеченной местности; аккумуляторная батарея (АКБ), призванная обеспечить питание этих колес. Помимо этого, необходим также и генератор, способный зарядить при необходимости АКБ, и увеличивающий срок автономной работы всего комплекса. Внешний вид и конструкция БМТТК представлены на рисунке 1.



Рисунок 1 – Концептуальный дизайн БМТТК

Таким образом, в перспективе БМТТК позволит своим владельцам ограничить номенклатуру используемой техники и не допустит ее простоя, поскольку за счет своей модульной конструкции его можно будет перепрофилировать на другую работу в кратчайшие сроки без участия человека.

Список использованных источников

1. Сайкин, А. М. Современное состояние разработок по созданию «беспилотных» автотранспортных средств за рубежом и в ФГУП «НАМИ» / А. М. Сайкин, Д. В. Ендачев, И. В. Холодилин // Труды НАМИ. - 2012. - № 250. - С. 80-95.

2. Беспилотные автомобили становятся реальностью // Информатика и образование. - 2007. - № 10. - С. 89-91.

Научный руководитель: Проскуряков Н.А., доцент, к.т.н.

УДК 681.5

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ БПЛА СОВМЕСТНО С БМТТК

*Джинджолава Д.Г., Завьялов А.А., Салтыков О.А.,
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Идея создания Беспилотного Летательного Аппарата (БПЛА) появилась давно – первые попытки создания таких аппаратов были сделаны еще в середине XIX века. Затем в XX веке мировые войны и последовавшая за ними холодная война оказали серьезное воздействие на развитие техники с возможным применением в военной области в целом и БПЛА и радиоуправляемых дронов в частности.

Сейчас каждый может позволить себе приобрести дрон, но не все представляют, насколько широким потенциалом обладает подобная техника. С их помощью можно производить поисково-спасательные работы, картографию местности, доставку небольших, но важных грузов, контроль лесов на наличие пожаров, незаконных вырубок и других правонарушений. БПЛА можно использовать для проверки целостности нефтепроводов и газопроводов, а также линий электропередач. Как найти участок, на котором произошла авария, если коммуникации тянутся на многие и многие десятки километров? Без привлечения большого числа людей это достаточно нетривиальная задача.

Еще одной сферой применения БПЛА является предотвращение катастроф, связанных с природными катаклизмами, ведь с воздуха намного проще заметить обрушения участков высокогорных дорог, сход селей, чрезмерный рост уровня воды в реках, приводящий к наводнениям. Поставить на эту работу людей невозможно, поскольку это потребует колоссального числа рабочих и не гарантирует достаточно полной оценки всех факторов [1].

Возможные сферы применения БПЛА можно перечислять долго. Поскольку человечество не стоит на месте и постоянно развивается, то постоянно

появляются новые сферы деятельности со своими запросами к необходимой технике. А в ближайшем будущем, возможно, появятся БПЛА, способные не просто помочь человеку, но даже убрать необходимость присутствия человека в опасных точках, к примеру, при спасательных работах, пожаротушении и прочих работах, представляющих опасность для жизни человека [2].

К сожалению, несмотря на все преимущества БПЛА обладают существенным недостатком, а именно – низкой автономностью. Отличным решением этой проблемы может служить создание беспилотного модульного транспортно-технологического комплекса (БМТТК).

Такая платформа, помимо станции для подзарядки БПЛА способна нести на себе и дополнительное оборудование, необходимое для беспереывной работы. Эта платформа должна обладать возможностью передачи накопленной либо полученной информации в центры мониторинга ситуаций, но главное, она должна иметь высокую проходимость, для достижения труднодоступных территорий, на которых ей придется работать. Исходя из вышеперечисленных требований в качестве прототипа для платформы была взята ТС-350, обладающая необходимыми тактико-техническими характеристиками и огромным потенциалом в модернизации.

В настоящее время в Тюменском индустриальном университете сотрудниками кафедры «Технология машиностроения» ведутся научные исследования в данной области по разработке концепции и пробной модели требуемой платформы, дизайн которой представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Концептуальный дизайн БМТТК

Список использованных источников

1. Развитие наземных беспилотных транспортных средств, систем помощи водителю и компонентов по данным патентных публикаций [Электронный ресурс]. – Режим доступа – http://nami.ru/uploads/docs/truck/5a33b139c4210Развитие_наземных_беспилотных_транспортных_средств.pdf (дата обращения: 20.09.2018)

2. Ендачев, Д. В. Прогнозирование характеристик криволинейного движения беспилотного автомобиля: дис. ... канд. техн. наук / Д. В. Ендачев. – Москва: ФГУП «НАМИ», 2016. – С. 4-6

Научный руководитель: Проскуряков Н.А., доцент, к.т.н.

ИНСТРУМЕНТ В КАЧЕСТВЕ ОСНОВОГО ИСПОЛНИТЕЛЬНОГО ОРГАНА МАШИН

Ефимова К.О.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

«Всякая развитая совокупность машин состоит из трех совокупных существующих вещей: машины – двигателя, передаточного механизма, машины – орудия. Обе первые существуют для того чтобы привести в движение, благодаря чему целесообразно изменяется предмет труда». К. Маркс.

Одним из основных факторов, определяющих качество обработанной поверхности, производительность процесса, точность размеров, в процессе обработки резанием заготовки на металлорежущем станке является режущий инструмент. Под режущим инструментом понимают орудие производства, предназначенное для изменения формы, размеров обрабатываемой заготовки путем удаления части материала с целью получить готовую деталь или полуфабрикат.

Подразделяется рассматриваемый инструмент по признакам, представленным в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристика режущего инструмента по его признакам

Признак	Виды
Тип применения	- ручной; - машинный (станочный); - строительный; - монтажный.
Тип обрабатываемого материала	- металлорежущий; - дереворежущий.
Тип применяемого материала	- быстрорежущий; - для высокоскоростной обработки.
Тип обрабатываемой детали	- зуборезный; - резьбообразующий.
Характер обработки	- абразивный; - шлифовальный;
Чистота обработанной поверхности	- черновая; - получерновая; - чистовая; - получистовая; - финишная.
Применяемость на станках	- токарный; - строгальный; - долбежный; - фрезерный.

Среди наиболее распространенных и применяемых металлорежущих инструментов можно выделить: резцы, фрезы, протяжки, сверла, разверт-

ки, метчики, плашки и др. Их основная часть - рабочая зона, имеющая режущую, калибрующую и крепежную составляющие. Режущая часть внедряется непосредственно в материал заготовки и срезает часть ее поверхности. Рассматриваемая часть металлорежущего инструмента имеет несколько конструктивных элементов: одно или несколько лезвий, канавки для отвода стружки и подвода смазочно-охлаждающей жидкости, стружколоматели, стружкозавиватели. Калибрующая часть восполняет режущую часть при переточках, направляет металлорежущий инструмент при работе. Крепежная же часть предназначена для закрепления металлорежущего инструмента на станке в определенном положении. Может выполняться в виде хвостовиков, державок и др.

Современное машиностроение выдвигает перед режущими инструментами жесткие требования. Они должны быть прочными и износостойкими, обеспечивать заданный профиль детали. Конструкция инструментов должна быть технологичной и прочной. Государственными стандартами регламентируется качество инструмента, поставляемое заводами инструментальной промышленности, в виде технических условий на приемку инструмента. В них рассматриваются требования к инструментам по виду, размерам, материалу, точности, допускам, испытанию в работе, упаковке, клеймению.

Одним из наиболее применяемых и простых металлорежущих инструментов является резец. Он предназначен для токарных, строгальных и долбежных работ для получения простых поверхностей, а так же в ряде специальных случаев.

На рисунке 1 представлены конструктивные элементы токарного резца.

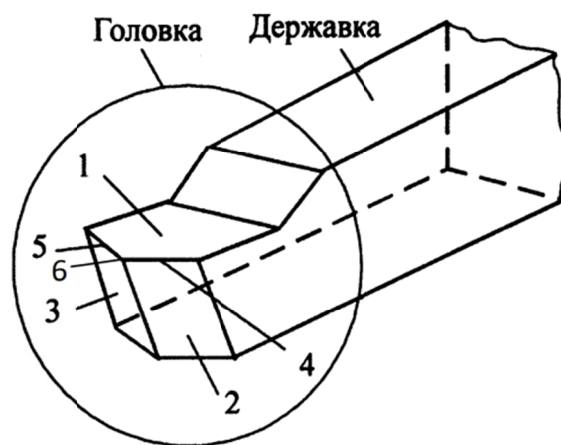


Рисунок 1 – Конструктивные элементы токарного резца

Резец состоит из головки (рабочая часть) и державки (крепежная часть). Последняя, свою очередь, является корпусом и служит для закрепления резца на станке. Головка состоит из передней поверхности (1), кото-

рая в процессе резания контактирует со срезаемым слоем и стружкой; главной задней поверхностью (2), контактирующей с поверхностью резания; вспомогательной задней поверхностью (3), обращенной к обработанной поверхности; главной режущей кромки (4), основанной пересечением передней поверхности (1) и главной задней поверхности (2); вспомогательной режущей кромки (5), образованной пересечением передней поверхности (1) и вспомогательной задней (3); вершины резца (6), образованной пересечением режущих кромок – главной (4) и вспомогательной (5).

На качество металлорежущего инструмента влияют многие факторы: исполнение заточки режущей части, под каким углом она выполнена и какую имеет конфигурацию, свойства материала, из которого изготовлена рабочая часть инструмента, глубина, скорость резания и подачи.

Для эффективного использования сложных технологических систем промышленности необходимо получить решение ряда технических и технологических задач. Эти задачи охватывают многие аспекты проектирования, изготовления и эксплуатации систем машин, в том числе, и металлорежущего инструмента.

Список использованных источников

1. Справочник технолога – машиностроителя в 2-х т. Т. 2 / Под ред. А. Г. Косиловой, Р. К. Мещерякова. – Москва: Машиностроение, 1985. - 496 с.
2. Жигалко, Н. И. Применение и производство металлорежущих инструментов / Н. И. Жигалко. - Минск, 1975 – 400 с.
3. Грановский Г. И. Металлорежущий инструмент / Г. И. Грановский. – Москва: Высшая школа, 1985. - 304 с.

Научный руководитель: Стариков А.И., старший преподаватель

УДК 621

АНАЛИЗ ВЫПУСКА МЕТАЛЛОРЕЖУЩИХ СТАНКОВ СОВРЕМЕННОГО МАШИНОСТРОЕНИЯ

Ефимова К.О.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Современное машиностроение предъявляет высокие требования к машинам и приборам. Это касается их технико-эксплуатационных характеристик, надежности работы, точности. Данные показатели могут быть обеспечены за счет качества обработанной поверхности деталей машин и приборов, а так же высокой точности размеров. Несмотря на то, что современная технология производства достигла больших достижений по изготовлению высококачественных заготовок, значение металлорежущих

станков и роль обработки резанием в области машиностроения непрерывно повышается.

Металлорежущие станки современного машиностроения – это разнообразные, совершенные рабочие машины, которые используют механические, гидравлические, электрические методы управления рабочим циклом и осуществления движений, а так же решающие сложные технологические задачи.

Металлорежущие станки разделяют по виду применяемого инструмента, способам обработки и перемещения механизмов [1]. В таблице 1 представлены группы станков и их характеристики.

Таблица 1 – Группы металлорежущих станков и их характеристики

№	Наименование	Характеристика
1	2	3
1	Токарные станки	Используются для обработки точением деталей вращения. Движение резания - вращение заготовки.
2	Сверлильные и расточные станки	Главными движениями резания являются вращение инструмента и его подача относительно неподвижной детали.
3	Шлифовальные, полировальные, заточные и доводочные аппараты.	Работают абразивным инструментом. В полировальных и доводочных станках применяется абразивная паста, порошок, шлифовальная лента, бруски.
4	Станки для физико-химической обработки и комбинированные	К данной группе можно отнести станок для электроэрозионной обработки – осуществляется термическая обработка поверхностей за счет пропускания тока через электроды.
5	Зубообрабатывающие и резьбообрабатывающие станки	Применяются для нарезания разных видов зубчатых колес и резьбы. Выполняют черновые и финишные операции
6	Фрезерные станки	Предназначены для обработки с помощью фрезы плоских и фасонных поверхностей, зубчатых колёс, металлических и других заготовок.
7	Строгальные, протяжные, долбежные станки	У долбежных станков главное движение – возвратно-поступательное перемещение резца. Протяжные же станки используются для обработки отверстий и пазов с помощью многолезвийного инструмента – протяжки.
8	Разрезные станки	Служат для разрезания заготовок типа круга, уголков, прутков.
9	Разные станки	К данной группе относятся станки для балансировки, правки и других операций.
10	Резервные станки	Многоцелевые станки, например, оборудование с ЧПУ. В соответствии с видом выполняемой операции включаются в одну из станочных групп.

Все станки механической обработки поделены на 10 групп, в каждой из которых происходит деление на 10 типов, которые, в свою очередь, поделены на 10 типоразмеров. Можно сказать, что разновидность металлообрабатывающих станков достаточно широка и разнообразна. Критерием для отнесения того или иного станка к определенной группе является общность технологического способа обработки либо сходство назначения [2]. Так же каждый их типов объединяет степень универсальности, конструктивное исполнение, назначение агрегата, количество основных рабочих органов.

Станкостроение развивается не только в количественном, но и качественном отношении. Непрерывно повышается производительность, точность, быстроходность, мощность, надежность работы станка. Так же расширяются технологические возможности, эксплуатационные характеристики и совершенствуются архитектурные форма агрегатов. Тенденцию выпуска металлорежущих станков [3] можно наблюдать на рисунке 1.

Из диаграммы, представленной на рисунке 1, видно, что в 2009 году произошел резкий спад выпуска металлорежущих станков. Это обусловлено тем, что из-за экономических санкций в Россию перестало завозиться западное оборудование. Тогда страна перешла на выпуск станков собственного производства, постепенно набирая обороты. Тенденцию роста выпуска металлорежущих станков можно увидеть на диаграмме, начиная с 2010. Если рассматривать отдельно 2017 год, то можно так же заметить положительную динамику роста по производству металлорежущих станков в России. На рисунке 2 представлена диаграмма выпуска рассматриваемого вида станков с января 2017 г. по февраль 2018 г. Так, если на январь 2017 г. было произведено 250 штук станков, то к декабрю этого года – 582 штуки. За январь-февраль 2018 г. произведено 555 станков, что на 2,2% меньше объема производства на январь-февраль 2017 г.



Рисунок 1 – Производство металлорежущих станков, шт в период с 2006 г. по 2017 г.



Рисунок 2 – Производство металлорежущих станков, шт в период с января 2017 г. по февраль 2018 г.

Металлорежущие станки - основной вид заводского оборудования, предназначенного для производства всех основных машин, приборов, инструментов, поэтому объемы выпуска станков, их технический уровень характеризует в значительной степени производственную мощь страны.

Список использованных источников

1. Тепинкичева, В. К. Металлорежущие станки / В. К. Тепинкичева. - Москва, Машиностроение, 1973. - 472 с.
2. Справочник технолога – машиностроителя в 2-х т. Т. 2 / Под ред. А. Г. Косиловой, Р. К. Мещерякова. – Москва: Машиностроение, 1985. - 496 с.
3. Федеральная служба государственной статистики [Электронный ресурс]. - URL: <http://www.gks.ru>.

Научный руководитель: Стариков А.И., старший преподаватель

УДК 621

АНАЛИЗ ПОДОБНЫХ ПО СОСТАВУ ДРЕВЕСНО-ПОЛИМЕРНОМУ КОМПОЗИТУ МАТЕРИАЛОВ

Ефимова К.О.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В настоящее время становятся востребованными новые виды продукции, состоящей из вторичного сырья. В качестве ресурсов для дальнейшей переработки могут быть использованы древесные опилки и мука, полиэтилен, поливинилхлорид, пластик и др. Из наиболее распространенных материалов, имеющих в своем составе данные продукты, можно вы-

делить древесно-стружечную плиту (ДСП), древесноволокнистую плиту (ДВП), мелкодисперсную фракцию (МДФ).

Среди современных строительных материалов можно выделить древесно-полимерный композит (ДПК) [1], являющийся одним из видов древесных композитов, совмещающий достоинства дерева и пластика и лишенный недостатков натуральной древесины. Применение древесно-полимерного композита обширно. Из него изготавливают террасные и половые доски, профили для кровли и внутренней отделки стен, фасадные доски. Материал из ДПК применяется в строительстве уличных кафе, беседок, при оформлении садовых участков, загородных домов.

К недостаткам материалов из ДПК можно отнести плохую переносимость при постоянном одновременном воздействии высокой влажности и высокой температуры [2]. Это приводит к достаточно быстрому изнашиванию материала. Так же возможно появление плесени при недостаточном вентилировании помещения. С этим можно бороться только с помощью дорогих и специфических добавок. Основным недостатком рассматриваемого материала по сравнению с бюджетным деревом остается стоимость.

Ближайший натуральный компонент ДПК – лиственница, которая имеет идентичные свойства, но обходиться в два раза дешевле. Разница проявляется в тех случаях, когда использование одного материала невозможно, тогда он заменяется другим. Лиственница может входить в состав. В таблице 1 представлена сравнительная характеристика ДПК и лиственницы по технико-эксплуатационным характеристикам.

Таблица 1 – Технико-эксплуатационные характеристики ДПК и лиственницы

Свойство	Дерево (лиственница)	ДПК
1	2	3
Долговечность	До 20 лет	До 25 лет
Плотность	До 0,66 кг/дм ³	1-1,5 кг/дм ³
Влагостойкость	Высокая	Высокая (изменения в размерах при суточном нахождении в воде до 0,3%)
Подверженность воздействию насекомых	Низкая	Отсутствует
Требуемый уход	Регулярная полировка, обработка, защитными составами, периодическая замена досок	Периодическая очистка водой и щеткой
Прочность на изгиб	До 100 МПа	До 50 Мпа
Прочность к механическим повреждениям	До 10 Мпа	Высокая
Твердость поверхности	109 ед. по шкале Бриннеля	179 ед. по шкале Бриннеля

1	2	3
Огнестойкость	Низкая	Высокая
Допустимая температура max	+50°C	+50°C
Допустимая температура min	-70°C	-70°C
Усушка	До 1% вдоль, до 8% в тангенциальном направлении, до 5% - в радиальном	Отсутствует
Стойкость к ультрафиолету	Низкая, требует дополнительной защиты	Высокая
Экологическая безопасность	Высокая	Высокая
Цена	Около 1000 руб/м ²	Около 2000 руб/м ²

Однозначно выбрать лучший материал сложно. Можно лишь сказать, что выбор будет зависеть от его применения. Так, лиственница будет лучше проявлять себя в закрытых помещениях в условиях высоких температур, а ДПК прослужит намного дольше на открытом пространстве.

Прогресс не стоит на месте, в частности, ведутся разработки в сфере изготовления материалов из вторичного сырья. Возможно, в будущем будет создан композит, превосходящий по своим технико-эксплуатационным характеристикам уже известные материалы. Но в настоящее время одним из наиболее долговечных, менее подверженных воздействиям окружающей среды материалов, является древесно-полимерный композит.

Список использованных источников

1. Колесов, А. А. Древесно-полимерные композиты / А. А. Колесов. – Санкт-Петербург: Научные основы и технологии, 2010. – 736 с.
2. Древесно-полимерный композит (ДПК): характеристики и сферы применения материала: обустройство загородного дома и участка [Электронный ресурс]. - URL: <http://greensector.ru/>

Научный руководитель: Стариков А.И., старший преподаватель

УДК 669.046.41

РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПРОЦЕССА ОБЖИГА

Камел Н. К., Исагулова Д. А.,

Карагандинский государственный технический университет, г. Караганда

Нагрев заготовок в камере обжиговой печи осуществляется за счет конвективного и лучистого теплообмена между топочными (дымовыми) газами, проходящими через муфельные каналы и поверхностью муфеля, и

теплопередачи через стенку муфеля и засыпку к телу заготовки. Распределение температуры по диаметру и высоте электрода в ходе обжига определяют условия теплообмена и пирогенетические изменения связующего вещества, выделение газообразных продуктов.

В настоящее время процесс обжига ведется без учета этих явлений, что сказывается на качестве изделий и повышенному выходу брака. В связи с этим весьма актуальным является моделирование температурного поля заготовки и определение управляющих воздействий для получения оптимальных условий обжига [1,2,3]. Распределение температуры в изделии может быть определено решением задачи нестационарной теплопроводности через стенки муфеля, коксовую засыпку и внутри изделия.

При допущении равномерного распределения дымовых газов по муфелям камеры рассмотрим задачу конвективного теплообмена и теплопередачи в теле цилиндрической формы. В качестве геометрических условий принимаем, что муфель представляет гладкую трубу длиной L , м и эквивалентным диаметром D , м ($L \gg D$).

Процесс принимаем стационарным, т.е. поле, средней по времени скорости, потока является постоянным.

Решение задачи теплообмена между дымовыми газами и муфельным каналом печи.

В качестве граничных условий задаем распределение температуры греющих газов и скорости на границах потока. К физическим условиям отнесем следующие параметры для дымовых газов: коэффициент температуропроводности - α , м²/с, коэффициент кинематической вязкости - ν , м²/с, коэффициент теплопроводности - λ , Вт/м.град, плотность - ρ , кг/м³, теплоемкость, Дж/кг.град. Аналитическое решение процессов конвективного и лучистого теплообмена при ламинарном и турбулентном движении определяется системой дифференциальных уравнений. Математические трудности решения предполагают использование теории подобия в критериальной форме. Необходимые значения чисел Рейнольдса и Прандтля для определения коэффициента теплоотдачи определяются из условий однозначности. Для условий расчета конвективного теплообмена в муфеле камерной печи скорость течения дымовых газов при расходе топлива 25-50 м³/час составляет 0.3 - 0.4 м/сек, а плотность дымовых газов при нормальных условиях равна 1.27 кг/м³.

При этом рассчитанные для данного типа камер печи значения чисел Рейнольдса и Прандтля равны $Re \approx 1000$, что характеризует течение газа в канале муфеля как ламинарное, среднее значение критерия Pg (критерий Прандтля) составляет 0.65. (Эти параметры изменяются при изменении температуры).

Рассмотрим условия теплообмена в одиночном муфельном канале. Тепловой поток, вносимый в канал муфеля дымовыми газами, равен:

$$\Phi_1 = G_2 c_2 (t_1) t_1 \quad (1)$$

где Φ_1 - тепловой поток на входе в муфель, Вт; G_2 - массовый расход дымовых газов, кг/с; $c_2(t_1)$ - теплоемкость газового потока, функция температуры, Дж/кг.град; t_1 - температура газового потока, °С.

Аналогично, тепловой поток Φ_2 , выносимый газовым потоком из муфеля, при температуре t_2 , равен:

$$\Phi_2 = G_2 c_2 (t_2) t_2 \quad (2)$$

В результате процессов теплообмена в муфеле между движущимся газом и стенкой муфеля, результирующий тепловой поток через стенку муфеля в кассету составит:

$$\Phi_{2рез} = \Phi_{луч} + \Phi_{конв} \quad (3)$$

где $\Phi_{луч}$ - лучистая составляющая результирующего потока, Вт; $\Phi_{конв}$ - конвективная составляющая, Вт.

Следовательно, уравнение теплового баланса муфеля имеет вид:

$$\Phi_1 = \Phi_2 + \Phi_{2рез} \quad (4)$$

Излучение от газа к окружающей стенке в соответствии с [4] описывается уравнением:

$$\Phi_{луч} = c_2 \varepsilon_{ст.эф} \varepsilon_2 F \left[\left(\frac{t_{г.ср} + 273}{100} \right)^4 - \left(\frac{t_{ст.ср} + 273}{100} \right)^4 \right] \quad (5)$$

где $c_2 = 5.67$ Вт/м град² - коэффициент излучения абсолютно черного тела; $\varepsilon_{ст.эф} = 0.5(\varepsilon_{ст} + 1)$ - эффективная степень черноты стенки; $\varepsilon_{ст}$ - степень черноты материала муфеля; $F = \pi DL$ - внутренняя поверхность муфеля, м; $t_{ст.ср}$ - средняя температура стенки, °С; $t_{г.ср}$ - средняя температура газа, °С [5].

Считая газ серым, степень черноты газового потока найдем по формуле:

$$\varepsilon_2 = 1 - \exp(-k \cdot s_{эф}) \quad (6)$$

где $s_{эф} = 3.6V/F$ - эффективная длина пути луча, м; k - коэффициент поглощения в газовой зоне; V - объем газовой зоны, м³.

Для расчета коэффициента поглощения известно множество формул. В соответствии с [5] он равен:

$$k = (0.8 - 1.6 \cdot 10^{-5} P_{H_2O}) \left(1 - 0.38 \cdot 10^{-3} t_{г.ср} \right) \sqrt{(P_{CO_2} + P_{H_2O}) 10^5} / \sqrt{s_{эф}} \quad (7)$$

где P_{CO_2} , P_{H_2O} парциальные давления диоксида углерода и водяных паров.

Конвективный тепловой поток на стенку равен:

$$\Phi_{конв} = \alpha F (t_{г.ср} - t_{ст.ср}) \quad (8)$$

где α - коэффициент теплоотдачи, Вт/м град.

Критериальное уравнение для расчета коэффициента теплоотдачи в соответствии с [6-7] определяется следующим образом:

$$Nu_D = 1.86(Re_D Pr)^{0.33} \left(\frac{D}{L}\right)^{0.33} \left(\frac{\mu_b}{\mu_s}\right)^{0.14} \quad (9)$$

где μ_b - коэффициент динамической вязкости при среднемассовой температуре газа. Па·с, μ_s - коэффициент динамической вязкости при среднемассовой температуре стенки муфеля. Па·с.

Поскольку число Нуссельта определяется как

$$Nu_D = \frac{\alpha D}{\lambda} \quad (10)$$

то коэффициент теплоотдачи:

$$\alpha = \frac{\lambda Nu_D}{D} \quad (11)$$

где λ - коэффициент теплопроводности газа, Вт/м град. Для наших условий [6]:

$$\lambda = 0.028 + 0.00006 t_{z,cp} \quad (12)$$

Считая, что температура газового потока по длине муфеля изменяется по линейному закону, определим $t_{z,cp}$ как среднеарифметическое t_1 и t_2 :

$$t_{z,cp} = \frac{t_1 + t_2}{2} \quad (13)$$

При этом допущении находим среднюю температуру стенки муфеля $t_{cm,cp}$ решением нелинейного уравнения теплового баланса (4), которое в явном виде следующее:

$$G_z [c_z(t_1)t_1 - c_z(t_2)t_2] = c_z \varepsilon_{cm,эф} \varepsilon_z F \left[\left(\frac{t_{z,cp} + 273}{100}\right)^4 - \left(\frac{t_{cm,cp} + 273}{100}\right)^4 \right] + \alpha F (t_{z,cp} - t_{cm,cp}) \quad (14)$$

после чего находим результирующий тепловой поток $\Phi_{рез}$.

При решении уравнения (15) считаем известным объем дымовых газов через камеру Q , м³/с, а также значения t_1 и t_2 .

Скорость газа в канале муфеля равна:

$$w = \frac{Q}{FK_m} \quad (15)$$

Тогда массовый расход газа:

$$G_z = \frac{\rho(t_{z,cp}) \pi D w}{4} \quad (16)$$

Плотность газов ρt при рабочих условиях (температуре t_z, t_2 , °С барометрическом давлении $\rho_{бар}$, кПа, и избыточном давлении $\pm \rho_z$, кПа) определится из выражения:

$$\rho t = \frac{\rho_0 273 (\rho_{бар} \pm \rho_z)}{101,3 (273 + t_z)} \quad (17)$$

где ρ_0 - плотность газа при температуре нормальных условиях, кг/м³.

Полный тепловой поток, из муфельных каналов в кассету камеры равен:

$$\Phi_{\text{общ}} = \Phi_{2\text{рез}} K_m \quad (18)$$

Из выражения (13) определили, что при $t_{2.ср} = 310^\circ\text{C}$ значение $t_{ср.ср} = 282^\circ\text{C}$.

При этом массовый расход газа $G_2 = 0.61$ кг/сек, а расчетное значение коэффициента теплоотдачи α от дымовых газов к стенке муфеля составляет $8.67 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{град}}$.

Передачу тепла через стенку муфеля определим решением задачи теплопроводности через плоскую стенку:

$$\Phi_{2\text{рез}} = \left(\frac{t_{ср.ср} - t_{ср.нар}}{R} \right) \quad (19)$$

где $R = \frac{\delta}{\lambda_{см} F}$ тепловое сопротивление стенки, град/Вт; $\lambda_{см}$ - коэффициент теплопроводности стенки [8,9], Вт/м.град; $t_{ср.нар}$ - температура наружной стенки муфеля, $^\circ\text{C}$.

Значение температуры для внешней стенки муфеля при стационарных условиях теплопроводности, определенное из (20) составляет 275°C . В процессе обжига, длящемся до 420 часов, можно принять установившиеся значения на интервале 2-3 часа (без изменения управляющих воздействий) в качестве стационарных.

При этом расчетные значения будут справедливы на данной траектории процесса.

При изменении входных воздействий необходим перерасчет полученных значений в соответствии с новыми данными. Для выбранного интервала стационарности $\Delta\tau$, час можно записать:

$$M_3 c_3 (t_3) t_3 = \Phi_{\text{общ}} \Delta\tau \quad (20)$$

где M_3 - суммарная масса засыпки в кассете, кг; c_3 - теплоемкость засыпки (функция температуры); t_3 - средняя температура засыпки, $^\circ\text{C}$.

Отсюда средняя температура засыпки равна:

$$t_3 = \frac{\Phi_{\text{общ}} \Delta\tau}{M_3 c_3 (t_3)} \quad (21)$$

Аналогично средняя температура (t_u) обжигаемого изделия равна:

$$t_u = \frac{\Phi_{\text{общ}} \Delta\tau}{M_u c_u (t_u)} \quad (22)$$

где t_u - средняя температура изделия, $^\circ\text{C}$; M_u - суммарная масса изделий в кассете, кг; c_u - теплоемкость изделия (функция температуры), [10].

Обработкой результатов экспериментальных исследований получены следующие уравнения регрессии:

$$Q(\tau) = 1.5 - 0.002\tau - 0.0004\tau^2 \quad (23)$$

$$t1(\tau) = 350 + 0.076\tau + 0.035\tau^2 \quad (24)$$

$$t2(\tau) = 130 + 0.076\tau + 0.0388\tau^2 \quad (25)$$

где τ - время процесса обжига, час.

Приняв интервал стационарности $\Delta\tau = 8$ час, при полном цикле обжига 400 часов, получены расчетные значения изменения температур и параметров процесса обжига.

На рисунках 1 и 2 приведены зависимости изменения температуры стенки муфеля и коэффициента теплоотдачи от теплофизических свойств теплоносителя и технологических параметров процесса во времени.

На рисунке 3 приведены зависимости средней температуры дымовых газов и муфеля обжиговой печи от времени обжига.



Рисунок 1 – Расчетная зависимость изменения температуры муфеля от времени обжига

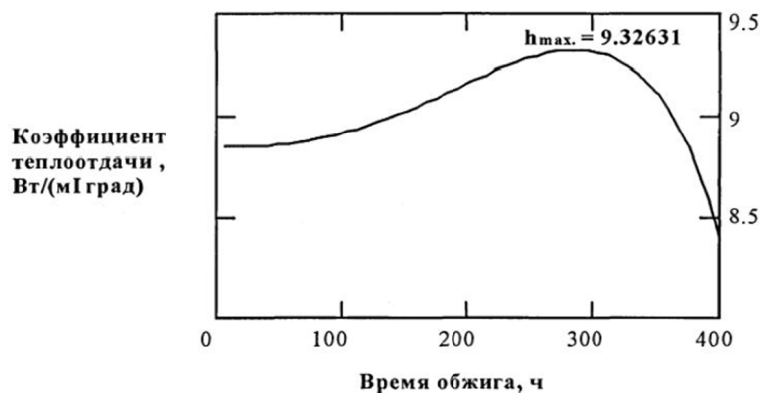


Рисунок 2 – Расчетная зависимость коэффициента теплоотдачи дымовых газов к стенке муфеля в процессе обжига

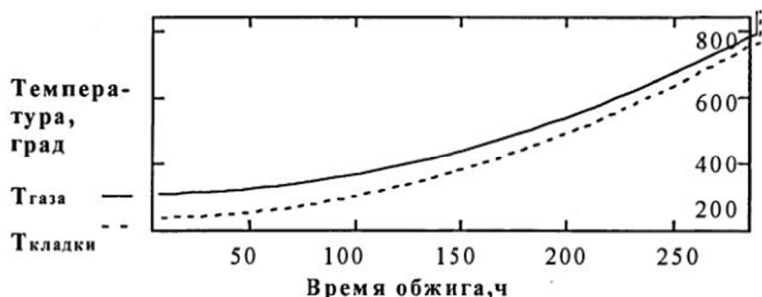


Рисунок 3 – Расчетная зависимость средней температуры дымовых газов и муфеля обжиговой печи от времени обжига

Полученные результаты используются для решения задачи теплопроводности в теле заготовки.

Список использованных источников

1. Leisenberg, W. Innovatherm prof. Or. Leisenberg GmbH + Co. KG, AIME / W. Leisenberg // Light Metals. - 1999. - P. 579 - 584.
2. Сухоруков, И. Ф. Бюллетень «Цветная металлургия» / И. Ф. Сухоруков. – 1963. - № 22
3. Арутюнов, В. А. Математическое моделирование тепловой работы промышленных печей / В. А. Арутюнов, В. В. Бухмиров, С. А. Крупеников. - Москва: Металлургия, 1990. - 240 с.
4. Крейт, Ф. Основы теплопередачи / Ф. Крейт, У. Блэк. - Москва: Мир, 1983.
5. Беляев, Н. М. Методы теории теплопроводности / Н. М. Беляев, А. А. Рядно. В 2-х ч. - Москва: Высшая школа, 1982. - 128 с.
6. Казанцев, Е. И. Промышленные печи / Е. И. Казанцев. - 2-е изд., перераб. и доп. - Москва: Металлургия, 1975. - 385 с.
7. Сошкин, С. В. К возможности создания импульсной системы сжигания топлива для камерных печей / С. В. Сошкин // Цветная металлургия. - 1998. - № 3. - С. 55-58.
8. Пустовалов, В. В. Теплопроводность огнеупоров \ В. В. Пустовалов. - Москва: Металлургиядат, 1966. – 84 с.
9. Фиалков, А. С. Углеродистые материалы / А. С. Фиалков. - Москва: Энергия, 1979. - 320 с.

*Научный руководитель : Исагулова Д.А.,
доктор Phd, ст. преподаватель*

УДК 621.9.025

ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА МЕХАНИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ И РАБОТОСПОСОБНОСТИ РЕЖУЩЕГО ИНСТРУМЕНТА

*Кокорин И.Н., Некрасов Р.Ю., Барбышев Б.В.,
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Одной из главных проблем при механической обработке деталей нефтегазового машиностроения является увеличение работоспособности режущего элемента в процессе твердого точения сверхтвёрдых сплавов.

Статистические данные свидетельствуют о том, что причиной выхода из строя режущего инструмента из-за поломок сменных режущих пластин в 50%.

Напряженно деформированное состояние пластин является одним из важнейших факторов влияющих на работоспособность. Исследования про-

водимые в этой области показывают, что в процессе резания возникают напряжения и деформации (в СРП), которые отрицательно сказываются на прочности режущей пластины. Так же установлено влияние геометрии режущей части на качество и производительность механической обработки.

В связи с этим возникает необходимость искать способы уменьшения напряжений в режущей пластине. В процессе работы режущая часть инструмента испытывает силовые и температурные нагрузки. Силовые нагрузки, в частности динамические приводят к разрушению пластины в за контактной зоне в месте их крепления к корпусу и со стороны опорной поверхности.

Снизить напряжения внутри режущих пластин можно не только за счет конструкции инструмента в частности совершенствования способов крепления пластины в корпусе инструмента, но и за счет охлаждения режущих пластин в процессе работы.

Исследования проводимые в данной области показывают, что как при точении без охлаждения так и с его использованием наблюдается одинаковый характер зависимости температуры от скорости резания. Однако при повышении режимов резания, (в частности скорости резания) достигается значительное снижение температуры сменной режущей пластины. Так же установлено, что применение системы охлаждения пластины, через внутренние каналы в державке резца способствуют снижению температуры пластины; увеличению чистоты поверхностного слоя и снижению износа сменной режущей пластины на оптимальных скоростях резания.

Список использованных источников

1. Nekrasov, R.Yu. Laser nanometry of cutting tool deformation / R. Yu. Nekrasov, U. S. Putilova. – Tyumen: TSOGU, 2016. – 144 pp.

2. Механика деформирования и разрушения при резании / Б. В. Барбышев [и др.]; Под ред. М. Х. Утешева. — Т. I. Нестационарный процесс резания. — Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. — 212 с.

Научный руководитель: Некрасов Р. Ю., к.т.н., доцент

УДК 3.3

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ КРИВЫХ ВОССТАНОВЛЕНИЯ УРОВНЯ

Колмакова В.А.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В современном мире обойтись без средств измерений, практически, невозможно. Практически нет никакой области деятельности, где бы все более интенсивно не использовались результаты измерений, испытаний и контроля. Оценка состояния измерений в калибровочной лаборатории является одной из главных действий на каждом предприятии.

Объектом исследования было АО «Ютэйр-Инжиниринг». В четвертом квартале 2017г, в АО «Ютэйр-Инжиниринг» была проведена проверка ФГУП «ВНИИМС» по факту соответствия требованиям РСК и ГОСТ ИСО/ МЭК 17025-2009, в части компетентности выполнения калибровочных работ.

В ходе проведения проверки, комиссией были сделаны замечания, а в частности отсутствие в лаборатории сушильного шкафа. Для устранения замечания необходимо приобрести сушильный шкаф, который обладает следующими преимуществами:

- позволяет поддерживать постоянную температуру в ходе опытов;
- стерилизует инструменты;
- гарантирует химическую стабильность и сохранность материала.

На приобретение сушильного шкафа необходимо затратить 93182 рублей (данные представлены в таблице 1).

Таблица 1– Первоначальные затраты

Наименование	Цена, руб.
Лабораторный шкаф	76020
Доставка	7000
Потребление эл.Энергии (в год)	10162
ИТОГО	93182

С приобретением шкафа предприятие будет иметь следующие доходы (предоставлены в таблице 2).

Таблица 2 – Доход

Наименование	Количество, шт.	Цена, руб.
Цена поверочных работ	1	1037
Количество наборов щупов на предприятии	33	34221
Количество проверок сторонних организаций	100	103700
ИТОГО		137921

Исходя из расчетов, окупаемость вложений не превышает более 1 года. А рентабельность составляет 48%, что дает возможность в среднем экономить 40000- 50000 рублей в год.

*Научный руководитель: Никитина О.В.,
преподаватель первой квалификационной категории*

ВЛИЯНИЕ ТЕПЛООБМЕНА НА КОНТАКТНУЮ ПОВЕРХНОСТЬ ИНСТРУМЕНТА И НА СТРУЖКОДРОБЛЕНИЕ

Кузнецов К.Д., Ужегов В.А., Васильев Д.В.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Для получения заданных форм и размеров деталей при обработке заготовки режущим инструментом снимается слой металла – припуска. Срезанный слой металл называется стружкой.

Резание металлов осуществляется на металлорежущем станке различными режущими инструментами (резцами, сверлами, фрезами).

Процесс резания осуществляется, как показано на рисунке 1 [2]

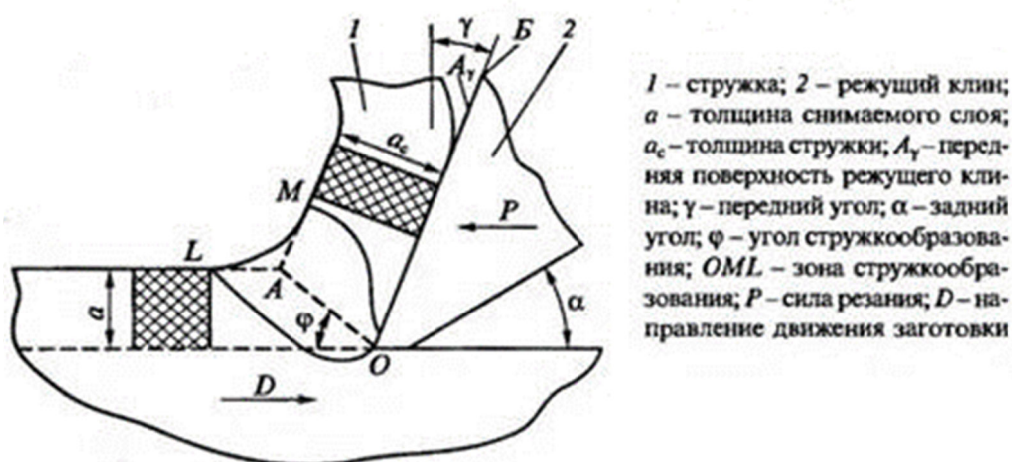


Рисунок 1– Схема процесса резания

Процесс резания – это не легкий этап обработки металла, он заключается в срезании с заготовки лишнего слоя в виде стружки, с целью получения детали требуемой формы, размеров и шероховатости обработанных поверхностей., при данной обработке возникают следующие явления: износ режущего инструмента, наклеп обработанной поверхности, за счет высокой температуры возникают большие деформации срезаемого слоя. Образование стружки осуществляется под воздействием режущего инструмента на срезаемый слой металла, благодаря относительному движению обрабатываемой детали и режущего инструмента на обрабатываемом станке.[3]

Срезаемый слой металла значительно деформируется под воздействием режущего инструмента, трения и температурных явлений, отделяясь от основной массы, где уже в виде стружки, перемещается по передней грани используемого инструмента.

Классификация стружки по видам, показано на рисунке 2.[3]

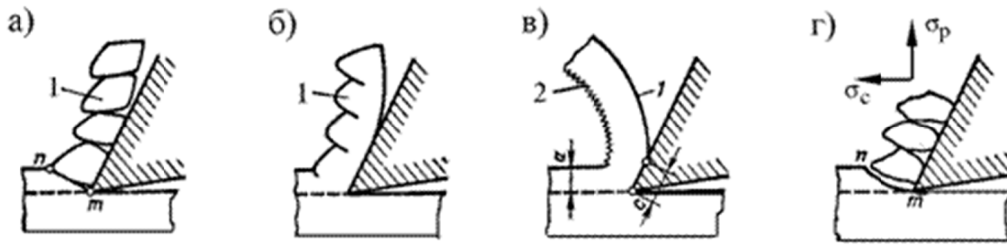


Рисунок 2 – Виды стружек: а) элементная; б) суставчатая; в) сливная; г) надлома

Чтобы обеспечить стружколомание нужно изменить радиусную форму передней поверхности резца или стружколомающих отступов, выточенных параллельно главной режущей кромке. У припаянных к ней пластинок можно изменять угол, путем применения накладных стружколомателей при плоской форме передней поверхности. Стружка может ломаться как сама, так и при соприкосновении с инструментом или деталью. Эффективное дробление стружки обеспечивается комплексом всех влияющих факторов: правильным выбором стружколома, сплава, покрытия, СОЖ.

Способы стружколомания:

1. Сборные стружколомающие резцы;
2. Кинематическое стружколомание;
3. Специальные типы заточек передней грани резцов;
4. Накладные скружколомы;

На рисунке 3, представлен способ стружколомания.[3]

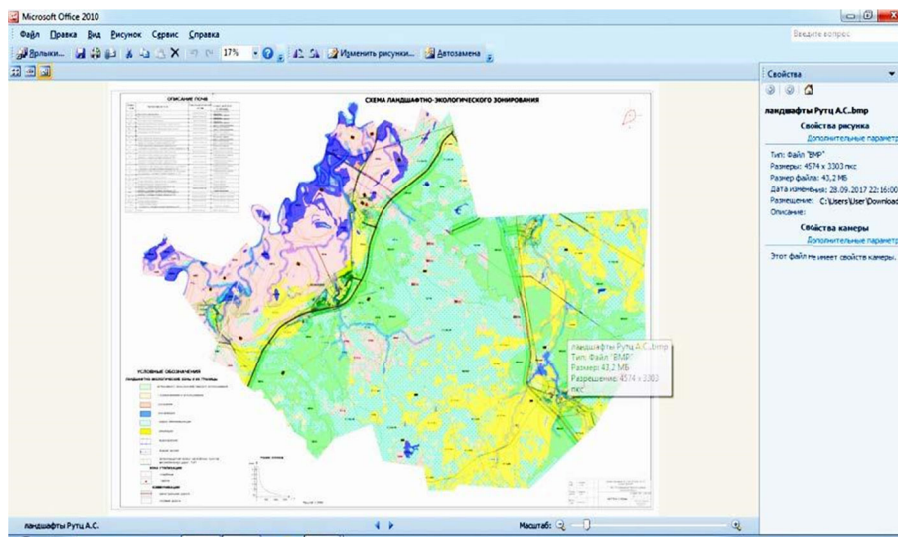


Рисунок 3 – Основной способ стружколомания

Подробное изучение законов распространения теплоты в зоне резанья помогает разобраться в регулировании температур, возникающих на контактных поверхностях инструмента. Было показано, как такое регули-

рование может быть достигнуто путем изменения теплофизических свойств и положения режущей пластинки.

Во многих случаях более доступным способом является регулирование длины контактных поверхностей инструмента. М.И. Клушин предложил применять резцы с укороченной передней поверхностью, как показано на рисунке 4.[4]

Особенность процесса резания инструментами с укороченной передней поверхностью являются также меньшие, чем обычно, коэффициенты усадки стружки. В.С. Кушнер [2] формулу для расчета коэффициента усадки стружки при резании сталей в виде $k \approx \sqrt{1 + \frac{f}{\alpha}} - \cos \gamma$, где α — толщина стружки.

Эксперименты, проведенные резцами с $\gamma = -10^\circ$, показывают, что вблизи режущей кромки имеют место касательные напряжения.

Так как в нашем случае нормальные нагрузки на заторможенный слой (нарос), имеющий клиновидную форму, а также трение нароста о поверхность резания, создают силы, перемещающие этот слой по направлению к кромке, а может быть и далее — под заднюю поверхность резца.

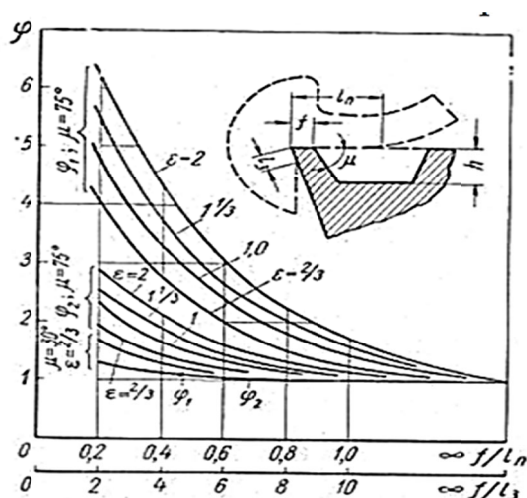


Рисунок 4 – Поправочные коэффициенты φ_1 и φ_2 в зависимости от размеров конфигурации и фаски канавки режущего инструмента с укороченной поверхностью

Конструировать переднюю поверхность режущего инструмента следует, так что бы она не ослаблялась при этом, увеличивая поперечное сечение стружки разного коэффициента усадки. Если это возможно, то нужно ограничить длину контактной площадки инструмента на задней поверхности.

Данное введение позволит ограничить значимый рост температуры при обработке на задней поверхности, следовательно, при наименьших температурах инструмент прослужит более длительное время.

Список использованных источников

1. Артамонов, Е. В. Методы учёта надёжности в методике оценивания качества сборных металлорежущих инструментов / Е. В. Артамонов, Д. С. Василега, М. С. Остапенко // Актуальные проблемы современного машиностроения: сб. трудов Междунар. науч. – практ. конф. - Юргинский технологический институт, 2014. - С. 243-247.

2. Кушнер, В. С. Основы теории стружкообразования: учеб. пособие в 2 кн. / В. С. Кушнер. – Омск: Изд-во ОмГТУ, 1996.

3. Нодельман, М. О. Стружколомание при токарной обработке / М. О. Нодельман. – Челябинск: Книжное издательство, 1963. - 120 с.

4. Резников, А. Н. Тепловые процессы в технологических системах / А. Н. Резников, Л. А. Резников. – Москва: Машиностроение, 1990. – 288 с.

Научный руководитель: Артамонов Е. В., д.т.н., профессор

УДК 67.05

ОПТИМАЛЬНЫЙ ПАРК СТАНКОВ НА МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

Кузнецов К.Д.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В настоящее время практически любое предприятие, которое занимается механической обработкой деталей, имеет у себя станки с числовым программным управлением – ЧПУ. В станках с ЧПУ все действия управляются электроникой, в отличие от универсальных станков, где обработка ведется вручную. Поэтому многие предприятия закупают станки с ЧПУ и активно модернизируют свое дело.

Откуда же такая популярность у станков с программным управлением? Такие станки обладают большим количеством плюсов. Первым и наиболее весомым плюсом ЧПУ является уровень автоматизации производства. Процесс вмешательства человека в технологический процесс сведен к минимуму, в отличие от универсальных станков, где все действия выполняет станочник. Данные системы могут работать практически автономно, выпуская продукцию высокого качества. При этом работнику будет необходимо лишь произвести наладку и проверку инструментов, установку и снятие заготовок. Это возможно даже выполнять одному человеку на нескольких станках.

Также важно отметить производственная гибкость ЧПУ. Благодаря этому смена типа обработки детали произойдет очень быстро – всего лишь сменой программу ЧПУ. При этом старая программа будет храниться на накопителе и может быть использована в любой момент при надобности.

Еще одним огромнейшим плюсом будет то, что такие станки имеют очень высокую точность и повторяемость обработки деталей. Это значит, что

на качество деталей при ручной обработке может влиять усталость станочника, то ЧПУ лишены таких изъянов, они будут выполнять обработку деталей нужное количество времени и при этом качество обработки страдать не будет. И еще к одному плюсу можно отнести то, что станки с ЧПУ позволяют обрабатывать сложные детали, изготовление которых на обычном оборудовании невозможно. Пример таких деталей – это штампы и пресс формы.

Также предприятию, осуществляющему выпуск продукции с помощью станков с ЧПУ, возможно устанавливать наиболее точно сроки изготовления, что является большим плюсом.

Однако при таком большом количестве плюсов, ЧПУ обладают и не менее значительными минусами. Основной минус – стоимость. Помимо стоимости покупки и установки они еще довольно дороги в обслуживании, поэтому позволить их себе могут не все предприятия. Особенно, если это импортные станки от всемирно известных стран-производителей, таких как Германия, Болгария, Южная Корея. Станки, производимые в этих государствах, по цене доходят до 10 млн. рублей. К этому дополнительно необходимы и более квалифицированные работники или же обучение прежних, на что тоже требуются деньги и время, которое является важным и невозполнимым ресурсом для предприятия. Помимо этого, для станка с ЧПУ нужны комплектующие, которые не всегда идут «в наборе» со станком. Значит их также придется докупать у изготовителя станка, по довольно высокой цене.

Ещё одним минусом является то, что, не смотря на всю автоматизацию и развитие ЧПУ, станки не всегда могут выполнить окончательную обработку детали, потому что это будет невозможно или считаться нецелесообразным.

Универсальные станки уже являются проверенным временем оборудованием. Есть изготовители станков с ручным управлением в России, что при покупке сократит затраты на транспортировку, и стоимость отечественных станков ниже импортных. Из плюсов необходимо упомянуть что в процессе обработки станочник может вовремя вмешаться в процесс обработки и скорректировать его или же вообще остановить процесс резания и заменить его. Также нет жестких требований к инструментам. Что может позволить исправить какой-либо брак или вообще переделать в другую деталь.

Тогда какой парк оборудования должен быть на предприятии? Смогут ли все станки быть с числовым программным обеспечением или же необходимы универсальные? Скорее всего, да, необходимы и те, и другие станки для более оптимальной и многообразной работы завода.

Список использованных источников

1. Невастанкомаш. Каталог оборудования / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://dvt-spb.ru/catalog/mokpo/>
2. Тапк, М. Оборудование для металлообработки [Электронный ресурс] / М. Тапк. – Режим доступа: http://tapcoint.ru/functions/f_tokarnie-stanki/chpu/

3. Авиаремонтное предприятие "МОТОР". Официальный сайт [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://motoravia.ru/files/spec.zip/folder8/1029867.php>

4. Преимущества и недостатки станков с ЧПУ [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://studopedia.org/11-88721.html>

УДК 621

ОЦЕНКА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ СРЕДНЕСТАТИСТИЧЕСКОГО ДОМА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МОЩНОСТИ ВЫРАБАТЫВАЕМОЙ ЭНЕРГИИ УСТАНОВКИ ПАРОВОГО ДВИГАТЕЛЯ – ГЕНЕРАТОРА

Кузьмин М.С.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Для расчета генерирующего устройства в паровой установке, описанной в статье «Паровой двигатель-генератор как альтернативный источник электрической энергии», необходимо знать, сколько мощности в среднем потребляет один частный дом или помещения, на которые ориентирована разработка данного проекта. Исходя из полученных данных расчета будут выявлены несколько модификаций установки.

В таблице 1 приведены самые распространенные бытовые приборы и потребители энергии, такие как лампы накаливания, плиты отопления, стиральные машины и т.д. Так же при расчете мощности нужно будет учитывать коэффициент спроса на электроприборы, который будет приведен в таблице 2, и значение которого строго определено по нормативным документам [1, с. 10].

Таблица 1 – Ведомость потребителей энергии

Наименование оборудования	Мощность [P], кВт/ч	Мощность [P], кВт/мес.
1	2	3
Лампа накаливания	0,5	360
Лампа люминесцентная	0,04	28,8
Розеточное место	0,1	72
Холодильник	0,5	360
Электроплита	4	2880
Кухонная вытяжка	0,3	216
Чайник электрический	2,3	1656
СВЧ – печь	1,3	936
Посудомоечная машина	1,2	864
Котел электрический	12	8640
Телевизор	0,4	288

1	2	3
Освещение улицы	1,0	720
Компьютерное место	0,9	648
Кофе машина	2,0	1440
Насосное оборудование котельной	0,8	576
Вентиляционная установка	2,5	1800
Скваженный насос	2	1440
Кондиционер	1,5	1080
Электрокамин	0,3	216
Стиральная машина	1,5	1080
Гидромассажная ванная	0,6	432
Итого:	35,74	25732,8

Поскольку в установке предполагается наличие трех модификаций, то и расчеты для них будут проводится по трем разным комбинациям суммарной мощности потребления электроприборов. Для первой модификации установки необходимо оценить суммарно потребляемую энергию учитывая все возможные электроприборы, которые могут находиться в доме или помещении.

Взяв в расчет только наиболее популярные электроприборы и, усреднив значения, получаем, что среднестатистический частный дом (по заявленным мощностям) потребляет 32,74 кВт/ч. При максимально возможной работе всех приборов 24 часа в сутки. Для определения примерной реальной потребляемой мощности воспользуемся таблицей 2.

Таблица 2 – Коэффициенты спроса (по нормативам)

Заявленная мощность кВт/ч.	до 14	до 20	до 30	40	50	60	свыше 70
Коэффициент спроса	0,8	0,65	0,6	0,55	0,5	0,48	0,45

Далее корректируем потребляемую мощности, используя коэффициент спроса, для этого необходимо умножить рассчитанную ранее заявленную мощность на коэффициент. Получаем $32,74 \text{ кВт/ч} \times 0,65$, значит, потребляемая мощность будет равна 21,28 кВт/ч. Для такой нагрузки в дальнейшем будет подобрана компоновка проекта для первой модификации – «максимальной». Компоновка второй модификации будет выполнена исходя из расчетов мощностей потребляемой энергии приборов, которые необходимы для жизнедеятельности человека такие как: холодильник, плита, СВЧ печь и др.

Ориентировочно потребляемая энергия данными приборами равняется 14,95 кВт/ч. Так же, как и в первом случае, получившийся результат необходимо умножить на коэффициент спроса. Тогда получим $14,95 \times 0,65 = 9,72 \text{ кВт/ч}$. Такую энергию должна будет выдавать установка при компоновке проекта для модификации – «средняя».

Последний расчёт потребляемой энергии будет произведен только для осветительных приборов, то есть такие как лампы, светильники и др.

Поскольку потребляемая такими приборами энергия весьма мала и составляет 0,68 кВт/ч поправку на коэффициент спроса в данном случае выполнять нет необходимости. В таблице 3 отображены данные о ориентировочной оценке потребляемой энергии для трех модификаций установки. Эти результаты показывают какую мощность необходимо вырабатывать генератору в проекте, чтобы обеспечить энергией представленные для каждой из модификаций приборов.

Таблица 3 – Результаты расчетов

Модификация проекта	Необходимая для выработки мощность [Р] кВт/ч.
«Максимальная»	21,28
«Средняя»	9,52
«Минимальная»	0,68

Таким образом в данной статье описан способ оценки потребляемой энергии в среднестатистическом доме или помещении. Эти данные необходимы для дальнейшей разработки модификаций проекта паровой установки – генератора. Расчет производился для дома, так как цель паровой установки решить некоторые проблемы с электрификацией в труднодоступных регионах и населенных пунктах, где эти проблемы присутствуют и область применения данной установки нацелена на частные дома или небольшие помещения, где возможен монтаж установки.

Список использованных источников

1. Кабышев, А. В. Расчет и проектирование систем электроснабжения: справочные материалы по электрооборудованию: учеб. пособие / А. В. Кабышев, С. Г. Обухов. – Томск: Томский политехн. ун-т, 2005. – 168 с.

УДК 620.178.169

ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ТРИБОТЕХНИЧЕСКИХ СОСТАВОВ НА ИЗНОСОСТОЙКОСТЬ СТАЛИ 20X13

Кусков К.В.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Традиционные технологии ремонта двигателей внутреннего сгорания (ДВС) заключаются в разборке двигателя и замене изношенных деталей на новые или восстановленные. С развитием технологий появился безразборный метод ремонта двигателей. Эта технология заключается в том, что при введении специальных добавок в масло или топливо в узлах тре-

ния механизма вместо износа начинается обратный процесс. При этом происходит восстановление изношенной детали с образованием слоев с высокой износостойкостью и малым коэффициентом трения. Опыт применения триботехнических составов в технике, в том числе и для двигателей внутреннего сгорания, показывает существенный положительный эффект, состоящий в увеличении безремонтного пробега автомобилей и, что особенно актуально, в увеличении межремонтного ресурса ДВС, и снижении эксплуатационных затрат предприятия.

В данной работе для исследования были выбраны триботехнические составы Хадо и Супротек (присадки) для восстановления двигателей производимых в России. Материалом для исследования была нержавеющая сталь 20Х13.

Испытание проводили на машине трения ИИ 5018 по схеме диск-колодка. Перед добавлением присадки масло было нагрето до температуры 80 С°. Сила прижима составляла 100 Н, скорость вращения 1000 об/мин. Время испытания 60 минут. Результаты исследований представлены в таблице 1. В качестве контрольного образца было использовано масло без добавления присадок.

Таблица 1 – результаты испытаний

Параметры	Масло	Хадо	Супротек
Коэффициент трения	0,074	0,071	0,059
Потеря массы, г	0,035	0,014	0,003

Таким образом, можно сделать вывод о том, что обе присадки уменьшили коэффициент трения, что благоприятно скажется на парах трения. Однако утверждать, что восстановление поверхности трения не возможно, для этого требуется проведение дополнительных испытаний.

УДК 006

СТАНДАРТЫ СЕРИИ ISO 9000

Логинова Е.В.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Проектирование систем определяется как "... системный подход и средства возможности реализации успешных систем. Оно фокусируется на определении потребностей клиента и рассматривает как процесс, так и технические потребности всех клиентов с целью предоставления качественного продукта, отвечающего потребностям пользователя "[1]. Для того, чтобы быть уверенным, что потребности клиента соблюдены, компании часто используют официальные стандарты системы управления каче-

ством. Один из наиболее широко применяемых стандартов управления качеством системы ISO 9000.

Стандарт ISO 9000 для СМК (системы менеджмента качества) был впервые опубликован в 1987 году Международной организацией по стандартизации (ISO), орган по стандартам, базирующийся в Женеве, Швейцария. Основными прародителями ISO 9000 были Mil-i-45208A «Системные требования инспекции», и Mil-Q-9858A «Требования к программе качества», оба выпущенные в 1963 году Госдепартаментом обороны, который регулирующие инспекцию и качество оборудования и систем. Третий основной предшественник ИСО 9000, который наиболее близок по содержанию, BS 5750, стандарт, созданный в 1979 в Британии, демонстрирующий руководство по системам управления качеством.

Три отдельных документа были включены в семейство ISO 9000, когда он был впервые опубликован:

- ISO 9001 стандарт, обеспечивающий качество при процессах проектирования, разработки, производства, установки и обслуживания.
- ISO 9002, стандарт, обеспечивающий качество при процессах производства, монтажа и обслуживания.
- ISO 9003, стандарт, обеспечивающий качество при окончательном контроле и испытаниях.

По названию документов можно сделать вывод, что они различаются по охвату организационных процессов / функций, и, таким образом, их применимость в организации определяется объемом деятельности, осуществляемой в рамках данного предприятия. Самый всеобъемлющий и строгий из трех документов - стандарт ISO 9001, содержал двадцать элементов (наборов требований), начиная от управления статистическими методами. Некоторые конкретные элементы были общими по нескольким документам в стандарте, то есть идентичны по содержанию и требованиям при наличии. Эта структура из трех документов соответствует стандарту ISO 9000, в котором наиболее обширный документ (ISO 9001) содержащий двадцать элементов, остался на месте, пока не был издан крупный пересмотр за 2000 год. На замену пришел ISO 9001: 2000, который объединяла три отдельных документа в одном, который был более сосредоточен на процессе управления и совершенствования, а не просто соблюдения процедурных требований[2].

В течение первых нескольких лет после выпуска ISO 9000, подавляющее большинство аттестаций по ISO 9000 были выданы именно в европейских странах. Семейство стандартов ISO 9000 продолжали распространять, и позже их стали применяют по всему миру.

Большое число организаций обслуживающих или производящих продукцию следовали тенденции сертификации по ISO 9000, потому что посчитали, что его принятие помогает им поддерживать или улучшать качество продуктов / услуг, которые они предоставляют. Также некоторые организации проводят сертификацию по ISO 9000, потому что они имеют подозрения о негативном влиянии на их право получения или успех в по-

лучении деловых контрактов с клиентами. Эти убеждения или опасения иногда являются законными, поскольку некоторые организации, которые закупают товары/услуги используют сертификацию ISO 9000 как обязательное требование к потенциальным поставщикам.

Хотя ISO 9000 был принят как стандарт для качества системы управления, продолжают обсуждение и публикация многочисленных исследований относительно влияния ISO 9000 на качество продукции. В них рассматривали преимущества сертификации ISO 9000, которые сосредоточены на ее влиянии, на параметр качества, как одного из нескольких элементов, составляющих операционную деятельность. Совокупность параметров, связанная с этими элементами включает: качество продукта, процесса, планирования, также отношения поставщика, тариф дефекта, материальный контроль и удовлетворенность клиента. Опубликованные исследования в большинстве своём использовали интервью и опросы для измерения выгоды применения стандартов ISO 9000. Которые получили данные от руководителей и / или сотрудников организаций, которые отражают их наблюдения и восприятия выгоды от сертификации по ISO 9000 в их организации. Очень немногие использовали фактический процесс или эксплуатационные данные качества продукции для измерения воздействия ISO 9000 на качество, изучая большое количество информации о товарах, которые охватывают широкий спектр отраслей промышленности.

Список использованных источников

1. Haskins, C. (Ed.). INCOSE Systems Engineering Handbook: A Guide for System Life / C. (Ed.) Haskins // Cycle Processes and Activities: INCOSE., 2007
2. Blessner, Paul, L. The Impact of an ISO 9000-Compliant Quality Management System on Product Quality from Suppliers in a DOD Procurement Environment / Paul, L. Blessner // TQM Journal. - 2013. - 25(3). – P. 295-308

Научный руководитель: Василега Д.С., канд. техн. наук, доцент

УДК 621

ПРОБЛЕМЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И СБОЙНЫХ СИТУАЦИЙ НА МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

Лопухина А.А.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Машиностроение является одной из важнейших отраслей обрабатывающей промышленности. Задачей машиностроения является изготовление машин, станков, разнообразные оборудования, различные механизмы промышленного, бытового и военного назначения [1].

Машиностроительные предприятия занимают лидирующие позиции по количеству аварии, сбойных ситуаций, несчастных случаев среди промышленных организаций.

Распространенные факторы риска возникновения аварий и сбойных ситуаций на предприятии следующие:

- значительно высокий уровень износа эксплуатируемых грузоподъемных устройств;
- низкоквалифицированный работающий персонал, недостаток подготовки специалистов;
- экономия на финансирование программ, нацеленных на усовершенствование состояния промышленной безопасности, в том числе на повышение знаний требований промышленной безопасности.

Популярными причинами большинства аварий на производстве являются: незнание правил охраны труда или несоблюдение правил безопасности в процессе работ.

Численность несчастных случаев со смертельным исходом за последние годы сократилась достаточно существенно. По различным оценкам, только за 2017 год этот показатель снизился от 32% до 18%. Общее число аварий снижается гораздо более медленно, показатель не превышает 5% в год. [2]

Результаты анализа случившихся аварий, сбойных ситуаций и профессиональных заболеваний на производстве, являются основой для проведения плановых мероприятий по предупреждению и устранению причин происшествий, что в свою очередь является значимым этапом в формировании благоприятных условий для сотрудников предприятия.

Список использованных источников

1. Булавинцева, И. А. Машиностроительное производство: учебник для студ. учреждений сред. проф. образования / И. А. Булавинцева. – Москва: Издательский центр «Академия», 2010 – 176 с.

2. Онлайн-журнал Attek experts. 2018 [Электронный ресурс]. - URL: <https://www.centrattek.ru/info/statistika-travmatizma-2018/#11111> (Дата обращения 24.09.2018 г.)

Научный руководитель: Остапенко М.С. доцент, к.т.н.

УДК 621.548.5

АНАЛИЗ СПОСОБОВ ПОЛУЧЕНИЯ АЛЬТЕРНАТИВНОЙ ЭНЕРГИИ (ВЕТРОГЕНЕРАТОРЫ)

Лосев Д.Я., Кокорин И.Н.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Электричество-это то, без чего нельзя представить наш мир сегодня. Несомненно, человек нашел применение электричеству в разных аспектах жизни, начиная от простой лампы накаливания, заканчивая электрификацией целых городов. Гораздо интереснее то, как человек научился добывать электроэнергию в промышленных масштабах. Для этой цели были

изобретены Тепловые, атомные и гидроэлектростанции, которые способны электрифицировать города, а то и несколько. Плюсы таких сооружений велики, но есть один большой минус-это загрязнение окружающей среды. Громоздкие, работающие на полную мощность ТЭЦ, АЭС колоссально загрязняют атмосферу нашей земли и непосредственно наносят вред человеческому здоровью. К тому же количество нынешнего запаса органического топлива, при стремительно растущем электропотреблении, хватит примерно на 100-130 лет. В следствии этого ученые начали практиковать эксплуатацию нетрадиционных источников энергии, таких как: Ветровая энергия, энергия Солнца, морских течений, приливов и отливов.

Наиболее перспективным и развитым способом получения электроэнергии является ветровая энергия. Не с проста учёные всего мира пытаются продвигать ветроэнергетику, предлагая разнообразные функциональные технические решения. По сравнению с другими энергокомплексами, работающими на основе возобновляемой энергии, ветроэнергетика движется стремительно вперед. На данный момент существует много разнообразных прототипов "ветряных станций". Основными из них являются ветреные двигатели с горизонтальной и вертикальной осью вращения. Изучив карту-схему электропередачи энергосистемы Тюменской области рисунок 1.



Рисунок 1 – Карта энергосистемы

Выявленна проблема электрификации в северо-восточной части области, где находятся около 20-ти нефтяных месторождений рисунок 2.

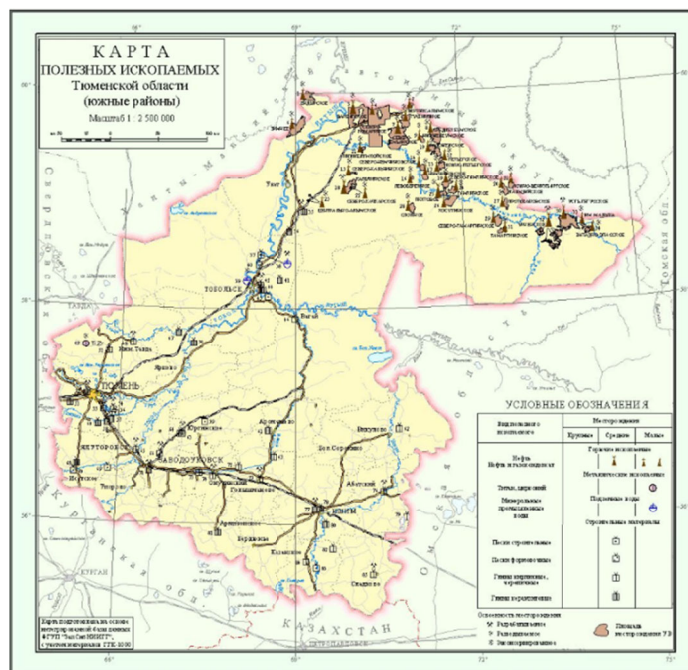


Рисунок 2 – Карта полезных ископаемых

Зная, что Тюменская область занимает лидирующие позиции по нефтедобычи в стране и от работоспособности прилегающих к ней месторождений зависит инфраструктура страны, но проблема электрификации снижает темп и качество добычи нефтяных ресурсов. Рабочие вынуждены добывать энергию и тепло, путём сжигания энерготопливных ресурсов, тем самым загрязняя окружающую среду.

Достоинства и недостатки ветрогенераторов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Параметры ветрогенераторов

Ветрогенераторы		
	Вертикальная ось вращения	Горизонтальная ось вращения
Устойчивость	+	-
Требовательность к техническому обслуживанию	-	+
Необходимость ориентации на ветер	-	+
Запуск при малых порывах ветра	+	-
Устойчивость к низким температурам и их перепадам	+	-
Простота в обслуживании	+	-
Дешевизна постройки	+	-
Тени и отрицательный визуальный эффект	-	+
КПД	20-25%	30-35%

Для реализации этой идеи больше подойдут ветрогенераторы с вертикальной осью вращения т.к. они более устойчивы к низким температурам, а так же к их резким перепадам, что свойственно территориям северного расположения. Так же на таких ветрогенераторах не нужно менять направление турбины, что в свою очередь уменьшит нагрузку на подшипники и на саму вышку. Ветрогенераторы работают независимо от того, с какой стороны дует ветер, занимают гораздо меньше места, запускаются даже при малых порывах ветра, более устойчивы и менее требовательны к техническому обслуживанию.

Список использованных источников

1. Безруких, П. П. Ветроэнергетика: монография / П. П. Безруких. - Москва: Энергия, 2010. - 665 с.

2. Земсков, В. И. Возобновляемые источники энергии в АПК: учеб. пособие / В. И. Земсков. - Москва: Лань, 2014. - 368 с.

Научный руководитель: Кокорин И.Н., ассистент

УДК 620

ГРАФЕНОВАЯ ЛИХОРАДКА

Лубнина К.Д.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ультратонкий материал — графен, за последнее десятилетие наделал в научном мире столько шума, что его стали применять практически во всех сферах человеческой деятельности. Из него пытаются делать аккумуляторы для электромобилей, собирают радиоактивные отходы, делают поролон, наращивают костную ткань и даже нейтрализуют раковые опухоли.

Цель работы: рассмотреть графен, как новый сверх материал, который позволит добиться новых разработок в строительстве, медицине и других областях.

Как известно, графен — это сверхпрочный и сверхэлектроёмкий материал. Он обладает в 100 раз более высокой электропроводностью, чем кремний, используемый сегодня в солнечных батареях.

Он был открыт в Манчестерском университете бывшими советскими, а ныне британскими физиками Андреем Геймом и Константином Новосёловым.

В 2004 году в журнале Science они впервые написали о графене, а в 2010 году ученые получили за свое открытие Нобелевскую премию.

«У графена есть свойства, которых нет ни у одного материала, — говорит Новоселов, — это в буквальном смысле материя, ткань. С ней можно делать то же самое, что вот с этой салфеткой: сгибать, сворачивать, растяги-

вать...» Бумажная салфетка неожиданно рвется у него в руках. С графеном такого не случится, замечает физик, это самый прочный материал на Земле.

Сейчас графеновыми исследованиями плотно занимается, так называемая испанская тройка:

- Университет Кордобы занимается вопросами проектирования и конструирования.

- Grabat Energy — компания, специализирующаяся в области нанотехнологий и энергетики. Отвечать за производство графеновых батарей в промышленных масштабах.

- Graphenano, является одним из основных производителей графеновых изделий в Испании. Здесь занимаются созданием этого материала и изготовлением его в виде полимера.

С графеном связывают еще большие надежды, чем с нанотрубками. Великолепные электрические свойства делают его альтернативой кремниевым полупроводникам. Он исключительно прочен на разрыв: теоретически графеновая лента в двести раз прочней стали, так что конструкторам космического лифта будет из чего выбирать. Кроме того, графен обладает прекрасной теплопроводностью и практически прозрачен. Все это открывает путь к созданию гаджетов будущего — например, контактных линз, на которые можно передавать изображение.

Графеновый аккумулятор, который позволяет автомобилю без подзарядки преодолевать 1000 км очень обнадеживает всех ценителей экологического транспорта. Тем более, что такие же исследования с графеном проводились исследователями в Институте науки и технологий, Кванджу, Южная Корея и им также удалось создать батареи автомобиля с той же мощности, но, время зарядки сокращается до 16 секунд.

Заметьте, это исследования, которые проводились еще в 2013 году. А уже через год испанцы опубликовали о том, что их батарея будет продуктивней Тесла в 2,5 раза и зарядка батареи будет всего 8 минут. А главное два немецких автопроизводителя были заинтересованы в попытке установить графеновые аккумуляторы на своих автомобилях.

Графеновый поролон может стать самым теплопроводимым материалом в мире, утверждает ведущий производитель полиуретановой пены, компания Мурсия, которая включила этот материал в ассортимент своей продукции.

После длительного периода исследований и испытаний в своих лабораториях, они сумели успешно внедрить этот материал. Графеновый поролон имеет высокую теплопроводимость и уменьшает образование клещей и бактерий внутри эластичного пенополиуретана. Он может служить как прекрасный утеплитель в стенах, так и в мягкой мебели и салоне автомобиля. Видимо, в салоне GTA Spano его уже применили.

Что важно, при производстве графенового поролон не используется метиленхлорид и значительно уменьшаются выбросы CO₂, что сказывается на экологичной составляющей этого продукта.

Исследователи из института медицинских наук Amrita и научно-исследовательского центра в Индии показали, что оксид графена способен восстанавливать костную ткань.

Они обнаружили, что графеновые чешуйки оксида ускоряют размножение стволовых клеток и регенерацию клеток костной ткани.

Сейчас идет активная проверка графенового оксида на токсичность и если все пройдет успешно, то вскоре мы можем ожидать новых революционных методов лечения переломов костей.

Ученые выявили, что при помощи оксида графена можно уничтожить раковые стволовые клетки, в то же время, никак не влияя на здоровые клетки.

Если включить лечение оксидом графена в комплексное лечение при раковых опухолях, то разрастание опухоли прекратится, а также графен поможет предотвратить метастазирование и повторное развитие опухоли в будущем. Такие заключения сделали специалисты после изучения свойств углеродного материала.

Специалисты предполагают, что их работа все же достигнет стадии клинических испытаний, и оксид графена можно будет применять для лечения раковых опухолей.

Оксид графена быстро удаляет радиоактивные вещества из загрязненной воды, утверждают исследователи из МГУ им. Ломоносова и американского Университета Райса. Микроскопические, толщиной в атом хлопья этого материала быстро связываются с естественными и искусственными радиоизотопами и конденсируют их, превращая в твердые вещества. Сами хлопья растворимы в жидкости, и их легко производить в промышленных масштабах.

Таким образом, можно очистить загрязненные участки, пострадавшие от выбросов ядерных отходов, как например на АЭС в Фукусиме. Оксид графена оказался гораздо лучше, чем бентонитовая глина и гранулированный активированный уголь, который обычно используется при ядерной очистке.

Также графеном можно очистить подземные воды, которые загрязняются при добыче нефти, газа и редкоземельных металлов. И что примечательно такой метод очистки значительно дешевле традиционных.

Есть и совсем неожиданные разработки. В авторитетнейшем журнале Science был описан такой эксперимент: по одну сторону от графеновой мембраны помещали водку, а далее мембрана пропускала через себя только воду, оставляя с другой стороны крепчающий с каждым часом спирт.

Обещают, что вот-вот на рынке появятся изделия на основе графена. Но пока этот материал используется главным образом в лабораториях. Графен действительно уникальный материал и он может принести много пользы для нашей планеты.

Подводя итоги, можно сделать вывод, что всё вышесказанное делает графен одним из важнейших материалов будущего. Развитие мировой

науки и техники целиком зависит от изучения этого уникального материала. На данном этапе, графен остается новым и неизученным явлением, со множеством неоткрытых свойств, однако буквально каждый месяц люди узнают о нем что-то новое. Это делает феномен графена важнейшим в дальнейшей истории человечества.

Список использованных источников

1. 5 направлений применения графена [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://rodovid.me/eco_friendly_product_design/5_napravleniyu_primeneniya_grafena.html
2. Графен. Устройство и применение. Особенности и перспективы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://electrosam.ru/glavnaja/jelektrotehnika/raschjoty/grafen/>
3. Ландау, Л. Д. Статистическая физика / Л. Д. Ландау, Е. М. Лифшиц. – Москва, 200.
4. Electric Field Effect in Atomically Thin Carbon Films / К. S. Novoselov [et al.] // Science 667, 2004
5. Ильясов, Ф. К. Электрические свойства графенов / Ф. К. Ильясов, А. Н. Булатова, 2009. – С. 23
6. Гейм, А. Рост графена / А. Гейм, К. Новоселов. – Ман, 2007.
7. Сильвестров, П. Ефетов К. Квантовые точки в графене / П. Сильвестров, К. Ефетов. – Сент Луис 98, 2007

Научный руководитель: Кулемина А.А., ст. преподаватель

УДК 621.822.6

ПОВРЕЖДЕНИЯ ПОДШИПНИКОВ КАЧЕНИЯ И ИХ ПРИЧИНЫ

Лысова О.А.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В узлах машин широко применяются крупногабаритные подшипники различных типоразмеров и конструкций, которые воспринимают тяжелые ударные, радиальные и осевые нагрузки при различных скоростях работы и неблагоприятных температурных условиях. Повреждения подшипников могут привести к незапланированной остановке машин и значительным экономическим потерям [1].

Вследствие рабочих нагрузок в подшипнике качения возникают возможные повреждения, которые разделяются на следующие группы:

- Выкрашивание

Появляется из-за воздействия высоких удельных нагрузок переменного характера, вследствие чего в металле возникает явление усталости.



Рисунок 1 – Выкрашивание на дорожке качения наружного кольца

На дорожке качения наблюдаются участки усталостного выкрашивания основного материала, смещенные в сторону базового торца, рисунок 1.

- Заклинивание тел качения

Образуются вмятины на дорожках качения подшипников с шагом, равным расстоянию между телами качения или глубокие вмятины в зоне контакта.



Рисунок 2 – Скол на кромке в месте перехода дорожки качения к бортику

Практически по всей окружности дорожки качения подшипника просматриваются поперечные следы от контакта с шариками с образованием углубления, смещенного в сторону базового торца, образовавшиеся вследствие заклинивания тел качения, рисунок 2.

- Нагрев подшипников

Нагрев подшипников происходит из-за защемления тел качения вплоть до проворачивания циркуляционно-нагруженных колец и сваривание их с валом.

- Повреждения сепараторов. Деформация, износ, разрушение.

Поверхность разрушенного сепаратора окислена до черного цвета с нагаром, его фрагмент размером в $\frac{1}{4}$ диаметра отсутствует, гнезда раскатаны до тонкого сечения перемычки, вблизи разрушения перемычки отсутствуют, рисунок 4.



Рисунок 4 – Внешний вид сепаратора

- Повреждение тел качения

Риски и матовый цвет на шариках в ненагруженном ряду радиально-упорных подшипников.

Шарики окислены, с неровностями на поверхности: наволакиванием материала сепаратора, отслаиванием материала, некоторые - с неглубокими механическими повреждениями и круговой выработкой, один из них – с грубо сточенной круговой зоной, рисунок 5.

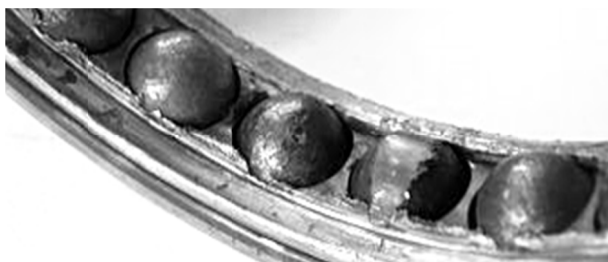


Рисунок 5 – Внешний вид шариков

- Искажение формы зоны контакта

Овальная форма следа контакта тел качения с вращающимся кольцом, пересекающего ось симметрии желоба.

По рабочей дорожке наружного кольца наблюдаются сколы металла по краю жёлоба, следы контакта с шариками в виде светлых поперечных полос, белая полоса наклепа, смещенная в сторону одного из буртиков, рисунок 6.

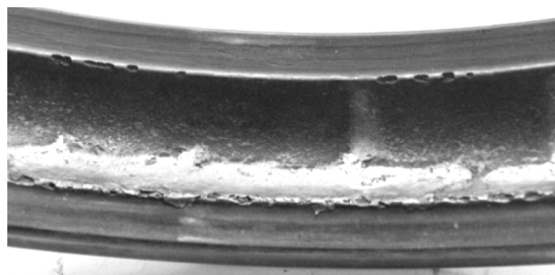


Рисунок 6 – Вид беговой дорожки наружного кольца

- Износ тел и дорожек качения

Абразивный, осповидный, окислительный износ появляются вследствие контакта с атмосферой или смазкой, содержащей примеси.

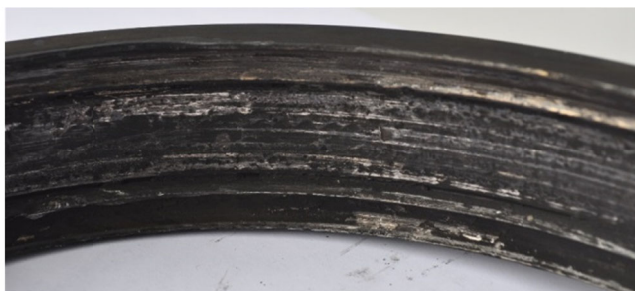


Рисунок 7 – Внешний вид рабочей поверхности наружного кольца

Наружное кольцо подшипника не разрушается, происходит окисление до коричневого и черного цвета, рабочая внутренняя поверхность кольца повреждается, могут наблюдаться задиры, рисунок 7 [2].

Таким образом, каждая причина повреждения подшипника находит отражение в характерной картине повреждения. Приведенные повреждения считаются первичными, но могут оказаться причиной утраты работоспособности подшипника.

Список использованных источников

1. Галаев, В. И. Эквивалентная жесткость системы «нелинейная упругая опора с зазором – вал роторной машины» / В. И. Галаев // Вест. Тамбовского гос. техн. ун-та. – 2002. – Т. 8, № 4. – С. 644 – 648.

2. Алисин, В. В. Трение, изнашивание и смазка / В. В. Алисин, В. М. Асташкевич, Э. Д. Браун. - Москва: Машиностроение, 1979 – С. 358

Научный руководитель: Венедиктов Н.Л., к.т.н, доцент

УДК 620.187

ПРИЧИНЫ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО РАЗРУШЕНИЯ ПОДШИПНИКА ИЗ СТАЛИ ШХ15

Лысова О.А.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Проведенные исследования подшипников показывают, что причиной их разрушения могут быть как дефекты самого материала (металлургические или вызванные нарушениями режимов термической и химико-термической обработки), так и нарушения технологии сборки отдельных узлов и условий эксплуатации оборудования.

В данной работе реализовано исследование причин эксплуатационного разрушения подшипника из отечественной стали ШХ15.

Внешний вид подшипника приведен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Внешний вид подшипника

По данным химического и спектрального анализов марка материала колец подшипника соответствует подшипниковой стали ШХ15 ГОСТ 801-78, таблица 1. Марка материала сепаратора – алюминиевому сплаву 1105 по ГОСТ 4784-97, таблица 2. По данным стилоскопирования марка материала роликов близка по составу к стали ШХ15.

На наружном кольце подшипника сохранилась исходная микроструктура и твердость, заметного влияния высоких температур при эксплуатации не обнаружено.

Внутреннее кольцо подшипника изменило свою геометрию и окислилось до чёрного цвета, просматривается кольцевой след выработки от контакта с роликами, смещенный в направлении одного из торцов. На участке выработки наблюдается выкрашивание материала, рисунок 2.

Таблица 1 – Химический состав колец подшипника

	C, %	Si, %	Mn, %	Cr, %
Наружное кольцо	0,95	0,27	0,31	1,48
Внутреннее кольцо	0,95	0,30	0,38	1,46
Данные по ГОСТ 801-78 для стали марки ШХ15				
	0,95-1,05	0,17-0,37	0,20-0,40	1,30-1,65

Таблица 2 – Химический состав сепаратора

Si, %	Mn, %	Fe, %	Mg, %	Cr, %	Al, %
0,32	0,52	0,32	0,5	3,0	осн.
Данные ГОСТ 4784-97 для марки 1105					
≤ 3,0	0,3 – 1,0	≤ 1,5	0,4 – 2,0	2,0 – 5,0	осн.



Рисунок 2 – Внешний вид рабочей поверхности внутреннего кольца

Обнаружены изменения микроструктуры и твёрдости на всю толщину, связанные с влиянием повышенных температур порядка $\sim 500^{\circ}\text{C}$. Твёрдость внутреннего кольца снижена до HRC 40,5 – 52 в результате разогрева при трении до отпускных температур, рисунок 3.

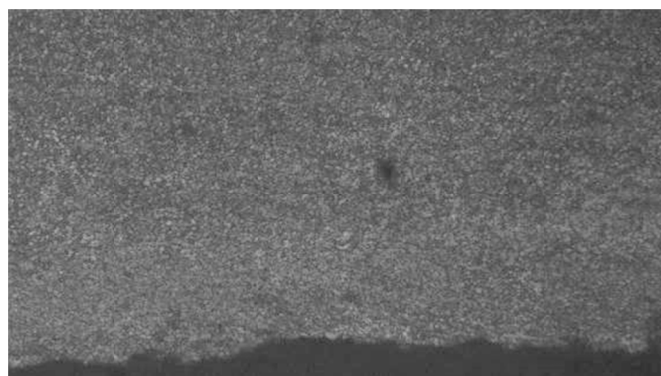


Рисунок 3 – Микроструктура с рабочей поверхности, х 500

Микроструктура и твердость одного из роликов сохранилась в исходном состоянии. У оставшихся двух роликов наблюдаются изменения микроструктуры и твердости в результате разогрева при трении до температур порядка $500 - 800^{\circ}\text{C}$, рисунок 4,5.

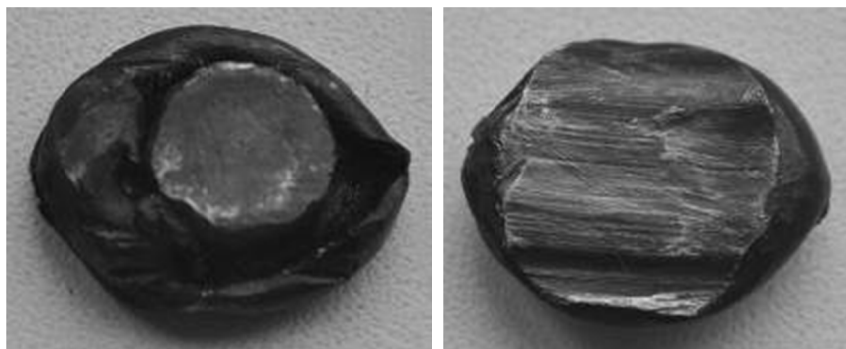


Рисунок 4 – Внешний вид ролика

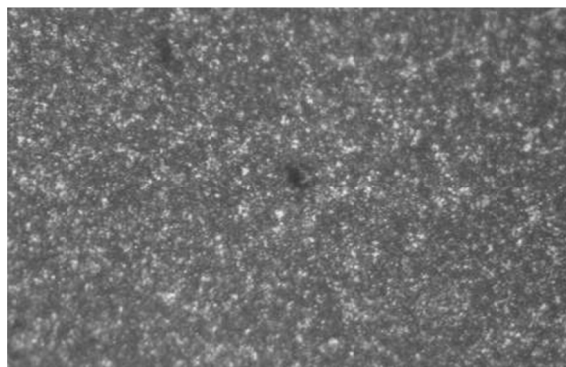


Рисунок 5 – Троостит в микроструктуре ролика, x500

По рабочим поверхностям колец и роликов подшипника обнаружены признаки контактного усталостного износа.

Таким образом, в процессе исследования причин разрушения подшипника из стали ШХ15 выявлено нарушение условий эксплуатации, приводящие к перегрузке подшипника, нарушению температурно-силовых условий, что повлияло на изменение структуры, твердости материала и геометрии деталей.

Список использованных источников

1. Исследование эксплуатационных разрушений подшипников методами оптической, растровой электронной микроскопии и рентгеноспектрального микроанализа / М. Р. Орлов [и др.] // Труды ВИАМ. - Москва: ВИАМ, 2016. - С. 62-79.

Научный руководитель: Венедиктов Н.Л., к.т.н, доцент

УДК 66.017: 669.872

КЛАСТЕРНО-АССОЦИАТНАЯ МОДЕЛЬ ТЕМПЕРАТУРНОЙ ЗАВИСИМОСТИ ДИНАМИЧЕСКОЙ ВЯЗКОСТИ, ПЛОТНОСТИ И КИНЕМАТИЧЕСКОЙ ВЯЗКОСТИ ИНДИЯ

Макашева А.М., Кадисова А.Т.,

Карагандинский государственный технический университет, г. Караганда

Ключевые слова: *концепция хаотизированных частиц, распределение Больцмана, ван-дер-ваальсовое притяжение, динамическая вязкость, плотность, кинематическая вязкость, реперные точки, диапазон жидкого состояния, степень ассоциации кластеров, кластерно-ассоциатная модель*

Введение

Авторами монографии [1] были разработаны новые зависимости вязкости от температуры в полном диапазоне жидкого состояния для индия, основанные на концепции хаотизированных частиц. Согласно этой кон-

цепции, в соответствии с фундаментальным распределением Больцмана, вязкое течение рассматривается как разрушение ассоциатов путем преодоления сил ван-дер-ваальсового притяжения между кластерами, что в принципе не противоречит существующим представлениям о вязком течении и подчиняется данной зависимости:

$$\eta = \eta_1 (T_1/T)^{a_2} (T_2/T)^b, \quad (1)$$

где η_1 – реперная точка динамической вязкости при соответствующей температуре T_1 (К); a – степень ассоциации кластеров, b – мера понижения степени ассоциации кластеров.

Для идентификации показателей a и b необходимо иметь вторую и третью реперные точки η_2, T_2, η_3, T_3

$$a = a_2 (T_2/T)^b, \quad (2)$$

$$a_2 = \frac{\ln(\eta_2/\eta_1)}{\ln(T_1/T_2)}, \quad (3)$$

$$a_3 = \frac{\ln(\eta_3/\eta_1)}{\ln(T_1/T_3)}, \quad (4)$$

$$b = \frac{\ln(a_3/a_2)}{\ln(T_2/T_3)}. \quad (5)$$

Реперные точки целесообразно выбирать соответственно в начале, середине и в конце экспериментального массива η_i, T_i . В этом случае можно, не обрабатывая весь экспериментальный массив, ограничиться расчетом a_2, a_3 и b с дальнейшим введением необходимых величин в модель (1) и вычислением η для сопоставления со всеми экспериментальными значениями по коэффициенту корреляции.

В качестве примера адекватного отображения динамической вязкости кластерно-ассоциатной модели проведём анализ данных по индию. Этот металл используют в качестве различных антикоррозионных покрытий. Индий — незаменимый элемент для производства отражателей автомобильных фар, различных зеркал, изготовления рефлекторов.

Проверка адекватности кластерно-ассоциатной модели динамической вязкости индия

В справочнике [2] приведены данные, имеющиеся для достаточно полного диапазона жидкого состояния, простирающегося далеко за точку кипения при атмосферном давлении, почти до критической точки.

В монографии [3] температурная зависимость вязкости жидкого индия представлена двумя уравнениями. Первое получено авторами [4] обобщением литературных экспериментальных данных до 1273 К в виде

$$\eta = 4,4 \cdot 10^{-3} \exp(1090/T), \quad (6)$$

где η – в г/(см·с), T – в К.

Второе выведено автором [5] на основе своих результатов исследований в интервале 453-643 К:

$$\eta = 0,412 \cdot 10^{-2} \exp(1410/RT), \quad (7)$$

где η – в г/(см·с); R – газовая постоянная, кал/(моль·К); T – в К.

В справочнике [6] дана сводка значений вязкости индия при нескольких температурах.

Для выбора трех реперных точек были использованы последние по времени опубликованные данные [6]: $T_1 = 436$ К, $\eta_1 = 1,92$ мПа·с; $T_2 = 667$ К, $\eta_2 = 1,15$ мПа·с; $T_3 = 899$ К, $\eta_3 = 0,85$ мПа·с и получено уравнение

$$\eta = 1,92(436/T)^{1,2056(667/T)^{0,22877}}, \text{ мПа·с.} \quad (8)$$

Температура плавления по трем источникам [2, 3, 6] практически неотличима: 430 К, 429,6 и 429,75 К, чего нельзя сказать о температуре кипения: 1723, 2273-2373 и 2345 К. Как обычно, отдаем предпочтение данным из Большого химического справочника 2005 г. [2]. Наша оценка $T_{cr} \approx 3759$ К.

Сравнение обсуждаемых данных по вязкости представлено в таблице 1.

Таблица 1– Вязкость жидкого индия по (6), (7), [6] и (8)

T , К	η (4.36), мПа·с	η (4.37), мПа·с	η [37], мПа·с	η (4.38), мПа·с	a
$T_m = 429,75$	5,56	2,15	–	1,957	1,333
436	5,36	2,10	1,92	1,920	1,329
574	2,94	1,42	1,31	1,362	1,248
625	2,52	1,28	1,21	1,236	1,224
667	2,26	1,19	1,15	1,150	1,206
722	1,99	1,10	1,07	1,057	1,184
801	1,72	1,00	0,97	0,950	1,156
899	1,48	0,91	0,85	0,850	1,126
$T_b = 2345$	0,70	0,56	–	0,419	0,904
$T_{cr} \approx 3759$	0,59	0,50	–	0,334	0,812

Из таблицы следует, что самые ранние результаты по вязкости, обобщенные в [4] уравнением (6), существенно завышены в сравнении с более поздними в [5] по (7) и в справочнике [6]. Есть регулярное завышение и в зависимости (7) по отношению к данным в [6], хотя оно уже находится в пределах ошибки эксперимента, 5-10 %. Поэтому более надежным является непосредственное описание сводки значений вязкости в [6] предлагаемой зависимостью (8) с коэффициентом корреляции $R = 0,9967$ и $t_R = 340 \gg 2$, свидетельствующими о ее близости к функциональной, тем более что точка $T_{\eta, \min} = 34506$ К $\gg T_{cr} \approx 3759$.

Согласование температурных зависимостей динамической, кинематической вязкости и плотности на основе концепции хаотизированных частиц

Фундаментальная связь динамической (η , Па·с), кинематической (ν , м²/с) вязкости и плотности жидкости (ρ , кг/м³) при любой температуре определяется соотношением

$$\eta = \rho \nu. \quad (9)$$

Что касается конкретного выражения температурной зависимости для каждой переменной, то они остаются разобщенными по физическим моделям и достаточно строго выражаются только аппроксимирующими уравнениями несопоставимой точности и возможности экстраполяции в область высоких температур [3].

И здесь коэффициент корреляции близок единице: $R = 0,99992$ при $t_R = 13882 \gg 2$.

Поскольку вывод обобщенной температурной зависимости плотности на основе подобия распределению Больцмана в нормированном виде с учетом стремления плотности, как и вязкости, при далекой экстраполяции при $T \rightarrow \infty$ к нулю полностью повторяет выкладки для вывода кластерно-ассоциатной модели вязкости, то эта зависимость принимает ту же форму

$$\rho = \rho_1 (T_1/T)^a = \rho_1 (T_1/T)^{a_2} (T_2/T)^b, \quad (10)$$

с использованием также трех реперных точек, $\rho_1, T_1; \rho_2, T_2; \rho_3, T_3$, и с вычислением a_2, a_3 и b из формулы (3), (4), (5).

Проверка полученной модели плотности индия

Данные по плотности жидкого индия не найдены. Однако в справочнике [6] приведены сводки значений динамической и кинематической вязкости, правда при несовпадающих температурах. Поэтому воспользуемся обобщением данных по динамической вязкости в предыдущей главе (уравнение 8) для расчета плотности через формулу (9) по сводке кинематической вязкости в [6] (см. табл. 2) с дальнейшей обработкой полученных результатов на кластерно-ассоциатную модель плотности (10).

Из пересчитанных по (9) значений плотности выбрали три реперные точки: $T_1 = 443$ К, $\rho_1 = 7727$ кг/м³; $T_2 = 773$ К, $\rho_2 = 7076$ кг/м³; $T_3 = 1273$ К, $\rho_3 = 5894$ кг/м³ и получили расчетную зависимость

$$\rho = 7727 (443/T)^{0,158093} (773/T)^{-0,971624}, \text{ кг/м}^3, \quad (11)$$

с $T_{\rho, \max} = 158$ К $< T_m = 429,75$ К.

Сопоставление всех данных приведено в таблице 2.

Таблица 2 – Плотность жидкого индия по (9) через η (8) и ν [6] и по (11)

T, K	η (4.38), МПа·с	ν [37], $10^7 \text{ м}^2/\text{с}$	ρ по (5.1), кг/м ³	ρ (5.38), кг/м ³	a
$T_m = 429,75$	1,96	–	–	7748	0,089
443	1,88	2,433	7727	7727	0,092
573	1,37	1,809	7573	7596	0,118
673	1,14	1,542	7393	7293	0,138
773	0,985	1,392	7076	7076	0,158
873	0,874	1,288	6786	6848	0,178
973	0,790	1,203	6567	6614	0,198
1073	0,725	1,142	6349	6375	0,217
1273	0,630	1,069	5893	5893	0,257
$T_b = 2345$	0,419	–	–	3562	0,465
$T_{cr} \approx 3759$	0,334	–	–	1605	0,735

Коэффициент корреляции (11) с (9) составил достаточно высокую величину $R = 0,99533$ при $t_R = 262 \gg 2$, чтобы предложенную формулу можно было использовать для всего диапазона жидкого состояния индия.

Расчет и проверка кинематической вязкости индия через кластерно-ассоциатные модели динамической вязкости и плотности

Кинематическую вязкость индия можно выразить через η (8) и ρ (11):

$$\nu = 10^{-3} \frac{1,92(436/T)^{1,2056} (667/T)^{0,22877}}{7727(443/T)^{0,158093} (773/T)^{-0,971624}}, \text{ м}^2/\text{с}, \quad (12)$$

причем зависимость ρ (11) за отсутствием экспериментальных данных была получена на основе обработки сводок значений по η и ν в [6]. Поэтому можно проверить сглаженность данных ν [6] относительно монотонно изменяющейся зависимости (12), как это представлено в таблице 3.

Таблица 3 – Кинематическая вязкость жидкого индия по (12) и ν [6]

T, K	ν (5.88), $10^7 \text{ м}^2/\text{с}$	ν [37], $10^7 \text{ м}^2/\text{с}$	T, K	ν (5.88), $10^7 \text{ м}^2/\text{с}$	ν [37], $10^7 \text{ м}^2/\text{с}$
$T_m = 429,75$	2,526	–	1073	1,137	1,142
443	2,433	2,433	1273	1,069	1,069
573	1,821	1,809	1400	1,048	–
673	1,562	1,542	1500	1,041	–
773	1,392	1,392	1600	1,040	–
873	1,276	1,288	1700	1,044 ?	–
973	1,195	1,203	$T_b = 2345$	1,177 ?	–

Коэффициент корреляции (12) с ν [6] составил достаточно высокую величину $R = 0,999688$ при $t_R = 3925 \gg 2$, однако применимость предлагаемой зависимости необходимо ограничить температурой 1500 К, что является прямым следствием отсутствия экспериментальных данных по плотности жидкого индия, которые могли бы быть использованы для согласования независимых определений ν , η и ρ .

Выводы

Разработанные кластерно-ассоциатные модели температурной зависимости динамической вязкости и плотности использованы для построения на их основе соответствующей модели кинематической вязкости индия, которая адекватно описывает экспериментальные данные. А также приведено согласование всех трех характеристик не только по связывающему их фундаментальному соотношению, но и по единой природе и форме согласуемых температурных зависимостей.

На примере индия при отсутствии данных по плотности и наличии таковых для динамической и кинематической вязкости проиллюстрирована обработка этих данных для расчета плотности с построением адекватной кластерно-ассоциатной модели.

Во всех случаях одна из важнейших характеристик кластерно-ассоциатной модели – степень ассоциации кластеров – обнаруживает закономерное замедляющееся понижение по мере повышения температуры, соответствующее динамике разрушения ассоциатов.

Предлагаемая кластерно-ассоциатная модель плотности жидкости позволила обобщить разрозненные экспериментальные данные и аппроксимирующие зависимости с выявлением ошибочных результатов для ряда веществ и показала свою пригодность для целостного описания температурной зависимости плотности в полном диапазоне жидкого состояния, как это реализовано для элемента индия.

Список использованных источников

1. Малышев, В. П. Вязкость, текучесть и плотность веществ как мера их хаотизации / В. П. Малышев, Н. С. Бектурганов, А. М. Турдукожаева (Макашева). – Москва: Научный мир, 2012. – 288 с.
2. Волков, А. И. Большой химический справочник / А. И. Волков, И. М. Жарский. – Москва: Современная школа, 2005. – 608 с.
3. Исследование вязкости жидких металлов / Э. Э. Шпильрайн [и др.]. – Москва: Наука, 1983. – 243 с.
4. Белашенко, Д. К. Явления переноса в жидких металлах и полупроводниках / Д. К. Белашенко. – Москва: Атомиздат, 1970. – 400 с.
5. Hiroshi, N. Viscosities of liquid In-Sn and Sb-Al binary systems / N. Hiroshi // Trans. Jap. Inst. Met. – 1976. – Vol. 17, № 7. – P. 403-407.
6. Свойства элементов: справ. изд. В 2-х кн. Кн. 1 / Под ред. М. Е. Дрица. – 3-е изд., перераб. и доп. – Москва: Изд. дом «Руда и Металлы», 2003. – 448 с.

Научный руководитель: Макашева А.М., д.т.н., профессор

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ РАСТВОРА СУЛЬФАТА АЛЮМИНИЯ НА ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЦИКЛ ЦСП

Малеванная М.И., Антонова Д.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Цементно-стружечная плита имеет в настоящее время большой спектр применения во внутренней и внешней отделке зданий. Высокие темпы развития спроса на прочные и удобные в монтаже стеновые строительные материалы приводят к увеличению объемов производств. Основной проблемой в данном вопросе является уменьшение времени технологического процесса без потери прочностных характеристик. [1]

При производстве цементно-стружечных плит самой долгой технологической операцией является выдержка каркаса с прессованным ковром в канале тепло-влажностной обработки. Этот процесс занимает от 9 до 24 часов в зависимости от времени года. В летний период оборот металлических форм идет непрерывно и как следствие производится больше готовой продукции. В зимний период времени для набора первичной прочности необходимо больше времени для твердения цементно-древесной смеси, что и послужило поводом для проведения ряда экспериментов на базе завода ООО «ЦСП» п. Винзили.

Основным отличием зимнего и летнего периода является температура окружающей среды. Как уже не раз доказано, температура окружающей среды влияет на процесс твердения цемента. Вся формовочная линия состоит из открытых шнеков, транспортеров, формовочных головок и при прессовании вся кромка остается открытой. Для прогрева в зимний период формовочной линии до температуры сопоставимой с летним периодом, необходимо ежемесячно расходовать большие суммы на отопление. Данная статья расходов ложится в стоимость цементно-стружечных плит, и продукция теряет свою конкурентоспособность.

Во избежание данных ситуаций необходимо увеличить температуру цементно-стружечной массы в момент смешивания сырьевых компонентов. Удобнее всего нагреть химические добавки, так как при разведении сульфата алюминия и жидкого стекла до необходимой концентрации используется вода. [2]

При нагревании раствора сульфата алюминия изменяется плотность [3]. Для использования данной добавки были проведены исследования зависимости плотности и температуры затворения химической добавки.

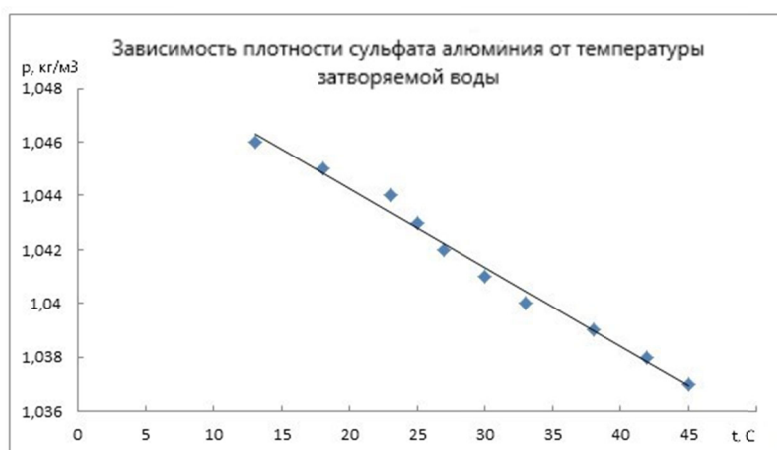


Рисунок 1 – Изменение плотности сульфата алюминия при затворении водой разной температуры

Закономерность изменения плотностей закономерна, поэтому для производства необходимо выбрать несколько растворов разной температуры и плотности. Основными показателями проведенных опытов будут плотность и прочность на изгиб.

Для производства опытных образков был выбран диапазон растворов представленных в таблице 1.

Таблица 1 – Зависимость плотности, прочности и времени твердения ЦСП от плотности и температуры раствора сульфата алюминия

№	Плотность раствора, кг/м ³	Температура раствора, °C	Плотность ЦСП, кг/м ³	Прочность ЦСП, МПа	Время твердения ЦСП, ч
По ГОСТ 26816-2016			1100-1400	От 12	9-24
1	1,045	15	1344	13,95	16
2	1,044	25	1298	10,78	15
3	1,04	30	1408	11,45	15
4	1,039	35	1386	12,2	13
5	1,038	40	1379	13,22	10
6	1,037	45	1352	15,11	9

По проведенным исследованиям видно, что при соответствии плотности и температуры сульфата алюминия графику растворения, плотность и прочность готовой плиты ЦСП соответствует требованиям ГОСТ26816-2016 [4] и сокращается время выдержки в канале тепло-влажностной обработки. Что позволяет ускорить производство плит ЦСП в зимний период.

Список использованных источников

1. Наназашвили, И. Х. Строительные материалы из древесно-цементной композиции / И. Х. Наназашвили. - Москва: Стройиздат, 1990. - 415 с.

2. Наназашвили, И. Х. Справочник по производству и применению арболита / И. Х. Наназашвили. - Москва: Стройиздат, 1987. – 208 с.

3 ГОСТ 12966-85. Алюминия сульфат технический очищенный. Технические условия. - Москва: Стандартинформ, 1985.

4. ГОСТ 26816-2016. Плиты Цементностружечные. Технические условия. - Москва: Стандартинформ, 2016.

*Научный руководитель: Каспер Е.А.,
доцент кафедры Строительные материалы*

УДК620

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРОЧНЫХ И ЛЕГКИХ МЕТАЛЛОВ, И ИХ СПЛАВОВ В АВИАСТРОЕНИИ

Мальчихин Ю.А.,

Общеобразовательный лицей ТИУ, г. Тюмень

Первые самолеты имели достаточно простую конструкцию: деревянный каркас и полотняная обшивка поверхностей. Но со временем такой вид летательного аппарата стал небезопасным. Конструкторы стали постепенно заменять деревянные детали на металлические. Но полностью металлические самолеты появились не сразу.

Металл во много раз тяжелее дерева, тем самым сама конструкция становилось более увесистой, поэтому переход от дерева к металлу был небыстрым. С появлением гражданской авиации, обществу требовалось большое количество самолетов с большим сроком эксплуатации. Деревянные конструкции со временем теряли свой первоначальный вид. Каркас гнил, набухал и становился непригодным для использования. Такой срок эксплуатации не соответствовал требованиям гражданской авиации.

В наше время конструкторы нашли подходящие металл и сплавы для авиастроения, с учетом нагрузок на определенные составляющие самолета.

Магний – часто используемый металл в авиастроении. Колеса, детали сидений, корпуса приборов и это еще не весь список применения сплавов магния. В наши дни, благодаря данному металлу уменьшился вес летательных аппаратов примерно на 25%

Титан-легкий и тугоплавкий метал, который может сохранять форму при сильном нагревании. На данный момент считается более актуальным, чем алюминий по своим характеристикам (6 раз прочнее, в 2 раза больше тугоплавкость). Металл хорошо поддается обработке резанием и давлением. А коррозионная стойкость дает долгий срок эксплуатации, что в наше время необходимо для большинства компаний гражданской авиации.

Бериллий - легкий и хрупкий металл, который стал находкой для конструкторов. Благодаря данному металлу масса самолета снизилась более чем на 600 кг. Из бериллия изготавливаются стержни и трубы, используемые в авиастроении.

Алюминий является одним из самых распространенных металлов в земной коре. Из-за его маленькой плотности (2,7 г/см³), высокой тепло- и электропроводности, технологичности и высокой коррозионной стойкости алюминий можно отнести к числу важнейших технических металлов.

Судьба меня свела с уникальным человеком, Вишняковым Николаем Сергеевичем, благодаря которому я смог определиться с выбором своей будущей профессии.

В процессе интервью мы выяснили, что большие нагрузки приходятся на шасси самолета, а также двигатели при взлете. Николай утверждает, что металлические конструкции в состоянии выдержать перегрузку. И как правило, данные детали повреждаются вследствие ошибок в пилотировании (грубая посадка, резкое соприкосновение с землей). По словам Николая, легкость, прочность и устойчивость к внешним воздействиям – основные характеристики, которые необходимы материалам в авиастроении. Это такие металлы и их сплавы как алюминий и бериллий. Николай Сергеевич считает, что от металлов до конца уйти невозможно, так как это ведущий материал в авиастроении, который является надежным и долговечным. Но незначительные изменения от части происходят. Кроме этого мы определили, что металлы в конструкции самолета испытывают расчетные нагрузки в небе, которые не превышают их прочности. Но при сильных ветрах и грозах возможны нерасчетные нагрузки, которые значительно влияют на состояние воздушного судна. По мнению Николая, основным металлом в авиастроении за счет своей легкости является алюминий, составляющий приблизительно 75-80% от общей массы самолета.

Коррозия металлов самолета весьма различна и зависит от местности, где находятся аэродромы; условий, в которых работают детали внутри конструкции; длительности эксплуатации; качества ухода за изделиями и др. Часто подвергается коррозии обшивка самолета, который находится вблизи промышленных и приморских районов. Сильное воздействие оказывает загрязненная вода на алюминиевые сплавы. Значительное развитие коррозии мы можем наблюдать в щелях самолетах, которые образованы из-за контакта разнородных сплавов.



Любой самолет независимо от особенностей конструкции и марки представляет собой планер который состоит из основных частей (рис. 1). Каждая из этих частей изготавливается из материала способного выдерживать высокие нагрузки, а также противостоять коррозии.

В качестве объекта исследования мы взяли лопатку турбины самолета ТУ-154, предположительно из титанового сплава. Лопатка имеет аэродинамический профиль. Она напоминает уменьшенную копию крыла летательного аппарата.

Таблица 1 – Анализ лопатки двигателя турбинного самолета

Элемент	Fe	C	Si	Mo	N	Ti	Al	Zr	O	Sn	H	Примесей
Исследуемый образец	0.2	0.06	0.17	3	0.02	89	5.5	1.42	0.11	1.3	0.01	0.15
ОСТ 1 90013-81	до 0.3	до 0.1	0.1 - 0.22	3 - 4.3	до 0.03	85.78 - 91	5 - 5.8	0.3 - 1.5	до 0.15	0.3 - 1.5	до 0.015	прочих 0.3

Мы измерили твердость материала по методу Бринелля и нами были получены данные замеров твердости соответствующие ОСТ 1 90013-81 и составляет $HV = 4066$ Мпа.

Мы измерили предел прочности (временное сопротивление) материала, т.е. условное напряжение, соответствующее наибольшей нагрузке, предшествовавшей разрыву образца. При сравнении полученных данных также было подтверждено что механические характеристики испытуемого сплава соответствуют характеристикам титанового сплава марки ВТ8М-1 и составляет $\sigma_b = 1220$ Мпа. Относительное удлинение $\delta = 8\%$, относительное сужение $\psi = 22\%$.

Изучив свойства материала исследуемой лопатки нами было установлено, что данный образец представляет собой титановый сплав ВТ8М-1, который по данным Всероссийского научно-исследовательского института авиационного материаловедения используется для двигателей АИ222-25, ПС-90, НК-83 (самолет Ту-154).

В небе, где нет возможности отступить назад, люди и материалы испытываются на прочность, стальная воля членов экипажа, а также высокие прочностные свойства используемых материалов позволяют пассажирам чувствовать себя защищенными.

Список использованных источников

1. Рыбаков, А. С. Металлы в авиастроении Metal Journal. Политехнический журнал. – Режим доступа: <http://www.metaljournal.com.ua/metals-in-the-aircraft-industry/>
2. Металлические композиционные материалы [Электронный ресурс] ВИАМ. - Режим доступа: https://viam.ru/metal_composites.

3. Неупокоева, А. А. Опыт использования титановых сплавов в авиастроении / А. А. Неупокоева, А. О. Иванченко; Под общ. ред. Е. А. Григорьян // Новые технологии - нефтегазовому региону: сб. материалов Всерос. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых, 2010. - С. 56-57.
Научный руководитель: Кулемина А.А., ст. преподаватель

УДК 620

РАЗРАБОТКА ЭКСТРУДЕРА НЕПРЕРЫВНОГО ДЕЙСТВИЯ

Никитенко Я.Ф.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Экструдер – основное оборудование, занимающееся переработкой сырья и превращающее его в полипропиленовую трубу. [1]

Экструдер делится на 3 зоны:

- Зона загрузки. Сырье (гранулы, порошок, вторичное сырье) подаётся в отсек самотеком или под напором сжатого воздуха. Материал уплотняется до состояния пробки и продвигается в отсек нагревания.

- Зона плавления. В этой зоне материал плавится и перемешивается с помощью шнека, который перемещает материал дальше к каналам.

- Зона дозирования. На выходе из экструдера материал проходит через систему формующее отверстие профиль которого зависит от формы выпускаемой продукции. Дозировка материала осуществляется за счет клапанов, которые закрываются, когда проходит нужное количество материала. [2]

Для увеличения производственной мощности экструдера необходимо обеспечить его непрерывное действия, для этого был спроектирован экструдер с раздвоенным каналом.

Описание работы экструдера. В режущий уплотнитель (9) с помощью автоматического загрузчика засыпается гранулированный материал с величиной гранул 3-5 мм., там они разогреваются нагревательными пластинами (8) и перемешиваются смесительным инструментом (7). Через загрузочное отверстие (3) в корпус (5) поступает нагретое и размягченное сырье. Двигатель (1) приводит в действие шнек (4), который вращаясь в корпусе перемещает полимер по ходу вращения, внутренний диаметр корпуса и наружному диаметру шнека практически равны. Корпус нагревается при помощи электрических нагревательных лент (10), вследствие чего материал не только перемещается, но и перемешивается шнеком, при этом полимер плавится, пластифицируется и гомогенизируется. Расплавленный полипропилен попадает в канал (12), за счет работы автоматики открывается правый верхний клапан (11) (левый верхний клапан закрыт), с помощью поршня (13) материал всасывается в правый канал, верхний клапан закрывается, открывается нижние правые клапана, поршень выкачивает материал через них в насадку (15), расплавленный полипропилен растекается по форме. В то же

время когда закрывается правый верхний клапан, открывается левый верхний клапан, материал попадает в правый канал, верхний левый клапан закрывается, открываются левые нижние клапаны, в это время правые нижние клапана закрываются, и с помощью поршня материал проходит дальше. С помощью резьбы крепления на экструдер крепится матрица экструдера, которая формирует трубу. При этом и режущий уплотнитель и экструдер работают непрерывно. Схема работы экструдера представлена на рисунке 1.

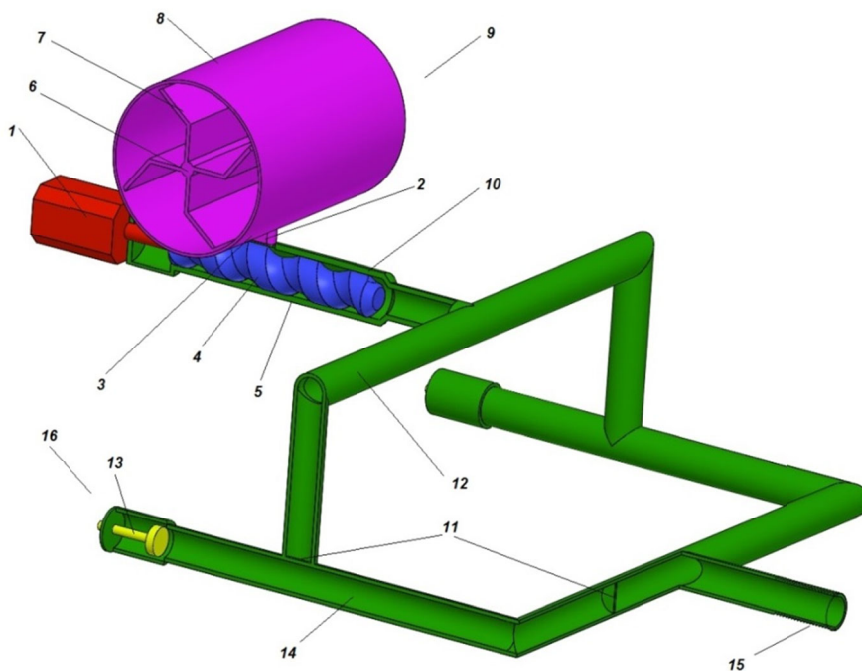


Рисунок 1 – Схема экструдера

- 1 – привод; 2 – разгрузочное отверстие; 3 – загрузочное отверстие; 4 – шнек;
 5 – корпус; 6 – вертикальная ось; 7 – смесительный инструмент;
 8 – нагревательная пластина; 9 – режущий уплотнитель; 10 – нагревательная лента;
 11 – клапан; 12 – канал; 13 – поршень; 14 – загрузочная камера; 15 – резьба крепления;
 16 – шнековое устройство

Таким образом в данной статье разработан экструдер непрерывного действия, представлена его схема и описание работы. Эти данные необходимы для дальнейшего проектирования линии по производству полипропиленовых труб.

Список использованных источников

1. Горбацевич, А. Ф. Курсовое проектирование по технологии машиностроения / А. Ф. Горбацевич, В. А. Шкред. – Минск: Высшая школа, 1983. – 257 с.
2. Хлебенских, Л. В. Автоматизация производства в современном мире / Л. В. Хлебенских, М. А. Зубкова, Т. Ю. Саукова. – Москва: Молодой ученый, 2017. - № 16. - С. 308-311.

Научный руководитель: Стариков А.И., старший преподаватель

СТАНДАРТИЗАЦИЯ И КАЧЕСТВО ПРОДУКЦИИ*Одинаева К.И.,**Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

В последнее время все чаще встречаются такие понятия как качество, надежность, конкурентоспособность и безопасность продукции, требуется соблюдение закона о защите прав потребителей. Современная рыночная экономика предъявляет свои требования к качеству выпускаемой продукции, устойчивое положение любой фирмы на рынке товаров и услуг определяется уровнем ее конкурентоспособности.

Конкурентоспособность связана с двумя показателями, такими как: уровень цены и качества продукции.

Целью работы является изучение стандартизации и ее роли в повышении качества промышленной продукции. Повышение качества - это непрерывная деятельность, направленная на повышение эффективности и результативности процесса. Эти виды деятельности часто требуют новых ценностей и поведения, ориентированных на измерение удовлетворенности клиентов и действия на результаты.

Стандартизация – это деятельность, которая заключается в нахождении решений для повторяющихся задач в сфере науки, она направлена на достижение оптимальной степени упорядочения в определенной области. В данном случае, установление требований к качеству продукции.[1] Основной задачей стандартизации является решение задач, которые направлены на повышение качества продукции, а также улучшения качества услуг.

Объектом стандартизации является конкретная продукция, нормы, требования, которые используются в науке, в отраслях народного хозяйства, а также в международной торговле. Для оценки соответствия качества продукции предъявляемым требованиям, существуют стандарты предприятий, которые производят работы по стандартизации в соответствии с Законом РФ «О стандартизации».[2] Каждая отрасль разрабатывает стандарты в пределах своей компетенции, данные стандарты утверждаются соответствующими органами государственной системы стандартизации.

Стандарт - это нормативно-технический документ, устанавливающий требования к группам однотипной продукции, а в необходимых случаях к определенной продукции, правила, обеспечивающие ее разработку, производство и применение.[3]

Существует два способа подтверждения продукции требованиям Госстандартов: сертификация и декларирование продукции. Маркировка какой-либо продукции регламентируется соответствующим Госстандартом. Общими требованиями к маркировке продукции являются: достоверность, доступность, достаточность.[4]

Повышение качества продукции, выпускаемой на рынок, является одной из важнейших задач, которая стоит перед промышленностью. Дея-

тельность направленная на управление качеством не может быть эффективной после того, как продукция произведена, так как такая деятельность осуществляется в ходе производства продукции. Предприятия все чаще разрабатывают и осуществляют мероприятия по улучшению качества продукции, основываясь на достижениях современной науки. [5]

В заключении можно сделать следующие выводы:

- Качество выпускаемой предприятием продукции является важным фактором деятельности в условиях рынка, так как обеспечивает расширение участков рынка, рост прибыли и процветание предприятия.
- Управление качеством продукции основывается на стандартизации, представляющую собой нормативно-техническую основу, которая определяет прогрессивные требования к продукции.
- Выполнение всех нормативных актов в управлении качеством продукции позволяет организовать эффективную систему законодательного обеспечения качества и безопасности продукции.

Список использованных источников

1. Лифиц, И. М. Основы стандартизации, метрологии, сертификации/ И. М. Лифиц. – Москва: Юрайт, 2002. – 325 с.
2. Антонов, Г. А. Основы стандартизации и. управления качеством продукции: учебник. В 3-х ч. / Г. А. Антонов. – Санкт-Петербург: Изд - во СПбУЭФ, 2011. - 684 с.
3. Димов, Ю. Метрология, стандартизация и сертификация: учебник для вузов / Ю. Димов. – Санкт-Петербург: Питер, 2004. - 2-е изд. - 432 с.
4. Экономика предприятия: учебник / Под ред. В. Я. Горфинкеля, В. А. Швандара. - Москва: Банки и биржи, ЮНИТИ, 1998.
5. Глинчев, А. В. Основы управления качеством продукции / А. В. Глинчев. - Москва: Изд - во АМИ, 2011. - 287 с.

Научный руководитель: Василега Д.С., канд. техн. наук, доцент

УДК 005.6

КАЧЕСТВО ПРОДУКЦИИ НА МАШИНОСТРОИТЕЛЬНОМ ПРЕДПРИЯТИИ

Остапенко М.С., Попова М.А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Качество продукции – это совокупность свойств, которые направлены на удовлетворение запросов потребителей. [1] Если не будет качественной продукции, то у предприятия не будет потребителей, следовательно, и прибыли (рисунок 1). [2]

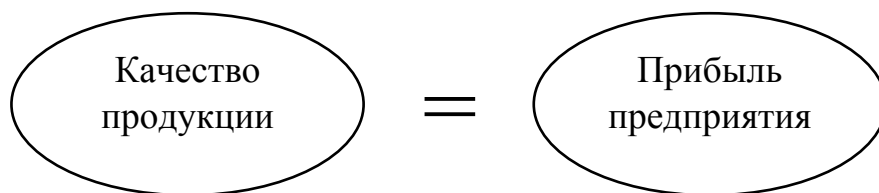


Рисунок 1 – Качество продукции и прибыль предприятия

Согласно рисунку 1 видно, что качество пропорционально прибыли предприятия, то есть если качество изготавливаемых изделий начнет падать, то вместе с качеством упадет и прибыль.

Для удержания высокой позиции на рынке и сохранения конкурентоспособного состояния все предприятия стремятся иметь на выходе продукт высокого качества. [3] Для того, чтобы получить продукт высокого качества в машиностроительных предприятиях ведется контроль за качеством изготавливаемой продукции. Каждый этап производственного процесса подвергается контролю качества, то есть контроль ведется от закупки материалов и сырья до получения готового и пригодного для эксплуатации изделия. [4]

Можно выделить несколько видов контроля качества на машиностроительном предприятии:

1. Контроль на этапе проектирования;
2. Входной контроль материалов и сырья;
3. Непрерывный контроль за сохранением работоспособности применяемого для изготовления изделий оборудования;
4. Приемочный контроль готовой продукции;
5. Контроль за установкой изделий на тех или иных местах их эксплуатации;
6. Выборочный контроль из партии готовых изделий. [5]

Для того, чтобы получать положительные результаты на каждом этапе производства сотрудники должны быть обеспечены всем необходимым оборудованием и должны иметь стремление к получению качественного изделия. Если сотрудник не будет понимать, для чего он выполняет всю работу, то качественного изделия на выходе из того или иного этапа можно не ждать. [6] Поэтому помимо полной оснащенности руководство предприятия должно донести до сотрудников всю важность и ответственность их работы.

Как известно, качество детали напрямую зависит от того насколько точно была проведена обработка. То есть, качество детали характеризуется точностью обработки. При соблюдении всех размеров и форм при обработке детали на выходе предприятие будет иметь надежную и качественную деталь. [7]

К каждому этапу производственного процесса стоит относиться внимательно и не упускать малейшие недочеты, так как если не заметить и не устранить несоответствие в самом начале, то в конце вместо качественного и надежного изделия можно получить непригодное для использования.

Список использованных источников

1. Полховская, Т. М. Основы управления качеством продукции / Т. М. Полховская, Ю. А. Карпов, В. П. Соловьев. - Москва: МИСИС, 1992. – 139 с.
2. Остапенко, М. С. Контроль качества на стадиях производственного процесса на примере АО «Даймет» / М. С. Остапенко, М. А. Попова // Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе: материалы междунар. науч.-практ. конф. - Тюмень: ТИУ, 2018. – Т. 1 – С. 253-0255.
3. Вдовин, С. М. Система менеджмента качества организации / С. М. Вдовин, Т. А. Салимова, Л. И. Бирюкова. - Москва: ИНФРА-М, 2012. – 185 с.
4. Логанина, В. И. Системы качества / В. И. Логанина. - Москва: КДУ, 2008. – 291 с.
5. Остапенко, М. С. Роль процедуры входного контроля продукции на предприятии / М. С. Остапенко, М. А. Попова // Новые технологии – Нефтегазовому региону: материалы междунар. науч.-практ. конф. - Тюмень: ТИУ, 2018. – Т. 3 – С. 95-96.
6. Ильенкова, С. Д. Управление качеством / С. Д. Ильенкова. - Москва: ЮНИТИ, 2009. – 424 с.
7. Чупырина, В. Н. Технический контроль в машиностроении: Справочник проектировщика / В. Н. Чупырина, А. Д. Никифорова. - Москва: Машиностроение, 1987. – 510 с.

УДК 621

ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СВЕТОДИОДНЫХ ЛАМП НА ПРОИЗВОДСТВЕ

Петрушина Е. А.,

Многопрофильный колледж ТИУ, г. Тюмень

В современном мире повсеместно используются энергосберегающие технологии, эта тенденция связана в первую очередь с ограниченными возможностями энергосистемы и, конечно, же, даёт возможность в последующем экономить денежные средства. Поэтому за несколько веков существования освещения мы перешли от опасных источников света, где использовался открытый огонь, затем закрытый.

На заводе Перфорационных систем «Шлюмберже» с помощью люксметра были проведены измерения в производственной зоне. Согласно

ГОСТ Р 55710-2013 «Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений» средняя освещенность на рабочих местах с постоянным пребыванием людей должна быть не менее 200 люкс (Лк), а по факту прибор показал, что освещение составляет около 150 люксов, что не соответствует норме. [1] Плохое освещение через несколько лет может привести к различным заболеваниям органов зрения и ухудшению психического здоровья человека.

Для освещения, на данный момент, в производственной зоне используются светильники типа РСР05-1000-002 и включаются 2-мя группами по 9 светильников и 2-мя группами по 12 светильников, всего 42 светильника (рисунок 1). [2]



Рисунок 1 – Схема размещения светильников основного освещения в цеху

Светильники подвешены с шагом 6 метров в обоих осях на высоте примерно 8 метров, что обеспечивает равномерное освещение. Таким образом, полная мощность на освещение помещения цеха составит 30 кВт, надо учесть, что при включении для розжига лампы ДРЛ (дуговая ртутная люминофорная) подаются повышенные токи в два раза выше, чем при основной работе, что дополнительно создаёт пиковую нагрузку, а соответственно это повышенное кратковременное потребление электроэнергии и кратковременная перегрузка электросети.

Несмотря на то, что в центральной части крыши имеются световые проёмы – это никак не улучшает освещенность зимой, т.к. снег и наледь, а также загрязнения с внутренней стороны сильно снижают световой поток прозрачной части кровли крыши. С течением времени лампы ДРЛ деградируют и светят тусклее.

Решить проблему с недостаточным освещением на предприятии «Шлюмберже» и повысить энергоэффективность, предлагается с помощью замены имеющихся ламп на светодиодные.

Предлагается выбрать светильники средней мощности DS-Street-250. Стоимость светильников DS-Street-250 в рознице – 29 тысяч рублей. Установка будет производиться на те же места, где находились старые. Итого, количество светильников будет составлять 42 штуки. Общая сумма на закупку составит 1218000 рублей. Но при покупке партии таких светильников, есть возможность получить скидку в размере 30%. Соответственно, стоимость покупки будет составлять 852600 рублей. Ниже таблице 1 представлена информация по стоимости на электроэнергию и расходные материалы.

Таблица 1 – Стоимость на электроэнергию и расходные материалы

Тип ламп	Стоимость за электроэнергию (руб./мес.)	Расходы на расходные материалы (руб./год)
Дуговая ртутная люминофорная лампа	Общая сумма в месяц составит: 17 500	Общая сумма в год составит: 30 000
Светодиодная лампа	Общая сумма в месяц составит: 6 000	Общая сумма в год составит: 0

Также в таблице 2 представлены результаты расчета выгоды от потребления энергии.

Таблица 2 – Результаты расчета выгоды от потребления энергии

Тип ламп	Плата за электроэнергию в год	Плата за электроэнергию в течение 10 лет	Вывод
Дуговая ртутная люминофорная лампа	210 000 рублей	2 100 000 рублей	Экономия денежных средств компании за 10 лет составит 1 380 000 рублей
Светодиодная лампа	72 000 рублей	720 000 рублей	

Таким образом, предприятию экономически выгодно заменить ДРЛ на светодиодные лампы, эффективность составляет 34,3 %.

Список использованных источников

1. ГОСТ Р 55710-2013. Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений. – Москва: Стандартинформ, 2015. – 5 с.
2. Скаков, И. Энергоэффективное освещение: LEAN проект / И. Скаков. – Тюмень: Технологическая компания Шлюмберге, 2017.

*Научный руководитель: Никитина О.В.
преподаватель первой квалификационной категории*

**АНАЛИЗ РАЗВИТИЯ И СПОСОБЫ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМ
ЭКОНОМИКИ МАШИНОСТРОЕНИЯ РОССИИ***Позднякова В.В.,**Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

В 1980-ых годах по всему миру наступил так называемый «бум» развития машиностроения, который продолжается и по сей день. В России же производственный аппарат оказался изношен из-за чрезмерного использования устаревших технологий, которыми развитые страны пренебрегают. Произошел рост спроса на инновационные и наукоемкие машины и оборудование, такие как авиатехника, военная техника. Главной причиной, почему мировой кризис ударил по России так сильно, заключается в том, что Россия была сильно зависима от мирового рынка, главным образом из-за сырьевой составляющей её экспорта.

Появление гибких технологических процессов, электронизация производства, использование систем автоматизированного проектирования (САПР) и ЭВМ потребовали новых методов организации и управления производством. С возрастанием требований к качеству новых товаров, их наукоёмкости и сложности, а также с сокращением их жизненного цикла увеличились расходы на НИОКР. В развитых странах машиностроение стало важнейшей отраслью промышленности, вовремя обеспечивающей потребности развивающейся новой экономики в машинотехнических изделиях [1].

Падение товарного экспорта и импорта России объясняется, главным образом, их структурой. Если в экспорте стран-лидеров мировой торговли преобладает готовая продукция, то в экспорте России продукция обрабатывающей промышленности составляет 17 %, а остальное — топливо и сырье, в том числе сельскохозяйственное. Из-за значительного падения цен на нефть в период кризиса стоимостной объем российского экспорта снизился гораздо больше, чем у других стран. В российском импорте готовая продукция составляет 80%, более половины его — это машины и оборудование, а также потребительские товары длительного пользования (в том числе автомобили). В странах-лидерах импорт этих товаров составляет 45—69 % [2].

На рисунке показан индекс производства в промышленности и машиностроении России 2005-2011 гг. по отношению к уровню 2005 г. Данный график иллюстрирует общую тенденцию развития машиностроения до и после кризиса, однако производство транспортных средств и оборудования гораздо значительно опустилось к 2009 году, но к 2011 государство изменило ситуацию к лучшему.

Остро стоит и вопрос с налогами. На многих предприятиях фонд платы труда составляет 25—30 процентов от себестоимости, в то время как

в торговле — два-три процента. Так, машиностроительная отрасль, нуждающаяся в наиболее квалифицированных специалистах, оказывается неконкурентоспособной перед другими отраслями, где заработная плата выше, а требования к специалистам ниже [2].

Именно предоставление налоговых льгот, а также расширение практики применения долгосрочных контрактов на производство и поставку машин и оборудования стали бы одними из возможных решений данной проблемы.

Главным решением проблем экономики машиностроения России является переход на импортозамещение, ведь, таким образом, Россия станет независимой от кризисов мирового масштаба. Так, государством уже был определен перечень машиностроительных товаров для государственных нужд, закупка которых допускается только у отечественных, белорусских и казахстанских производителей, тем самым поддерживая экономику страны. Запрет на закупку 66 позиций техники был введен для защиты внутреннего рынка Российской Федерации, развития национальной экономики и поддержки Российских товаропроизводителей.

Также для достижения всех поставленных целей в машиностроении очень важную роль играют инвестиции государства в экономику машиностроения, в особенности создание специальных фондов для финансирования высокотехнологичных предприятий машиностроительной области. Более того, снижение налога на и повышение оплаты труда специалистов машиностроения сильно бы улучшило ситуацию и сделало бы эту отрасль более конкурентоспособной. Инвестиции также помогут в обновлении парка технологического оборудования, большая часть которого значительно морально и физически устарела.

Развитие и совершенствование кадрового потенциала и повышение производительности труда также помогут решить проблему экономической отсталости машиностроительной отрасли.

Выходом из тяжелой обстановки в экономике машиностроения может также послужить привлечение иностранных инвесторов на уже существующие производственные мощности в России.

Так, более выгодным было бы создание так называемых совместных предприятий, которые таким образом будут привлекать иностранные технологии в Российскую Федерацию. В результате можно получить производство более качественной готовой продукции машиностроительной отрасли, которая сможет конкурировать с иностранными аналогами.

По некоторым направлениям они уже формируются. В 2006 году в рамках совместного предприятия на базе ТД «Александровскмашсервис» началась сборка продукции британской BALDWIN & FRANCIS (взрывозащищенные преобразователи частоты, станции плавного пуска, компактные станции, трансформаторные подстанции и трансвичи) под контролем представителей данной фирмы на первых этапах. В ближайших планах компа-

ний — организация в России совместного производства металлоемких узлов, комплектующих и запчастей, что позволит дополнительно удешевить продукцию за счет сокращения транспортных и таможенных расходов [2].

Список использованных источников

1. Будущее машиностроения России: реальность и иллюзии [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ecotrends.ru/component/content/article/756-2014/1783-2013-12-24-10-11-57>

2. Лойко, А. О. Проблемы отрасли машиностроения России в условиях мирового кризиса и пути их преодоления / А. О. Лойко, Н. С. Ульянова [Электронный ресурс] // Научное сообщество студентов XXI столетия. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ НАУКИ: сб. статей по материалам XXVII междунар. студ. науч.-практ. конф. № 12 (27). - Режим доступа: [http://sibac.info/archive/economy/12\(27\).pdf](http://sibac.info/archive/economy/12(27).pdf)

Научный руководитель: Темпель Ю.А.

УДК 621.791.3/8

ВИДЫ СВАРОК, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ДЛЯ СОЕДИНЕНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

Поспелов М.А.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Основным технологическим процессом при строительстве трубопроводов является сварка.

Технология сварки труб позволяет соединять детали на трубопроводе в любых положениях и направлениях, что очень удобно. Сварные соединения отличаются повышенной прочностью и герметичностью, в отличие от резьбовых.

Виды сварок:

Холодная сварка

Является методом получения неразъёмных, герметичных соединений. Данный метод исключает нагрев свариваемых деталей, а сама стыковка выполняется благодаря деформации. Холодная сварка производится за счёт давления, оказываемого на детали. В результате такой сварки происходит разрушение оксидной прослойки и соединение выполняется на атомарном уровне (диффузия атомов).

Газовая сварка

Соединение разных видов труб с использованием газовой горелки является старым и надёжным способом монтажа коммуникаций. Для этого используются специальные газовые горелки, которые способны нагреть трубу до высоких температур.

Доводя край с соединительной проволокой до температуры плавления, металл наплавляет друг на друга и получается прочное неразъёмное соединение, которое достаточно устойчиво к механическим воздействиям.

Основные преимущества использования газовой сварки для монтажа трубопроводов:

- высокая эффективность способа;
- использование газовой горелки позволяет получить аккуратный, качественный шов;

- не сложный процесс;

Недостатки данного метода:

- работа с газовой горелкой должна производиться только специалистом, имеющим определённые навыки в этой области;

Электросварка

Ещё несколько лет назад первенство отводилось газовым горелкам. Популярность электросварки заработала простотой и низкой стоимостью проведения работ. Часто её называют дуговой либо контактной. По типу прилагаемых усилий её относят к дуговой группе термомеханических работ.

Чтобы выполнить такую работу, потребуется инвертор или трансформатор. Аппаратура выполняет функцию подачи заряда на электрод. Электродом обрабатывают края свариваемого элемента. При соприкосновении материалов образуется дуговой электрический заряд огромной мощности. Эта реакция сопровождается выделением высоких температур, что и даёт возможность заниматься обработкой трубы.

Слой обмазки (покрытия) электрода позволяет поддерживать во время работы специальные условия, которые препятствуют поступлению кислорода в место плавления.

Рассмотрим, от каких факторов зависит ширина шва:

- от толщины электрода;
- от материала свариваемых изделий;
- сварочные устройства могут включать в себя разные режимы сварки, что тоже влияет на характеристики шва;
- от скорости движения дуги и напряжения в сети.

Электросварка труб считается более дешевой, чем газовая, однако, создавая шов таким методом необходимо затратить большее количество времени. Другие преимуществам электросварки:

- функциональность;
- универсальность.

Таким образом в данной работе нашел достоинства и недостатки некоторых видов сварки.

Список использованных источников

1. Технология сварки трубопроводов [Электронный ресурс]. - URL: <http://svarak.ru> (Дата обращения: 01.10.2018).

Научный руководитель: Венедиктов А.Н., к.т.н., доцент

ИССЛЕДОВАНИЕ СТРУКТУРЫ И СВОЙСТВ СТАЛИ 18ХГТ, ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ДЛЯ ИЗГОТОВЛЕНИЯ КРЕСТОВИНЫ КАРДАННОГО ВАЛА

Рябкова Д.Э., Золотарева Е.В.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Крестовина карданного вала является основным элементом карданных валов, от которого зависит ресурс карданных передач. Название детали говорит о том, что главные оси взаимно перпендикулярны, и по этим осям расположены цилиндры – четыре точно обработанные цапфы. Основное назначение детали – гашение сопротивления карданного вала и передача крутящего момента на колеса. Крестовина является подвижным соединением и при ухудшении движения автомобиля по плохой дороге, она обеспечивает баланс автомобиля. Крестовина является деталью с достаточно большим сроком годности. Если водитель начинает чувствовать вибрации на поворотах, то необходимо провести осмотр данной детали.

Материал, используемый при изготовлении детали сталь качественная легированная, которая подвергается термической обработке, чтобы обеспечить высокий уровень прочностных характеристик.

Заготовкой детали является штамповка из стали 18ХГТ. При проведении технологической операции цементация у стали при содержании углерода до 0,25% обеспечивается высокая вязкость сердцевины. Имеющиеся в стали легированные элементы обеспечивают повышенную прокаливаемость и высокие механические свойства в сердцевине изделия. Деталь подвергается цементации при температуре 920 – 950⁰С с последующей закалкой при температуре 840 – 860⁰С в масле и отпуском 200⁰С. Глубина цементированного слоя 0,8 – 1,1мм с твердостью 56 – 58 HRC, твердость сердцевины 35 - 40 HRC. Концентрация углерода в цементованном слое 0,75-0,85%. Удельный объем закаленного науглероженного слоя больше, чем сердцевины, поэтому в нем возникают сжимающие напряжения. Остаточные напряжения сжатия в поверхностном слое, достигающие 40-50 кгс/мм², повышают предел выносливости изделия.

Сталь в равновесном состоянии имеет мелкозернистую ферритно-перлитную структуру. В результате проведения цементации при высокой температуре происходит перегрев, сопровождающийся ростом зерна. Для получения высокой твердости цементированного слоя необходимо деталь после цементации подвергнуть последующей термической обработке – закалке и отпуску. При проведении газовой цементации проводится одна закалка с цементационного нагрева после подстуживания изделия до температуры 840 – 860⁰С. После закалки цементованное изделие подвергают нагреву до 200⁰С для уменьшения закалочных напряжений. После такого режима термической обработки структура поверхностного слоя – мелко-

игольчатый мартенсит с вкраплениями избыточного цементита, а сердцевины – мелкозернистый феррит и перлит и небольшие вкрапления карбидных частиц.

При изготовлении поковки крестовины более простым способом выбирается полузакрытое вдавливание и завершающая штамповка, осуществляемая в открытых штампах. Начальная температура операции 1220⁰С.

При изготовлении крестовина строго центрируется для исключения переменного дисбаланса при вращении карданного вала. К готовой крестовине предъявляются высокие требования в отношении точности и взаимного расположения поверхностей цапф. Оси цапф должны быть взаимно перпендикулярны с допускаемым отклонением не более 0,20 – 0,25 мм на 100мм. Несоосность цапф не более 0,05мм. При изготовлении крестовины желательно применять высокопроизводительные металлорежущие станки, можно производить обработку на агрегатных станках. Диаметры цапф изготавливаются по шестому качеству точности с шероховатостью 0,63мкм.

Термическая обработка цементация производится после операций по металлообработке перед шлифованием цапф.

По своим характеристикам сталь 18ХГТ после проведения цементации обеспечивает высокую поверхностную твердость, также хорошую прочность и вязкость сердцевины. Сталь 18ХГТ подходит для изготовления крестовины карданного вала.

Список использованных источников

1. Новиков, И. И. Теория термической обработки металлов: учебник. - 3-е изд. испр. и доп. / И. И. Новиков. - Москва: Металлургия, 1978. – 392 с.
Научный руководитель: Золотарева Е.В., старший преподаватель

УДК 620

ТИТАН – МАТЕРИАЛ БУДУЩЕГО

Салихов А.Д.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Титан - химический элемент с порядковым номером 22, расположен в IV группе 4-го периода. Простое вещество титан — лёгкий прочный металл серебристо-белого цвета, внешне похож на сталь. Данный материал сочетает легкость, прочность, высокую коррозионную стойкость, низкий коэффициент теплового расширения, возможность работы в широком диапазоне температур. Титан – уникальный по своим свойствам металл. Благодаря удивительным свойствам его называют металлом будущего. Если человек хочет превратить мечту в реальность, он применяет титан.

Открытие TiO_2 (диоксида титана) сделали практически одновременно и независимо друг от друга англичанин У. Грегор и немецкий химик М. Г. Клапрот. У. Грегор, исследуя состав магнитного железистого песка (Крид, Корнуолл, Англия, 1791), выделил новую «землю» (оксид) неизвестного металла, которую назвал менакеновой. В 1795 г. немецкий химик Клапрот открыл в минерале рутиле новый элемент и назвал его титаном. Спустя два года Клапрот установил, что рутил и менакеновая земля — оксиды одного и того же элемента, за которым и осталось название «титан», предложенное Клапротом.

Первый образец металлического титана получил в 1825 году Й. Я. Берцелиус. Из-за высокой химической активности титана и сложности его очистки чистый образец Ti получили голландцы А. ван Аркел и И. де Бур в 1925 году термическим разложением паров иодида титана TiI_4 .

Титан не находил промышленного применения, пока Г. Кролл в 1940 году не запатентовал простой магниетермический метод восстановления металлического титана из тетрахлорида; этот метод (процесс Кролла) до настоящего времени остаётся одним из основных в промышленном получении титана.

Температура плавления данного металла составляет 1668 ± 4 °С, кипит при 3300 °С. По плотности и удельной теплоемкости титан занимает промежуточное место между двумя основными конструкционными металлами: алюминием и железом. Также, по сравнению с чистым железом механическая прочность примерно вдвое больше, по сравнению с алюминием - в шесть раз выше. Но указанный материал может активно поглощать газы, снижающие пластические свойства (кислород, азот и водород). Титан, при соединении с углеродом образует тугоплавкие карбиды, обладающие высокой твердостью.

У титана низкая теплопроводность, по сравнению с алюминием в 13 раз меньше, и в 4 раза – с железом. Металл имеет довольно высокое удельное электросопротивление, которое в зависимости от содержания примесей колеблется в пределах от $42 \cdot 10^{-8}$ до $80 \cdot 10^{-6}$ Ом·см. При температурах ниже 0,45 К он становится сверхпроводником.

Сферы применения:

Интенсивное развитие авиационной техники дало толчок титановому производству, так как она является основным потребителем. В авиационной промышленности титановые сплавы являются универсальным конструкционным материалом.

Сплавы титана являются очень стойкими к окислению и жаропрочными, что в свою очередь определило их использование в авиации и автомобилестроении. Высокая стоимость данного металла и материалов на его основе во многих случаях компенсируется их большей работоспособностью. Из материалов на его основе изготавливают обшивку, детали крепления, силовой набор, детали шасси, различные агрегаты. Также данные материалы применяются в конструкциях авиационных реактивных двигателей.

В автомобилестроении титан широко используется в конструкциях передаточных валов, выхлопных систем, болтов, пружин клапанов. Надежность деталей из титана была проверена в течение нескольких лет на гоночных автомобилях и в ходе широкого применения в авиакосмической промышленности.

Незаменимым оказался титан в ракетостроении и космической технике. Он позволил добиться сверхзвуковых скоростей в авиации и выйти в космическое пространство.

Такое качество титана, как малая плотность позволяет снижать массу корабля, а значит, повышать его маневренность и дальность хода. Обшитые листами титана корпуса судов не ржавеют и не разрушаются десятилетиями вследствие высокой коррозионной стойкости. Он используется для изготовления гребных винтов, обшивки морских судов, подводных лодок, торпед и т.д.

Не обошёл стороной металл нефтегазовую промышленность. Перспективной областью применения сплавов титана является глубокое и сверхглубокое бурение. И только благодаря трубам из высокопрочных сплавов на основе титана можно достичь прохождения глубоких скважин (до 15-20 тысяч метров), так как буры из обычных сплавов будут рваться, не пройдя даже и половины глубины.

Титан используется для наружной обшивки зданий, кровельных материалов, облицовки колонн, софитов, карнизов, навесов, внутренней обшивки, легких крепежных приспособлений. Также он используется в скульптуре и для изготовления памятников.

Титановые конструкции (имплантаты, внутрикостные фиксаторы, протезы) абсолютно безопасны для костей и мышц. Они не вызывают аллергии, не разрушаются при взаимодействии с жидкостями и тканями организма и, конечно, с медицинскими препаратами. Протезы, изготовленные из титановых сплавов, обладают высокой прочностью и износостойкостью, хотя подвергаются большим нагрузкам.

Более половины всего производимого в мире диоксида титана расходуется в качестве белого пигмента в производстве лакокрасочной продукции. Этот белый порошок кроме высокого уровня белизны обладает таким качеством, как высокая укрывистость (способность краски перекрывать цвет поверхности, на которую она наносится).

Таким образом, титан благодаря своим уникальным свойствам нашел применение во многих сферах, начиная от машиностроения заканчивая медициной. Возможно, в скором будущем он станет незаменимым универсальным материалом, способном работать во многих условиях.

Список использованной литературы

1. Бердоносков, С. С. Титан / С. С. Бердоносков; Гл. ред. А. М. Прохоров. — Москва: Большая российская энциклопедия, 1994. - С. 116.

2. Титан. Википедия [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki/>

3. Сферы применения титана [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://titanchik.ru/about/42-sfery-primeneniya-titana.html>

4. Неупокоева, А. А. Опыт использования титановых сплавов в авиастроении / А. А. Неупокоева, А. О. Иванченко // Новые технологии - нефтегазовому региону: сб. материалов Всерос. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых / Под общ. ред. Е. А. Григорьян, 2010. - С. 56-57.

УДК 620

ЧУГУНЫ. СВОЙСТВА И ПРИМЕНЕНИЕ

Семёнова Ж. С., Гатауллина Л. У.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Китайцы получили первый чугун ориентировочно в 6-м веке до н. э., тем не менее он не теряет своей популярности даже сейчас. По данным World Steel Association, за 2017 г. мировое производство чугуна составило 1,175 миллиардов тонн. В нашей работе мы хотим разобраться, какие свойства чугуна делают его востребованным в наше время.

Чугун – сплав железа с углеродом, в котором содержание углерода более 2,14%. Благодаря сочетанию высоких литейных свойств, хорошей обрабатываемости резанием, высоких антифрикционных свойств и сравнительно низкой цене чугуны стали чаще использовать в машиностроении.

По содержанию углерода в чугуне различают:

- белый чугун, в котором весь углерод находится в связанном состоянии в виде карбида. Из-за того, что белые чугуны очень твердые и хрупкие, плохо обрабатываемые режущим инструментом, они часто идут на переплавку в сталь, а также на получение ковкого чугуна. Поэтому практиковать термическую и механическую обработку белого чугуна не имеет смысла.

Основное применение сплав нашел только в виде отливки массивных изделий, которые должны обладать высокой поверхностной твердостью. А также сплав используется для изготовления плит с ребристой или гладкой поверхностью.

- серый чугун, в котором углерод в значительной степени или полностью находится в свободном состоянии в форме пластинчатого графита.

У серого чугуна ценится высокая демпфирующая способность (свойство, позволяющее чугуну гасить вибрацию, рассеивать колебания при вибрационных и переменных нагрузках). Демпфирующая способность чугуна в 2-4 раза выше, чем стали. Также он обладает износостойкостью, хорошими литейными свойствами. Благодаря этому чугун часто применяется

при изготовлении станин различного оборудования, коленчатых и распределительных валов тракторных и автомобильных двигателей и др.

- высокопрочный чугун, в котором углерод в значительной степени или полностью находится в свободном состоянии в форме шаровидного графита.

Свойства высокопрочного чугуна весьма многообразны: хорошая обработка резанием, высокая пластичность и жидкотекучесть, низкая чувствительность к концентраторам напряжения, устойчивость к циклическим нагрузкам, малая усадка, поэтому его часто используют для изготовления деталей ответственного назначения. Отливки из высокопрочных чугунов широко применяют в различных отраслях: в автопромышленности и дизелестроении – для изготовления коленчатых валов, крышек цилиндров; в тяжелом машиностроении – для изготовления многих деталей прокатных станов, кузнечно-прессового оборудования, в химической и нефтехимической промышленности – для изготовления корпусов насосов, вентилялей и т.д.

- ковкий чугун, получающийся в результате отжига отливок из белого чугуна. В ковком чугуне весь углерод, или значительная его часть находится в свободном состоянии в форме хлопьевидного графита (углерода отжига).

Ферритный чугун обладает высокой вязкостью, прочностью, его используют для производства узлов, не подвергающихся истиранию, например, фланцев, рычагов, вилок.

Ковкий чугун предназначен для использования: в машиностроительной отрасли для изготовления конструкций станков; для изготовления корпусов и комплектующих автомобилей; при производстве железнодорожных вагонов; в изготовлении оборудования для сельского хозяйства. Несмотря на то, что перлитный чугун по своим характеристикам лучше, применяются в основном ферритные отливки, т. к. их производство обходится дешевле. Перлитный вид отливок применяют в производстве деталей, испытывающих повышенные нагрузки. Например, из них производят автомобильные рессоры, комплектующие дизельных и других двигателей и т.д.

Также можем выделить чугуны, которые обладают особым составом, который формируется в соответствии с условиями использования, например: антифрикционные, жаропрочные чугуны.

Антифрикционные чугуны обладают низким коэффициентом трения, зависящим от соотношения феррита и перлита в основе, а также от количества и формы графита. Они могут использоваться при изготовлении подшипников, втулок и многих других деталей, обеспечивающих низкое трение в присутствии смазки.

Жаростойкостью называется способность сопротивляться росту и окислению при заданной температуре. Жаростойкие чугуны используются для изготовления деталей, работающих в газовой, воздушной,

щелочной среде при температурах 500-1100°C. Сопротивление окислению чугуна обусловлено наличием на поверхности плотных защитных окисных пленок (окислы Al, Si, Cr), которые предохраняют металл от последующего окисления при высоких температурах.

Заключение: содержание углерода в чугуне влияет на его состояние. Данные состояния могут придавать повышенную прочность, способствовать износостойкости сплава и сохранению высоких температур. Чугун может быть устойчив к коррозии и агрессивным средам, а также гасить вибрацию. При этом данный материал отличается достаточно долгим сроком службы, поэтому его высоко ценятся в машиностроении и прочих отраслях.

Список использованных источников

1. Лахтин, Ю. М. *Материаловедение* / Ю. М. Лахтин, В. П. Леонтьева. – Москва: Издательский дом Альянс, 2009. – С. 144-155
2. Гуляев, А. П. *Металловедение* / А. П. Гуляев. – Москва: Металлургия, 1986. – С. 181-196
3. Сильман, Г. И. *Материаловедение* / Г. И. Сильман. – Москва: Образовательно-издательский центр «Академия», 2008. – С. 248-272
4. Фетисов, Г. П. *Материаловедение и технология металлов* / Г. П. Фетисов, Ф. А. Гарифуллин. – Москва: Издательство Оникс, 2009. – С. 256-269
5. Салихов, А. Д. *Металлические сплавы с памятью формы* / А. Д. Салихов, А. А. Кулемина; Отв. ред. П. В. Евтин // *Новые технологии - нефтегазовому региону материалы: сб. междунар. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых*, 2018. – Тюмень, ТИУ. – С. 103-104.

Научный руководитель: Кулемина А. А., ст. преподаватель

УДК 004.94

МОДЕЛИРОВАНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ ОДНООСНЫХ СЖИМАЮЩИХ НАПРЯЖЕНИЙ НА ОБРАЗЕЦ КРУГЛОГО СЕЧЕНИЯ

Соколов Р.А., Муратов К.Р.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Во время выполнения лабораторных исследований зачастую возникает проблема определения характеристики взаимодействия объектов в эксперименте. Для решения этой проблемы применяют метод моделирования с помощью специализированных компьютерных сред [1].

В рамках ранее проведенных исследований по изучению магнитоупругих характеристик стали возникла потребность в определении возникающих в образцах дисковой формы напряжений и их распределению по сечению в образце при их одноосном сжатии.

Моделирования указанного взаимодействия объектов производилось в программе Elcut Professional.

Полученные характеристики распределения напряжений, возникающих в образцах при их одноосном сжатии представлены на рисунке 1.

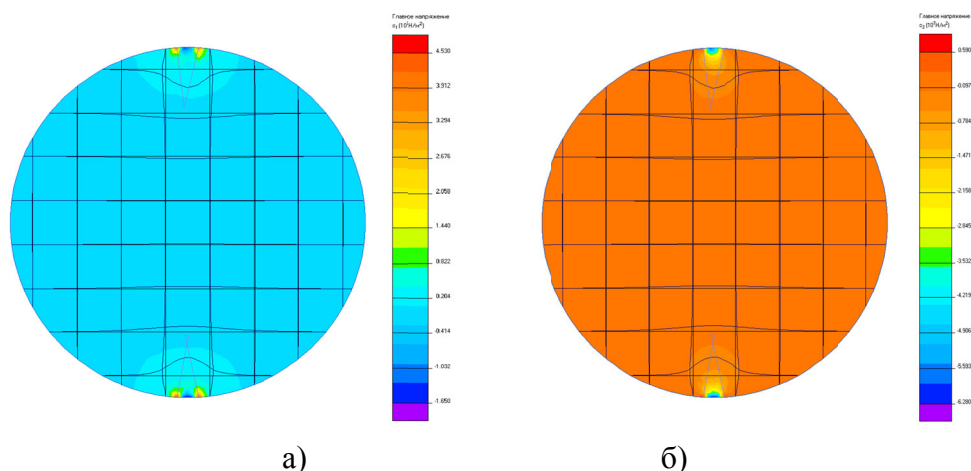


Рисунок 1 - Распределение одноосных напряжений в образцах с круглым сечением:
а) главное напряжение σ_1 ;
б) главное напряжение σ_2

При моделировании сжимающие одноосные напряжения в образцах круглого профиля действовали на ограниченные площадки, площадь которых составляло 64 мкм^2 . Величина заданного сжимающего напряжения была равна 90 МПа.

Как можно заметить из рисунка 1 в распределении главных напряжений наблюдается однородный характер, возникают лишь небольшие зоны возмущений вблизи контактной поверхности.

В результате проделанной работы можно сделать следующие выводы: в образцах с профилем круглой формы, в главные напряжения имеют однородный. Разброс в напряжениях σ_1 и σ_2 составляет порядка 5 раз, что, безусловно, окажет непосредственное влияние на измеряемую величину.

Список использованных источников

1. Дубицкий, С. Д. ELCUT- инженерная система моделирования двумерных физических полей / С. Д. Дубицкий, В. П. Поднос // CADmaster. - 2001. - № 1. – С. 17-21.
2. ELCUT. Моделирование двумерных полей методом конечных элементов. Версия 5.5. Руководство пользователя [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.tor.ru/elcut/free_doc_r.htm

СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ОБРАБАТЫВАЕМОЙ ПОВЕРХНОСТИ ДЕТАЛИ НА СТАНКАХ С ЧПУ

Темпель Ю.А.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Современные достижения науки и техники позволяют достичь любого качества обработанной поверхности заготовки, заданного конструкторской и технологической документацией, но любой технический объект, в данном случае станочное оборудование, с течением времени теряет свои прежние эксплуатационные характеристики и возможности работы. В связи с этим, возникает необходимость совершенствовать процесс производства, внедряя новые станки или используя современные способы повышения и обеспечения требуемого качества детали.

Обзор научной литературы и патентный поиск показывает, что в основном достижение вышеизложенной задачи можно достичь либо путем оптимизации режимов резания, либо учетом и вводом коррекций в управляющую программу, как по средствам предварительной, так и оперативной диагностики станка. Вопросами решения задач в данной области исследования занимались и занимаются различные авторы: Ю.А. Розенберг, Т.Н. Лоладзе, А.С. Верещака, Ю.И. Некрасов, Д.Н. Решетов, Р. Пигерт и многие другие. Например, работы [1,2,3] связаны с повышением стойкости и работоспособности режущего инструмента, оптимизацией режимов резания, оценкой погрешностей и их коррекции в процессе металлообработки, увеличением жесткости технологической системы и балансировки, исследованием влияния узлов станков на точность обработки и др.

Недостатками известных способов и устройств является сложность их реализации и необходимость оснащения станков с ЧПУ адаптивной системой управления. Поэтому исследования в данной области знаний являются в настоящее время актуальной задачей и требуют дальнейшего рассмотрения и изучения.

Список использованных источников

1. Структура и принципы работы интеллектуальной системы управления обработкой на станках с ЧПУ / Р. Ю. Некрасов [и др.] // *Технология и материалы*. - 2015. – № 4. – С. 41-48.

2. Кудряшов, Е. А. Поиск оптимальных решений при проектировании процессов механической обработки / Е. А. Кудряшов, И. М. Смирнов, А. Е. Лебединский // *Системы. Методы. Технологии*. - 2014. - № 3 (23). – С. 94-98.

3. Механика разрушения и прочность сменных режущих пластин из твердых сплавов: учеб. пособие / Е. В. Артамонов [и др.]. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. – С. 148.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИЧИН ПОВРЕЖДЕНИЯ ФЛАНЦА СЕПАРАЦИОННОЙ ЕМКОСТИ

Толмачева Е.К.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Фланец - деталь служащая для прочного и герметичного соединения труб, трубопроводной арматуры, присоединением труб друг к другу, к машинам, аппаратам и ёмкостям, для соединения валов и других вращающихся деталей.

Ёмкость сепарационная предназначена для отделения газа от жидкости и дальнейшего измерения.

Конструктивно ёмкость сепарационная состоит из гидроуклоной головки, выполняющей основную функцию сепарации, верхней сепарационной и нижней накопительной ёмкостей. Внутри емкостей имеются перегородки и направляющие полки.

Сепарация жидкости (разделение нефти, газа и воды) в различных типах сепараторов осуществляется для: получения нефтяного газа, его дальнейшей подачи на газобензиновые заводы для использования в качестве топлива или химического сырья; уменьшения перемешивания нефтегазового потока и снижения тем самым гидравлических потерь давления при перекачивании; отделения воды от нефти при добыче нестойких эмульсий; уменьшения пульсации при транспортировке нефти от сепараторов первой ступени до установок подготовки нефти. [1]

Для исследования представлен фрагмент поврежденного фланца сепарационной емкости с целью определения причин повреждения.

Для определения фактической марки стали был проведен отбор проб и выполнен химический анализ металла фланца. Анализ проводился на спектрометре многоканальном эмиссионном ДФС-71. Результаты хим. анализа приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Химический анализ металла фланца

Наименование	Содержание элементов в стали, %									
	C	Mn	Si	Cr	Ni	Cu	Al	S	P	
Основной металл фланца	0,108	1,52	0,46	0,094	0,161	0,193	---	---	---	
Требования ГОСТ 19281-2014 для стали 09Г2С										
		≤0,1 2	1,3- 1,7	0,50- 0,80	≤0,3 0	≤0,3 0	≤0,3 0	---	≤0,0 40	≤0,0 35
Сертификатные данные (сертификат качества №8984)										
		0,09	1,44	0,55	0,15	0,21	0,18	0,039	0,012	0,018

По результатам химического анализа материал образца соответствует стали 09Г2С по ГОСТ 19281-2014 и близок к сертификатным данным.

Повреждение представляет собой сквозную трещину, проходящую посередине фланца, в направлении перпендикулярном его образующим (рисунок 1).



Рисунок 1 – Общий вид повреждения фланца

Максимальная ширина раскрытия составляет ~ 20 мм (рисунок 2). Следов механического воздействия, резко выраженных рисок, заусениц, вмятин, пластической деформации на наружной поверхности не обнаружено.



Рисунок 2 – Вид повреждения с внутренней поверхности фланца

Поверхность излома имеет грубую морфологию (рисунок 3). По типу поверхности разрушения излом наиболее близок к волокнисто-полосчатому. Данная морфология излома характерна для материалов со структурной неоднородностью.



Рисунок 3 – Вид повреждения фланца

Для оценки механических свойств металла фланца было проведено измерение твердости вблизи повреждения и на удалении от него, после чего были определены прочностные характеристики аналитическим методом по эмпирическим зависимостям. Замеры твердости проводились на микротвердомере ПМТ-3М. Для получения значений твердости НВ использовались переводные таблицы. Результаты представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Измерения твердости и определение механических свойств

Место измерения	НВ 1	НВ 2	НВ3	НВ среднее	Предел прочности (σ_b), кгс/мм ²	Условный предел текучести ($\sigma_{0,2}$), кгс/мм ²
В непосредственной близости от повреждения	181	181	193	185	61,0	39,7
На удалении ~ 50 мм от повреждения	157	167	167	164	54,2	35,2
Требования ГОСТ 5520-79 для стали 09Г2С						
					≥46	≥29
Сертификатные данные (сертификат качества №8984)						
					52	35

Твердость на замеренных участках равномерна. Данная величина для стали 09Г2С не нормируется по ГОСТ, однако ее значения в нормализованном состоянии находятся в пределах 135-195НВ. По результатам расчетов, предел прочности (σ_b) и относительный предел текучести ($\sigma_{0,2}$) металла удовлетворяют требованиям ГОСТ 5520-79 для стали 09Г2С и близки к сертификатным данным.

Повреждение фланца произошло в результате применения исходного материала (проката) с большой анизотропией свойств, причем таким образом, что нагрузка на деталь (при гидроиспытаниях) была приложена в направлении с наименьшими механическими свойствами.

Для предотвращения подобных повреждений, рекомендуем выполнить данную деталь из поковки либо толстостенной трубы. Альтернативным вариантом может быть изменение конструкции узла с учетом анизотропии свойств применяемого материала.

Список используемых источников

1. Назначение классификация и конструкция сепараторов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://studwood.ru/1255257/geografiya/naznachenie_klassifikatsiya_konstruktsiya_separatorov (дата обращения 26.09.2018)
2. ГОСТ 9450-76. Измерение микротвердости вдавливанием алмазных наконечников.

МЕТАЛЛОГРАФИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПОВРЕЖДЕННОГО ФЛАНЦА

Толмачева Е.К.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Для исследования представлен фрагмент поврежденного фланца с целью определения причин повреждения. Фланец - деталь служащая для прочного и герметичного соединения труб, трубопроводной арматуры, присоединением труб друг к другу, к машинам, аппаратам и ёмкостям, для соединения валов и других вращающихся деталей.

Повреждение представляет собой сквозную трещину, проходящую посередине фланца, в направлении перпендикулярном его образующим (рисунок 1).



Рисунок 1 – Общий вид повреждения фланца

Исследование микроструктуры металла проводилось на световом микроскопе ЛВ-41 с программным комплексом для микроанализа при различных увеличениях. Шлифы были вырезаны из места разрушения, на удалении от него. Травление осуществлялось 5-% раствором HNO_3 в этиловом спирте.

Микроструктура металла фланца феррито – перлитная, неоднородная (рисунок 2,3). В центральной части наблюдается полосчатость 3 балла (шкала 3, ряд А, ГОСТ 5640-68).

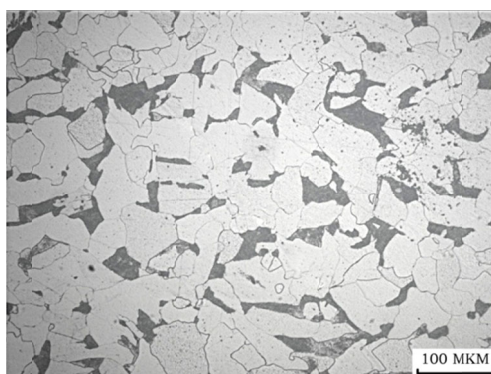


Рисунок 2 – Микроструктура металла фланца ближе к торцевым поверхностям, $\times 100$

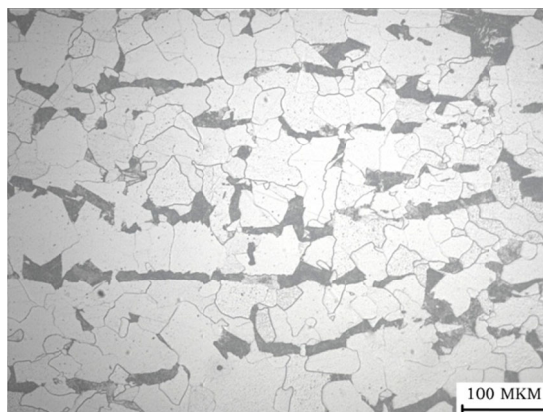


Рисунок 3 – Микроструктура металла фланца
вблизи повреждения, в центральной части, $\times 100$

Магистральная трещина проходит по границам ферритных и вытянутых перлитных зерен (рисунок 4). Других дефектов структуры, способных оказать влияние на работоспособность фланца в виде расслоений, пор, крупных скоплений неметаллических включений, в металле не обнаружено.

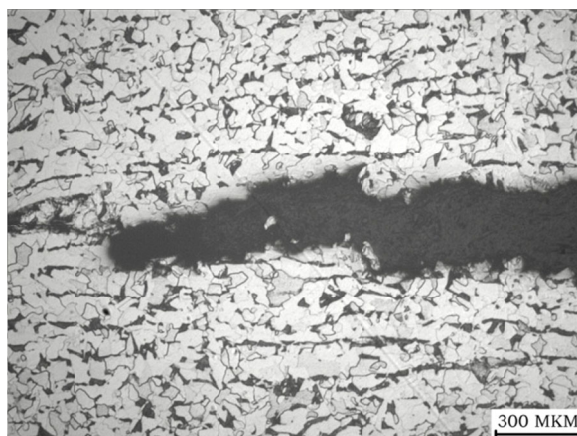


Рисунок 4 - Характер распространения трещины, $\times 32$

Микроструктура металла фланца характерна для углеродистой низколегированной стали. Структура в центральном сечении имеет выраженную полосчатость, образованную в ходе технологических операций при производстве листового проката. Распространение трещины проходит в центральном сечении детали с максимальной полосчатостью, между вытянутых в направлении прокатки зерен феррита и перлита.

Список используемых источников

1. ГОСТ 5639-82. Стали и сплавы. Методы выявления и определения величины зерна.
2. ГОСТ 5640-68. Сталь. Металлографический метод оценки микроструктуры листов и ленты.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРИЧИН ПОВРЕЖДЕНИЯ ТАРЕЛКОДЕРЖАТЕЛЯ ШТОКА

Толмачева Е.К.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Для определения причин повреждения был предоставлен тарелкодержатель задвижки трубопровода питательной воды энергоблока, до момента разрушения ее наработка составила 2 месяца.

При спектральном полуколичественном анализе легирующих элементов в металле тарелкодержателя не зафиксировано.

Представленное на исследование повреждение представляет собой отрыв половины тарелкодержателя от тарелки (рисунок 1,2).



Рисунок 1– Общий вид повреждения



Рисунок 2 – Общий вид повреждения

Начало развития трещины произошло в радиусном переходе и дальнейшее ее распространение шло под углом в 45° относительно оси штока. С противоположной стороны от основного разрушения наблюдается несквозная трещина длиной ~ 72 мм, расположенная также в радиусном переходе. Поверхность излома состоит из двух зон: зоны развития трещины и зоны долома. В зоне развития трещины поверхность мелкокристаллическая и занимает большую часть излома. Очаг разрушения находится в зоне развития трещины на наружной образующей (в месте радиусного перехода). Зона долома имеет крупнокристаллическое строение. В зоне развития разрушения (трещины) наблюдаются небольшие рубцы указывающие месторасположение очага разрушения и направление пластической деформации.

ции (направление разрушения). Характерное строение поверхности излома, свидетельствует о том, что повреждение произошло в результате действия малоцикловых нагрузок и имеет силовой характер.

Металлографические исследования проводились на световом микроскопе ЛВ-41 с программным комплексом для микроанализа. Травление микрошлифов осуществлялось 5% - ным раствором азотной кислоты в этиловом спирте.

Микроструктура металла элемента феррито – перлитная, характерная для углеродистой стали. Величина ферритного зерна соответствует 4 баллу шкалы 1 приложения 2 ГОСТ 5639-82 (рисунок 4,5). Металлургических дефектов и грубых неметаллических включений, снижающих конструктивную прочность, в металле не обнаружено. Повреждение распространяется в металле по транскристаллитному механизму, с характерными зонами пластической деформации, что подтверждает силовой характер ее развития. Наблюдаются изменения направления трещины, что свидетельствует о влиянии знакопеременных нагрузок. Ширина раскрытия трещины достигает 1 мм (рисунок 6, 7).

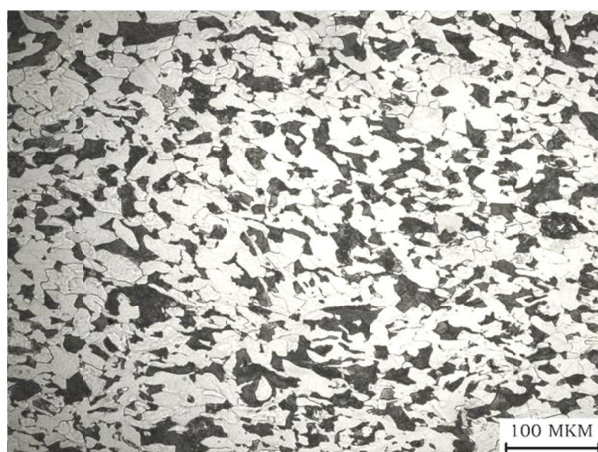


Рисунок 4 – Микроструктура металла тарелкодержателя на удалении от повреждения $\times 100$



Рисунок 5 – Микроструктура металла тарелкодержателя на удалении от повреждения $\times 500$



Рисунок 6 – Трещина в структуре металла $\times 25$



Рисунок 7 – Характер распространения трещины в металле $\times 100$

Анализируя конструкцию механизма и характер распространения трещины можно заключить, что подобное повреждение могло возникнуть при превышении допустимых знакопеременных нагрузок на металл в момент закрытия и открытия задвижки.

Список используемых источников

1. ГОСТ 34-70-690-96. Металл паросилового оборудования электростанций. Методы металлографического анализа в условиях эксплуатации.
2. ГОСТ 1778-70. Сталь. Металлографические методы определения неметаллических включений.
3. ГОСТ 5639-82. Стали и сплавы. Методы выявления и определения величины зерна.

АНАЛИЗ ВЫБОРА СВАРОЧНОЙ ПРОВОЛОКИ ДЛЯ СВАРКИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ, НЕФТЕПРОВОДОВ И НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ

*Третьяков В.С., Филин П. В., Барабанищикова А.Ю.,
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

В настоящее время для сварки магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов применяют разные способы сварки, определенные уровнем технологической подготовки производства: ручную дуговую, полуавтоматическую, автоматическую. Большое распространение получила ручная дуговая сварка покрытыми электродами, имеющая большое количество плюсов, но при этом полностью зависящая от квалификации сварщиков. Часть данной проблемы помогла решить полуавтоматическая сварка проволокой сплошного сечения в среде защитных газов и их смесей, а также полуавтоматическая сварка порошковой проволокой.

Качество сварного соединения зависит от множества факторов:

- выбор сварочного материала;
- режимы сварки;
- подготовка кромок;
- квалификация сварщика.

Рассмотрим более подробно выбор сварочного материала. В соответствии с ГОСТ 2246-70 «Проволока стальная сварочная. Технические условия» проволока сплошного сечения классифицируется по назначению, по виду поверхности, по требованию потребителя, механическим свойствам и химическому составу наплавленного металла. [1]

Согласно ГОСТ 26271-84 «Проволока порошковая для дуговой сварки углеродистых и низколегированных сталей» проволока порошковая классифицируется по условиям применения, по допустимым пространственным положениям сварки и условиями формирования сварного шва, механическим свойствам и химическому составу наплавленного металла. [2]

Для подбора сварочной проволоки была выбрана широко распространенная нефтегазодобывающих и других ведущих отраслях Тюменского региона кремнемарганцевая низколегированная сталь перлитного класса 09Г2С, химический состав которой представлен в таблице 1, а также механические свойства в таблице 2.

Таблица 1 – Химический состав в % стали 09Г2С

C	Si	Mn	Ni	S	P	Cr	N	Cu	As
< 0,12	0,5–0,8	1,3–1,7	< 0,3	< 0,04	< 0,035	< 0,3	< 0,008	< 0,3	< 0,08

Таблица 2 – Механические свойства стали 09Г2С

$\sigma_{0,2}$ (МПа)	σ_B (МПа)	δ_5 (%)
325	470	21

Согласно ГОСТ 2246-70 и ГОСТ 26101-84 химический состав металла наплавленного при сварке 09Г2С, а также механические свойства наплавленного металла должны соответствовать основному металлу. [3]

Исходя из данных требований таблиц 1 и 2, выбираем сварочную проволоку для сварки стали 09Г2С: Св-08Г2С, Св-08ГС (Россия), ОК 12.51(Швеция), ПП-АНЗ (Россия), Innershield NR-207 (США). Сравнительный анализ марок сварочной проволоки, приведен в таблице 3.

Таблица 3 – Сравнительный анализ сварочной проволоки

Марка	Тип	Химический состав наплавленного металла, в %							σ_b , МПа	Цена за кг, руб.
		С	Cr	Mn	P	S	Si	Ni		
Св-08Г2С	сплошная	0,05	<	1,80	<	<	0,70	<	500	145,6
		- 0,11	0,20	- 2,10	0,03	0,025	- 0,95	0,25		
Св-08ГС	сплошная	<	<	1,4	<	<	0,6	<	500	116
		0,10	0.20	- 1,70	0.013	0.015	- 0,85	0.025		
ОК 12.51	сплошная	0,1	<	1,5	<	<	0,9	<	560	129
			0,20		0,03	0,025		0,25		
ПП-АНЗ	порошковая	\leq		1,0	\leq	\leq	0,30		530	694
		0,12	-	- 1,2	0,025	0,025	- 0,45	-		
Innershield NR-207	порошковая	0,05	0,03	0,85	0,004	< 0,003	0,24	0,73	471	1050

Химический состав металла проволоки сплошного сечения Св-08ГС и порошковой проволоки ПП-АНЗ ближе по химическому составу и механическим свойствам к стали 09Г2С. При выборе данных марок можно проследить экономическую выгоду. Следовательно, эти проволоки лучше всего подходят для сварки выбранного металла полуавтоматической сваркой.

Список использованных источников

1. ГОСТ 2246-70. Проволока стальная сварочная. Технические условия;
2. ГОСТ 26271-84. Проволока порошковая для дуговой сварки углеродистых и низколегированных сталей;
3. ГОСТ 26101-84. Проволока порошковая наплавочная. Технические условия.

Научный руководитель: Моргун А.И. д.т.н.

АНАЛИЗ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ МАТЕРИАЛОВ ПРИ ИЗГОТОВЛЕНИИ КУЗОВА АВТОМОБИЛЯ

Тулбаева З.А.,

Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

Кузов является несущей частью автомобиля. К нему крепятся почти все агрегаты автомобиля. Основные составляющие кузова: днище; передние и задние лонжероны; крыша машины; отсек для мотора, двери, капот, крышка багажника и крылья. Только в кузове автомобиля используется огромное количество разнообразных материалов. Это конструкционные, отделочные, изолирующие и другие виды материалов.[1]

Больше всего для изготовления кузова автомобиля используется сталь, которая является самым прочным и поддающимся восстановлению материалом. Элементы конструкции соединяют при помощи сварки. Используемая сталь отличается по видам и имеет разную толщину и прочность. Хорошая прочность нужна для передней стойки крыши, а вот для крепления бамперов используется мягкий сплав. Предпочтение автомобилю эконом класса отдается низкоуглеродистой листовой стали 25кп. Для защиты кузова от коррозии при его изготовлении проводится фосфатирование, грунтование, покраска и нанесение специального покрытия на днище автомобиля. Кроме этого, проводят другие виды защит: электронная, электрохимическая, оцинковка и ламинирование.

Сталь 30Т применяется для холодной штамповки лонжеронов и поперечин рамы. Марганцовистую сталь 30Г2 используют для штамповки автомобильной рамы, которую подвергают термической обработке (улучшению).

В России, для изготовления кузовных деталей автомобиля используется низкоуглеродистая, стабилизированная алюминием сталь 08Ю и сталь марки 01ЮТ с добавкой титана. За рубежом для тех же целей в основном используют конструкционные материалы следующего поколения – высокопластичные стали типа IF, отличающиеся от 08Ю меньшим содержанием примесей и более высоким уровнем пластичности (IF-стали (Interstitial Free Steels) – стали без примесей, образующих в железе твердые растворы внедрения).

Алюминий является отличной альтернативой многим сплавам. В 1991 году началась новая эра в автомобильной промышленности. Компания Honda выпустила целую серию моделей авто чей кузов был из алюминия.

Употребляют алюминий при изготовлении всего кузова либо его отдельных деталей. Детали вначале штампуются из листа алюминия, потом собираются в целую конструкцию. Алюминиевые детали можно сваривать, но только специальными методами: либо в среде инертных газов (аргона) либо с помощью лазерной сварки. Причем этот метод неприменим при со-

единении стальных и алюминиевых деталей – тогда начинается электрохимическая коррозия, и алюминий начинает «ржаветь», постепенно превращаясь в труху. В таких случаях помогут заклепки, причем, по всей площади соединения алюминия со сталью нанесен эпоксидный клей-«изолятор».

В седане Audi A8 для соединения всех деталей кузова из 13 сортов алюминия, использовано 6 м лазерной сварки, 25 м сварки в среде инертных газов, 44 м клееных соединений, 202 точки сварки, 632 винта, 1847 заклепок. Этот опыт Audi пригодился при создании Audi Q7 2-го поколения (алюминиевая передняя часть кузова; алюминий занимает около 41% в структуре кузова). Jaguar XJ также полностью алюминиевый. Jaguar XE построен на новой модульной платформе, которая состоит из алюминиевого сплава RC5757 (алюминий + кремний + магний) примерно на 70%, включая всю несущую структуру. Автомобиль BMW 5-серии E60 стал первым в мире, где к стальному кузову была прикреплена алюминиевая передняя часть с помощью заклепок и клея-изолятора.

В последнее время большой интерес вызывает возможность применения пластмасс в кузовостроении. Из-за своих недостатков пластмассы не подходят для кузовов массового выпуска. Но их высокая технологичность, возможность изготовления деталей методом литья и при помощи вакуумной вытяжки позволяют широко использовать пластмассы как для мелких, так и для больших штампованных деталей. При выборе пластмассы в основном руководствуются механическими и термическими свойствами материалов.[2]

В автомобилестроении самый передовой с технологической точки зрения применения, используются композиционные материалы: это стеклопластик, углепластик, с волокнистыми наполнителями, которые пропитаны полимерными термореактивными смолами. Более известными наполнителями числятся – карбон (углеродные волокна, пропитанные смолой), стеклоткань, кевлар, также волокна растительного происхождения. Углепластик в 5 раз легче стали и в 1,8 раза легче алюминия, а по прочности он превосходит сталь в 12,5 раз.

Нанотехнологии обещают крупную выгоду от большого внедрения в производство автомобилей. Одним из наиболее перспективных направлений применения достижений современной нанотехнологии является область наноматериалов и электронных устройств.

Наибольший интерес представляют углеродные материалы, из которых в настоящее время наиболее изученными. Они обладают самым широким набором уникальных свойств, делающих их чрезвычайно перспективными для использования, в том числе в автомобилестроении.

Углеродные нанотрубки уже находят применение в конструкции современных автомобилей. Например, инженеры компании Toyota добавляет композиционный материал на основе УНТ в пластиковые бамперы и дверные панели своих автомобилей.

Кроме того, запатентованы новые способы и ресурсосберегающие нанотехнологии, в том числе повышения долговечности на этапе эксплуатации, упрочнения твердых сплавов, нержавеющей, конструкционных и инструментальных марок стали, кузнечной сварки многослойных композиций и производства цельнокованого нержавеющей дамаска, квазиаморфного модифицирования карбидами и оксидами кремния. При этом ресурс изделий различного назначения, изготовленных по новой методологии для отраслей машиностроения, повышается от 200 до 500%. [3]

Автомобильная промышленность не стоит на месте и развивается в угоду потребителю, который хочет быстрый и безопасный автомобиль. Это приведет к тому, что в производстве авто будут и дальше использоваться новые, отвечающие современным требованиям материалы.

Список использованных источников

1. Материалы для ремонта кузова автомобиля [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://works.doklad.ru/view/3MtLNaoNDVw/all.htm>
2. Новые материалы в современном автомобилестроении [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://autonewsruussia.ru/news/694-novye-materialy-vsovremennom-avtomobilestroenii.html>
3. Технические полимерные материалы в автомобилестроении - [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://rustm.net/catalog/article/455.html>

Научный руководитель: Бабюк Г.Ф., старший преподаватель

УДК 620.22

СТРУКТУРА И СВОЙСТВА СТАЛИ 15ХСНД, ИСПОЛЬЗУЕМОЙ В МОСТОСТРОЕНИИ

Уалитов С.С., Золотарева Е.В.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Материалом исследования выбрана сталь 15ХСНД-2. Данная марка относится к группе сталей, служащих для изготовления основных несущих элементов и конструкций, применяемых в мостостроении и работающих при температурах от -70 до +450⁰С с ограничением массы. [1]

Проверку соответствия слава мостовой стали определяли с помощью спектрометра ДФС-71. Результаты проверки соответствуют ГОСТ 6713-91 и приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Химический состав, %

Химический состав	C	Mn	Si	S	P	Cr	Ni	Cu	As	N ₂
ГОСТ 6713-91	0,12-0,18	0,4-0,7	0,4-0,7	до 0,035	до 0,035	0,6-0,7	0,3-0,6	0,2-0,4	до 0,08	до 0,008
опытный образец	0,16	0,64	0,53	0,03	0,010	0,65	0,32	0,22	0,05	до 0,008

Микроанализ структуры образцов проводился с использованием микроскопа NEO PHOT 32. Микроструктура исходного образца просматривается на рисунках 1 и 2 на микрошлифах при увеличении до $\times 200$, $\times 500$. Микроструктура образца строчечная феррито-перлитная. Строчечность образована в результате горячей прокатки в нормализованном состоянии (указывает цифра два после маркировки).

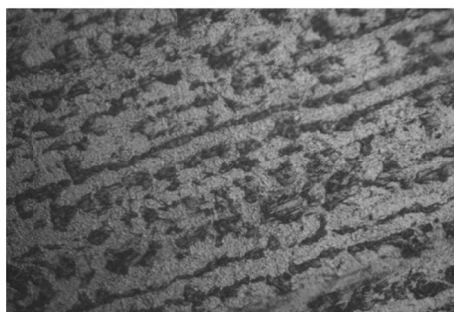


Рисунок 1 – Микроструктура стали 15XCHD (увеличение $\times 500$)

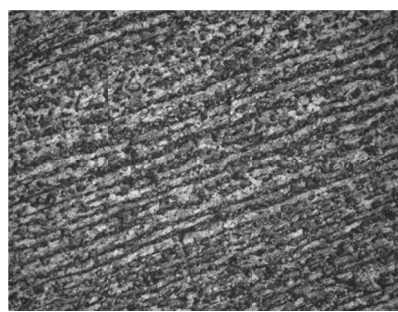


Рисунок 2 – Микроструктура стали 15XCHD (увеличение $\times 200$)

Использование стали 15XCHD в мостовых конструкциях позволяет обойтись без применения антикоррозионных покрытий. Легирующие элементы, входящие в состав стали, обеспечивают атмосферостойкость. В результате наличия этих элементов в стали на поверхности образуются продукты коррозии, которые имеют более высокую плотность и прочность. Этот защитный слой образуется постепенно, в течение двух или трех лет, поэтому коррозия металлоконструкции замедляется. Атмосферостойкие стали имеют предел текучести больше чем 325 МПа [2,253с.] – это видно из проведенных испытаний на растяжение.

Введение меди в состав данной стали повышает коррозионную стойкость и механические свойства (в основном предел текучести), это влияние проявляется при содержании меди 0,2%, так как именно в этих пределах наблюдается ее растворимость в α -Fe. Также содержание меди немного повышает механическую прочность за счет дисперсионного твердения (но это проявляется при несколько большем содержании ее в стали).

Образцы стали проходили исследования на изучение механических свойств. Важными контролируемыми характеристиками являются предел текучести, временное сопротивление разрыву, относительное удлинение,

испытания на ударный изгиб при -60°C образцов с U-образным надрезом. Результаты испытаний приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты испытаний

Номер образца	σ_{T} , н/мм ²	σ_{B} , н/мм ²	δ , %	КСУ-60, дж/см ²	Ударная вязкость после механического старения КСУ, дж/см ²	Структура в изломе	Излом, %
1	417,8	589,8	43,3	290	335	удов.	100
2	398,7	572,1	40	287	364	удов.	100
3	357,3	514,6	38,2	222	333	удов.	100
4	356,7	514,5	38,6	233	316	удов.	100
ГОСТ	345	490-685	21	290	290		

По результатам испытаний выявлено, что сталь 15ХСНД имеет оптимальные характеристики механических свойств, которые подходят для изготовления несущих элементов мостовых конструкций.

Список использованных источников

1. СТО-ГК «Трансстрой» 012 – 2007 Стальные конструкции мостов. Заводское изготовление, ОАО ЦНИИС Научно-исследовательский центр. – Москва, 2007. – 178 с.

2. Материаловедение / Б. Н. Арзамасов [и др.]; Под общ. ред. Б. Н. Арзамасова, Г. Г. Мухина. – 5-е изд., стереотип. – Москва: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2003. - 648с.: ил.

3. Ковенский, И. М. Влияние условий электроосаждения и отжига на структуру и свойства металлических покрытий / И. М. Ковенский, А. А. Кулемина, В. В. Поветкин // Вестник Курганской ГСХА. - 2015. - № 4. (16). - С. 48-51.

Научный руководитель: Золотарева Е.В., старший преподаватель

УДК 621.91.01

ГЕОМЕТРИЯ РЕЖУЩЕГО ИНСТРУМЕНТА, ПОЗВОЛЯЮЩАЯ ДРОБИТЬ СТРУЖКУ ПРИ ОБРАБОТКЕ ЖАРОПРОЧНЫХ МАТЕРИАЛОВ

Ужегов В.А., Кузнецов К.Д., Васильев Д.В.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В обстановке современной промышленности при автоматизированном процессе механической обработки деталей из коррозионностойких, жаропрочных материалов, обладающих высокими эксплуатационными свойствами, основной сложностью является образуемая стружка при резании в виде стальной ленты, нагретой до высоких температур и движущейся с большой скоростью.



Рисунок 1 – Стружка сливная без завитков

Основное и главное условие обеспечения дробления стружки — это взаимодействие ее с различного рода препятствиями: передняя поверхность инструмента, обработанная поверхность детали, обрабатываемая поверхность детали, задняя поверхность инструмента. Однако существуют такие жаропрочные стали и сплавы, где образуемая стружка при обработке не поддается дроблению, даже при соблюдении этого условия. Такие сплавы имеют высокие вязкие свойства и для обеспечения стабильного и эффективного дробления стружки из этих материалов недостаточно применять специальные типы заточек передней грани резцов, накладные стружколомы, стружколомые упоры и другие устройства для ломания стружки.

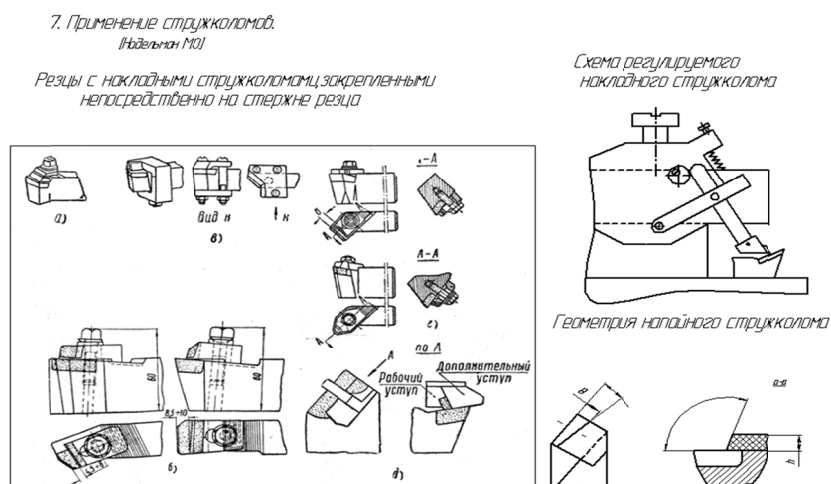


Рисунок 2 – Стружколомые упоры и другие устройства для ломания стружки

Для решения этой задачи в лаборатории резания металлов ТИУ, ИПТИ, кафедры «СИ» была разработана и исследована стружколомающая поверхность, с переменным передним углом на сменной режущей пластине.

Из теории сопротивления материалов известно, что концентраторы неравномерности напряженного состояния испытываемых образцов, снижают деформационную способность на 90% и более, как показано на рисунке (ТС). Диаграммы представленные на рис. Т.С., говорят о том что для эффективного дробления, в стружке должны присутствовать концентраторы напряжения влияющие на величину экстремальных напряжений в стружке.

Концентрация напряжений — явление возникновения повышенных местных напряжений в областях резких изменений формы упругого тела, а также в зонах контакта деталей [1].

Концентраторы напряжения в стружке можно создать путем управления углом отклонения стружки, разности деформации и коэффициента усадки стружки в поперечном сечении.

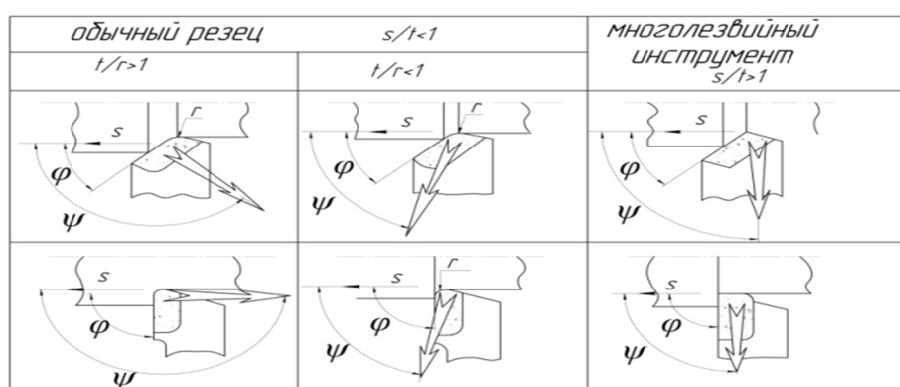


Рисунок 3 – Направление схода стружки в зависимости от геометрических параметров режущего инструмента (А.М. Даниелян) [2]

Для определения угла отклонения стружки $v_{сmp}$ (рис.3) воспользуемся следующим выражением:

$$v_{сmp} = \frac{v_1 + v_2 + v_3}{3} \quad (1)$$

где 1,2 и 3- углы стружки на участках передней поверхности 1, 2 и 3.

$$v_n = \eta - \text{artg}(\text{tg}\lambda * \cos v_{n-1} + \text{tg}\gamma_{n-1} * \sin v_{n-1}) \quad (2)$$

где v_n - угол отклонения стружки от главной нормальной плоскости на расчетном участке;

η -угол отклонения вектора скорости стружки от главной секущей плоскости

v_{n-1} - угол отклонения стружки на предыдущем участке;

λ - угол наклона главной режущей кромки;

γ_{n-1} - передней угол предыдущего участка в главной нормальной плоскости.

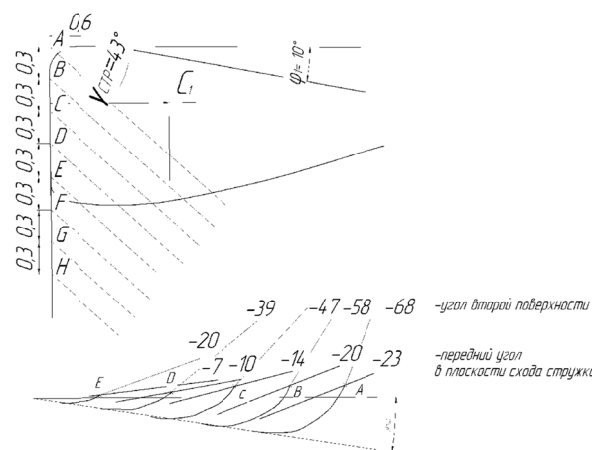


Рисунок 4 – Определение направления схода стружки [2]

Для формирования и управления коэффициентом усадки стружки нами были рассмотрены методы определения усадки стружки различными учеными резальщиками:

Таблица 1- Методы определения усадки стружки

1	Розенберг Ю.А.	$\zeta = \frac{a_1}{a} = \frac{OA \cdot \sin[90^\circ - \varphi + \gamma]}{OA \cdot \sin \varphi} = \frac{\cos(\varphi - \gamma)}{\sin \varphi} \quad (1.1)$
2	Кривоухов В.А.	$\zeta = \frac{\sin[90^\circ - (\beta_1 - \gamma)]}{\sin \beta} \quad (1.2)$
3	Бобров В.Ф.	$K_L = \frac{\cos(\beta - \gamma)}{\sin \beta} \quad (1.3)$
4	Подураев В.Н.	
5	Филоненко С.Н.	$K = \frac{\sin(\theta + \delta)}{\sin \theta} \quad (1.4)$

Анализ методов определения коэффициента усадки стружки показал, что основной составляющей влияющей на усадку стружки является главный передний угол γ

Если 2/3 ширины поперечного сечения стружки будут образовываться при положительном главном переднем угле γ , а 1/3 ширины поперечного сечения при отрицательном главном переднем угле γ , то формируемая стружка будет иметь разный коэффициент усадки стружки поперечного сечения, что неминуемо приведет к появлению концентраторов напряжения на 1/3 части стружки.

Выводы

1. Отвод стружки из зоны резания по поверхностям стружкозавивающей поверхности на главную заднюю поверхность не участвующую в процессе резания устраняет вероятность попадания ее на режущую кромку снижает ударные нагрузки на вершину инструмента и повышает качество механической обработки;

2. Разделение ширины срезаемого слоя формирует на левом краю стружки концентраторы напряжения, которые приводят к саморазрушению стружки о главную заднюю поверхность инструмента даже при обработке вязких жаропрочных сплавов.

Решение данной проблемы заключается в комплексном подходе применения геометрии передней поверхности инструмента и применения режимов резания, обеспечивающих снижения вязких свойств стружки, обрабатываемого материала. [=> Задачи №1, №2] Для определения этих режимов необходимы дорогостоящие стойкостные испытания, обусловленные высокой трудоемкостью работы. Анализ справочных данных зависимостей механических характеристик (σ_B , δ , ψ) обрабатываемых жаропрочных сталей от температуры показало, что эти стали и сплавы склонны к высокотемпературному охрупчиванию, которое обуславливается минимальными значениями эксплуатационных характеристик в определенном температурном диапазоне.

Используя результаты сформулированной и доказанной гипотезы, а также запатентованную методику формирования условий максимальной обрабатываемости при резании жаропрочных сталей и сплавов твердосплавным инструментом, можно определить режимы резания, при которых полученные параметры $P_z, \xi, h_{отз}$ принимают минимальные значения, как показано на рисунке 3, эти закономерности указывают на температурно-скоростной диапазон в котором обрабатываемый материал имеет минимальные эксплуатационные характеристики, а значит дробить стружку будет легче.

Для решения задачи №2 в лаборатории резания металлов ТИУ, ИПТИ, кафедры «СИ» была разработана и исследована стружколомающая поверхность, с переменным передним углом на сменной режущей пластине.

Из теории сопротивления материалов известно, что концентраторы неравномерности напряженного состояния испытываемых образцов, снижают деформационную способность на 90% и более. Диаграммы говорят о том что для эффективного дробления, в стружке должны присутствовать концентраторы напряжения.

Концентраторы напряжения в стружке можно создать путем управления углом отклонения стружки, разности деформации и коэффициента усадки стружки в поперечном сечении. Если 2/3 ширины поперечного сечения стружки будут образовываться при положительной геометрии, а 1/3 ширины поперечного сечения при отрицательной геометрии, то формируемая стружка будет иметь разный коэффициент усадки стружки поперечного сечения, что неминуемо приведет к появлению концентраторов напряжения на 1/3 части стружки.

Вывод, применяя подобную геометрию, решается задача дробления стружки жаропрочных материалов, комбинируя при обработке данную

геометрию передней поверхности, с физическим явлением высокотемпературного охрупчивания появляется возможность снизить высокую температуру резания негативно действующую на работоспособность твердосплавного, режущего инструмента.

Список использованных источников

1. Александров, А. В. Соппротивление материалов / А. В. Александров, В. Д. Потапов, Б. П. Державин. - 7-е изд. - Москва: Высшая школа, 2009. - 560 с.
 2. Даниелян, А. М. Теплота и износ инструментов в процессе резания металлов / А. М. Даниелян. - Москва: Машгиз, 1954. - 276 с.
 3. Кушнер, В. С. Основы теории стружкообразования: учеб. пособие в 2 кн. / В. С. Кушнер. – Омск: Изд-во ОмГТУ, 1996.
 4. Артамонов, Е. В. Методы учёта надёжности в методике оценивания качества сборных металлорежущих инструментов / Е. В. Артамонов, Д. С. Василега, М. С. Остапенко // Актуальные проблемы современного машиностроения: сб. трудов Междунар. науч. – практ. конф. - Юргинский технологический институт, 2014. - С. 243-247.
 5. Резников, А. Н. Тепловые процессы в технологических системах. / А. Н. Резников, Л. А. Резников. – Москва: Машиностроение, 1990. – 288 с.
 6. Нодельман, М. О. Стружколомание при токарной обработке / М. О. Нодельман. – Челябинск: Книжное издательство, 1963. - 120 с.
- Научный руководитель: Артамонов Е. В., д.т.н., профессор*

УДК 621

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ КРИВЫХ ВОССТАНОВЛЕНИЯ УРОВНЯ

Фешин В.Д.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Бережливое производство - система организации и управления разработкой продукции, операциями, взаимоотношениями с поставщиками и клиентами, при которой продукция изготавливается в точном соответствии с запросами потребителей и с меньшим числом дефектов по сравнению с продукцией, сделанной по технологии массового производства.

На АО «Тюменский опытно-экспериментальный завод геофизического приборостроения» было исследовано складское помещение. Были выявлены следующие недостатки: неправильное хранение ЛКМ, отсутствуют специализированные поддоны/стеллажи, отсутствуют проходы между поддонами, отсутствует вентиляция, неровный пол. Данные недостатки представлены на рисунке 1.

Для устранения выявленных недостатков было предложено следующее: внедрить систему 5S на складское помещение.

Была разработана схема расположения ЛКМ. Эта схема сделана и повешена при входе на склад, чтобы работники могли с легкостью найти нужный им материал. Схема изображена на рисунке 2.



Рисунок 1 – Недостатки складского помещения



Рисунок 2 – Схема расположения ЛКМ

После чего, были спроектированы новые поддоны и расположены на представленной 3D модели (рисунок 3).

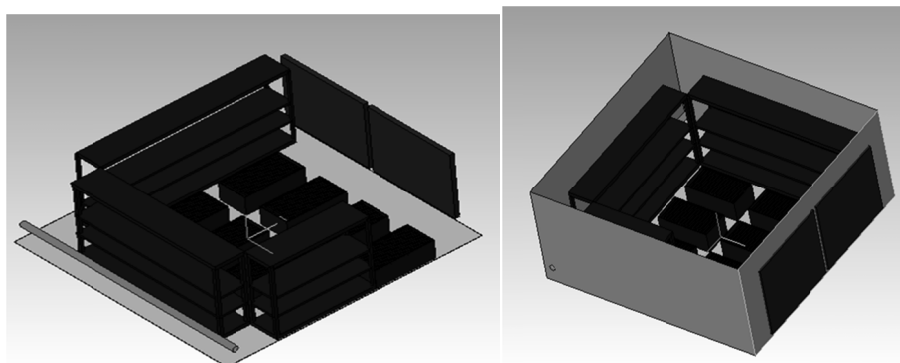


Рисунок 3 – 3D модель складского помещения

Здесь показано то, как склад преобразовался после внедрения системы 5S. Все банки с ЛКМ отсортированы и расставлены по своим местам (рисунок 4). Разработаны и поставлены новые поддоны, которые соответствуют нормам хранения банок с ЛКМ.



Рисунок 4 – Результат внедрения 5S на складское помещение

Внедренная система 5S помогает сотрудникам АО «Тюменский опытно-экспериментальный завод геофизического приборостроения» с легкостью находить им нужный материал, способствуя оптимизировать работу производства.

*Научный руководитель: Никитина О.В.,
преподаватель первой квалификационной категории*

УДК620

ВЛИЯНИЕ СПОСОБА СВАРКИ НА МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НАПЛАВЛЕННОГО МЕТАЛЛА И ЗОНЫ ТЕРМИЧЕСКОГО ВЛИЯНИЯ

*Филин П.В., Третьяков В.С., Барабанищкова А.Ю.,
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

В настоящее время существует множество способов сварки трубопроводов. Выбор способа зависит от возможности применения, уровня автоматизации, производительности, себестоимости и т.д.

Одним из основных факторов, при выборе способа сварки, является качество получаемого соединения, его химический состав и механические свойства. Но в целях повышения производительности и автоматизации, зачастую пренебрегают качеством, что приводит к авариям.

Объектом исследования работы является сварка трубы с внешним диаметром 530 мм. и толщиной стенки 13 мм. из стали 10Г2ФБЮ, применяемая при сооружении магистральных трубопроводов.

Таблица 1 – Механические свойства стали 10Г2ФБЮ

σ_B , Н/мм ²	σ_T , Н/мм ²	Ψ_5 , %	КСУ, Дж/см ²
590 - 690	460-580	22	69

Для сварки трубопроводов часто используют ручную дуговую или механизированную сварку. Они сильно отличаются производительностью и степенью механизации, а так же способом защиты сварочной дуги.

Прочность сварного соединения в значительной степени определяется прочностью зоны термического влияния (ЗТВ). Разрушение часто происходит именно в этой области. Сварные соединения углеродистых и низколегированных сталей без последующей термической обработки могут иметь пониженную пластичность ЗТВ при одновременном увеличении прочности в результате подкалки, связанной с быстрым охлаждением.

С увеличением скорости охлаждения металла пределы прочности и текучести возрастают, а относительное удлинение и сужение падают.

Механические свойства зоны термического влияния зависят также от температуры наибольшего нагрева. Предел текучести и поперечное сужение практически не зависят от температуры максимального нагрева металла ЗТВ. В то же время с ее уменьшением, предел прочности металла несколько снижается.

Для ручной дуговой сварки, применяют сварочные электроды с основным покрытием, для корневого слоя LB-52U, и ОК 74.70 для заполняющих и облицовочных слоев. Для механизированной сварки применяют проволоку сплошного сечения Св-08Г2С, в комбинации с защитным газом CO₂(100%), при сварке корневого слоя шва и самозащитную порошковую проволоку Innershield NR-207.

Механизированная сварка имеет ряд преимуществ над ручной дуговой, таких как высокая производительность, непрерывность процесса сварки высокое качество сварного шва и т.д. Но высокая производительность достигается более высоким сварочным током, чем при ручной сварке, и снижением количества проходов, что в свою очередь, приводит к высокому нагреву металла шва и околошовной зоны, и более быстрому остыванию.

При ручной сварке, сварщику необходимо постоянно менять электроды, а так же выполнять зачистку шва, что приводит к постепенному остыванию шва в процессе сварки, увеличению ЗТВ и уменьшению температуры наибольшего нагрева. А так же, из-за большого количества проходов оказывается положительное воздействие теплоты последующего слоя на формирование структуры предыдущего.

В результате, сварные соединения, выполненные механизированной сваркой, имеют более высокую прочность, но пониженную пластичность.

Список использованных источников

1. Лупачев, В. Г. Ручная дуговая сварка / В. Г. Лупачев. - Минск: Высшая школа, 2006. – 416 с.
2. Лупачев, В. Г. Общая технология сварочного производства / В. Г. Лупачев. - Минск: Высшая школа, 2011. – 288 с.
3. Ольшанский, Н. А. Специальные методы сварки / Н. А. Ольшанский, Г. А. Николаев. - Москва: Машиностроение, 1999. - 232 с.
4. Герасименко, А. И. Справочник электросварщика / А. И. Герасименко. - Профессиональное мастерство, 2009. – 271 с.
5. Моисеенко, В. П. Материалы и их поведение при сварке / В. П. Моисеенко. – Москва: Высшее образование, 2009. – 128 с.

Научный руководитель: Моргун А.И. д.т.н.

УДК 621

ПАРАМЕТРИЗАЦИЯ В СИСТЕМАХ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ КАК МЕТОД СОКРАЩЕНИЯ СРОКОВ ПОДГОТОВКИ ПРОИЗВОДСТВА

Фролова Л.Е.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Во многих странах, в том числе и в России, машиностроение занимает одно из ведущих мест в структуре промышленного производства. Машиностроительная отрасль является главной составляющей государства, именно она определяет состояние производственного потенциала, обороноспособность, а так же является одной из подсистем других отраслей.

Добыча нефти является сложным процессом, все работы выполняются за счет использования различных машин и механизмов. Например, пакеры, переводники, насосные установки, подъемные агрегаты, запорные устройства и многое другое.

С началом ввода санкций, в России началась эпоха импортозамещения, что в свою очередь привело к увеличению номенклатуры на машиностроительных предприятиях.

Увеличение номенклатуры привело к поиску методов сокращения сроков производств. Основным решением данной проблемы служит типизация технологических процессов с использованием систем автоматизированного проектирования (САПР).

Исходными данными послужила деталь переводник. Переводники относятся к классу втулок. При обработке особое внимание уделяется на образование внешней поверхности вращения, так как она служит рабочей поверхностью скольжения.

ГОСТ 23979–80 разделяет переходники на три вида: М, Б и Г. Из них тип М изготавливается в трех исполнениях. Они обладают такими общими конструктивными признаками:

- тело вращения;
- сквозное отверстие;
- наличие резьбы;
- канавки на наружной поверхности;
- конусные поверхности.

На основе общих признаков разработана деталь представитель, представленная на рисунке 1.

Следующим этапом исследования является создание твердотелой модели с использованием числового параметра. Числовой параметр облегчил изменение размеров и сократил время для последующего проектирования.

Основываясь на типовой технологический процесс обработки втулок, задан маршрут обработки из двух токарных операций.

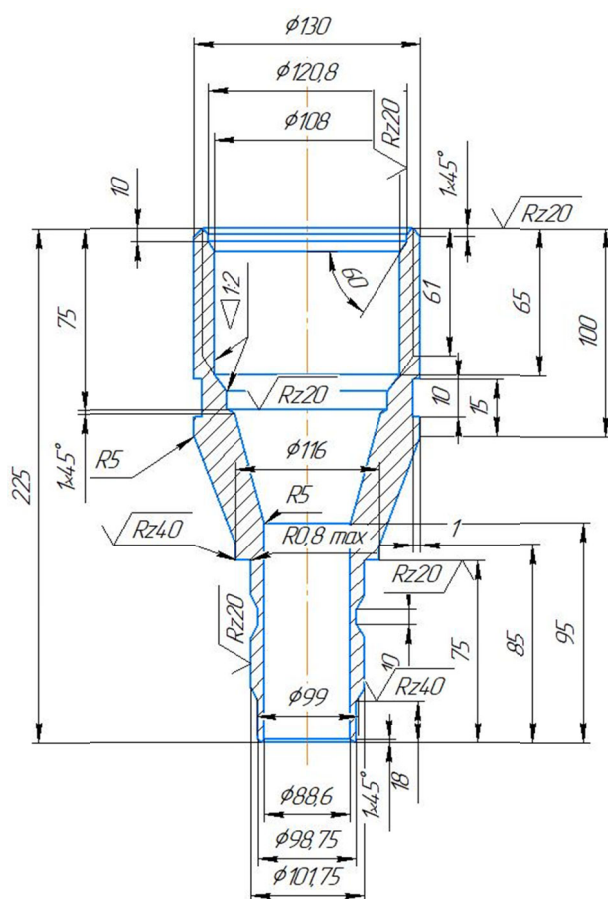
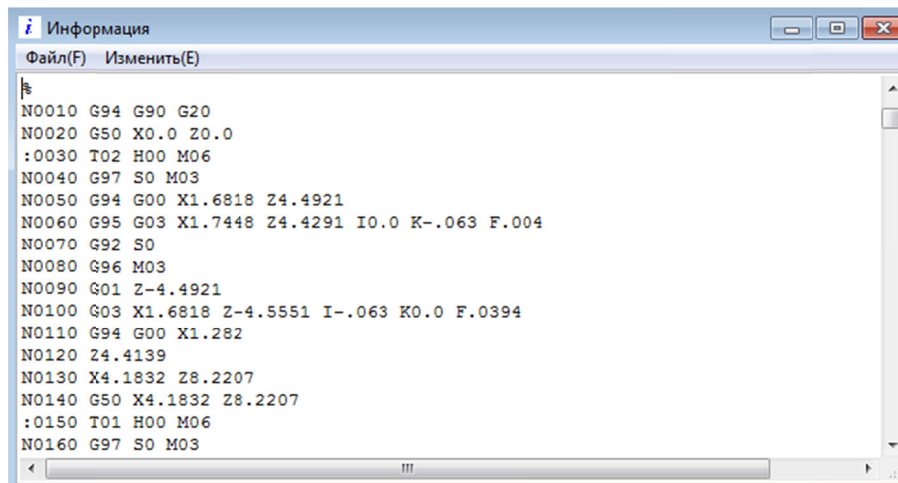


Рисунок 1 – Деталь представитель

Заданный маршрут обработки послужил формированию управляющей программы на ЧПУ в САПР NX. Часть полученного текста управляющей программы представлен на рисунке 2.



```
Информация
Файл(F)  Изменить(E)
№
N0010 G94 G90 G20
N0020 G50 X0.0 Z0.0
:0030 T02 H00 M06
N0040 G97 S0 M03
N0050 G94 G00 X1.6818 Z4.4921
N0060 G95 G03 X1.7448 Z4.4291 I0.0 K-.063 F.004
N0070 G92 S0
N0080 G96 M03
N0090 G01 Z-4.4921
N0100 G03 X1.6818 Z-4.5551 I-.063 K0.0 F.0394
N0110 G94 G00 X1.282
N0120 Z4.4139
N0130 X4.1832 Z8.2207
N0140 G50 X4.1832 Z8.2207
:0150 T01 H00 M06
N0160 G97 S0 M03
```

Рисунок 2 – Текст управляющей программы

Изменяя размеры, с помощью числового параметра, программа в автоматизированном режиме перестраивает значения в управляющей программе, что влияет на время проектирования. В целях сокращения времени на формирование конструкторской документации использовался САПР Вертикаль.

Список использованных источников

1. ГОСТ 7360-82. Переводники для насосно-компрессорных труб. Технические условия. – Введ. 01.01.1983. – Москва: Изд-во стандартов, 1980. – 21 с.
2. Технология машиностроения: В 2 т. Т. 1. Основы технология машиностроения: учебник для вузов / В. М. Бурцев [и др.]; Под ред. А. М. Дальского. – 3-е изд. – Москва: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2011. – 289 с.
3. Типовые технологические процессы механической обработки втулок: методические указания к курсовой работе / Сост. А. В. Гропянов, Н. Н. Ситов, М. Н. Жукова; ВШТЭ СПбГУПТД: Санкт-Петербург, 2016. - 38 с.

*Научный руководитель: Стариков А.И.,
старший преподаватель кафедры «Технология машиностроения»*

УДК 621

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА ПУТЕМ СОЗДАНИЯ РЕЕСТРА ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРИБОРОВ

Худяков С.М.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Одной из распространённых ошибок предприятий является неправильное ведение реестра средств измерений, что в дальнейшем становится главной проблемой при поверке и их дальнейшем ремонте.

На АО «Тюменский опытно-экспериментальный завод геофизических приборов» был исследован реестр измерительных приборов.

Трудность в работе с имеющимся реестром составляет поиск нужного средства измерения, то есть реестр, созданный для удобства содержания информации, не выполняет своих прямых обязанностей.

Основными проблемами реестра измерительных приборов АО «ТО-ЭЗ ГП», является:

- отметка ОС соответствия;
- некорректное название столбцов и строк;
- хаотичность заполнения;
- доступ у всех работников.

Данный реестр заполняется без каких-либо правил. Многие столбцы не имеют названий, а те, что имеют - заполнены не следуя логике. Одна и та же информация повторяется по нескольку раз и заполняется разными способами, представленные на рисунке 1.

№ п/п	Гладкие ф 12	Кратное наименование	Тип	Дата поверки	Заводской номер	Эксплуатирующая под-р-ция	Отметка ОС соответствия	Отметка о браке	Отметка о списании
1	Штангенциркуль 1	0-150	ШЦ(0-150-0,01)	Мitutoyo	07.10.2014	10323762(0001)	нет	брак	изъято
2	Штангенциркуль 1	0-150	ШЦ(0-150-0,01)	Энкор	07.10.2014	7113074(0002)	нет	брак	изъято
3	Штангенциркуль 1	0-150	ШЦ(0-150-0,01)	Энкор	24.05.2016	F113152(0003)	нет	брак	изъято
4	Штангенциркуль 1	25-50	МК-50-1	Итава	09.10.2014	8121001(0004)	нет	брак	изъято
5	Микрометр	25-50	МК-50-1		03.11.2017	3877(0005)	да		кубасов
6	Микрометр	50-75	МК-75-1		03.11.2017	3367(0006)	да		кубасов
7	Штангенциркуль 1	0-150	ШЦ(0-150-0,01)	Мitutoyo	07.10.2014	0908619(0007)	нет	брак	изъято
8	Штангенциркуль 1	0-200	ШЦ(0-200-0,01)	Мitutoyo	07.10.2014	21(0008)	изъято		изъято
9	Штангенциркуль 1	0-150	ШЦ 0-150-0,05		07.10.2014	10609545(0009)	нет	брак	изъято
10	Штангенциркуль 2	0-250	ШЦ(0-250-0,05)	чиз	24.05.2016	1460728(0010)	да	брак	
11	Штангенциркуль 1	0-150	ШЦ(0-150-0,05)		03.11.2017	14533 602255(0011)	да		Перминов
12	Штангенциркуль 1	0-150	ШЦ 0-150-0,05	Мitutoyo	24.05.2016	10609725(0012)	нет	брак	изъято
13	Микрометр	0-25	МК 0-25		03.11.2017	61148(0013)	да		инструментали
14	Микрометр	25-50	МК 50-2		03.11.2017	2338(0014)	да		
15	Штангенциркуль 1	0-200	ШЦ(0-200-0,01)	Мitutoyo	24.05.2016	13292867(0015)	нет	брак	Баталобрак
16	Штангенциркуль 1	0-150	ШЦ 0-150-0,05		07.10.2014	80724511(0016)	нет	брак	Баталов
17	Штангенциркуль 2	0-250	ШЦ(0-250-0,05)		07.10.2014	5989(0017)	нет	брак	Рубинов
18	Штангенциркуль 1	0-150	ШЦ 0-150-0,05		24.05.2016	59311(0018)	да		кубасов
19	Штангенциркуль 2	0-150	ШЦ 0-150-0,05	чиз	03.11.2017	70811543(0019)	да		калечев сборка
20	Штангенциркуль 2	0-150	ШЦ 0-150-0,05	чиз	07.10.2014	1639475(0020)	да		кубасов
21	Штангенциркуль 1	0-200	ШЦ(0-200-0,01)	Мitutoyo	09.10.2014	09(0021)	нет	брак	изъято
22	Микрометр	75-100	МК 75-100		03.11.2017	060891315(0022)	да		
23	Штангенциркуль 1	0-150	ШЦ 0-150-0,05		07.10.2014	6208(0023)	нет	брак	Гордеев
24	Штангенциркуль 1	0-150	ШЦ 0-150-0,05		07.10.2014	607266485(0024)	нет	брак	изъято
25	Штангенциркуль 2	0-250	ШЦ 0-250-0,05		24.05.2016	600794(0025)	изъято	нет	брак
26	Штангенциркуль 1	0-200	ШЦ(1-200-0,01)	ABSOLUTE	03.11.2017	10176308(0026)	да		инструментали(с/ф)
27	Штангенциркуль 1	0-150	ШЦ 0-150-0,05	Мitutoyo	24.05.2016	10610791(0027)	нет	брак	изъято
28	Штангенциркуль 1	0-150	ШЦ(0-150)	даунетерн	03.11.2017	A 59094575(0028)	да		Гордеев
29	Штангенциркуль 1	0-200	ШЦ 0-200-0,05		24.05.2016	1060814(0029)	нет	брак	Брак
30	Штангенциркуль 1	0-200	ШЦ(0-200)	Мitutoyo	07.10.2014	0696(0030)	нет	брак	изъято
31	Штангенциркуль 2+	0-250	ШЦ 0-250-0,05		19.01.2018	918211(0031)	изъято	нет	брак
32	Штангенциркуль 2+	0-250	ШЦ 0-250-0,05		19.01.2018	94325(0032)	да		Галеев П.
33	Микрометр	0-25	МК 0-25		19.01.2018	4529(0033)	да		Кутыпалова Л.Н.

Рисунок 1 – Реестр измерительных приборов

Проанализировав все выявленные проблемы, было решено создать реестр с нуля на основе программы электронного документооборота «DIRECTUM».

Было принято решение, какие столбцы необходимо добавить в готовый реестр. Ими стали:

- Наименование;
- Тип;
- Диапазон измерений;
- Дата следующей поверки;
- Информация о браке;
- Заводской номер (на предприятии);
- Серийный номер (завода изготовителя);
- Завод изготовитель;
- Файл (электронная копия паспорта);

- Ответственное лицо;
- Подразделение;
- Свидетельство о поверке (электронная копия);
- Примечание.

Далее, происходил сбор информации по всем СИ из предыдущего реестра. Реестр было решено составить из нескольких таблиц. В основном файле будут находиться ссылки на таблицы с целью устранения возможности неправильного занесения новой СИ, т.к. при занесении будет выпадающий список (названий, диапазонов, типов и т.д.) Связь таблиц была один-ко-многим. Для облегчения разработки было принято визуализировать построение реестра в Microsoft Office Visio (рисунок 2).

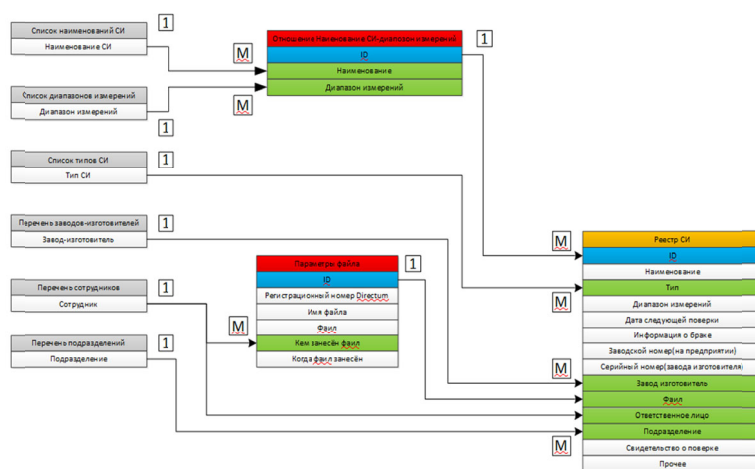


Рисунок 2 – Новый реестр измерительных приборов

Преимущества нового реестра:

- руководители смогут проследить всю необходимую информацию по СИ;
- БД будет информировать рабочего об окончании действия сертификата о поверке;
- отсутствие неправильного добавления информации в реестр);
- устранение уникальности рабочего ведущего реестр;
- простота в ведении;
- экономия человеко-часов и, соответственно, бюджета предприятия.

В ходе исследования было выявлена рациональность создания грамотно построенного реестра. А также были рассмотрены основные проблемы в ведении реестра.

Новый реестр позволит облегчить поиск нужной СИ в реестре работнику склада, а также даст возможность просматривать каждую отдельно взятую СИ (даты поверок, сертификат качества, отметки о ремонте и т.п.).

Научный руководитель: Никитина О.В., преподаватель первой квалификационной категории

ВЛИЯНИЕ РЕЖИМОВ ЛАЗЕРНОГО ОПЛАВЛЕНИЯ НА МИКРОТВЕРДОСТЬ ЗОНЫ ТЕРМИЧЕСКОГО ВЛИЯНИЯ В СТАЛЯХ У8А И Ст3

Хызов А. А.^{1,2}, Устинов Н.Н.¹

¹*Государственный аграрный университет Северного Зауралья, г. Тюмень*

²*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Целью настоящей работы является экспериментальное исследование влияния режимов лазерного оплавления на микротвердость зоны термического влияния в сталях У8А и Ст3.

При проведении исследований использовали образцы из инструментальной стали У8А и углеродистой стали Ст3.

Образцы подвергли газотермическому напылению с последующим лазерным оплавлением. Испытания по лазерному оплавлению проводили согласно таблице 1.

Таблица 1 – Режимы лазерного оплавления

№ испытания	Значение параметра		
	Мощность лазера, Вт	Скорость перемещения лазерной головки, мм/с	Марка стали
1	1800	10	Ст3
2	1200	10	Ст3
3	1800	5	Ст3
4	1200	5	Ст3
5	1800	10	У8А
6	1200	10	У8А
7	1800	5	У8А
8	1200	5	У8А

Для измерения микротвердости были изготовлены металлографические шлифы в диаметральном сечении образцов. На рисунке 1 приведены заготовки металлографических шлифов.



Рисунок 1 – Заготовки металлографических шлифов

Измерение микротвердости проводили согласно ГОСТ 9450-76, на поверхности микрошлифа на приборе ПМТ-3 путем вдавливания правильной четырехгранной пирамиды с углом при вершине 136° С. Нагрузка при испытаниях составляла 100 грамм. Результаты измерения микротвердости представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты микротвердости

Номер образца	Микротвердость, МПа							Основной металл
	Оплавленный слой			Зона термического влияния				
1	3386	3474	3362	1981	1571	1458	1339	1257
2	7064	5722	3886	2019	1868	1833	1599	1201
3	4326	3662	2919	1613	1585	1361	1346	1194
4	3415	3444	3328	1967	1723	1575	1462	1257
5	3139	2828	3014	2235	2381	2159	2116	1886
6	5029	4826	4926	3761	3385	3273	3192	2189
7	5506	5536	4875	2487	2433	2282	2159	1766
8	3063	2991	2664	2434	2453	2433	2298	1904

Для оценки зависимости микротвердости от режимов лазерного оплавления результаты измерений представлены в виде графика на рисунке 2.

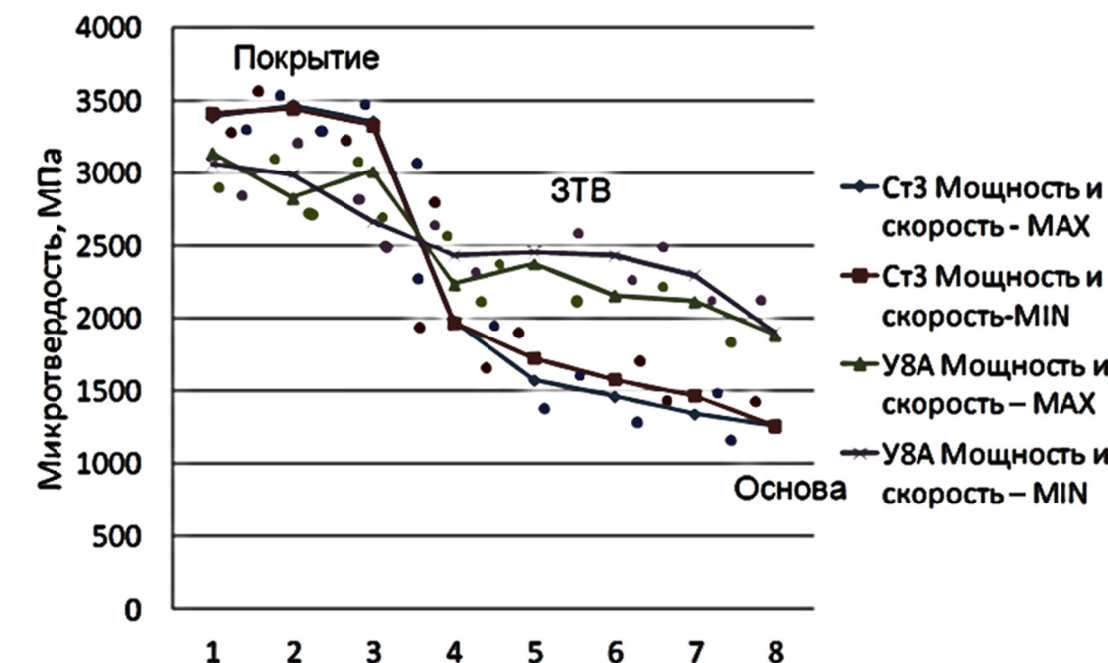


Рисунок 2 – Зависимость микротвердости от режимов лазерного оплавления

По результатам исследования можно сказать, что мощность лазера и скорость перемещения оптической головки незначительно влияют на значение микротвердости. Однако следует отметить, что зона термического влияния обладает повышенной твердостью, что снижает пластичность металла.

Список использованных источников

1 Григорьянц, А. Г. Основы лазерной обработки материалов / А. Г. Григорьянц. – Москва: Машиностроение, 1989. – 304 с.

2 ГОСТ 9450-76. Измерение микротвердости вдавливанием алмазных наконечников.

Научный руководитель: Устинов Н.Н., к.т.н., доцент

УДК 669

ИССЛЕДОВАНИЕ ЗОНЫ ТЕРМИЧЕСКОГО ВЛИЯНИЯ В СТАЛЯХ У8А И Ст3, ВОЗНИКАЮЩЕЙ В РЕЗУЛЬТАТЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ ЛАЗЕРНОГО ЛУЧА

Хызов А. А^{1,2}, Устинов Н.Н¹,

¹Государственный аграрный университет Северного Зауралья, г. Тюмень

²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Применение методов восстановления и повышения надежности деталей позволяют получать на поверхности необходимые функциональные покрытия. Зачастую именно поверхностные слои оказывают определяющее влияние на работоспособность деталей в целом, так как в условиях эксплуатации наиболее интенсивное внешнее воздействие приходится на поверхностный слой детали. Одним из таких методов является газопламенное напыление с последующим лазерным оплавлением.

Целью данной работы является исследование зоны термического влияния в сталях У8А и Ст3, возникающей в результате воздействия лазерного луча

В качестве экспериментальных материалов было выбрано две стали: углеродистая сталь Ст3 и инструментальная сталь У8А. Из данных сталей были изготовлены образцы, в количестве 8 штук; 4 образца из стали Ст3 и 4 образца – сталь У8А.

На образцы нанесли покрытие одним из методов газотермического напыления, а именно методом газопламенного порошкового напыления. В качестве наплавочного материала использовали порошок Плакарт-03.98.-Р После процесса напыления был осуществлен процесс лазерного оплавления нанесенного покрытия, представленный на рисунке 1.

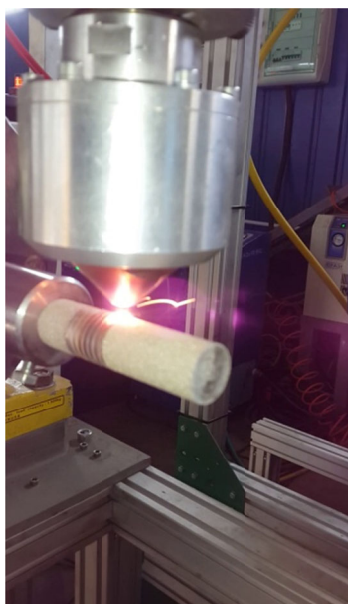


Рисунок 1 – Процесс лазерного оплавления

Основными параметрами при лазерном оплавлении являются: мощность лазера и скорость относительного перемещения лазерной головки.

С помощью прибора для измерения микротвердости ПМТ-3 определили зоны термического влияния в исследуемых образцах, результаты которых приведены в таблице 1.

Из таблицы 1 видно, что чем выше мощность лазера и ниже скорость перемещения оптической головки, тем больше размер зоны термического влияния. И наоборот, чем ниже мощность лазера и выше скорость перемещения головки, тем меньше размер зоны термического влияния.

Следующим этап: металлографические исследования, которые проводились на микроскопе Neophot-30.

Данные исследования проводили в целях выявления структуры зоны термического влияния. Результатом металлографических исследований стали микрофотографии образцов, с описанием микроструктуры при различных увеличениях.

Таблица 1 – Зависимость размеров ЗТВ от режимов лазерного оплавления и марки стали

Номер образца	Марка стали	Мощность лазера, Вт	Скорость перемещения лазерной головки, мм/с	Размер ЗТВ до термической обработки, мкм
1	Ст3	1800	10	1020
2	Ст3	1200	10	970
3	Ст3	1800	5	2250
4	Ст3	1200	5	1580
5	У8А	1800	10	1430
6	У8А	1200	10	1270
7	У8А	1800	5	2480
8	У8А	1200	5	1380

В стали Ст3 в результате лазерного оплавления произошел нагрев поверхностного слоя выше температуры критической точки A_{c1} , что привело к аустенитному превращению, но в результате быстрого охлаждения за счет отвода тепла образовалась зона термического влияния со структурой феррит + мартенсит. Зона термического влияния представлена на рисунке 2.

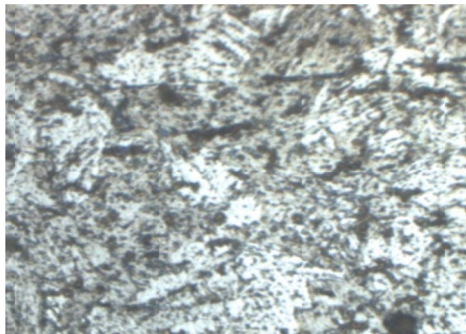


Рисунок 2 – Зона термического влияния стали Ст3 x 500

В стали У8А, так же как и в стали Ст3 произошел нагрев поверхностного слоя выше критической точки, и быстрое охлаждение вглубь основного металла, что привело к образованию в зоне термического влияния структуры игольчатого мартенсита. Зона термического влияния, для стали У8А представлена на рисунке 3.

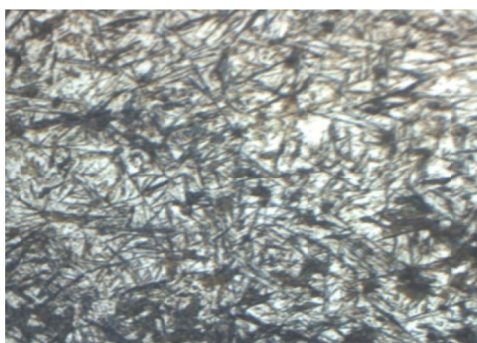


Рисунок 3 – Зона термического влияния сталь У8А x 500

По результатам исследования следует сказать, что чем выше мощность лазера и ниже скорость перемещения оптической головки, тем больше размер зоны термического влияния.

Список использованных источников

1. Григорьянц, А. Г. Основы лазерной обработки материалов / А. Г. Григорьянц. – Москва: Машиностроение, 1989. – 304 с.
2. Гуляев, А. П. Металловедение: учеб. для вузов / А. П. Гуляев. – 6-е изд., перераб. и доп. – Москва : Металлургия, 1986. – 554 с.

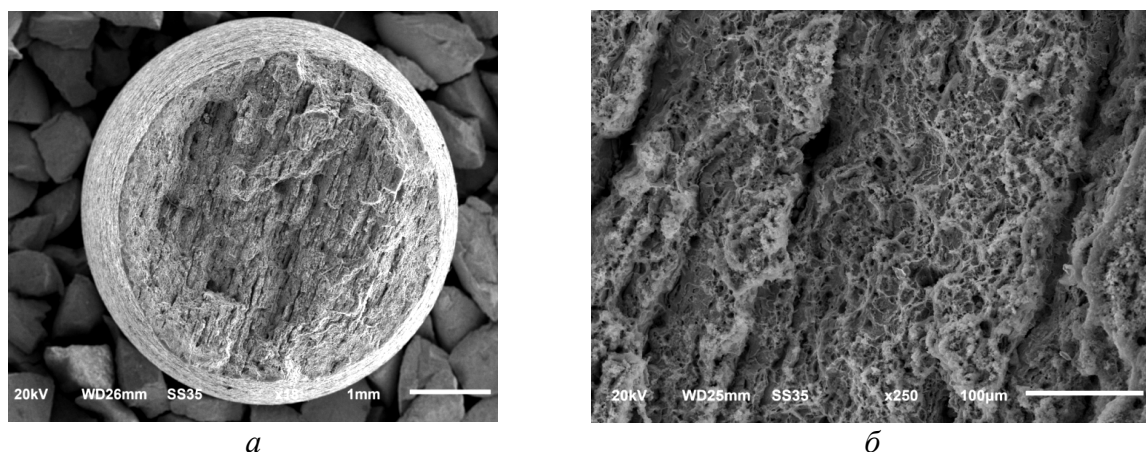
Научный руководитель: Устинов Н.Н., к.т.н., доцент

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ СТАЛЕЙ НА СКОРОСТЬ КОРРОЗИИ

Чаугарова Л.З.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Объектами исследования являлись марки сталей: Ст3, 17Г1С, 09Г2С. Проводился микрорентгеноспектральный анализ приповерхностных слоев образцов после воздействия коррозионно-агрессивной среды в напряженном состоянии. На *рисунке 1* представлен излом, полученный при растяжении образца из стали 09Г2С и увеличении $\times 18$. На *рисунке 1б* наблюдаются ямки размером до 10 мкм. Они представляют собой микроуглубления на поверхности механического разрушения, - это микропустоты, образовавшиеся в процессе пластического течения металла, «фасетки», характер излома: вязкий (90%), ямочный.



а – при увеличении $\times 18$; *б* – при увеличении $\times 250$

Рисунок 1 - Электронные микрофотографии (РЭМ) изломов стали 09Г2С после растяжения. Характер излома: вязкий, ямочный

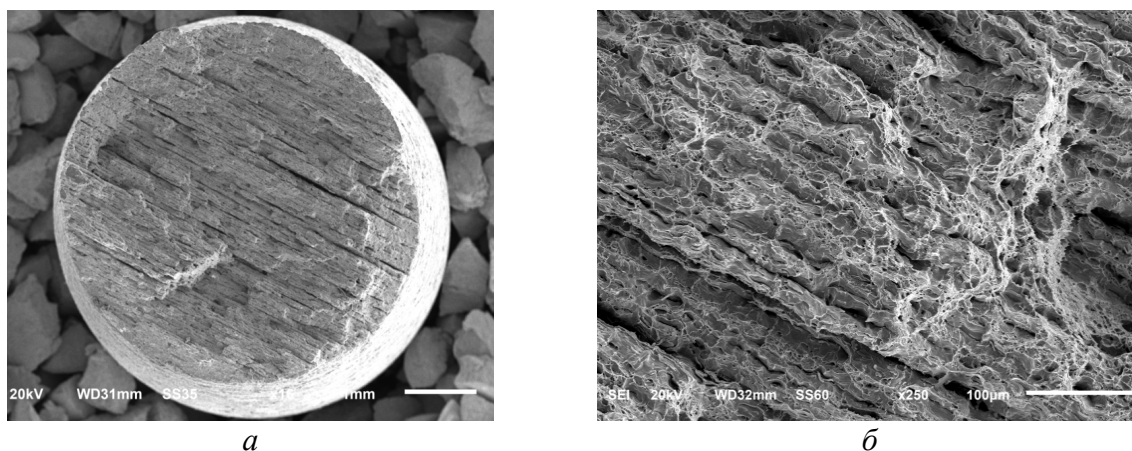
На *рисунке 1б* наблюдается волокнисто-полосчатая структура—это микроуглубления на участке долома. Они возникают в результате образования и слияния микропустот около вытянутых структурных неоднородностей, таких как неметаллические включений и ликвационные зоны. Волокнисто-полосчатый излом это поверхность разрушения, характеризующаяся наличием слоистости. Данная структура характерна для изломов поперечных образцов из материалов, подвергнутых горячей пластической деформации. Микрорентгеноспектральный анализ образцов из стали 09Г2С показал, что приповерхностные слои основного металла насыщены хлором (0,62 масс.%) и натрием (0,43 масс.%). Данные коррозионно-активные соединения хлора и натрия в течение 7 дней (168 ч) проникли сквозь несплошности и пустоты к приповерхностным слоям металла, со-

державшимся в агрессивной среде, что ускорило развитие скорости коррозии. Хлор – активный элемент, оседая на поверхности металла, стимулирует коррозионные процессы, и может вызывать растрескивание по границам ферритных зерен. Подобные трещины являются дополнительными факторами в коррозионных процессах, это локальные концентраторы напряжений, а также накопители для коррозионно-активных соединений.

Исследовалась сталь 17Г1С, где содержание вязкого излома составляет 90% (ямочный излом). На *рисунке 2а* у стали 17Г1С показаны типичные примеры микроструктуры вязкого излома. Наблюдается характерный рельеф, образуемый совокупностью отдельных ямок. Диаметр их колеблется в диапазоне 10-20 мкм. На *рисунке 2б* глубина ямок на вязком изломе в зоне макроотрыва достигает несколько микрометров, характеризует размеры области интенсивной пластической деформации. Ямки на поверхности вязкого излома являются результатом образования микропор (трещин), их роста и слияния. На поверхности разрушенных перемычек, а также на дне некоторых пор видны линии скольжения (*рисунк 2б*), образовавшиеся при пластической деформации перед разрушением.

В стали 09Г2С наблюдается волокнисто-полосчатый излом; ручьи-стый узор – это элемент строения поверхности фасеток скола. Наблюдается система сходящихся ступенек, образовавшихся в результате разрушения перемычек между хрупкими микротрещинами в плоскости скола, они распространяются по параллельным, близко расположенным кристаллографическим плоскостям. Слоистость связана со структурной неоднородностью деформированного материала. Проявлением структурной неоднородности может быть шиферность в изломе – мелкие расщепления, образовавшиеся в процессе поломки.

При микрорентгеноспектральном анализе на приповерхностных слоях основного металла, не обнаружено следов проникновения коррозионных компонентов, как это было у стали 09Г2С.

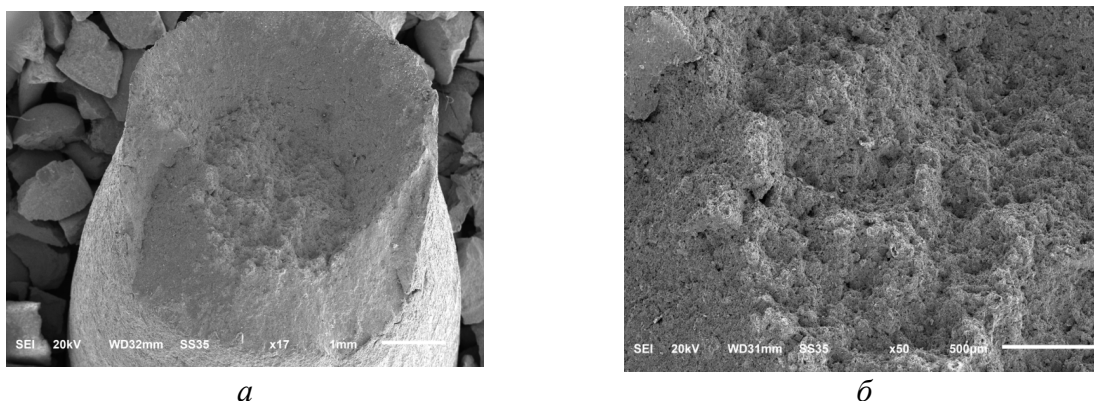


a – при увеличении $\times 18$; *б* – при увеличении $\times 250$

Рисунок 2 - Электронные микрофотографии (РЭМ) изломов стали 17Г1С после растяжения. Характер излома: вязкий, ямочный

На *рисунке 3* наблюдается в середине характерный вязкий (ямочный) излом (70%), а по краям хрупкий излом (30%).

В поверхностных слоях наблюдаются микрокристаллические выделения в виде усеченной пирамиды, размером до 7 мкм, микрорентгено-спектральный анализ которых показал наличие кислорода - 23%, углерода 2%, остальное железо. Возможно, на этом участке начала образовываться оксидная пленка, состоящая из рельефного основания и микрокристаллических выделений светлых кристаллических частиц.



а – при увеличении $\times 17$; *б* – при увеличении $\times 50$

Рисунок 3 – Электронные микрофотографии (РЭМ) излома стали СтЗкп после растяжения. Характер излома: вязкий, ямочный

По всей исследуемой площади в большом количестве наблюдаются неметаллические включения, в виде оксидов. Как и у стали 09Г2С наблюдались в приповерхностных слоях основного металла хлор и натрий. Сталь СтЗкп насыщена вышеперечисленными элементами, только в больших количествах (Cl до 0,82 масс.%, Na до 0,6масс.%). Хлориды натрия – активное соединение, которое проникает через поры и пустоты, стимулируя коррозионные процессы, вызывая растрескивание по границам ферритных зерен.

Список использованных источников

1. Сухарева, И. А. Коррозия металлов как окислительно-восстановительный процесс: учеб. пособие / И. А. Сухарева. – Уфа: Изд. УГНТУ, 2006. – 41 с.

2. Чаугарова, Л. З. Характер коррозионных повреждений газотрубопровода: сб. материалов конференции Междунар. науч.-практ. конф. молодых исследователей им. Д. И. Менделеева / Л. З. Чаугарова, Е. В. Корешкова, Д. В. Полякова. – Тюмень: ТИУ, 2016. – 480 с.

3. Чаугарова, Л. З. Новые технологии – нефтегазовому региону: материалы Междунар. науч.-практ. конф. Т. 2. // Исследование характера коррозионного повреждения материала элементов нефтегазового оборудования: сб. ст. / Л. З. Чаугарова, А. А. Кулемина. — Тюмень: ТИУ, 2016. – 246 с.

Научный руководитель: Моргун А.И., к.т.н., доцент

МЕТАЛЛОГРАФИЧЕСКИЙ МЕТОД ОЦЕНКИ КОРРОЗИОННЫХ ПОРАЖЕНИЙ

Чаугарова Л.З.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В данной статье описывается оценка коррозионных поражений трех видов марок сталей (09Г2С, 17Г1С, СтЗкп.), которые находились при статическом нагружении в течении 168 ч в низко-кислотной коррозионной среде (5,0 %(вес.) NaCl и 0,5 %(вес.) ледяной уксусной кислоты, растворенной в дистиллированной воде). Для проведения испытаний использовался метод «испытание сталей и сварных соединений на коррозионное растрескивание под напряжением СТО Газпром 2-5,1-148-2007». Сущностью данного метода является проведение ускоренных испытаний, вырезанных стандартных образцов на растяжение в коррозионной среде в условиях постоянной нагрузки, определение стойкости металла к растрескиванию на основе сопоставления времени до разрушения, анализе механических свойств и характера разрушения исследуемого металла в коррозионной среде.

Микроструктурный анализ коррозионных повреждений проводился на оптическом микроскопе при различных увеличениях. Травление шлифов после последовательных операций шлифования и полирования осуществлялось 5%-ным раствором HNO_3 в этиловом спирте.

При вышеприведенных условиях испытывался образец из стали 09Г2С. После проведения испытания металлографический анализ показал на поверхности исследуемого образца коррозионные язвы, коррозию пятнами (рисунок 1,2).



Рисунок 1 – Микроструктура стали 09Г2С на поверхности, контактирующей с коррозионной средой, $\times 500$. Коррозионная язва. Коррозионное поражение глубиной приблизительно равной ширине

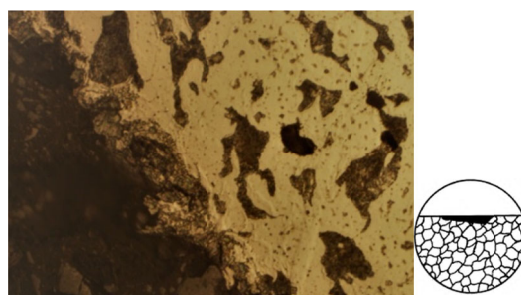


Рисунок 2 – Микроструктура стали 09Г2С на поверхности, контактирующей с коррозионной средой, $\times 500$. Коррозия пятнами. Мелкое коррозионное поражение неправильной формы: размер сто площади в случае небольшого увеличения может превышать размер поля зрения

Второй исследуемый объект – образец из стали марки 17Г1С. На рисунке 3 наблюдаются несколько видов коррозии: межкристаллитная коррозия - коррозионное поражение характерно наличием прокорродированной зоны вдоль границ зерен металла, причем может затрагивать границы всех зерен или только отдельных зерен; избирательная коррозия - коррозионное поражение, которому подвергнуты только отдельные зерна, физическое состояние которых изменилось, например, вследствие деформации.

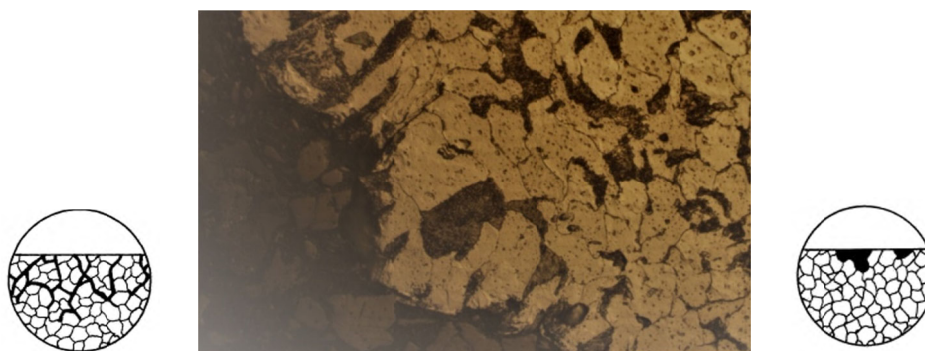


Рисунок 3 – Микроструктура стали 17Г1С на поверхности, контактирующей с коррозионной средой, ×500

Далее испытывался образец из стали СтЗкп, на поверхности которой наблюдаются язвы, трещины, коррозия пятнами, транскристаллитная коррозия (рисунки 4, 5, 6).

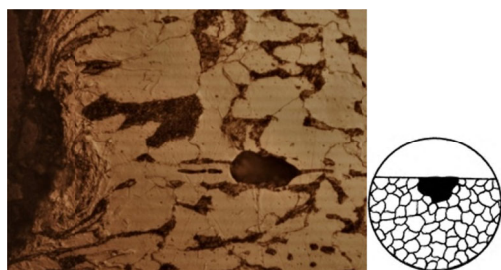


Рисунок 4 – Микроструктура стали СтЗкп на поверхности, контактирующей с коррозионной средой, ×500.

Коррозионная язва. Коррозионное поражение глубиной приблизительно равной ширине

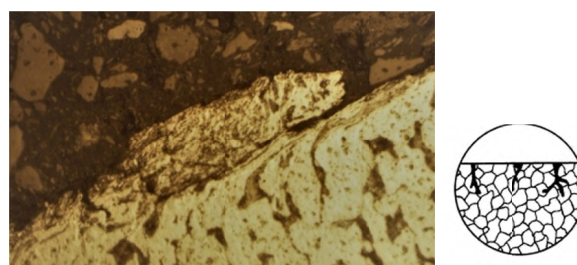


Рисунок 5 – Микроструктура стали СтЗкп на поверхности, контактирующей с коррозионной средой, ×500. Коррозия в виде редких трещин. Коррозионное поражение в виде глубокой трещины незначительной ширины, исходящей из коррозионной язвы на поверхности

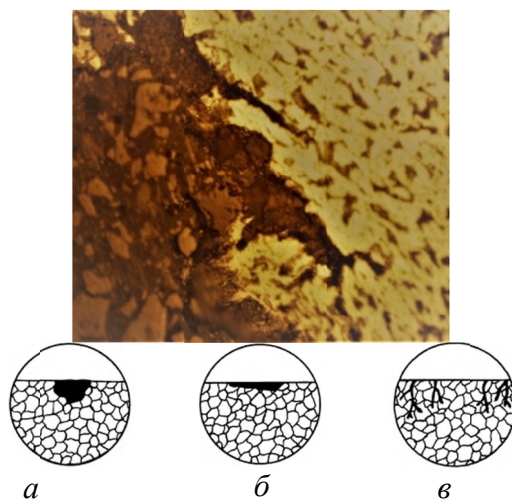


Рисунок 6 - Микроструктура стали СтЗкп на поверхности, контактирующей с коррозионной средой, $\times 500$

а - Коррозионная язва - коррозионное поражение глубиной приблизительно равной ширине; *б* - Коррозия пятнами - мелкое коррозионное поражение неправильной формы: размер сто площади в случае небольшого увеличения может превышать размер поля зрения; *в*- Транскристаллитная коррозия - коррозионное поражение характерно наличием большого количества транскристаллитных трещин

На *рисунке б* наблюдается транскристаллитная коррозия, приводящая к избирательному разрушению границ зерен, - это ведет к потере прочности и пластичности металлов и сплавов.

Таким образом, в ходе исследования выявлено, что коррозионное растрескивание под напряжением характеризуется трещинами, которые распространяются либо методом транскристаллитного направления, либо межкристаллитного (вдоль границ зерен), как было обнаружено при помощи оптического микроскопа.

Список использованных источников

1. ГОСТ 9.908-85. Единая система защиты от коррозии и старения (ЕСЗКС). Металлы и сплавы. Методы определения показателей коррозии и коррозионной стойкости. – Введ. 31.10. – Москва: Стандартинформ, 2010. – 12 с.

Научный руководитель: Моргун А.И., к.т.н., доцент

УДК620

«ГРИБНЫЕ» ДОМА

Штонда П.С.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Современные строительные материалы при отличных технических показателях нередко оказывают негативное влияние на человека и окружающую среду. Токсичность, большие объемы отходов, деградация окру-

жающей среды, истощение природных ресурсов - это только некоторые последствия воздействия таких материалов.

Компания Ecovative разрабатывает новый класс материалов на основе грибов, которые лишены всех этих недостатков и соответствуют принципами устойчивого развития.

В основе новой удивительной технологии лежит мицелий (грибница), состоящий из множества крошечных волокон. Выяснилось, что он обладает хорошими цементирующими качествами.

Технология производства (выращивания биоматериала) такова:

- исходный материал — побочные продукты и отходы сельского хозяйства, такие как трава или стебли кукурузы смешиваются с мицелием (грибницей)

- смесь засыпают в форму и оставляют в соответствующих температурно-влажностных условиях

- через несколько дней грибница разрастается, формируется плотная сеть грибных нитей, при этом выделяются вещества, склеивающие субстрат, на котором она растет

- полученные «грибные строй заготовки» вынимают из формы и нагревают в печи, чтобы убить грибницу и остановить ее рост.

- после этого грибной кирпич становится похож на глино-бетон: легкий и прочный.

Полученный материал абсолютно не токсичен и практически не отличается по упругости, легкости, тепло- и звукоизоляции от полистирольных пенопластов.

Ненужные блоки можно просто отправить в компост. Материал разлагаем на 100% всего за 60 дней.

Важно, что технология позволяет создавать элементы сложной формы, не прибегая каждый раз к фрезерным и лазерным станкам, экономятся временные ресурсы и электричество.

Спор и аллергии тоже быть не может, так как используется не плодоносящее тело, а мицелий, подвергшийся тепловой обработке.

Утеплитель на основе грибного мицелия пока недоступен для использования. Сейчас разработчики работают над возможностью выращивать материал прямо на объекте и над производством которое можно будет компьютеризировать: смоделировал - вырастил.

Преимущества утеплителя Mushroom Insulation от Ecovative:

- натуральный, безопасный и быстро возобновляемый материал
- простая и безопасная установка
- коэффициент сопротивления теплопередачи не снижается со временем в отличие от пенопласта.

Недостатки утеплителя Mushroom Insulation от Ecovative:

- утеплитель из грибов необходимо защищать от погоды подобно дереву

Технические характеристики утеплителя Mushroom Insulation от Ecovative:

- огнестойкость Class A fire rating (ASTM E84)
- ультранизкое количество летучих органических соединений согласно стандарту ASTM E1333

Мусо Board — конструктивный материал от Ecovative, так же представляет собой фрагменты растений, связанные мицелием гриба. Затем из этого материала под давлением и при повышенной температуре формируют прочные пластины или элементы более сложных форм.

Полученный материал призван заменить SIP- панели и ДСП.

На основе этой технологии в Ecovative сейчас разрабатывают материал для бамперов, дверей и приборных панелей автомобилей Ford. Кроме того, они наладили производство небольших домов Mushroom Tiny House, полностью созданных на основе мицелия.

Стоит добавить, что Ecovative уже запустили магазин, в котором можно купить образцы и набор для самостоятельного выращивания материала.

Список использованных источников

1. Материалы из грибов, как альтернатива пластикам [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://archi.place/material/ecovative-material-iz-gribov/>
2. Новая технология: дома из грибов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://agrobook.ru/blog/user/victoria/novaya-tehnologiya-doma-iz-gribov>
3. Андреева, Ю. Н. Влияние наполнителя на свойства полимерных композиционных материалов / Ю. Н. Андреева, А. А. Кулемина // Новые технологии - нефтегазовому региону: сб. материалов Междунар. науч.-практ. конф., 2016. - С. 196-198.

Научный руководитель: Кулемина А.А., ст. преподаватель

ПРОБЛЕМЫ ПРОМЫШЛЕННОГО, ГРАЖДАНСКОГО И ДОРОЖНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА

УДК 69.002.5

КОНТРОЛЬ НАД ХОДОМ СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫХ РАБОТ С ПОМОЩЬЮ ДРОНОВ

Баженов Д.С.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Строительство заслуженно остается самой консервативной отраслью экономики. Основная часть современных технологий в области строительства начинает применяться только через очень долгое время. Например, хорошо известная нам лопата все еще используется в строительстве со II в. до н.э. и претерпела лишь незначительные изменения. Совсем недавно самые передовые строительные фирмы стали использовать в своем арсенале БПЛА (беспилотные летательные аппараты). Именно дроны позволяют отследить поведение «черной дыры», в которую проваливаются инвестиции, материалы и время.

Данные аппараты оснащаются камерами высокой четкости, инфракрасными сканерами и тепловыми датчиками, которые позволяют получить максимальное количество информации за короткий промежуток времени. Фотоснимки, полученные с дронов, можно использовать для контроля над ходом строительства объекта. [1]

В основном квадрокоптеры играют роль суровой проверки, от которой не укроется ни одна возможная халатность со стороны исполняющих лиц. В данном случае было необходимо выявить разницу между уровнем стройплощадки в настоящий момент времени и тем, который был запланирован. Несколько вылетов позволили собрать всю необходимую информацию. [2] Для обеспечения необходимой точности были использованы наземные контрольные точки. После облета все данные были загружены на платформу DroneDeploy, которая в течении дня создала на их основе ортомазаичную карту и её 3D модель (рис. 1).



Рисунок 1 – 3D модель строительной площадки

Далее полученные карты были совмещены с плановыми чертежами для достижения максимальной точности. В итоге была получена тепловая карта, показывающая результаты земляных работ и их отклонение от плана. [3] Зоны, отмеченные зеленым цветом совпадают с планом, синим – слишком низкие, розовым – слишком высокие (рис 2.).

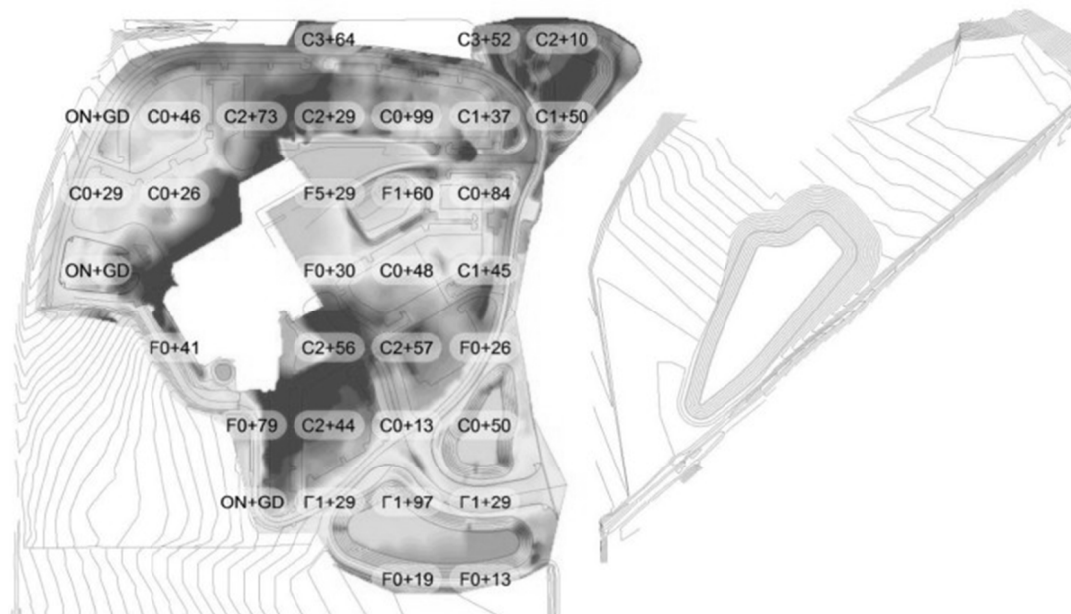


Рисунок 2 – Тепловая карта сравнения вертикального профиля

Благодаря данной работе было установлено, что нужно вывести дополнительные объемы грунта для достижения запланированных показателей.

Важную часть в работе беспилотных аппаратов играет программное обеспечение, осуществляющее обработку полученной информации. Например, Skycatch («Небесный ловец») – американский сервис, позволяющий создавать 3D-модели и карты местности, а так же быстрый расчет расстояний, площадей, объемов. Сервис компании TraseAir высчитывает объем выполненных работ и сопоставляет с данными сметы. Японская компания пошла еще дальше и осуществила концепцию «умного строительства», дроны собирают информацию о необходимых работах на стройплощадке и затем отправляют её спецтехнике с «искусственным интеллектом». Далее они в режиме реального времени контролируют работу умных экскаваторов и бульдозеров. [4]

Использование дронов в строительстве нашло широкое применение как на этапе подготовки строительства, в ходе производства строительномонтажных работ, так и во время эксплуатации объекта (рис. 3).

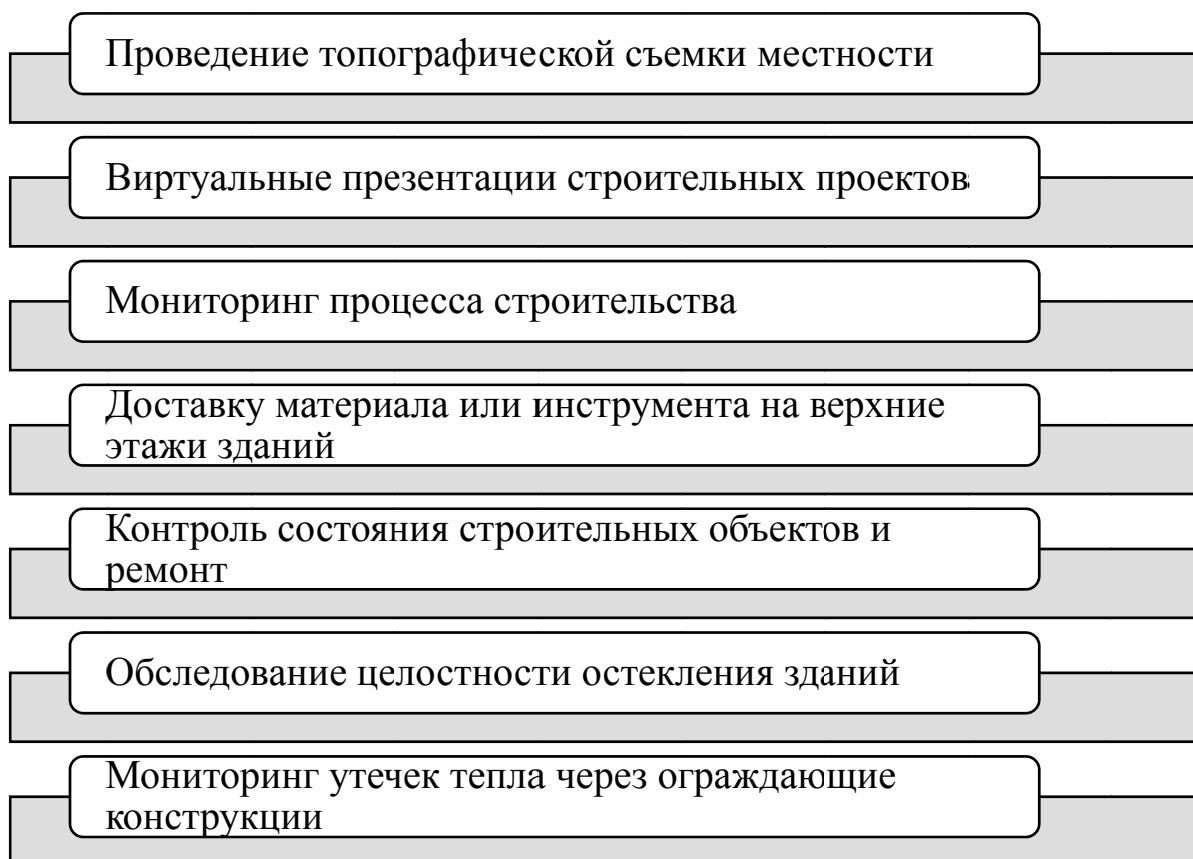


Рисунок 3 – Сферы применения дронов в строительстве

Несмотря на малую распространенность беспилотных летательных аппаратов в строительстве на сегодняшний день, следует понимать, что они имеют массу достоинств: глобальный охват территории, высокая детализация изображения, низкая стоимость, большая информативность и достоверность результатов. Совершенствование технологий беспилотного мониторинга позволят в будущем сделать строительную отрасль более экономичной и удобной для осуществления максимально сложных проектов.

Список использованных источников

1. Популярная механика [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.popmech.ru> (дата обращения: 25.09.2018).
2. Олимп-Строй: инновации в строительстве [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://sc-os.ru> (дата обращения: 25.09.2018).
3. Наука и техника [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://naukatehnika.com> (дата обращения: 26.09.2018).
4. Новости высоких технологий [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://hi-news.ru> (дата обращения: 26.09.2018).

Научный руководитель: Шестакова А.П. к.э.н.

ВІМ – ТЕХНОЛОГИИ В ПЛАНИРОВАНИИ СТРОИТЕЛЬСТВА

Варачева И.В., Войнова Д.В.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Архитектор XXI века не может обойтись ватманом и карандашом. Студенты технических университетов с первого курса начинают изучать основы компьютерного проектирования, чтобы в будущем стать востребованным специалистом на рынке.

ВІМ (Building Information Modeling) – это методика проектирования, применимая к новому строительству или реконструкции. Информационное моделирование здания представляет собой процесс, сосредоточенный на разработке, использовании и передаче цифровой информационной модели объекта строительства, направленный на улучшение процесса проектирования, строительства и эксплуатации проекта.

Использование ВІМ-технологий имеет целый ряд преимуществ:

- При проектировании сооружения сразу создается 3D модель здания;
- Упрощенное составление смет (необходимо просто вычислить объемы и размеры элементов);
- Выявление ошибок на ранних стадиях;
- Создание более эффективного календарного планирования;
- Проще планировать строительные работы;
- При дополнительном использовании лазерного сканирования проще создавать модели уже существующих зданий;
- Уменьшение стоимости строительства.
- Лучшее клиентское обслуживание, информирование;
- Более эффективное использование времени;
- Проще обмениваться информацией (чертежами, визуализациями и т. п.);
- Удобнее анализировать, оценивать влияние различных факторов на сооружение;
- Обеспечение большей безопасности.

Существует ряд сфер применения строительными компаниями данной технологии в календарном планировании:

составление календарных графиков производства работ;

разработка графика потребностей в ресурсах, а также графика затрат денежных средств на проект в целом и на отдельный вид работ, ресурсов – планирование ресурсного обеспечения;

компарирование различных вариантов планирования – при строгих временных ограничениях и при ограничении ресурсов, варьирование этих способов поможет подобрать наиболее успешный компромисс: «быстро – недорого»;

нахождение наиболее экономного варианта реализации проекта за счет оптимизации смет;

объединение в групповые информационные системы, возможность импорта-экспорта данных в программы составления строительных смет, и бухгалтерские программы. Для решения таких задач применяется особая группа программного обеспечения. К ней относят системы календарного планирования и контроля реализации проектов, или же системы управления проектами.

Первый этап. Формирование 3d модели проекта.

На начальной стадии работы формируется 3D модель проекта, все элементы которой синхронизированы с разделами проекта. Модель создается совместно архитекторами, инженерами, конструкторами. Таким образом минимизируется риск ошибок между разными разделами проектной документации. Есть возможность предусмотреть художественные, технические, экономические, экологические, социальные и другие требования, предъявляемые к объекту реализации, объемно-планировочные решения согласно спецификам региональных и местных норм.

Второй этап. Формирование плановой модели проекта.

Процесс формирования плановой модели проекта содержит в себе три основных этапа:

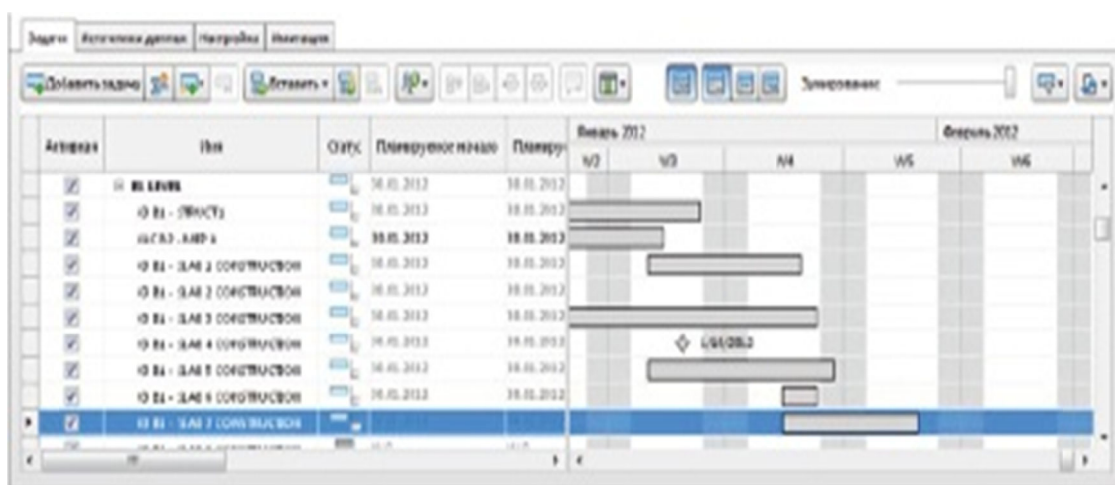
- синхронизация комплексной трехмерной модели с календарным графиком СМР проекта;
- взаимная увязка задач календарного графика с элементами трехмерной модели;
- анализ плановой 3D модели на пространственно-временные конфликты.

Формирование календарного графика строительно-монтажных работ проекта в плановой модели выполняется с помощью импортирования в календарный плвн из программы планирования.

Диаграмма Ганта (рис. 1) представляет собой таблицу с ячейками, обозначающими статус проекта. На отдельной строке отображается каждая задача. Горизонтальная ось координат отображает временные рамки проекта; она разбита на сегменты (дни, недели, месяцы и годы). Вертикальная ось координат – это задачи проекта. Задачи могут отображаться последовательно, параллельно или пересекаясь. К каждой задаче графика присоединяется соответствующий элемент геометрии в модели.

Синхронизация графика с элементами 3D модели проекта позволяет провести анализ плановой модели на пространственно-временные конфликты. Пространственно-временные конфликты это ни что иное как несоответствия в последовательности выполнения работ, которые могут возникать на этапе календарного планирования строительно-монтажных работ.

Плановая модель позволяет визуализировать ход выполнения строительно-монтажных работ в динамике. Анализ на пространственно-временные конфликты проводится как в общем виде плановой модели, так и в любом разрезе по внутренним работам.



Рисунк 1 – Лиаграмма Ганта

Список использованных источников

1. СП 301.1325800.2017. Информационное моделирование в строительстве. Правила организации работ производственно-техническими отделами.
2. Об утверждении Плана поэтапного внедрения информационного моделирования в области промышленного и гражданского строительства: приказ Министерства строительства Российской Федерации от 29 декабря 2014 г. № 926/пр.

Научный руководитель: Шестакова А.П., к.э.н.

УДК 69.002.5

VIM-TECHNOLOGY ПРИ ОРГАНИЗАЦИИ СТРОИТЕЛЬСТВА

Вахрушева А.Н., Глубоковских Е.А.,

Тюменский индустриальный университет, г.Тюмень

VIM-technology (Building Information Modeling или Building Information Model) – Информационная модель здания - это подход, который помогает вывести процесс создания и эксплуатации сооружений на качественно-новый уровень. Созданная информационная модель здания содержит всю информацию о нём и открывает широкий спектр возможностей. BIM-технология позволяет сэкономить до 30% средств, затраченных на строительство.

Благодаря BIM модели, строители могут контролировать процесс возведения сооружения, следить за сроками поставок и производством работ.

Используя BIM-технологии очень удобно осуществлять зонирование строительной площадки, т.е. выделять конкретные зоны под подвоз бытовых городков, отвал грунта, зоны под временное складирование материалов и оборудования, что позволяет рационально организовать процесс производства работ на строительной площадке.[1]

Отсутствие на стройке актуальных данных может привести к большому количеству запросов информации и менее точной работе. Эту проблему помогает решить система BIM. Правильное программное обеспечение может обеспечить единым облачным хранилищем для всей проектной документации, позволяя взаимодействовать и обмениваться данными между строительной площадкой и офисом в режиме реального времени, сводя к минимуму возможность появления ошибок (рисунок 1).[2]

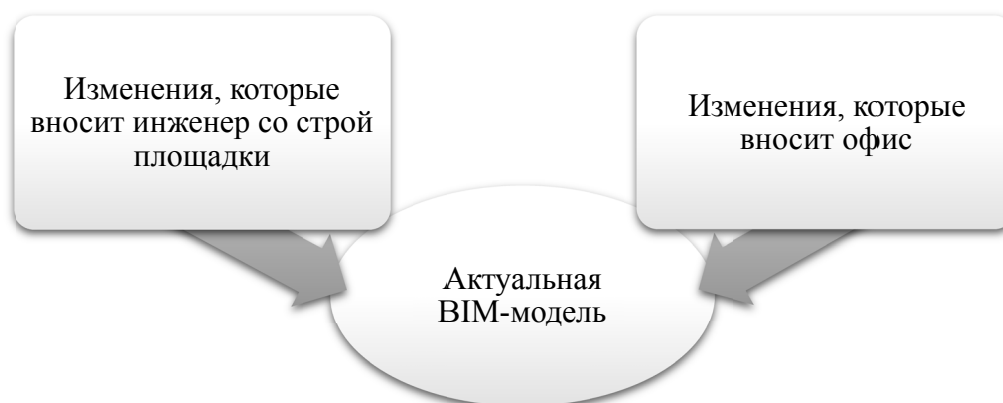


Рисунок 1 – Актуализация BIM-модели

Чтобы рабочие получали более полную информацию и больше контекста, важно выбирать ПО, которое поддерживает проектную документацию, представленную как в традиционных 2D – чертежах, так и в 3D-моделях. Это также исключит «вырывание» моделей из 3D в 2D, при котором утрачиваются необходимые детали, и появляется необходимость использовать разные приложения для разных функций.

Так же, вносить изменения в облачное хранилище может и инженер строительной площадки. Это могут быть не только визуальные изменения модели, а так же информация о детализации по видам работ (Например, сколько не хватает того или иного материала), цифровые значения, которые могут говорить об опережении или отставании от плана работ (Рисунок 2).[3]



Рисунок 2 – План-фактный анализ строительных работ

Одной из главных задач является безопасность на строительной площадке. BIM-технологии решают эту проблему следующим образом: Специалист проводит проверки, фиксирует и заносит данные в компьютер. [4] Эти данные доступны для руководителя. Система вычисляет индекс безопасности (Рисунок 3), и это даёт возможность повысить безопасность на объекте.

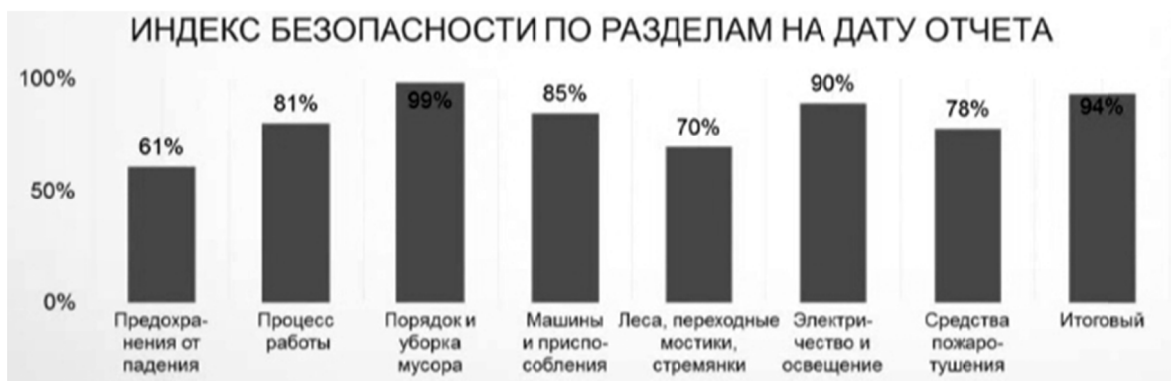


Рисунок – График «Индекс безопасности по семи критериям»

Основным преимуществом BIM-технологий является значительное сокращение сроков строительных работ, а также экономия времени, которое рабочие строительной площадки тратят на ожидание ответов по вопросам проекта, ручное редактирование документации в бумажном виде и прочие бесполезные задачи.

Список использованных источников

1. BIM-технологии: проектирование, строительство, эксплуатация» Видеоисточник [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://youtu.be/Lebz0K-DX6w> (Дата обращения:25.09.18).

2. 5 способов сократить количество доработок на стройке с сервисами BIM 360 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ardexpert.ru/article/12447> (Дата обращения:25.09.18).

3. Стройка. Теория и практика BIM на строительной площадке Видеоисточник [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.youtube.com/watch?v=4rDPOdB5Wnk> (Дата обращения:28.09.18).

4. Применение BIM-технологии в строительстве частных и промышленных сооружений. Как идет работа на площадке [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://mega-stroy.su/uslugi/bim-proektirovanie-v-stroitel-stve> (Дата обращения: 25.09.18)

Научный руководитель: Шестакова А.П., к.э.н.

УДК657

СТРОИТЕЛЬНЫЙ КОНТРОЛЬ

Власова А.С.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Капитальное строительство является очень сложным процессом, в котором задействовано огромное количество организаций и людей, и в ходе данного процесса так или иначе возникают спорные ситуации. Реализация проекта строительства в срок и соответствие с документацией без дополнительной потери денежных средств - является главной задачей в любом строительстве. Именно поэтому строительный контроль так важен на всех этапах строительного процесса.

Основными целями проведения строительного контроля являются:

- Гарантирование высокого качества выполнения строительных работ.

- Гарантирование соответствия строительных материалов и оборудования, заявленных в проектной документации

- Гарантия не превышения сметной стоимости строительства

Любой из участников строительного процесса может выполнить строительный контроль, проводя свой личный набор мероприятий по проверке. Данный контроль может быть проведен:

- *заказчиком.* Он выполняет более детальную проверку сроков и объемов работ, а также соответствие объекта с проектной и нормативной документацией.

- *подрядчиком.* К подрядной проверке относится текущий контроль за строительством, контроль за материальными ресурсами и контроль за выполнением технологических процессов.

- *проектировщиком*. Данный контроль будет называться авторский надзор и его проведение полностью зависит от заказчика. На таком контроле проводится сравнение объекта с проектными решениями.

- *надзорной организацией*. Такой контроль проводится отдельной организацией и может быть заказан только по инициативе заказчика.

Строительный контроль полностью определяется законодательством, поэтому специалисты, которые будут проводить данное мероприятие, должны подчиняться жестким требованиям.

Основным требованием к организации, проводящей данный контроль является обязательное наличие разрешения на осуществление данных видов деятельности.

Проведение строительного контроля делится на несколько этапов, зависящих от порядка осуществления проекта. Чем раньше будет подключен строительный контроль, тем меньше расходов получит заказчик. Так как ошибки, допущенные на ранних сроках строительства и не выявленные вовремя, понесут за собой огромные проблемы и затраты. Именно поэтому лучшего всего начинать со стадии проектирования и уже проводить контроль качества строительно-монтажных. Последней стадией строительного контроля будет сдача объекта в эксплуатацию.

Если строительный контроль проводится надзорной организацией, то необходимо изучить все нюансы сотрудничества и заключить соглашение. В данном соглашении прописываются права и обязанности сторон, а также уточняются сроки проведения работ. Проведение строительного контроля может проводиться инженером или группой инженеров, количество участников зависит от сложности объекта строительства.

Основными обязанностями специалиста, проводящего проверку являются:

- контроль проектной документации
- контроль за составлением смет
- контроль за соблюдением графика работ
- контроль качества материалов и оборудования
- контроль за соответствием с проектными решениями
- контроль за выявлением и исправлением нарушений

В ходе проведения строительного контроля инженер или группа инженеров должны регулярно выдавать отчеты о результатах проведенной проверки заказчику. Благодаря таким отчетам заказчик может в реальном времени отслеживать ситуацию на объектах строительства.

Во время контроля за проектной документацией специалисты проверяют наличие всей документации, которую должен предоставить заказчик и согласована ли данная документация во всех государственных органах.

Также проверяется перечень материалов и работ, необходимых для безопасной эксплуатации объекта в будущем.

Если в документации находят ошибки или недоработки, то специалист выдает перечень с необходимыми уточнениями, для устранения нарушений [3].

Контроль за строительными материалами включает в себя проверку соответствия материалов, оборудования и изделий с требованием ГОСТов и различной технической документацией, в том числе соответствия энергоэффективности [4]. Также проводится контроль за правильным оформлением документов на данные материалы. Специалисты также могут провести контрольные испытания материалов, в специальной лаборатории с аккредитацией. Если обнаружались материалы с дефектами, то составляется акт и производится замена некачественных материалов. Использование таких материалов и изделий запрещено.

Если вовремя не выявить нарушения и ошибки, то может потребоваться вскрытие конструкций. Поэтому при вскрытии работ в обязательном порядке производится составление акта освидетельствования.

Для заказчика строительный контроль дает спокойствие и финансовую безопасность, а также дает возможность соблюдения всех норм и дальнейшей безопасной эксплуатации объекта. Поэтому регулярное проведение контроля намного выгоднее, чем исправление ошибок, допущенных несвоевременно.

Список использованных источников

1. О порядке проведения строительного контроля при осуществлении строительства, реконструкции и капитального ремонта объектов капитального строительства: постановление Правительства Российской Федерации от 21 июня 2010 г. N 468 г., Москва

2. Казаков, Д. Строительный контроль: учебно-практ. пособие для инженерно-строительного работника / Д. Казаков. - Ростов на Дону: Феникс, 2012. - 477 с.

3. Бураков, В. А. Технический надзор за строительством как гарантия качества законченных строительством объектов / В. А. Бураков, А. Н. Коркишко // Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе: сб. материалов Междунар. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов, молодых ученых и специалистов / Отв. ред. А. Н. Халин, 2016. - С. 141-144.

4. Ermolaev, A. N. Research of thermal conditions over high-temperature gas-fired infrared emitters [Электронный ресурс] / A. N. Ermolaev, S. A. Khaustov // MATEC Web of Conferences, 2017. – Vol. 110. – URL: <https://doi.org/10.1051/matecconf/201711001038>.

ВВОД ОБЪЕКТОВ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ В СООТВЕТСТВИЕ С ФОРМАМИ КС-11 И КС-14

Ганиченко Н.А.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Сейчас темпы строительства постоянно растут, и в этом нет ничего удивительного, учитывая, что и население планеты с каждым годом увеличивается. Эта сфера бизнеса привлекает все больше предпринимателей и фирм. Однако просто возводить здания на выкупленной земле нельзя.

В большинстве случаев должны соблюдаться многие нормы строительства, согласовываться различные действия [6]. Для совершения тех или иных действий необходимы разрешения, справки, проверки. И, конечно, одним из основных моментов в такой деятельности является проектная документация. Документы и различные акты свидетельствуют и регулируют отношения между подрядчиком и фирмой, а далее – между компанией и государством.

Проектная документация – это целый комплекс архитектурных, функционально-технологических, инженерных, конструктивных задокументированных решений по строительству и капитальному ремонту. Практически ни одно здание не может быть построено без такого пакета бумаг. И не последние места тут занимают КС-11 и КС-14 – специальные акты. Многие путают эти бумаги, ведь их трактовка действительно похожа. Однако они отличаются, и очень сильно. И каждая компания, и сотрудники должны заранее знать обо всех этих моментах, чтобы потом не страдать во время аудитов и проверок. Но прежде чем перейти к актам приема строительных объектов, нужно понять некоторые моменты, связанные с предстоящими событиями и самой стройкой.

Важные моменты и виды объектов строительства

Далеко не на все здания нужно оформлять КС-11 и 14. Перечень объектов приведен во многих законах. Сюда относят такие здания и системы:

1. Объекты производственного назначения (производства, заводы, здания технические, в том числе используемые в оборонительных целях).
2. Объекты непроизвольного назначения (строения жилищного фонда, социально-культурные и коммунальные здания).
3. Линейные сооружения (дороги, трубопроводы).

При сооружении таких объектов нужны формы КС-11 и 14. Проектная документация по таким зданиям может быть создана и подготовлена только ИП, юридическими лицами и компаниями, которые имеют специальные разрешения на проведение и свидетельствование таких работ. Разрешающие документы выдаются органом СРО.

Прием и сдача выполненных работ

По окончании стройки застройщик предоставляет компании акт о совершении работ – КС-11. Также может потребоваться и форма под но-

мером 14. Это два разных документа, об их различиях еще будет сказано. Окончание стройки подтверждается переходом пакета документов от подрядчика заказчику.

По договору строительного подряда исполнитель берет на себя обязанности построить здание или провести ремонт в поставленные сроки. Заказчик же берет нагрузку по созданию нужных условий для этого, а затем оплачивает труды. Также по Гражданскому кодексу, как только исполнитель сообщает об окончании работ, фирма должна их как можно быстрее принять, без промедления. Результаты принимаются либо на самом финише работ, либо поэтапно – это фиксируется в договоре.

Итоги работ и его приемка заканчиваются подписанием акта приема КС-11. Бывают также ситуации, когда одна из сторон отказывается ставить подпись. Об этом делается пометка прямо в документе, и лишь одна сторона подписывает его. В такой ситуации потом проводится судебное разбирательство. Если причины были серьезными, то акт признают недействительным. Но если обе стороны подписали КС-11, то доказать потом свою правоту будет очень тяжело.

Вообще, чаще всего заказчик отказывается от подписи, если видит, что объект не отвечает техническим или другим нормам. Советы специалистов говорят, что этапы работ принимать сложнее, чем общий результат. Ведь если в какой-то момент вы дадите «зеленый свет» на дальнейшие действия, то все строительство далее может пойти неправильно, и именно заказчик будет отвечать за выход из строя здания и гибель людей.

Отличия КС-11 от КС-14

Неопытному человеку может показаться, что это документы крайне похожи между собой и их можно спутать. Однако справки по форме 11 и 14 – это не одно и то же. Они отличаются по следующим важным составляющим:

- заполнение;
- содержание;
- форма.

Итак, при оформлении КС-14 принимающей стороной всегда выступает приемочная комиссия, и это не исключает, что в целом в документе может быть сразу несколько сторон. В КС-11 зачастую есть только два лица – подрядчик и заказчик, они же и ставят свои подписи.

Если вы заполняете КС-14, то следует указать, как функционируют и работают все коммуникации, строительный объект тут должен отвечать не только смете и проекту, но и всем нормам, связанным с безопасностью и эксплуатацией. Акт под номером 11 – это чистое свидетельствование того, что здание отвечает всем пунктам, указанным в заказе. Тут могут проверяться сроки, площадь, наличие перекрытий и этажей и так далее. Стоит отметить, что в таком документе содержится общая конечная информация по объекту.

Другие важные отличие, о которых нельзя забывать

Акт под номер 11 подписывается в конце работ заказчиком и исполнителем. Но КС-14 – это обязательная справка, это основной документ, разрешающий вводить в эксплуатацию здание и подтверждающий, что оно не рухнет и не будет опасным для человека. Его выдают компетентные органы. Также при оформлении и подтверждении этой справки свидетельствуется занесения здания в жилищные и основные фонды.

Для бухгалтерии фирмы обычно достаточно только акта под номером 11. Но если дальше будет создаваться приемочная комиссия или нужна регистрация в государственных органах, то важно сразу оформлять и второй документ.

Практика показывает, что далеко не все фирмы занимаются оформлением КС-14, они делают это при необходимости. Но вот КС-11 заполняют практически всегда, ведь эта бумага регулирует отношения между заказчиком и исполнителем. В этой справке указывают и сроки сдачи, и стоимость всех услуг. Приводится перечень и раскрытие работ, проводимых на объекте, указывается его адрес.

Список использованных источников

1. Письмо Федеральной службы статистики № 01-02-9/381, подписанном 31.05.2005 г, устанавливается порядок использования формы КС-11 и КС-14.

2. Гражданский кодекс Российской Федерации (Ч. 2) от 26.01.1996 N 14-ФЗ (ред. от 29.07.2018) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.09.2018).

3. Фокина, О. В. Влияние получения разрешительной документации на инвестиционный климат проекта / О. В. Фокина, А. Н. Коркишко // Инженерный вестник Дона. - 2017. - № 2.

Научный руководитель: Чухлатый М.С. канд. техн. наук

УДК66.013.54

ПУСКО-НАЛАДОЧНЫЕ РАБОТЫ

Гетьман А.С.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Пуско-наладочные работы выполняются после монтажа оборудования. Главным аспектом работ является, непосредственное, комплексное испытание всей установки с целью проверки безопасности и получение надёжности её работы, а также проектных параметров и характеристик. Далее в пусконаладочных работах должны быть выявлены и устранены все недостатки, дефекты проекта и монтажа, которые, в свою очередь, препятствуют надёжности и безопасности эксплуатации оборудования. В резуль-

тате проведения наладочных операций и проверок должно быть выдано заключение о разрешении передачи установки в эксплуатацию [4].

До того как начнутся работы должны быть выполнены следующие подготовительные мероприятия:

- Изучена электрическая часть проекта, а также проверка её связи с технологией производства и техническая документация заводов – поставщиков;
- Произведены проверочные расчёты;
- Составлен проект производства наладочных работ;
- Согласован график производства работ;
- Подобраны необходимые справочники, инструкции, а так же техническая литература;
- Подготовлены места для хранения и установки приборов, оборудования и приспособлений.

На месте производства, руководитель наладочных работ определяет производственные помещения, для хранения приборов и аппаратуры, помещение для лабораторий по проверке и настройке электрических узлов. Помещения должны присутствовать в непосредственной близости от настраиваемого объекта.

Пусконаладочные работы производятся бригадой под управление опытного инженерно-технического сотрудника. Как правило, состав не превышает пяти человек.

Временные питающие электрические сети обязаны иметь необходимую изоляцию и непосредственно обладать достаточной механической прочностью. Затем они должны быть надёжно зафиксированы и подвешены на высоты, что бы исключить вероятность прикосновения людей и повреждений в рабочих условиях. Рабочие места должны иметь освещены и ограждены во всех случаях, где может возникнуть напряжение.

Обязанности руководителя наладочных работ определяют в специализированных организациях должностной инструкцией. Руководитель осуществляет:

- Общий контроль над проведением работ;
- Организационное и техническое руководство подразделениями;
- Удовлетворение всех возникающих вопросов с представителем заказчика;
- Сдачу в эксплуатацию электроустановок или отдельных узлов;
- Контроль за введение оперативной технической документации.

Пусконаладка оборудования – важнейший этап процесса монтажа.

Проект организации наладочных работ непосредственно является документом ведущий организацию наладочных работ на предприятии и определяющим техническую подготовку.

Проект организации должен включать в себя такие разделы как:

- Количество и качество наладочного персонала, для выполнения поставленных задач в срок;
- Распределение обязательств на объекте;
- Получение данных по проектной документации, задание наладки более сложных электрооборудований.
- Список материалов, устройств, технического оборудования и средства по техники безопасности для выполнения работ.
- Перечень обнаруженных ошибок по проекту, установке дефектов и недостатков электрического оборудования.
- процедура по организации и технической подготовке наладочного персонала, является выдачей технической литературой, технологических карт, инструкций, руководств и справочников.

Пусконаладка оборудования - является важнейшим этапом процесса монтажа, представляющие собой такие процедуры как настройка, проверка и испытание электрического оборудования, которые, в свою очередь, обеспечивают соблюдение установленных режимов и параметров [5].

Так же существуют процедуры перед пусконаладочными работами:

- HAZOP (Hazard and Operability Study): процедура анализа опасности и работоспособности, качественный метод оценки безопасности и работоспособности производственных объектов с помощью моделирования отклонений технологических параметров от проектных значений.
- PHSER (Project HSE Review): процедура, оценивающая проект на предмет учета и минимизации рисков и его соответствия требованиям в области охраны труда, промышленной безопасности и охраны окружающей среды.
- HAZID (Hazard Identification Study): процедура, направленная на выявление потенциальных опасностей, которые могут возникнуть на этапах проектирования, строительства, монтажа, ввода и вывода из эксплуатации, а также при наличии изменений в существующих производственных процессах в ходе эксплуатации.
- ENVID (Environmental Impact Identification Study): процедура, направленная на выявление потенциальных опасностей, которые могут оказать воздействие на окружающую среду (экологических аспектов). Для быстрых решений возникающих вопросов у наладочной организации к заказчику, назначается ответственный представитель либо группа представителей контролирующие все наладочные работы.

Зачастую, выполнение пусконаладочных и монтажных работ делятся на четыре стадии.

Первая стадия является подготовительной, именно в этой стадии производится серьёзная пусконаладочная организация, непосредственно она и запрашивает у заказчика проектную документацию, готовит проект

производства работ и подробную рабочую программу, по которой будет произведена установка оборудования. Так же исполнитель должен уведомить заказчика обо всех замечаниях по проекту.

Не менее важной, является вторая стадия, на которой непосредственно, происходят пусконаладочные работы с соблюдением всех требований электробезопасности. В конце второй стадии монтажа и пусконаладочных работ, должен составляться протокол по испытанию оборудования, сетей и корректировки схем.

Затем в третьей стадии производятся все испытания оборудования, а далее испытания всего технологического оборудования и только после данной процедуры оборудование считается полностью принятым в эксплуатацию

Четвёртая стадия является окончательной и выявляет итоговую стоимость работ. В данной стадии происходит полная проверка всего электрооборудования и в случае успеха по итогу завершения испытаний подписывается важнейший документ - акт приёмки пусконаладочных и монтажных работ [6].

Список использованных источников

1. Организация выполнение пусконаладочных работ на объектах электросетевого хозяйства: СТО НОСТРОЙ 2.24.213-2016
2. Перечень исполнительной документации по составу документации в объеме требований п. 3.5 и 4.17: СНИП 3.01.04-87 (п. 8 Приложения 5 ТСН 12-316-2002).
3. Перечень мероприятий по охране труда, обеспечивающих электробезопасность (п. 2.10.1 ПТЭ ТЭ), (п.12 Приложения 5 ТСН 12-316-2002).
4. Разов, И. О. Проблемы и перспективы внедрения BIM технологий при строительстве и проектировании / И. О. Разов, А. В. Березнев, О. А. Коркишко // BIM-моделирование в задачах строительства и архитектуры: сб. материалов Всерос. науч.-практ. конф., 2018. - С. 27-31.
5. Ermolaev, A. N. Finite element analysis of radiant heating systems based on gas-fired infrared heat emitters [Электронный ресурс] / A. N. Ermolaev, S. A. Khaustov // MATEC Web of Conferences, 2017. – Vol. 110. – URL: <https://doi.org/10.1051/matecconf/201711001024>.
6. Бураков, В. А. Технический надзор за строительством как гарантия качества законченных строительством объектов / В. А. Бураков, А. Н. Коркишко // Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе: сб. материалов Междунар. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов, молодых ученых и специалистов / Отв. ред. А. Н. Халин, 2016. - С. 141-144.

*Научный руководитель: Набоков А.В.,
канд. техн. наук, доц.*

**ПРОГРЕВ БЕТОНА В ЗИМНИХ УСЛОВИЯХ.
ВЛИЯНИЕ СЕЧЕНИЯ ЖИЛЫ ГРЕЮЩЕГО ПРОВОДА
И СПОСОБА ЕГО ПОДКЛЮЧЕНИЯ
НА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ**

Глухих Д.И., Клыков Р.Ф.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Работы по бетонированию в условиях холода требуют специальных технических решений, которые способны обеспечить необходимый температурный режим твердения и набора прочности бетона.

Исследование свойств бетона выявило проблему, что его замораживание отрицательно влияет на его прочностные характеристики. Бетон не набирает прочность и в замороженном состоянии, и после оттаивания, а несвязная вода, превращаясь в лед, нарушает структуру бетона, образуя микротрещины [1]. Для поддержания необходимого режима по набору необходимой прочности в зимних условиях существуют технологии термообработки бетона такие как: метод «термоса», периферийный прогрев электродами, инфракрасный нагрев [2].

В настоящее время наиболее распространенным методом является электропрогрев с применением изолированного греющего провода. Метод основывается на выделении тепла проводами с большим сопротивлением под напряжением. Источником напряжения может служить сеть 220В/380В или станция прогрева бетона (СПБ). Область применения: тонкостенные конструкции с модулем поверхности более 9 м^{-1} , например, плиты перекрытия или колонны [3].

На практике использование прогрева осложняется необходимостью проведения электротехнических расчетов, где результатами вычислений выступают: длина греющей спирали; диаметр жилы провода; расстояние между греющими проводами.

Анализ рынка производителей греющего провода показал широкое разнообразие выбора выпускаемой продукции. Для сравнения были взяты следующие провода:

40КДБС-78 – двухжильный стальной саморегулирующийся греющий провод. Подключается к сети 220В с помощью простой вилки.

ПНСВ диаметром 1.2мм и 2мм – одножильный стальной провод. Требуется дополнительное дорогостоящее оборудование.

Для изучения влияния сечения жилы греющего провода и способа его подключения на электропрогрев бетона были выполнены расчеты по методике, приведенной в работе [4].

Подключение греющего провода ПНСВ к источнику напряжения возможно по двум схемам: «звезда» и «треугольник».

Схема «треугольник» разделяет все провода на три группы, провода в группе подсоединяются параллельно. Три группы подсоединяют концами

в узлы, выводы которых подключают к выходным зажимам трансформаторной подстанции. Фазное напряжение равно линейному.

Схема «звезда» объединяет провода-нагреватели в тройки, один конец каждого провода закреплен в узел с другими, другой подключен к магистральным проводам. Схема создает фазное напряжение, которое меньше линейного в 1,73 раза. Принцип подключения представлен на рисунке 1 [4].

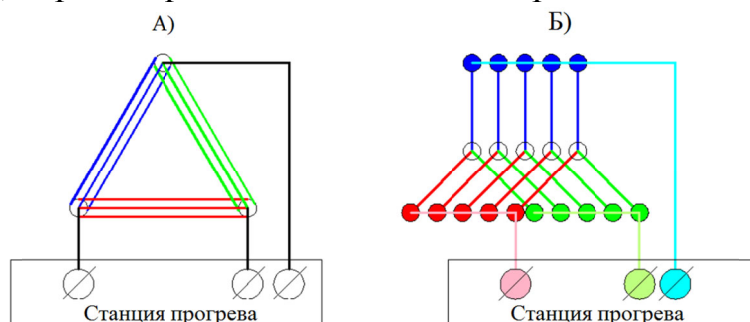


Рисунок 1 – Схемы подключения нагревательных элементов к станции прогрева бетона: А - схема «треугольник»; Б - схема «звезда»

Расчеты проводились для монолитного железобетонного перекрытия толщиной 180 мм с размерами в плане 8,35х16,7м. Посчитана общая длина, длина спирали и шаг проводов. Результаты приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Сравнительная стоимость прогрева

Диаметр жилы	1,2 мм		2 мм	
	Треуг.	Звезда.	Треуг.	Звезда
Схема подключения	Треуг.	Звезда.	Треуг.	Звезда
Длина спирали, м	33,4	33,4	83,5	50,1
Длина общая, м	935,2	935,2	501	510
Шаг, м	0,15	0,15	0,3	0,28

Материальные затраты на прогрев бетона плиты перекрытия приведены в таблице 2. В стоимость проводов ПНСВ включены затраты на дополнительное оборудование, за исключением понижающего трансформатора. Не включены затраты на монтаж греющих проводов и проведение расчетов.

Таблица 2 – Сравнительная стоимость прогрева

Провод	ПНСВ				КДБС
	1,2 мм		2 мм		
Диаметр жилы	Треуг.	Звезда.	Треуг.	Звезда	
Схема подключения	Треуг.	Звезда.	Треуг.	Звезда	
Время работы провода, час	15	14,8	14,5	14,6	15
Цена комплекта проводов, руб.	2309,28	2695,5	2598,2	3256,6	34000
Тариф электроэнергии, руб./кВт*час	3,639				
Стоимость электроэнергии, руб.	15700	14054	15860	16550	3200
Общая стоимость, руб.	17409	16669	18558	19806	37200

На основании данных, полученных в результате расчетов, сформированы следующие выводы:

– Подключение «звездой» позволяет сократить потребляемую мощность на 12%, но результат достигается только при оптимальном выборе диаметра жилы. Для исследуемой тонкостенной конструкции провод ПНСВ 2мм дает избыточную удельную мощность, следовательно повышаются затраты на электроэнергию, возникает риск перегрева бетона.

– Подключение «звездой» позволяет уменьшить минимальную длину одной спирали греющего кабеля в среднем на 25%. Наряду с этим возрастают трудозатраты на его монтаж. Уменьшение длины одной спирали снижает риски замораживания бетона. При неисправности тепло от соседних спиралей компенсирует поломку.

– При увеличении диаметра греющего провода возрастает требуемая длина одной спирали. Расстояние между проводами увеличивается, общая длина снижается. Затраченная электроэнергия ПНСВ 2мм больше на 10-15% в сравнении с проводом ПНСВ 1,2мм. Монтаж производить проще, так как узлов соединения меньше в два раза.

– Саморегулирующийся греющий кабель КДБС позволяет избежать трудоемких расчетов. При его использовании в шесть раз сокращается суммарная стоимость электроэнергии. При малогабаритных конструкциях стоимость самого кабеля не компенсируется.

– Для расчетной тонкостенной конструкции с малым объемом бетона оптимальным стало подключение греющего кабеля ПНСВ 1,2 мм «звездой».

Список использованных источников

1. Крылов, Б. А. Монолитное строительство, его состояние и перспективы совершенствования / Б. А. Крылов // Строительные материалы, оборудование, технологии XXI века. - 2012. - № 4 (159). - С. 35-38.

2. Р – НП СРО ССК – 02 – 2015. Рекомендации по производству работ в зимний период. - Взамен Р-НП СРО ССК-02-2014 [Электронный ресурс] // Союз строительных компаний Урала и Сибири. - URL: <http://www.sskural.ru/> (Дата обращения 02.09.2018).

3. Колчеданцев, Л. М. Технологические основы монолитного бетона. Зимнее бетонирование: монография [Электронный ресурс] / Л. М. Колчеданцев // Электронно-библиотечная система Лань. - URL: <https://e.lanbook.com/> (Дата обращения 02.09.2018)

4. Дудин, М. О. Специфика монтажа электрического провода в технологии прогрева бетона / М. О. Дудин, Ю. Г. Барабанщиков // Строительство уникальных зданий и сооружений. - 2015. – № 6. – С. 51.

*Научный руководитель: Ряполова Г.В.,
старший преподаватель*

ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТЫ СТРОИТЕЛЬНОГО КОНТРОЛЯ

Гордаш В.А.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Контроль качества выполняемых работ при капитальном ремонте, реконструкции и строительстве объектов играет очень важную роль.

В настоящее время количество строительных организаций постоянно растет, вследствие чего растет и конкуренция. Вместе с этим увеличивается скорость возводимых объектов, что, конечно же сказывается на их качестве [10].

Для возможности предотвращения этой проблемы необходимо проводить строительный контроль. Контроль за строительством объектов это ряд мероприятий, нацеленных непосредственно на контроль за выполнением качественных строительных работ, использованных материалов, графика и инвестиционного бюджета, что обеспечивает сдачу объекта без каких либо задержек и его дальнейшую эффективную длительную эксплуатацию.

Основной целью проведения данного мероприятия является контроль технологических процессов, показателей соответствия требованиям технических регламентов и проектного решения по строительству. Несомненно, главной задачей проведения строительного контроля на объекте строительства является тщательная проверка всех этапов проведения строительства [1].

Следует отметить, что помимо ряда необходимых проверок в процессе проведения строительных работ, строительный контроль включает в себя так же соблюдения необходимых правил согласно нормативно-правовым документам, соблюдение безопасности, контроля сроков и расходов в соответствии со стоимостью сметного расчета для исключения обмана со стороны подрядчика.

К сожалению, не всегда возможно определить добросовестность и компетентность исполнителя заранее. Разумеется очень часто возникают случаи замены оговоренных материалов на более дешевые, а значит и менее качественными. Не выполняет установленные требования технологического процесса строительства, нарушает инженерно-технические решения, согласованные с заказчиком. Все это неизбежно приводит к возникновению проблем при вводе объекта в эксплуатацию, нарушению экологических норм и потере финансовых средств.

Необходимо отметить, что нарушения не всегда происходят по вине подрядчика. Иногда фактором появления трудностей может являться невнимательность и некомпетентность сметного отдела заказчика при составлении сметного расчета.

В ходе строительства, реконструкции или капитального ремонта объекта капитального строительства необходимо выполнять контроль выполнения рабочих процессов, от которых зависит безопасность на объекте.

В тех случаях, когда для отдельных объектов строительства, работы планируется проводить за счет федерального бюджета, правительство назначает лицо представляющее федеральный орган, для выполнения контроля за объектом.

Для уникальных и опасных объектов строительства при необходимости проведении контроля, заказчик имеет право воспользоваться услугами сторонней аккредитованной инспекционной организации. Специалисты данной организации должны быть аттестованы в качестве экспертов в единой системе оценки соответствия в соответствии с требованиями к экспертам по промышленной безопасности. Организация, осуществляющая контроль должна быть застрахована. Кроме этого в обязанность организации проводящей контроль можно включить пункт о необходимости предоставления данных о процессе проведения строительного контроля в орган государственного строительного надзора [2].

Проведение контроля строительства осуществляется согласно нормативной документации, которая служит основой управления качеством во всех видах строительства. Нормативные документы состоят из правил и норм строительства, проектно-сметной рабочей документации и регулируются государственными стандартами и нормативами. Основная строительная нормативная документация регламентируется строительными нормами и правилами которые содержат все требования к необходимым нормативным документам. Его положения необходимы и обязательны к применению органами надзора и управления, организациями [3].

Главной задачей нормативной документации считается обеспечение благоприятных условий для здоровья и безопасности людей, а так же качество и надежность строительных конструкций и инженерных систем, их соответствия экологическим стандартам. Документы могут быть государственными, федеральными, относящимися к субъектам Российской Федерации и производственно-отраслевыми (по субъектам хозяйственной деятельности). Строительные нормы и правила Российской Федерации регламентируют обязательные для исполнения требования к процессу создания продукции строительства. Игнорирование нормативных и технических документов может послужить причиной серьезных последствий для заказчика, привести к непоправимым последствиям и аварийной ситуации в ходе строительного процесса. В последнем случае, заказчик обязан оповестить органы государственного строительного надзора об аварийной ситуации происходящей на объекте [3].

Разобравшись с понятиями строительного контроля и нормативной документацией перейдем к организации строительного контроля на объектах, которая осуществляется в несколько этапов.

Входной контроль (производственный). Проводится при организации работ. На данном этапе осуществляется проверка наличия и анализ проектно-сметной документации на объекте: полнота предоставленной информации, наличие согласований и утверждений, наличие ссылок на материалы и изделия, перечень работ, конструкций, показатели влияющие на безопасность объекта и подлежат оценке соответствия в процессе строительства, наличие предельных значений контролируемых по указанному перечню параметров, допускаемых уровней несоответствия по каждому из них. Кроме этого необходимо осуществить контроль за поступившими материалами и конструкциями, соблюдения правил их разгрузки, складирования и способа хранения в соответствии с нормативной документацией. Наличие паспортов качества и других действующих документов подтверждающие оснащение и качество используемого оборудования. Сертификатов качества изделий и материалов с фактическим их наличием и соответствующими указанными в них характеристиками, а также паспортов энергоэффективности оборудования и материалов [8]. При необходимости материалы и изделия подвергаются испытаниям в лабораториях специализированных подрядных организациях. В первую очередь лицу, исполняющему работы необходимо удостовериться в своих возможностях по реализации проекта известными ему методами, обозначив при потребности необходимость в разработке новых научно-технических способов и оснащения для оборудования. Метод контроля выборочный по количественному или альтернативному анализу.

Операционный контроль. Осуществляется в процессе выполнения работ или иных строительных процессов. Основная задача этого этапа своевременное определение дефектов в строительном процессе, определение причин их появления и принятия ряда действий для их предотвращения. На данном этапе происходит контроль технологии и правильность последовательности выполнения всех видов рабочих процессов которые проводятся на объекте на соответствие нормами и схемам операционного контроля. Схемы контроля должны содержать данные о составе и сроках плана проводимых мероприятий, основной перечень проводимых операций, технические свойства материала, эскизы конструкции с указанием вероятных отклонений, перечень скрытых работ. Метод контроля выборочный по количественному, альтернативному признаку или сплошной анализ.

Приемочный контроль. Проводится после выполнения скрытых и остальных видов работ. На этом этапе происходит контроль готовности сдачи объекта строительства в эксплуатацию, готовности конструкций. Принимаются к освидетельствованию скрытые работы на основе предоставления исполнительной документации, согласно установленным нормативам с соблюдением порядка сдачи. Приложение должно содержать все соответствующие сертификаты качества, паспорта материалов и изделий, использованных в ходе строительства, журналы работ, акты, журналы

производства отдельных видов работ, исполнительные чертежи, геодезическую съемку подрядчика. В случае появления изменений в процессе строительства, которые были внесены в проект и допущенные отклонения (если такие имеются) фиксируют на исполнительном генеральном плане. Методом контроля на данном этапе является сплошной анализ.

Авторский контроль. Проводится в течении всего срока продолжительности строительных работ до ввода в эксплуатацию объекта. При осуществлении данного этапа, лицу осуществляющему наблюдение необходимо регулярно вести журнал авторского контроля за процессом строительства, который в последующем передается заказчику. На протяжении этого периода необходимо контролировать соответствие производимых строительных работ с нормативной и рабочей документацией, контроль технологии производства и решением возникающих текущих вопросов с внесением изменений в документацию. Проверки на соответствия происходят выборочно. Лицо, осуществляющие авторский надзор, вправе, а в случаях, предусмотренных федеральными законами или договором с застройщиком (заказчиком), обязаны участвовать в освидетельствовании скрывааемых возведением последующих конструкций работ, от качества которых зависит прочность, устойчивость и долговечность возводимых зданий и сооружений.

Окончательный прием документов происходит при сдаче приемочной комиссии работ [9]. При обязательном присутствии представителей сторонней Экспертной организации, которая осуществляла строительный контроль, Подрядчика и Заказчика.

Подводя итоги можно с уверенностью сказать, что строительный контроль позволяет не только соблюсти нормы законодательства, но и самое важное - обеспечить спокойствие, уверенность и финансовую безопасность заказчику. Регулярно проводить проверку выполняемых работ и анализ их результатов гораздо выгоднее и эффективнее, чем исправлять несвоевременно обнаруженные нарушения и аварии.

Список использованных источников

1. Котельников, В. С. Строительный контроль: сборник документов / В. С. Котельников, Н. П. Четверик, Р. А. Андриевский // Москва: Научно-технический центр по безопасности в промышленности, 2009.
2. Основные требования к проектной и рабочей документации. Система проектной документации для строительства (ГОСТ Р 21.1101-2013).
3. СНиП 12-01-2004. Организация строительства (одобрены постановлением Госстроя РФ от 19 апреля 2004 г. N 70).
4. Кутьина, Н. Г. Документы по аккредитации органов по аттестации (сертификации) персонала. Серия 32, Вып. 4 / Н. Г. Кутьина. - Москва: Научно-технический центр по безопасности в промышленности, 2009.
5. О порядке проведения строительного контроля при осуществлении строительства, реконструкции и капитального ремонта объектов ка-

питательного строительства: постановление Правительства РФ от 21 июня 2010 г. N 468.

6. Градостроительный кодекс Российской Федерации: [Принят Государственной Думой 22 декабря 2004 года; Одобрен Советом Федерации 24 декабря 2004 года]: офиц. текст: по состоянию 29. 12. 2004 № 190-ФЗ (ред. от 03.08.2018). – Москва, 2004. - Ст. 53.

7. СНиП 10-01-94. Система нормативных документов в строительстве. Основные положения (с Изменениями N 1, 2).

8. Ермолаев, А. Н. Research of thermal regime in the area over the high-temperature gas infrared heaters (Исследование теплового режима в зоне над высокотемпературными газовыми инфракрасными горелками) / А. Н. Ермолаев // Энергосбережение и водоподготовка. - 2017. - № 1 (105). - С. 17-22.

9. Бураков, В. А. Технический надзор за строительством как гарантия качества законченных строительством объектов / В. А. Бураков, А. Н. Коркишко; Отв. ред. А. Н. Халин // Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе: сб. материалов Междунар. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов, молодых ученых и специалистов, 2016. - С.141-144.

10. Разов, И. О. Проблемы и перспективы внедрения BIM технологий при строительстве и проектировании / И. О. Разов, А. В. Березнев, О. А. Коркишко // BIM-моделирование в задачах строительства и архитектуры: сб. материалов Всерос.науч.-практ. конф., 2018. - С. 27-31.

Научный руководитель, к.т.н. Набоков А.В.

УДК69

ПРИМЕНЕНИЕ BIM ТЕХНОЛОГИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВЕ НАРУЖНЫХ ИНЖЕНЕРНЫХ СЕТЕЙ

Даубор А.Л., Куренева Е.В.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Применение новых технологий в строительной отрасли позволяет создать условия для динамичного развития экономики страны.

BIM (Building Information Modeling) – современная и активно развивающаяся технология создания модели здания. BIM широко находит применение в проектировании объектов различного функционального назначения, включая особо сложные, уникальные здания и сооружения. Однако, технологии моделирования развиваются не только на стадии проектирования, но и в процессе строительства и реконструкции объектов недвижимости. BIM модель позволяет комплексно координировать и контролировать процесс строительства благодаря логической связи изменений параметров объекта с обновлением всех рабочих чертежей. Инновационный метод BIM

учитывает все параметры зданий и сооружений, связанные с жизненным циклом: начиная от затрат на строительство и проектирование до последующих расходов на электроэнергию и снос (демонтаж) [1].

Строительство наружных инженерных сетей важный процесс обеспечения комфортных условий для жизнедеятельности человека.

Применение информационного моделирования позволяет на виртуальной модели показать все эксплуатационные особенности каждой инженерной сети, пошагово рассчитать процессы монтажа, составить оптимальные сметы. На стадии строительства исключаются любые ошибки монтажа, неточности в соединениях.

На примере некоторых инженерных сетей разберем возможности информационного моделирования.

1. Водоснабжение и водоотведение – BIM позволяет проектировать сеть магистральных трубопроводов, местные системы подачи воды с детальной разработкой узлов размещения запорной арматуры, регулирующих устройств, насосного оборудования. Компьютерная модель позволяет инженеру контролировать процесс строительства, замены оборудования и проведение ремонтных работ на сети.

2. Дождевая канализация - создание модели с учетом климатических особенностей региона. Визуализация обеспечивает привязку к точкам рельефа и наглядно показывает возможности водоотвода атмосферных осадков и талых вод.

3. Тепловая сеть – информационная модель позволяет проектировать тепловые потоки, рассчитывать узлы, тепловые камеры, что облегчает процесс монтажа сети на строительной площадке.

Проект с использованием BIM технологий позволяет контролировать глубину заложения с учетом промерзания грунта, исключает возможности повреждения сетей при взаимных пересечениях. Модель позволяет комплексно анализировать обеспеченность здания инженерными коммуникациями.

Внедрение BIM в процесс строительства инженерных сетей это[2]:

1. сокращение сроков производства работ на 10-20%, сроков проектирования на 30-50%;
2. сокращение затрат на 10-30%;
3. быстрое внесение изменений;
4. высокое качество документации.

Информационное моделирование позволяет передавать информацию с нескольких смежных объектов. Работа в едином информационном пространстве позволяет избежать многих несоответствий между работниками различных подрядных организаций.

Известными программными продуктами, позволяющими реализовать информационную модель на стадии строительства инженерных сетей являются Autodesk Revit, Autodesk InfraWorks, AutoCAD Civil 3D, Autodesk Vault [3].

ВІМ технологии продолжают развиваться во всех сферах проектирования, строительства и реконструкции и способны быть реализованы не только в масштабных инвестиционных проектах, но и в небольших объектах.

Список использованных источников

1. Андреев, Д. В. Возможности применения ВІМ технологий в строительстве / Д. В. Андреев, Е. П. Чудиновский, Е. П. Милованова // Вестник Студенческого Научного Общества. - Санкт-Петербург, 2018. - Т. 9. – С. 118-120.
2. Симаков, Н. К. Применение ВІМ технологий в строительстве / Н. К. Симаков, М. А. Кисляков // Фотинские чтения. - 2018. – С. 233-237.
3. Дюкова, А. И. Использование ВІМ технологий для проектирования внешних инженерных сетей / А. И. Дюкова, В. М. Колишак, В. Ю. Голуб // Современные технологии: актуальные вопросы, достижения и инновации: сб. статей победителей VIII Междунар. науч.-практ. конф. - Пенза: Наука и просвещение, 2017. - С. 80-86.

УДК69

ОСОБЕННОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ СТРОИТЕЛЬНОГО ПРОИЗВОДСТВА ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

Джиджелова Д.М., Федина А.В.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Вопросы, связанные с реконструкцией зданий и сооружений, на сегодняшний день являются весьма актуальным направлением развития строительства. Это связано, прежде всего, с тем, что уже вписанные в городскую застройку здания и сооружения экономически нецелесообразно подвергать сносу, поэтому немаловажно адаптировать их под современные условия путем модернизации, реставрации и реконструкции. Смена экстенсивных методов воспроизводства интенсивными, в данном случае реконструкцией, определяется рядом существенных особенностей, которые отличают ее от нового строительства.

Своеобразие условий реконструкции зданий и сооружений влечет за собой определенные изменения в организации и производстве строительно-монтажных работ (СМР) [1].

В связи с развивающейся урбанизацией, увеличивается плотность населения, следствием которой является плотная застройка городской среды, которая создает ограниченные условия области производства работ. Данные обстоятельства являются следствием затруднения в доставке и

складировании требуемых ресурсов к месту производства строительных работ, и ограничивают возможности использования строительной техники [2]. Рассмотренный фактор стесненности влечет за собой увеличение продолжительности строительных работ в связи с падением производительности и увеличением трудозатрат, что приводит к удорожанию СМР. Следствием повышенных трудозатрат является высокая доля заработной платы в объеме работ.

Фактор стесненности находит отражение в разработке строительного генерального плана (СГП). Организация движения к реконструируемому объекту должна обеспечивать безопасные и нормальные условия функционирования близко расположенных зданий. Таким образом, на СГП:

предоставляются постоянные дороги, для передвижения строительного транспорта и машин;

при необходимости, выделяются различные объездные пути загруженных участков дорог;

для определенных маршрутов и времени, осуществляются мероприятия по регулированию движения, которые отражаются непосредственно на местности и на СГП в виде схем и знаков направления перемещения автотранспорта по строительной площадке, а также определяются зоны работ и направление движения пешеходов за строительной площадкой.

Согласно МДС 81-35.2004 при ремонте и реконструкции зданий и сооружений работы, аналогичные технологическим процессам в новом строительстве, следует нормировать по соответствующим сборникам ГЭСН-2001 на строительные и специальные строительные работы с применением коэффициентов 1,15 к нормам затрат труда и 1,25 к нормам времени эксплуатации строительных машин [3]. Данные коэффициенты применяются при определении сметной стоимости одновременно с коэффициентами, учитывающими усложняющие факторы и условия производства работ. Более подробно, использование данных коэффициентов отражено в Методике применения сметных норм, утвержденной Приказом Минстроя России от 29 декабря 2016 года №1028/пр (п.п. 8.7.1, 8.7.2, 8.7.3, 8.7.4) [4].

Значительное влияние на сроки реконструкции оказывают трудоемкие работы, связанные с разборкой и разрушением конструкций зданий и сооружений. Следует отметить, что разрушение конструкций применяется как исключение, в том случае, если техническое состояние объекта не представляет возможности провести поэлементную разборку. Также к особенностям реконструкции относится присутствие в организации строительных работ таких технологических процессов, как:

- обследование;
- восстановление;
- демонтаж конструкций;
- усиление конструкций.

Календарный план в условиях реконструкции разрабатывается исходя из метода организации ее осуществления [5]. Наиболее эффективным методом при реконструкции считается поточный метод, который сочетает в себе последовательную и параллельную организацию работ.

Из всего выше сказанного, можно сказать, что реконструкция зданий и сооружений находится наравне с новым строительством, но имеет ряд особенностей, которые следует учитывать, так как их несоблюдение приведёт к дополнительным трудностям при дальнейшей эксплуатации зданий и сооружений. Роль реконструкции также заключается в том, что порой постоянные расходы на ремонт и уход за зданием будут значительно больше, чем стоимость реконструкции. Следовательно, своевременная реконструкция является наиболее экономически эффективным вариантом воспроизводства основных фондов, несмотря на то, что реконструкция может оказаться более сложным процессом, чем новое строительство.

Список использованных источников

1. Бадьин, Г. М. Современные технологии строительства и реконструкции зданий / Г. М. Бадьин, С. А. Сычев. - Санкт-Петербург: БХВ-Петербург, 2013. - 288 с.

2. Иванов, Ю. В. Реконструкция зданий и сооружений: усиление, восстановление, ремонт / Ю. В. Иванов // Издательство Ассоциации строительных вузов, 2012. – 312 с.

3. Соколов, Г. К. Технология и организация строительства / Г. К. Соколов. – Москва: Академия, 2010. – 528 с.

4. Об утверждении Методики применения сметных норм: приказ Минстроя России от 29 декабря 2016 г. № 1028/пр [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.minstroyrf.ru/docs/13369/> (дата обращения 16.09.18).

5. Гучкин, И. С. Техническая эксплуатация и реконструкция зданий / И. С. Гучкин // Издательство Ассоциации строительных вузов, 2016. – 344 с.

Научный руководитель: Решетникова И.Г., к.э.н., доцент

УДК 69.003.12

КАЛЕНДАРНОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА

Деревнин Д.В.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Календарный план – это документ в котором определяют последовательность и сроки строительства, составленный на основе объёмов строительно-монтажных работ и принятых технологических решений. Календарные планы составляются на стадии проектирования и входит в состав документов проекта организации строительства (ПОС) и проекта производства работ (ППР).

В составе ПОС разрабатывается календарный план на строительства комплекса объектов.

При строительстве комплекса объектов в виде промышленного предприятия или жилого района наибольший объем работ осуществляется в подготовительный период строительства, в связи с этим календарный план можно разделить на два основных периода: работы выполняемые в подготовительный период строительства и строительство объектов основного назначения.

В состав подготовительного периода входит такие работы как: создание опорной геодезической сетки, вертикальная планировка застраиваемой площадки, расчистка территории от существующих строений, прокладка временных и постоянных дорог.

Главная задача при разработке календарного плана строительства объектов состоит в минимизации трудовых затрат, продолжительности строительства и издержек производства при возведении зданий и сооружений, комплектно-блочный метод организации строительства позволяет значительно сократить сроки реализации проекта [4].

Данными для разработки календарного плана строительства ряда объектов являются: проект проектируемых зданий и сооружений; данные по инженерной и экономической подготовке; объёмно-планировочные и конструктивные решения; генеральный план участка; производственная мощность строительных организаций, привлекаемых для осуществления строительства; данные на поставку и комплектацию объектов строительства технологическим оборудованием; сроки строительства и ввода объекта в эксплуатацию.

Календарный план строительства ряда объектов включает в себя: календарного плана подготовительного периода; календарного плана строительства основных объектов; расчетный график необходимости в строительных конструкциях, материалах с направлением по объектам; график необходимости в технологическом оборудовании; график потребности в основных строительных машинах и механизмах; график нужды в рабочих кадрах.

Последовательность разработки календарных планов строительного комплекса объектов начинается с определения объемов работ по основным объектам, по вспомогательным сооружениям, инженерному оборудованию, территории застройки и другим работам подготовительного периода. Одновременно определяются система организации строительномонтажных работ, определяются необходимые строительные машины и механизации. Рассчитывается трудоёмкость выполнения строительномонтажных работ. Формируются специализированные строительные потоки для каждого объекта. Разработанные календарные планы строительства подвергают их качественной оценке.

В составе ППР разрабатывается календарный план на строительства отдельных зданий и сооружений.

Календарный план производства работ предназначен для определения перечня работ, технологии и сроков реализации общестроительных, специальных и монтажных работ.

По календарному плану вычисляется необходимость в трудовых и материально-технических ресурсах. На его основе ведётся контроль за движением очередности выполнения работ.

Порядок разработки календарного плана: необходимо определить с перечень работ и их объёмами; выбирают метод производства работ; рассчитывают нормативную трудоёмкость; определяются со составом бригад и количеством звеньев, разрабатывают технология выполнения строительно-монтажных работ; рассчитывают продолжительность выполнения работ и их связанность между собой; при необходимости выполняется корректировка календарного графика; на основании полученного графика разрабатываются графики потребности в рабочих и материальных-технических ресурсов.

Данными для разработки календарного плана в структуре ППР служат данные полученные в ходе разработки: календарного плана разработанного в структуре ПОС; нормативная продолжительность строительства; рабочие чертежи; сметная документация; информация об подрядных организациях осуществляющих строительство.

Календарный план производства работ может иметь вид линейного (график Ганта) или сетевого графика.

Календарный линейный график производства работ на строительство зданий и сооружений удобен в использовании и наглядно показывает последовательность работ в масштабе времени, это позволяет наглядно проанализировать этапы строительства.

Все же на линейном графике невозможно смоделировать сложную взаимосвязь работ, так как динамическая система производства работ представлена статической схемой.

Отсюда вытекает перечень недостатков линейного графика: отсутствие видимых связей между работами; проблема корректировки графика при пересоставлении.

Линейный календарный график производства работ составляется из двух частей: левой - расчётной и правой – графической.

В левую часть календарного графика заносят данные объёмов работ, численности бригад и количестве рабочих смен. По этим данным производится расчёт продолжительности выполнения работ.

Правая часть календарного графика линиями изображают начало и окончание работ строительных процессов. В зависимости от общей продолжительности строительства объекта графическая часть подразделяется на дни, недели, декады, месяцы. Построение линий выполнения работ представляются в соответствующем порядке согласно технологической последовательности строительства.

Календарный сетевой график производства работ на строительство зданий и сооружений в основе которого лежит математическая модель (теория графов). Графом называют геометрическую фигуру, состоящая из определённого количества точек (работ) и линий соединяющие эти точки (взаимосвязи между работами).

Сетевая модель представляет собой граф, показывающий последовательность и технологическую взаимосвязь между работами. Она отображается на плоскости в виде стрелочной диаграммы.

Перед составление сетевого графика необходимо составить карточку-определитель работ в которой указывается основные характеристики выполняемых работ.

Основными параметрами сетевого графика являются продолжительность критического пути, ранее начало и окончание выполнения работ, позднее начало и окончание выполнения работ и общий резерв времени. Расчёт этих параметров сводится в таблицу и проводится анализ составленного сетевого графика. При необходимости производится корректировка.

В настоящее время для календарного и сетевого планирования проектов строительства широко стали применять программные комплексы, в основе которых положены основные методы календарного планирования. При помощи, которых уже на стадии разработки проекта можно составить последовательность производства работ, оценить потребность в ресурсах для строительства и построить необходимые графики.

На данный момент на мировом рынке существует множество универсальных программных комплексов для календарного планирования таких как Microsoft Office Project, Open Plan Professional, Time Line, Microsoft Enterprise Project Management и другие.

Microsoft Office Project – эта программа является одной из широко используемых в строительных организациях. Обладает большим объёмом инструментов и функций для управления календарными планами, отслеживанием и анализом проектов.

Open Plan Professional – является профессиональной программой обладающая мощными ресурсами и анализом экономической составляющей проекта. Зачастую применяется в крупных проектах. Присутствует функция анализа рисков проекта.

Time Line – является непрофессиональной программой, но обладает большой возможностью работы с ресурсами. Позволяет настраивать проект с любыми показателями ресурсов.

Данные программы позволяют рассчитать сроки выполнения работ, правильно отобразить взаимосвязь между работами и обеспечить корректность расчёта его параметров.

Применение BIM технологий при разработке проекта позволяет значительно сократить трудоемкость внесения исходных данных для формирования календарно-сетевых графиков с ресурсами [3, 5].

Список использованных источников

1. Серов, В. М. Организация и управление в строительстве: учеб. пособие для студ. высш. учеб. заведений / В. М. Серов, Н. А. Нестерова, А. В. Серов. – 3-е изд., стер. - Москва: Академия, 2006. – 432 с.
2. Дикман, Л. Г. Организация, планирование и управление строительным производством: учебник для строительных вузов / Л. Г. Дикман. – Москва: Высш. школа, 1976. – 424 с.
3. Разов, И. О. Проблемы и перспективы внедрения BIM технологий при строительстве и проектировании / И. О. Разов, А. В. Березнев, О. А. Коркишко // BIM-моделирование в задачах строительства и архитектуры: сб. материалов Всерос. науч.-практ. конф., 2018. - С. 27-31.
4. Бусыгина, А. Н. Комплексно-блочный метод организации строительства нефтепромысловых объектов / А. Н. Коркишко // Вестник МГСУ. - 2017. - № 4.
5. Айроян, З. А. Управление проектами нефтегазового комплекса на основе технологий информационного моделирования (BIM-технологий) [Электронный ресурс] / З. А. Айроян, А. Н. Бусыгина, А. Н. Коркишко // Инженерный вестник Дона, 2016. - Т. 43. - № 4 (43). - С. 151. – Режим доступа: URL: <http://www.ivdon.ru/ru/magazine/archive/n4y2016/3816>

Научный руководитель: Набоков А.В., канд. техн. наук., доцент

УДК 69.07

ОБЗОР ИССЛЕДОВАНИЙ В ОБЛАСТИ ИЗУЧЕНИЯ ФУНДАМЕНТОВ СЛОЖНОЙ ФОРМЫ

Елисеева К.Э., Простакишина Д.А.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

На сегодняшний день 40% случаев отказа конструкций связано с работой системы «основание-фундамент», а стоимость фундамента составляет 10-15% общей стоимости и 15% трудозатрат на строительство сооружения, из чего можно сделать вывод о том, что фундамент является одной из самых ответственных и дорогостоящих конструкций, поэтому снижение стоимости ее устройства без ущерба эксплуатационной надёжности является актуальной задачей.

Основным способом удешевления конструкции является снижение ее материалоемкости, решение данного вопроса для фундаментов – изменение традиционной (прямоугольной) формы его подошвы по горизонтали и вертикали, однако, данный способ влечет за собой изменение напряженно-деформированного состояния активной зоны, как следствие, условий работы основания в целом.

Современные программные комплексы позволяют решать задачи, возникающие при проектировании фундаментов сложной формы. Однако,

сложные нелинейные модели грунта редко используются для практического применения, так как для определения параметров модели требуются сложные лабораторные исследования, а существующие теоретические исследования [1, 2], как правило, носят прикладной характер и не позволяют дать корректную оценку работы фундамента сложной многоугольной формы и основания.

Исследования в данной области нашли свое отражение в работах А.Л. Готман [3], Ю.М. Шеменкова [3], Б.В.Гончарова [4], Ю.Е. Пономаренко [5], В.И. Крутова [5] и других.

Множество исследований для изучения работы фундаментов сложной формы было проведено А.В. Глушковым [6, 7]. С целью определения влияния формы подошвы на несущую способность фундамента А.В. Глушков [8] провел серию экспериментов на двух опытных площадках в г. Йошкар-Ола, одна (площадка №1) из которых была представлена наличием в верхней части основания связного грунта (глина тугопластичная: $I_p = 20,2$; $I_L = 0,34$; суглинок мягкопластичный: $I_p = 10,3$; $I_L = 0,58$ [9]), вторая (площадка №2) – наличием несвязного грунта (песок средней крупности, средней плотности: $e = 0,59$; песок средней крупности, плотный: $e = 0,55$ [9]). Абсолютно жесткие фундаменты имитировались пятью металлическими штампами разных форм (Рис.1), площадь каждого штампа составляла $0,5 \text{ м}^2$.

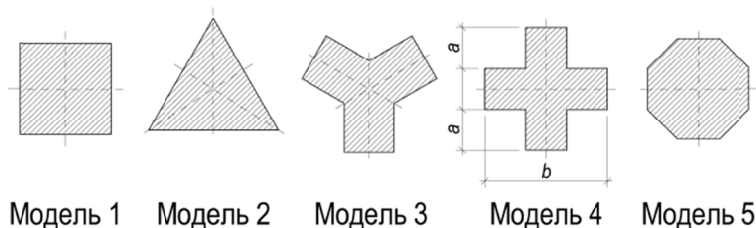


Рисунок 1 – Формы экспериментальных штампов в плане

В ходе исследований был сделан вывод о влиянии периметра краевой зоны подошвы штампа на осадку фундамента, послойные деформации и распространение активной зоны (Рис.2).

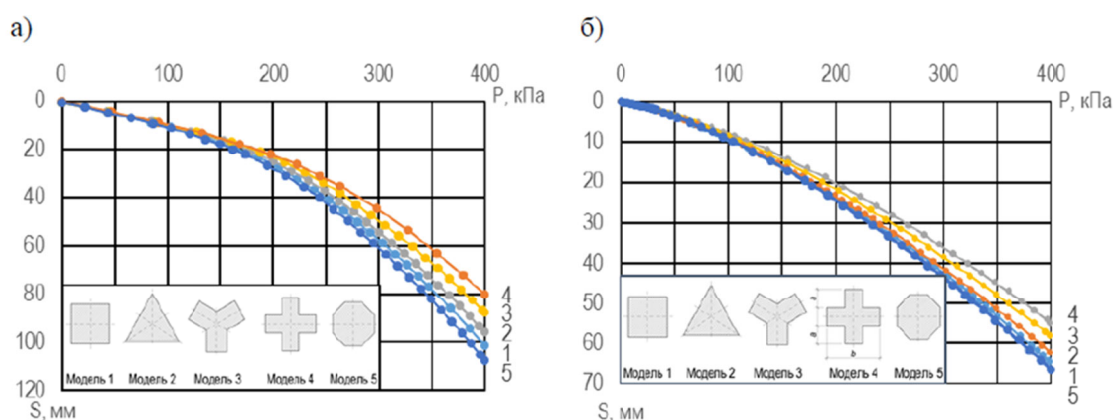


Рисунок 2 – Зависимость осадки от вертикальной нагрузки $S=f(P)$ для связного (а) и несвязного (б) грунта

Результаты опытов свидетельствуют, что увеличение периметра (P/A) краевой зоны подошвы выступов приводит к снижению осадки фундамента для трехлучевого и крестообразного штампа по сравнению с традиционным квадратным фундаментом. Для остальных штампов (треугольной и многоугольной формой подошвы) изменение отношения P/A не оказывает существенного влияния на величину осадки. Увеличение периметра контура опорной плиты позволяет увеличить сопротивление грунта сдвигу в краевой зоне подошвы фундамента и приводит к снижению осадки.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что экспериментальные исследования в данной области показывают, что работа фундаментов сложной формы отличается от работы традиционных, а также подтверждают актуальность данного вопроса и целесообразность дальнейших исследований в области оценки влияния формы размеров фундамента на работу системы «основание-фундамент».

Список использованных источников

1. Флорин, В. А. Основы механики грунтов. Т. 1 / В. А. Флорин. - Ленинград: Госстройиздат, 1959. - 356 с.
2. Флорин, В. А. Основы механики грунтов. Т. 2 / В. А. Флорин. - Ленинград: Госстройиздат, 1961. - 543 с.
3. Готман, А. Л. Исследование работы фундаментов в вытрамбованных котлованах / А. Л. Готман, Ю. М. Шеменков // Вестник ПНИПУ г. Пермь, 2015. - С. 23-40.
4. Гончаров, Б. В. Об эффективности фундаментов в вытрамбованных котлованах в непросадочных глинистых грунтах / Б. В. Гончаров, О. В. Галимнурова, Н. Б. Гареева // Основания, фундаменты и механика грунтов. - 2007. - № 1. - С. 13-15.
5. Совершенствование оборудования для устройства фундаментов в вытрамбованных котлованах / Ю. Е. Пономаренко [и др.] // Основания, фундаменты и механика грунтов. - 1991. - № 6. - С. 19-21.
6. Глушков, А. В. Напряженно-деформированное состояние оснований фундаментов сложной формы подошвы [Электронный ресурс] / А. В. Глушков, В. Е. Глушков [Электронный ресурс] // Современные проблемы науки и образования. - 2015. - № 2. - Режим доступа: URL: www.science-education.ru/117-13192 (дата обращения: 01.05.2018).
7. Глушков, А. В. Экспериментальные исследования оснований фундаментов с различной формой подошвы [Электронный ресурс] / А. В. Глушков // Современные проблемы науки и образования. - Пенза, 2015. - № 2. - Режим доступа: URL: www.science-education.ru/122-21280 (дата обращения: 01.05.2018).
8. Глушков, А. В. Влияние формы и размеров подошвы фундаментов на напряженно-деформированное состояние основания: дис. ... канд. техн. наук: 05.23.02 / А. В. Глушков. - Йошкар-Ола, 2016.
9. ГОСТ 25100-2011. Грунты. Классификация. Введ. 2013-01-01. - Москва: Изд-во стандартов, 2013. - 63 с.

Научный руководитель: Бай В.Ф., к.т.н., доцент

УДК 69

ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НДС МЕТАЛЛИЧЕСКОЙ КОНСОЛЬНОЙ БАЛКИ ДВУТАВРОВОГО СЕЧЕНИЯ

Еренчинов С.А., Моздор А.С., Устинова Ю.А.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Что из себя представляет консольная балка?

Консольная балка — горизонтальная балка с одной жёстко фиксированной опорой.

Цель работы: Комплексное исследование напряженно деформированного состояния (НДС) металлической балки двутаврового сечения при проведении лабораторного эксперимента с использованием регистратора «ТЕРЕМ 4.1».

Для достижения цели были определены следующие задачи:

Расчет и конструирование экспериментальной консольной балки. Изучение основных принципов тензометрии. Разработка программы серии испытаний. Освоение и апробация регистратора «ТЕРЕМ 4.1».

В качестве экспериментальной конструкции использовалась Г-образная металлическая конструкция см. рисунок 1.

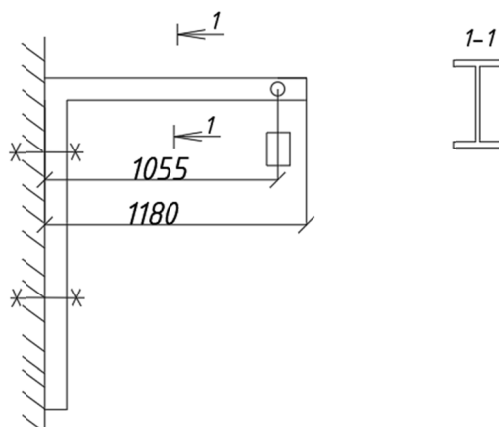


Рисунок 1 – Модель консольной балки

На данной схеме представлена консольная балка с профилем сечения - двутавр №10, которая жестко закреплена к стене четырьмя анкерными болтами имитирующими жесткую заделку. На свободном конце, конструкция нагружается сосредоточенной силой в 1 кН.

Расчетная схема представлена в классическом виде на рисунке 2:

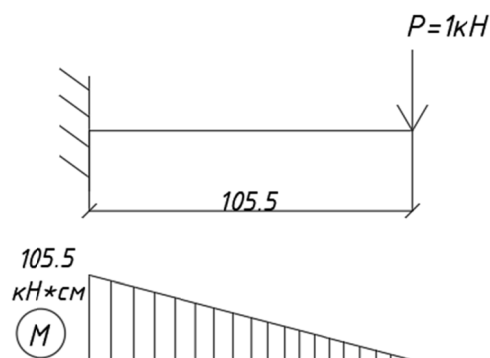


Рисунок 2 – Расчетная схема консольной балки

Перед закреплением экспериментальной установки в ее проектное положение, необходимо разбить балку на несколько контрольных сечений, в которых будут регистрироваться показания деформаций волокон от приложенной нагрузки. Для фиксации деформаций волокон применяются тензорезисторы с базой 10мм на бумажной подложке. Он преобразует измеряемую деформацию волокон в электрический сигнал.

Из существующих разновидностей резисторов, воспользуемся петлевым проволочным тензорезистором см. рисунок 3. Он представляет собой плоский элемент, состоящий из тонкой проволоки, изготовленной из тензоактивного материала, уложенной в виде петель, образующей решетку датчика, вклеенную между двумя бумажными основами, а к концу проволоки припаяны латунные выводы для соединения с измерительной аппаратурой.

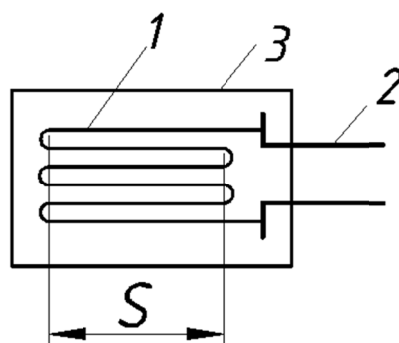


Рисунок 3 – Петлевой проволочный тензорезистор

1. Решетка тензометра; 2. Латунные выводы; 3. Бумажная основа;
S - База тензометра

Наклейка тензодатчика на подготовленную металлическую поверхность осуществляется с применением клея БВ-2 и колонковой кисти. После чего необходимо выдержать рекомендуемый температурный режим для кристаллизации клея. На рисунке 4 показана конечная установка тензорезисторов с припаянными проводами.

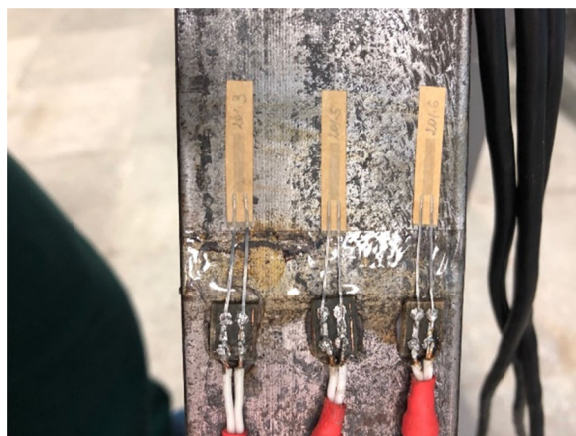


Рисунок 4 – Тензорезисторы

Основным регистрирующим прибором является "ТЕРЕМ 4.1"

ТЕРЕМ 4.1 – Универсальный многоканальный измеритель-регистратор предназначен для контроля, регистрации в памяти и отображения информации, поступающей от многих датчиков различного вида – датчиков деформации, температуры, силы, напряжений и т.п.

Каждый тип датчика подключается к определенному адаптеру соответственно тензорезисторы к «адаптер тензо» датчики перемещений и датчики силы подключаются к соответствующим адаптерам подготовленных изготовителем. Адаптеры и регистратор «ТЕРЕМ 4.1» соединяются между собой при помощи проводов. К каждому тензо адаптеру назначается свой компенсационный датчик. На рисунке 5 представлены подключенные тензорезисторы к адаптерам.



Рисунок 5 – Подключение тензодатчиков к адаптерам

После проверки работоспособности соединенных элементов конструкция крепится к стене см. рисунок 6.



Рисунок 6 – Готовая установка

На этом на этом этапе подготовка конструкции к эксперименту завершена. Далее необходимо установить реперную и нагружающую системы. И выполнить проведение испытаний согласно разработанной программы испытаний.

Список использованных источников

1. Почтовик, Г. Я. Методы и средства испытания строительных конструкций (тензорезистивные, акустические и с помощью ионизирующих излучений): учеб. пособие для вузов / Г. Я. Почтовик, Ю. А. Нелендер. - Москва: Высшая школа, 1973. – 160 с.

Научный руководитель: Еренчинов С.А., канд. техн. наук, доцент

УДК69.009

ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

Жилина А.В.,

Тюменский индустриальный университет

В современном мире каждый товар или услуга подлежат стандартизации и сертификации, дабы производитель мог поручиться за качество своей продукции, и, конечно, обеспечить сохранность окружающей среды. Всякая сфера деятельности подлежит стандартизации, поскольку от существующих технических условий, правил, стандартов и рекомендаций напрямую зависят жизнь и здоровье людей.

Отсюда несложно понять, что в строительстве следование всем правилам и нормам является бесспорным. Как-никак, если проект не соответствует необходимым строительным стандартам, что установлены нормативно-правовыми актами и оставляет желать лучшего, то строительство не

ведется. В подобном случае это влечет за собой существенные финансовые убытки и нарушение бизнес-проектов застройщика и инвесторов проекта.

Если вы намереваетесь осуществить крупное строительство с привлечением спонсорских бюджетных средств, то вам необходимо пройти экспертизу проекта в надлежащих инстанциях для получения разрешения на его осуществление. После подготовки проекта и его документации, реализуется предварительная экспертиза, которая позволяет обнаружить потенциальные недочеты и ликвидировать их.

Данную проверку может осуществлять специалист или экспертная организация, не имеющие государственной аттестации. После детальной проверки, оценки и внесения коррективов (при необходимости), документация проверяется повторно, а после оформляется должным образом и отправляется в государственные структуры на согласование.

Предварительная экспертиза строительных проектов – это некая подготовка к государственной проверке, и полноценная самостоятельная процедура (в том случае, если она проводится в отношении объектов, которые не подлежат обязательной государственной экспертизе). Она заключается в: - проверке задания на проектирование, результатом которого является согласование документа; - также в экспертизе основных технических решений, проектной и рабочей документации на соответствие требованиям действующего законодательства Российской Федерации, заданию на проектирование и результатам инженерных изысканий. Предварительная экспертиза позволяет снизить сроки рассмотрения и утверждения документации, поскольку допускает возможность устранить вероятные недочеты. В случае их не устранения, придется проходить процедуру проверки снова, если в проекте их выявит государственная структура.

Таким образом, экспертиза в строительстве – серьезный анализ, проводимый высококвалифицированными специалистами в рамках строительного объекта, его полноценное исследование. Является одной из самых непростых и трудоемких экспертиз и направлена на урегулирование возникающих споров как между заказчиком и подрядчиком, так и между другими участниками строительного процесса.

Экспертиза проектной документации и экспертиза результатов инженерных изысканий проводится в форме государственной или негосударственной экспертизы. [1] Подобные исследования относятся к контролю качества строительных работ, организации производства работ, экономике строительства и надежности строительных конструкций.

В качестве предмета государственной экспертизы выступает оценка удовлетворения соответствия проектной документации требованиям технических регламентов, не исключая экологические требования, санитарно-эпидемиологические, требования пожарной безопасности, промышленной, радиационной, ядерной, требованиям государственной охраны объектов культурного наследия. Срок ее проведения определяется сложностью объ-

екта капитального строительства, при этом не должен превышать 3 месяца. Размер платы за проведение государственной экспертизы, а также ее порядок организации и проведения устанавливаются Правительством РФ. Отказ проведения государственной экспертизы может произойти если: - в проектной документации отсутствуют обязательные разделы, что предусмотрено Градостроительным кодексом; - имеется несоответствие к составу требований и содержания разделов проектной документации, установленным Правительством РФ. [2]

На экспертизу определяются самые разнообразные вопросы. Можно выделить наиболее встречаемые:

1. Соответствуют ли указанные расценки в смете выполненным работам?
2. Соответствуют ли рабочему проекту и нормативно-правовым актам физико-механические характеристики объекта?
3. Соответствует ли качество выполненных монтажных и строительных работ требованиям, установленным законодательством и требованиям проектной документации?
4. Какова общая стоимость выполненных работ с учетом использованных материалов?

Итогом государственной экспертизы является заключение о соответствии или несоответствии (положительное или отрицательное заключение) проектной документации требованиям технических регламентов и результатам инженерных изысканий.

Законодательством установлены случаи, когда проведение экспертизы проектной документации необязательно:

1. Строительство объектов индивидуального жилищного строительства;
2. Если проектная документация касается раздела проведения капитального ремонта объекта строительства. Являются исключением Автомобильные дороги;
3. Если для возведения объекта не требуется разрешение на строительство;
4. Если проектная документация уже была одобрена государственным, либо негосударственным экспертным учреждением.

Однако, большинство застройщиков все равно предпочитают провести экспертизу, во избежание неприятных последствий в дальнейшем, несмотря на то, что приведенные пункты не входят в состав обязательных, подлежащих проверке.

Негосударственная экспертиза проводится по той же технологии, что и государственная, в соответствии с Положением об организации и проведении негосударственной экспертизы проектной документации и (или) результатов инженерных изысканий. [4] Процедура экспертизы, подготовка и оформление экспертного заключения и процедура его обжалования устанавливается аналогично экспертизе, проводимой государственной организацией.

Комплексная экспертиза – комплекс экспертиз, выполняемых Заказчиком и направленных на повышение качества ПСД.

В состав комплексной экспертизы входят:

- Внутренняя экспертиза дочернего общества (ДО);
- Функциональная экспертиза;
- Ведомственная экспертиза;
- Исследования HAZOP, PHSER и HAZID/ENVID, ФСА.

Процесс прохождения экспертизы представлен на рисунке 1.

Общие требования к процессу «Порядок проведения внутренней экспертизы ДО, функциональной экспертизы основных технических решений, проектной и рабочей документации»:



Рисунок 1 – Процесс прохождения экспертизы

1. Внутренней экспертизе ДО подлежат все виды проектно-сметной документации на строительство, реконструкцию, техническое перевооружение объектов капитального строительства, а также изменения, по результатам ведомственной и внешних экспертиз и в процессе производства работ:

- рабочая документация.
- проектная документация;
- основные технические решения;
- результаты инженерных изысканий;

2. Функциональной экспертизе подлежат следующие виды документации на строительство, реконструкцию, техническое перевооружение объектов капитального строительства, а также изменения, внесенные в проектно-сметную документацию по результатам ведомственной и внешних экспертиз и в процессе производства работ [7]:

- рабочая документация.
- проектная документация;
- основные технические решения;

Для проведения внутренней экспертизы ДО основных технических решений, проектной и рабочей документации, назначаются ответственные специалисты из функциональных подразделений ДО по направлениям подготовки, в соответствии с матрицей распределения ответственности при проведении экспертизы.

Список ответственных специалистов утверждается приказом Генерального директора ДО. При формировании в список включаются специалисты - не менее 2 для каждого направления - для замены основного эксперта, при возникновении оснований. Список утвержденных лиц сохраняется для объектов на различных стадиях проектирования, для соблюдения преемственности технических решений.

Функциональная экспертиза производится Функциональными экспертами блока разведки и добычи (БРД) на проекты, соответствующие одному или нескольким из следующих критериев:

- стратегически приоритетным, крупным и капиталоемким, технологически сложным и площадочным объектам.
- проекты, обеспечивающие ввод в эксплуатацию нового нефтегазодобывающего района Компании;
- проекты, входящие в утвержденные Федеральные программы;
- проекты, обеспечивающие внедрение технических и технологических решений из инновационных программ научно-технического развития Компании, а также стратегии применения энергосберегающих технологий. [8]
- со стоимостью КВ более 1 млрд. руб.;
- со стоимостью ПИР более 100 млн. руб.;

3. Комплексная экспертиза Заказчика учитывает результаты процедур исследования HAZOP, PHSER и HAZID/ENVID, ФСА.

Очень важный этап, про который нередко забывают в ходе анализа, — разработка мероприятий по управлению рисками.

Реализация крупных объектов в всегда сопровождается большим комплексом рисков, вызванных многими факторами. Вопрос построения эффективной системы управления рисками приобретает высокое значение, поскольку стратегия долгосрочна.

Риск - сочетание вероятности возникновения опасности события и тяжести его последствий, реализация нежелательного события.

Оценка рисков – процесс сравнения результатов анализа и критериев риска для определения того, является ли он и его величина приемлемой и допустимой.

Анализ рисков и оптимизация плана проекта – это итерационный процесс, который повторяется до тех пор, пока руководители проекта не примут решение о достаточной сбалансированности по показателям с учетом неопределенностей и рисков.



Рисунок 2 – Схема проведения пошагового анализа рисков и оптимизация плана проекта

Типовой метод выявления и оценки рисков заключается в проведении риск-сессий - совещаний с участием ключевых представителей проектного офиса (команды проекта), курирующей проект дирекции, функциональных дирекций и УМСУР ДВА (управление мониторинга системы управления рисками департамента внутреннего аудита). Во время самой риск-сессии применяется метод мозгового штурма, в результате которого формируется перечень рисков.

Для определения реализуемости первоначального плана проекта с учетом выявленных рисков проводится моделирование сроков завершения проекта по методу Монте-Карло, который за счет комбинации множества возможных исходов наступления рисков позволяет увидеть целостную картину их влияния на проект. Для этого используются @Risk или Primavera Risk Analysis, - программные продукты, наиболее распространенные на рынке, а основной результат моделирования — так называемая S-кривая по срокам (рисунок 3).

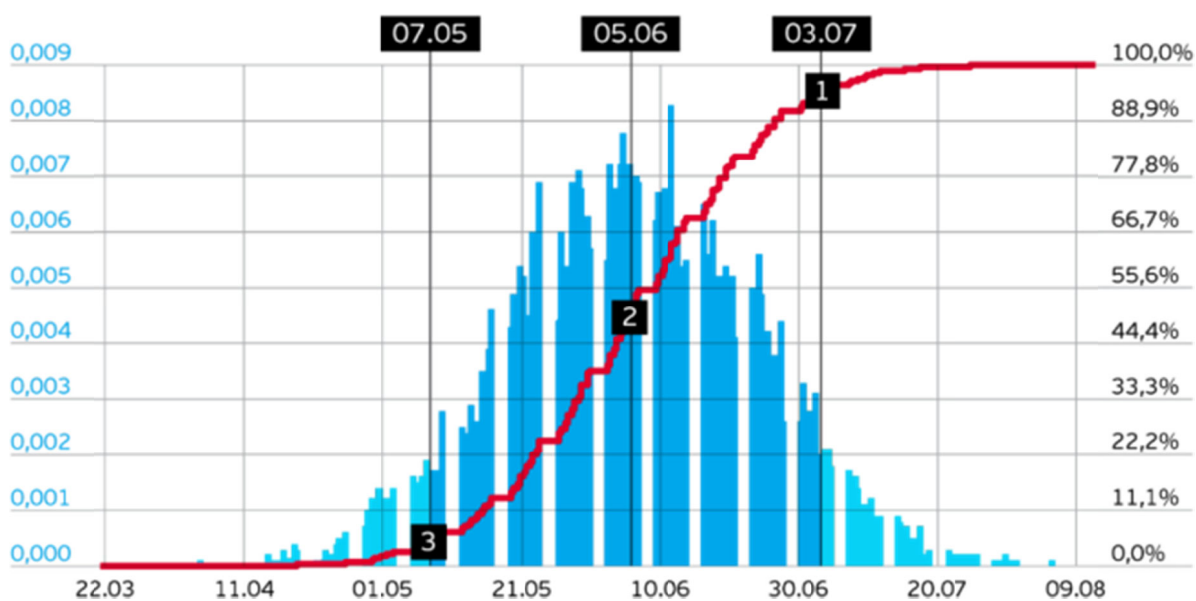


Рисунок 3 – S-кривая по срокам

Ключевыми результатами на этом этапе становятся качество календарного графика, который должен соответствовать достаточно жестким требованиям, а также адекватность оценок рисков, что достигается привлечением квалифицированного организатора и нужных экспертов для проведения риск-сессии.

Существуют такие процедуры исследования рисков как HAZOP, PHSER и HAZID/ENVID, ФСА.

HAZOP (HAZard and OPerability study): структурированный и систематизированный анализ продукции, идентификация возможных опасностей и проблем работоспособности объекта исследования, которые могут возникнуть вследствие реализации заложенных в проекте технических решений. процедура анализа опасности и работоспособности, качественный метод оценки безопасности и работоспособности производственных объектов с помощью моделирования отклонений технологических параметров от проектных значений.

HAZID (HAZard Identification): идентификация потенциальных источников опасности, которые могут возникнуть на этапах проектирования, строительства, монтажа, ввода и вывода из эксплуатации, а также при наличии изменений в существующих производственных процессах в ходе эксплуатации (процесс исследования более высокого уровня по сравнению с процедурой HAZOP).

PHSER (Project HSE Review): идентификация всех потенциально уязвимых аспектов промышленной экологической безопасности, охраны труда и гражданской защиты, мониторинг принимаемых проектных решений по устранению или уменьшению влияния зафиксированных рисков; процедура, оценивающая проект на предмет учета и минимизации рисков и его соответствия требованиям в области охраны труда, промышленной безопасности и охраны окружающей среды.

ENVID: идентификация потенциальных источников опасности, которые могут оказать воздействие на окружающую среду при реализации проекта.

ФСА: сохранение (повышение) функциональной полезности объекта при минимизации затрат на его создание и эксплуатацию, подтверждение технической и экономической обоснованности принятых решений.

В рамках бизнес-процесса, рассматриваются результаты проведения процедур HAZOP, PHSER, HAZID/ENVID, ФСА на следующих этапах проекта:

- определение (на этапах разработки проектной документации или ее окончании);
- реализация (на этапах разработки рабочей документации или ее окончании, в процессе строительно-монтажных работ и по их окончании непосредственно перед вводом объекта в эксплуатацию).

Сравним риск-сессии:

Таблица 1 – Сравнение риск-сессий

Расшифровка и определение		
HAZID (HAZard Identifica-tion) Идентификация опасностей	HAZOP (HAZard and OPerability study) Исследование анализа опасностей и работоспособности	PHSER (Project HSE Re-view) Обзор проекта на предмет учета рисков и соответствие требованиям ПБ
Период проведения		
На ранних этапах проектирования	В течение всего жизненного цикла проекта, любое значительное изменение в технологическом процессе	После проведения предыдущих риск-сессий (HAZID, HAZOP), перед запуском объекта
Цели и задачи		
<ul style="list-style-type: none"> -Идентификация опасности; -Ранжирование опасностей и эффектов без учета существующих барьеров; -Принятие решений (выбор технологий, мероприятий, направленных на уменьшение рисков). 	<ul style="list-style-type: none"> -Проверить новый проект или крупную модификацию; -Проверить производственные процедуры, программное обеспечение и рабочие инструкции; -Определение работоспособности системы в условиях технологических неполадок и отклонений; -Повышение безопасности эксплуатации установки. 	<ul style="list-style-type: none"> -Проверка существующих документов; -Проверка соблюдения рекомендаций предыдущих риск-сессий; -Проверка предпусковой готовности объекта (СМР и ПНР оборудования).
Принципиальные отличия		
<ul style="list-style-type: none"> -Рассматриваются внешние проблемы, взаимосвязи и причины; -Оценка риска выявленных опасностей; -Использование проверочного листа и каталога опасностей; -Не требует наличия детальных технологических схем; -Не требует ТЗ; -Происходит деление на подсистемы. 	<ul style="list-style-type: none"> -Рассматривается внутренняя проблема системы; -Не включает оценку рисков; -Основан на методе отклонений (управляющие слова + параметры); -Требуется наличие детальных технологических схем; -Требуется ТЗ; -Происходит деление системы на узлы. 	<ul style="list-style-type: none"> -Рассматривается совокупность предыдущих проверок; -Оценка нововыявленных и неисправленных рисков; -Предъявляются разные цели и уровни детализации к разным фазам жизненного цикла проекта; -Требуется ТЗ; -Проверка соответствия построенного начерченному.

И речь не обязательно идет о конкретных мероприятиях. На ранних этапах, например, может быть предложено полностью пересмотреть график реализации проекта, сменить подрядчика, изменить пути доставки материально-технических ресурсов. Все, вплоть до отказа от реализации проекта в том виде, в котором он использовался для анализа.

В заключение хотелось бы сказать, что все разработанные мероприятия должны иметь конкретные сроки и исполнителей, быть включены в общий график реализации проекта, а также контролироваться в дальнейшем, в том числе с использованием интегрированной системы управления рисками (ИСУР). Необходимо помнить, что анализ рисков — это только инструмент, помогающий понять уровень неопределенности (риска) конкретной точки в проекте, будь то веха, сумма затрат или объем добычи. Управление же рисками - это всегда ответственность руководителя проекта, который, имея результаты такого анализа, может принять более взвешенное и обоснованное решение.

Список использованных источников

1. Градостроительный кодекс Российской Федерации: [Принят Государственной Думой 22 декабря 2004 года; Одобрен Советом Федерации 24 декабря 2004 года]: офиц. текст: по состоянию 29. 12. 2004 № 190-ФЗ (ред. от 03.08.2018). – Москва, 2004.

2. О порядке организации и проведения государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий: постановление Правительства РФ от 05.03.2007 № 145.

3. О государственной судебно-экспертной деятельности в Российской Федерации: федеральный закон от 31.05.2001 N 73-ФЗ (ред. от 08.03.2015)

4. О внесении изменений в Положение от организации и проведении негосударственной экспертизы проектной документации и (или) результатов инженерных изысканий: положение Правительства РФ от 12.06.2017 № 699.

5. Макаров, А. С. Управление проектированием объектов / А. С. Макаров, А. Н. Коркишко // Северный морской путь, водные и сухопутные транспортные коридоры как основа развития Сибири и Арктики в XXI веке: сб. докладов XX Междунар. науч.-практ. конф. - Тюмень, 2018. - С. 212-217.

6. Ермолаев, А. Н. Research of thermal regime in the area over the high-temperature gas infrared heaters (Исследование теплового режима в зоне над высокотемпературными газовыми инфракрасными горелками) / А. Н. Ермолаев // Энергосбережение и водоподготовка. - 2017. - № 1 (105). - С. 17-22.

Научный руководитель: Коркишко А.Н., канд. техн. наук, доц.

ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТЫ СТРОИТЕЛЬНОГО КОНТРОЛЯ

Идиятуллина Э.Ф.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В настоящее время строительная отрасль представляет собой одну из важнейших в жизни человека. Как в промышленном, так и в гражданском строительстве одним из главных аспектов при возведении зданий и сооружений является обеспечение безопасности в момент проведения работ и дальнейшей эксплуатации объектов. Поэтому при проектировании и строительстве различного вида сооружений необходимо соблюдать установленные правила и требования нормативных документов. Однако не каждая строительная компания следует данным условиям. Зачастую, подрядные организации экономят на строительных материалах, изделиях и конструкциях, а также нарушают технологию строительного производства, не смотря на то, что это может повлечь за собой серьезные последствия. Именно в таких случаях встает острая необходимость контролировать строительный процесс.

Строительный контроль является обязательным в соответствии со статьей 53 Градостроительного кодекса Российской Федерации и постановлением правительства Российской Федерации №468 (от 21 июня 2010 года). Строительный контроль представляет собой проверку качества строительных и монтажных работ требованиям рабочей документации, технических регламентов и нормативно-правовых актов. Данный вид контроля должен проводиться с момента начала строительных работ до сдачи объекта в эксплуатацию. Застройщики (заказчики), подрядчики могут проводить строительный контроль, как собственными силами, так и привлекать организации, которые соответствуют требованиям действующего законодательства Российской Федерации. Привлеченная организация, осуществляющая строительный контроль, должна быть аттестована в Единой системе оценки соответствия и руководствоваться техническими регламентами, нормативно-правовыми актами и проектной документацией. Подрядная организация должна предоставлять свои услуги согласно договору, заключенному с застройщиком.

К задачам представителей организации, осуществляющей контроль, относятся:

- контролирование процесса строительства соответствию объемам, качеству и срокам проведения строительных и монтажных работ;
- проверка качества, условий хранения материалов и конструкций, применяемых при строительстве;
- ведение исполнительной документации, приемка работ и оформление актов;

- выявление и оперативное устранение нарушений при производстве работ;
- информирование Заказчика, а также органов Ростехнадзора о выявлении отклонений, допущенных при строительных работах;
- проверка выполняемых работ на соответствие проектным решениям.

Строительный контроль включает в себя: строительный контроль застройщика, геодезический контроль, лабораторный контроль, производственный контроль, авторский надзор и контроль инженерных изысканий.

Лабораторный контроль выполняется испытательными лабораториями, которые также должны пройти аккредитацию в Единой Системе Оценки Соответствия. Испытательные лаборатории проверяют материалы, используемые при строительстве, на соответствие стандартам, сертификатам и паспортам материалы. Так же проводят испытания сварных соединений, ведут журналы регистрации контроля и испытаний, акты о соответствии проверяемых изделий требованиям проекта и техническим условиям.

Геодезический контроль включает в себя контроль: определения разбивочной оси, соответствия проекту геометрических параметров объекта, точность переноса координат на местность, правильности установки геодезических знаков. Результаты данного контроля заносят в общий журнал работ.

Производственный контроль содержит входной контроль проектно-сметной документации, операционный контроль отдельных производственных операций или технологических процессов, приемочный контроль строительно-монтажных работ. Проверяется комплектность проектно-сметной документации. Применяемые при строительстве материалы, изделия и оборудование подвергаются входному контролю, где определяют соответствие паспортам, сертификатам, проверяют срок годности, а также соблюдение правил разгрузки и хранения. При нарушении правил хранения, материалы могут потерять свои прочностные характеристики, которые могут повлечь за собой проблемы безопасной эксплуатации объекта. Если были обнаружены материалы плохого качества, тогда некачественные материалы подлежат замене на новые, либо применяются данные материалы с доведением их параметров до требуемых [3].

Операционный контроль осуществляется в процессе выполнения строительных работ или производственных операций, что помогает своевременно выявить дефекты и оперативно отыскать способы их устранения. Контроль проводится согласно схемам операционного контроля на выполнение отдельного вида работ. Такие схемы содержат информацию о допу-

стимых отклонениях в размерах, операциях, подлежащих контролю, а также перечень скрытых работ.

Приемочный контроль является завершающей частью и проводится при окончании строительных и монтажных работ, подготовке объекта к сдаче в эксплуатацию.

Авторский надзор осуществляется проектировщиком и заключается в проверке соответствия строительных работ рабочей документации, требованиям технических регламентов и других нормативных документов [4].

Данные, полученные по результатам проведения контроля строительных работ, заносятся в соответствующие акты, а также в общие и специальные журналы работ.

Таким образом, строительный контроль помогает заказчику полностью контролировать процесс строительства объекта, уменьшить риск применения подрядчиком не качественных материалов и конструкций, избежать увеличения стоимости строительства, а также обеспечить безопасную эксплуатацию объекта капитального строительства или реконструкции.

Список использованных источников

1. О порядке проведения строительного контроля при осуществлении строительства, реконструкции и капитального ремонта объектов капитального строительства: постановление Правительства Рос. Федерации от 21.06.2010 г. - № 468.

2. Градостроительный кодекс Российской Федерации: [Принят Государственной Думой 22 декабря 2004 года; Одобрен Советом Федерации 24 декабря 2004 года]: офиц. текст: по состоянию 29. 12. 2004 № 190-ФЗ (ред. от 03.08.2018). – Москва, 2004.

3. Бураков, В. А. Технический надзор за строительством как гарантия качества законченных строительством объектов / В. А. Бураков, А. Н. Коркишко; Отв. ред. А. Н. Халин // Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе: сб. материалов Междунар. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов, молодых ученых и специалистов , 2016. - С.141-144.

4. Коробова, Н. С. Авторский надзор за строительством как гарантия качества законченных строительством объектов / Н. С. Коробова, А. Н. Коркишко; Отв. ред. А. Н. Халин // Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе: сб. материалов Междунар. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов, молодых ученых и специалистов, 2016. - С. 187-190.

Научный руководитель: Коркишко А.Н., к.т.н.

УДК 621.721.05

МОДЕРНИЗАЦИЯ КОЛЬЦЕВОЙ ЛЕСТНИЦЫ РЕЗЕРВУАРА ВЕРТИКАЛЬНОГО СТАЛЬНОГО ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ПЕРСОНАЛА

Канюков А.В., Галинский А.А., Трифонов Д.Д.,
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

На сегодняшний день не обеспечивается безопасность обслуживающего персонала при передвижении по кольцевой лестнице резервуара ввиду того, что длина лестничного пролёта, если рассматривать на примере РВС-20000 м³, составляет 13,5-14 м. На указанной лестнице имеются 4 переходные площадки длиной по 0,7 м каждая.

Для решения выявленной проблемы следует изменить конструкцию имеющейся кольцевой лестницы путём добавления взамен 4-х имеющихся переходных площадок 2 модернизированных с переходными площадками. Таким образом, предлагается установить ограждающий элемент, препятствующий «длительному» падению.

Кольцевые лестницы отвечают нормам как российских, так и зарубежных стандартов и не имеют недостатков, имеющих у шахтных лестниц. Однако имеют существенный недостаток – длинный лестничный пролёт.

Существует два основных вида лестниц, которые применяются для подъёма персонала на крышу резервуара: лестница кольцевого типа и лестница шахтного типа. Они представлены на рисунках 1 и 2.



Лестницы шахтного типа. Данные лестницы имеют ряд недостатков, а именно:

1. Необходимость обустройства отдельного фундамента;
2. Крепление лестницы к стенке резервуара несколькими рядами радиальных распорок вызывает в стенке нежелательные напряжения, особенно во время сейсмических нагрузок;

3. Угол наклона лестничных маршей достигает 70° , что не соответствует требованиям ГОСТ.

Однако конструкция шахтной лестницы обеспечивает безопасность персонала ввиду наличия множества ограждающих элементов. Так же удобство сооружения данных лестниц заключается в готовом каркасе, который является остаточным материалом после установки резервуара.

Лестницы кольцевого типа. В последнее время широкое распространение получили кольцевые лестницы ввиду своей уменьшенной металлоёмкости (меньше почти в 2 раза) и соответствия требованиям как российских, так и зарубежных стандартов.

Таблица 1 – Характеристики лестниц

Высота резервуара мм	Кольцевая лестница			Шахтная лестница				
	Масса, кг			Марка	Высота мм	Масса, кг		
	Тип настила					Тип настила		
	ПВ 510	Батайск	ВИСП			ПВ 510	Батайск	ВИСП
1	2	3	4	5	6	7	8	9
5960	950	918	940	Ш 1	6000	1859	1824	1855
7450	891	857	880	Ш 2	7200	2135	2093	2130
8940	1134	1089	1117	Ш 3	9000	2507	2459	2499
11920	1310	1249	1284	Ш 4	12000	3299	3232	3292
14900	1792	1696	1742	Ш 5	15000	4099	4033	4110
17880	1810	1709	1757	Ш 6	18000	4955	4860	4953

При сравнении металлоёмкостей в приведённой таблице 1, можно сделать вывод, что практичнее и выгоднее применять лестницы кольцевого типа, ввиду гораздо меньшей металлоёмкости.

Решение проблемы. Для решения выявленной проблемы – не обеспечение безопасности в случае падения на кольцевой лестнице, предлагается изменить конструкцию имеющейся кольцевой лестницы путём добавления взамен 4-х имеющихся переходных площадок, на 2 модернизированные с переходными площадками, предлагаемые мной.

Таким образом, предлагается установить ограждающий элемент, препятствующий «длительному» падению.

Расположить 2 модернизированные площадки на расстоянии 4,8 м друг от друга по ходу движения. Вид конструкторско-технологического решения представлен на рисунках 2,3

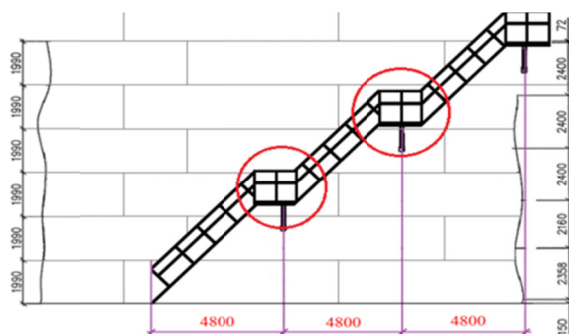


Рисунок 2 – Модернизация кольцевой лестницы (вид сбоку)

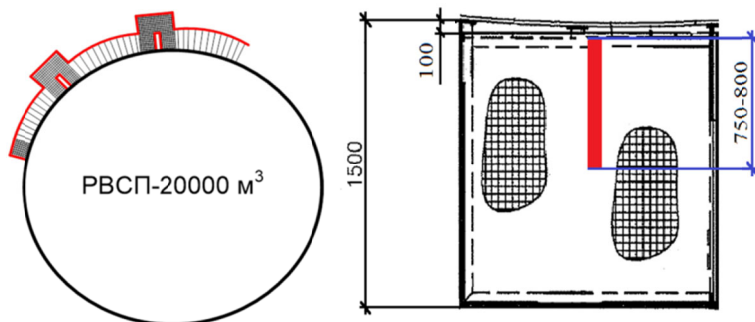


Рисунок 3 – Конструкторско-технологическое решение модернизации лестницы РВС

На основании всего вышеизложенного можно сделать вывод, что изменение конструкции кольцевой лестницы даёт ряд дополнительных преимуществ по сравнению с шахтными лестницами, а именно:

- Соответствие требованиям ГОСТ 12.2.044-80 Система стандартов безопасности труда;
- Обеспечение безопасности обслуживающего персонала при движении по лестнице;
- Исключение нежелательных нагрузок на стенку резервуара (по сравнению с ШЛ);
- Отсутствие необходимости сооружения отдельного фундамента для лестницы (по сравнению с ШЛ).

Список использованных источников

1. ГОСТ 25772-83. Ограждения лестниц, балконов и крыш стальные. Общие технические условия. - Москва: Изд-во стандартов, 1983.
2. ГОСТ 26433.1-89. Система обеспечения точности геометрических параметров в строительстве. Правила выполнения измерений. Элементы заводского изготовления. - Москва: Изд-во стандартов, 1989.
3. ГОСТ 27751-88. Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения по расчету. - Москва: Изд-во стандартов, 1988.
4. ГОСТ 27772-88. Прокат для строительных стальных конструкций. Общие технические условия. - Москва: Изд-во стандартов, 1988.

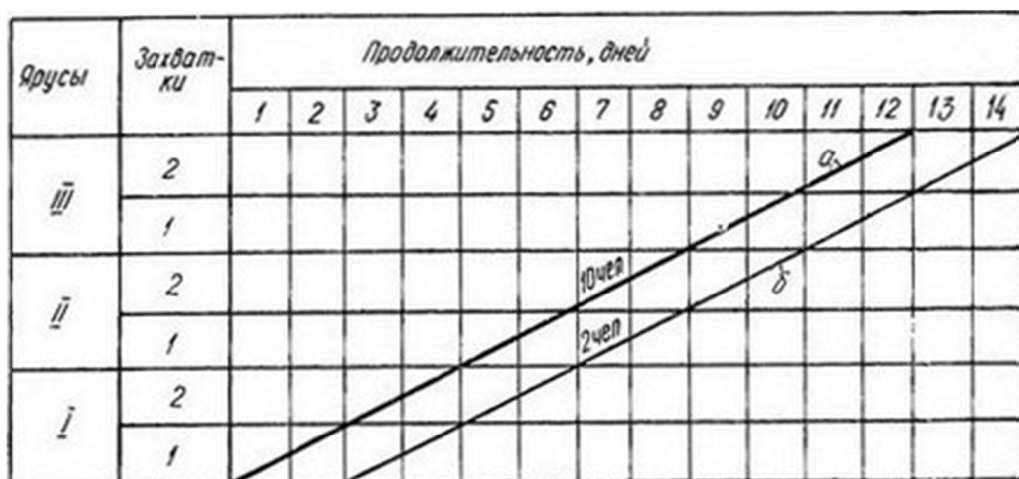
*Научный руководитель: Галинский А.А.,
старший преподаватель кафедры Технологии машиностроения*

**КАЛЕНДАРНЫЙ ГРАФИК ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ
НА ОСНОВАНИИ СМЕТНОЙ ТРУДОЕМКОСТИ***Козеева М.Е.,**Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Возведение любого объекта невозможно без календарного планирования. Строительное производство развивается эффективнее, если присутствует рациональное регулирование процессов. Календарное планирование производства работ предусматривает разработку календарного плана на возведение того или иного объекта, либо его части. При возведении наиболее сложного объекта, предусматривается разработка сетевой модели, по которой определяются последовательность и сроки выполнения работ с возможным их совмещением. Календарное планирование создается на виды и этапы работ, поручаемые комплексным и специализированным бригадам, а также на отдельные потоки и строительные процессы. Строительный поток – это производственный процесс, который развивается во времени и пространстве. Технологический процесс представляет собой последовательность определенных действий, направленных на получение требуемого результата.

Что же такое календарный план? Календарным планом производства работ называется проектно-технический документ, который входит в состав проекта организации строительства (ПОС) и проекта производства работ (ППР). В данном документе на основании физических объемов работ и принятых организационно-технических решений устанавливается целесообразная и рациональная последовательность всех технологических процессов, а также их взаимосвязка, сроки выполнения работ по возведению объектов, определяется потребность строительного производства в рабочих кадрах, материальных, технических и др. видах ресурсов.

В чем же состоит предназначение календарного плана работ? Календарный план является важным документом в строительном производстве. Он контролирует ход работ на всех этапах строительства. Календарное планирование выполняется в форме рабочего чертежа в виде линейного и сетевого графиков, а также в виде циклограммы. Календарный план должен отражать полную информацию об объекте, а также номенклатуру производимых работ, порядок выполнения технологических процессов и взаимосвязь между ними. График должен четко отражать всю продолжительность строительных работ, а также быть компактным, понятным, наглядным и удобным для проведения необходимого анализа рабочих процессов. Линейный календарный график производства работ является одной из форм календарного планирования



a – кирпичная кладка
б – устройство подмостей

Рисунок 3 – Пример циклограммы на возведение кирпичной кладки

По данным календарного плана строятся графики потребности в рабочих ресурсах и строительных машин, а сам же календарный план строится на основании сметной трудоемкости (калькуляции затрат, объемов работ). Проектирование календарного плана производства работ проводится в следующей последовательности:

- анализ исходных данных для проектирования;
- составление номенклатуры строительных и монтажных работ (процессов);
- выполнение подсчета объемов работ по каждому виду;
- осуществление выбора методов производства работ и подбор строительных машин;
- определение необходимого количества трудозатрат и потребности ведущих машин в машиносменах;
- выявление технологической последовательности работ;
- установление сменности рабочих процессов;
- определение продолжительности каждого вида работ и возможность их совмещения;
- сопоставление расчетной производительности с нормативной и введение необходимых коррективов.

Технологическая последовательность рабочих процессов напрямую полностью зависит от решений проекта и совмещения общестроительных работ между собой, которые направлены на сокращение сроков строительства объекта. Сокращение сроков строительства, возможно, добиться за счет оптимальной технологической последовательности производства работ и конструкций [4] с максимальным совмещением строительных процессов, с применением индустриальных методов труда и организации строительства, согласно линейным или сетевым моделям планирования, с

ведением контроля за ходом строительного производства. Максимальное совмещение рабочих процессов должно быть рациональным и разумным, например, работы, выполняемые разными бригадами, участками объединять нельзя. Если определенные виды работ выполняются субподрядной организацией, то в календарном плане необходимо их показывать одним процессом. Оптимизация строительного производства достигается путем изменения механовооруженности бригад и их состава, что увеличивает интенсивность работы. Положительный эффект для минимизации продолжительности строительства оказывает оптимальная очередность освоения фронтов, не требующая дополнительных затрат и изменений технологий работ. Применение BIM технологий, на этапе проектирования позволяет значительно упростить трудоемкость подготовки и разработки календарно-сетевых графиков производства работ [5].

Определение объемов работ осуществляется по рабочим чертежам и сметным расчетам. Объемы работ следует выражать в измерительных единицах, принятых в ЕНиР, ГЭСН или СП. Объёмы специальных работ в календарном плане отражаются в соответствии с локальным сметным расчетом.

Продолжительность работ, в которых задействованы ведущие строительные машины (краны, бульдозеры, экскаваторы и др.), определяется производительностью этих машин.

Сменность работ, которые выполняются вручную, зависит от фронта работ и рабочих кадров. Основная масса работ должна проводиться в первую смену, так как имеются наиболее улучшенные условия труда, более высокая организация рабочих процессов, которая позволяет достигать наивысшую производительность труда. Производство работ во вторую смену, обычно требует дополнительных затрат на освещение рабочих мест и на мероприятия по охране труда.

Состав бригады необходимо производить по следующей последовательности:

- намечается комплекс работ, который поручается бригаде;
- ведется подсчет трудоемкости этих работ;
- определяются затраты труда, согласно профессий и разрядов по нормативным документам (ЕНиР);
- даются рекомендации по рациональному совмещению профессий;
- принимается численный состав бригады и звеньев.

Корректировка календарного плана производства работ заключается в первую очередь в корректировке показателей «время» и трудовых, материальных ресурсах. После всех корректировок производится оценка календарного плана, согласно следующим технико-экономическим показателям:

- продолжительность строительства;
- удельная трудоемкость в чел.-дн., (чел.-см.);
- средняя выработка на 1 рабочего;

- уровень механизации основных строительных процессов;
- стоимость работ по организации строительной площадки.

Календарное планирование должно обеспечивать экономичность строительного производства, минимизацию затрат, благодаря широкому применению прогрессивных объёмно-планировочных и конструктивных решений, а также максимальному использованию поточных и параллельно-поточных методов возведения объектов строительства. При выборе методов производства работ необходимо предусматривать наибольшую часть комплексной механизации и использовать высокопроизводительные строительные машины, которые могут обеспечить высокое качество работ и безопасность труда, а также точность строительных процессов.

Список использованных источников

1. Юзефович, А. Н. Организация, планирование, управление строительным производством / А. Н. Юзефович. - Пермь, 2007. – 304 с.
2. Дикман, Л. Г. Организация строительного производства / Л. Г. Дикман. - Москва, 2006. – 608 с.
3. Хамзин, С. К. Технология строительного производства / С. К. Хамзин, А. К. Карасев. - Москва, 2006. – 216 с.
4. Котов, Н. А. Оптимизация строительства технологических эстакад объектов обустройства нефтегазовых месторождений / Н. А. Котов, О. А. Коркишко // Инновации в управлении региональным и отраслевым развитием: сб. материалов Всерос. с междунар. участием науч.-практ. конф., 2017. - С. 197-200.
5. Гарбузенко, А. О. Полиэтиленовые оболочки в стальных трубопроводах / А. О. Гарбузенко, А. Н. Коркишко // Проблемы эксплуатации систем транспорта: материалы Всерос. науч.-практ. конф. - Тюменский государственный нефтегазовый университет, Институт транспорта, 2009. - С. 158-159.

*Научный руководитель: Чухлатый М.С., к.т.н.,
доцент базовой кафедры ПАО «Газпром нефть»*

УДК 69.009.1

ДОПУСК САМОРЕГУЛИРУЕМОЙ ОРГАНИЗАЦИИ ДЛЯ ЗАКАЗЧИКА

Косов А.А.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

На сегодняшний день саморегулируемые организации являются основным инструментом регулирования деятельности российских предприятий и компаний, работающих в сфере строительства

Основные цели появления данных некоммерческих объединений:

1. Повышение уровня ответственности за свою деятельность каждой компании-участника рынка

2. Дебюрократизация бизнеса в стране

Саморегулирование деятельности предпринимателей в западных странах уже довольно давно признано одним из самых эффективных механизмов работы рынка, в Европе и США объединения участников определенной отрасли существуют несколько веков.

Еще полтора века назад в России были организованы цеховые объединения, участниками которых были работники определенной профессии, такие объединения можно назвать первыми саморегулируемыми организациями. От участников общества требовались профессиональные навыки и специальные знания в своей отрасли. [1]

После 1917 года такие объединения утратили самостоятельность и актуальность.

В России закон «О саморегулируемых организациях» был принят в 2007 году. Согласно данному закону, государство передает полномочия по регулированию и контролю некоторых видов предпринимательской деятельности саморегулируемым организациям, однако оставляет за собой право надзора.

В 2010 году лицензирование в сфере строительства было окончательно заменено выдачей допусков СРО. Вступление в саморегулируемые организации для строительных компаний стало обязательным условием, чтобы вести свою деятельность. [2]

В строительной сфере существует 3 вида СРО:

1. СРО в строительстве - состоящие из фирм и индивидуальных предпринимателей, занятых непосредственно в строительной сфере;

2. СРО в инженерных изысканиях - участники которых выполняют инженерные изыскания;

3. СРО в проектировании - основанные на членстве юридических лиц, занимающихся подготовкой проектной документации.

Компания не имеет право участвовать в тендерах, выполнять заказы в проектировании и строительстве без соответствующего допуска к работе, выдаваемого СРО свои членам. [3]

К основным задачам СРО относятся:

- Составление инструкций и формирование правил осуществления хозяйственной деятельности

- Контроль выполнения членами СРО своих обязательств перед заказчиками или клиентами

- Проверка уровня профессиональной подготовки сотрудников компаний-членов СРО

- Создание компенсационного фонда, который будет использован для выплаты издержек, которые могут быть связаны с ущербом, нанесен-

ным компаниями-членами СРО некачественным выполнением работ или срывом сроков

- Выдача свидетельств и допусков к работе членам СРО

Компаниям-соискателям членства в саморегулируемых организациях предъявляется ряд важных требований. Одним из главных требований является наличие в компании определенного количества сотрудников, обладающих рабочей квалификацией, соответствующей установленным стандартам. Данное требование не является простой формальностью, так как, согласно действующему законодательству, СРО несут финансовую ответственность за безопасность и качество выполненных участниками работ. От соблюдения данных требования напрямую зависит репутация саморегулируемой организации и ее финансовые риски. Несоответствие требований по квалификации и составу персонала – одна из самых частых причин для отказа соискателям членства в СРО.

В Гражданском Кодексе РФ предъявлены следующие минимальные требования к квалификации сотрудников компаний-членов строительных СРО:

- Не менее 3 специалистов должны иметь дипломы, подтверждающие окончание профильных ВУЗов и профессиональный стаж от 3 лет;
- Не менее 5 сотрудников обязаны иметь дипломы, подтверждающие окончание строительных техникумов и профессиональный стаж от 5 лет;
- Вышеуказанные работники должны обладать удостоверениями об окончании курсов повышения квалификации, которые необходимо подтверждать раз в 5 лет.

Приблизительный расчет количества штатных единиц

Для СРО строителей:

- Общестроительные работы без генподряда и особо опасных/уникальных/технически сложных участков – от 3 до 8 специалистов (зависит от видов и количества выполняемых работ);
- Общестроительные работы с генеральным подрядом - от 6 до 13 специалистов;
- Особо опасные, технически сложные либо уникальные работы - от 7 до 70 работников, из которых минимум 2 руководителя прошли аттестацию Ростехнадзора.

Для СРО изыскателей:

- При отсутствии опасных видов работ - 3-5 специалистов;
- При наличии опасных видов работ - 5-14 специалистов, из которых минимум 2 руководителя прошли аттестацию Ростехнадзора.

Для СРО проектировщиков:

- При отсутствии опасных видов работ - 3-7 сотрудников;
- При наличии опасных видов работ - 5-23 сотрудников, из которых минимум 2 руководителя прошли аттестацию Ростехнадзора.

Каждая саморегулируемая организация имеет право устанавливать собственные требования к квалификации сотрудников компаний, желающих вступить в состав СРО.

Смена строительных лицензий на допуски СРО повлекла за собой проблему, заключающуюся в вопросе: кому именно из участников строительства необходимо вступать в СРО? Обязателен ли допуск СРО заказчику?

Необходимость получения допуска СРО для заказчика зависит от того, как заказчик будет осуществлять контроль за строительством. Если заказчик будет вести контроль самостоятельно, то допуск СРО обязателен, но если на основании договора для строительного контроля будет привлекаться третье лицо, то допуск профильной саморегулирующей организации будет обязателен только третьему лицу, осуществляющему контроль.

Если же заказчик-застройщик для организации строительства будет привлекать стороннюю компанию на основании договора генерального подряда, то допуск саморегулирующей организации понадобится генеральному подрядчику. Привлечение генерального подрядчика без допуска СРО строителей влечет за собой административный штраф для юридического лица.

Согласно законам Российской Федерации такой договор может быть аннулирован, юридическое лицо, заключившее договор без допуска будет ликвидировано, а финансовые средства, полученные в результате сделки будут возвращены обеим сторонам. [4]

При этом, если заказчик-застройщик самостоятельно займется организацией и привлечением подрядчиков для выполнения отдельных видов работ, то допуск СРО станет для заказчика-застройщика обязательным условием осуществления строительства.

Таким образом, допуск СРО – документ, без которого заказчик в большинстве случаев не имеет право на деятельность в строительной отрасли. Важно отметить, что, если будет нанесен вред третьему лицу из-за некачественно выполненных работ, вся ответственность ляжет на компанию, выполнившую работы при отсутствии допуска СРО. В случае с компанией, получившей данный допуск, субсидиарную ответственность в пределах средств компенсационного фонда будет нести некоммерческое партнерство.

Список использованных источников

1. Алгазина, А. Ф. История возникновения и развития саморегулирования в России / А. Ф. Алгазина // Правоприменение. - 2017. - Т. 1, № 3. - С. 9099. - Э01 : 10.24147/2542-1514.2017.1(3).90-99.

2. Булгакова, Л. И. Развитие саморегулирования бизнеса как условие обновления экономики / Л. И. Булгакова // Труды Института государства и права РАН, 2017. – Т. 12. - № 3. - С. 144—161.

3. О саморегулируемых организациях: федеральный закон от 01.12.2007 N 315-ФЗ.

4. Градостроительный кодекс Российской Федерации: [Принят Государственной Думой 22 декабря 2004 года; Одобрен Советом Федерации 24 декабря 2004 года]: офиц. текст: по состоянию 29. 12. 2004 № 190-ФЗ (ред. от 03.08.2018). – Москва, 2004.

5. Коробова, Н. С. Авторский надзор за строительством как гарантия качества законченных строительством объектов / Н. С. Коробова, А. Н. Коркишко; Отв. ред. А. Н. Халин // Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе: сб. материалов Междунар. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов, молодых ученых и специалистов, 2016. - С. 187-190.

Научный руководитель: Крыжановская Т.В., канд. техн. наук, доц.

УДК 69.05

ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТЫ СТРОИТЕЛЬНОГО КОНТРОЛЯ

Котельников Д.С.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Управление строительными процессами составляет единое целое во всей логической цепочке строительного производства: с начала момента возникновения самой идеи строительства и до момента подписания акта о вводе в эксплуатацию строения. Данный процесс весьма многогранен, он содержит множество различных аспектов, таких как число его участников, многообразие применяемых и используемых ресурсов, разнообразие целей и задач, решаемых по ходу строительного процесса.

Согласно ч. 1 ст. 53 Градостроительного кодекса РФ (далее — ГрК РФ) строительный контроль проводится в процессе строительства, реконструкции, капитального ремонта объектов капитального строительства в целях проверки соответствия выполняемых работ проектной документации, требованиям технических регламентов, результатам инженерных изысканий, требованиям градостроительного плана земельного участка.

Строительный контроль осуществляется участниками процесса капитального строительства, а строительный надзор правильнее было бы назвать государственным строительным надзором, которому в последнее время уделяется повышенное внимание.

Так, приказом Ростехнадзора от 14.07.2015 № 273 в Приказ Ростехнадзора от 26.12. 2006 № 1129, которым был утвержден «Порядок проведения проверок при осуществлении государственного строительного надзора и выдачи заключений о соответствии построенных, реконструированных, отремонтированных объектов капитального строительства требованиям технических регламентов (норм и правил), иных нормативных правовых актов, проектной документации (РД-11-04-2006)», были внесены существенные изменения.

Данный Порядок проведения проверок при осуществлении государственного строительного надзора был разработан на основании ст. 54 ГрК РФ и Положения об осуществлении государственного строительного надзора в Российской Федерации, утв. постановлением Правительства РФ от 01.02.2006 г. № 54.

Этот Порядок установил требования к проведению федеральными органами исполнительной власти, уполномоченными на осуществление федерального государственного строительного надзора, иными федеральными органами исполнительной власти, на которые указами Президента Российской Федерации возложено осуществление государственного строительного надзора и органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, уполномоченными на осуществление регионального государственного строительного надзора.

Очень важно во время строительства соблюдение рекомендаций результата геодезических изысканий, проектного плана, требований градостроительного плана и так далее.

Контроль над строительством производится несколькими лицами.

В первую очередь, это подрядчик, осуществляющий строительство, а также застройщиком, который подготовил проектную документацию для строительства дома.

Согласно требованиям безопасности и эксплуатации, организация строительного контроля производится, в соответствии с Законом, действующим во всех регионах Российской Федерации.

Это позволяет свести требования к проверке к единому целому. Единые требования позволяют осуществлять контроль над любым строительством.

Весь процесс контроля над строительством или реконструкцией заключается в нескольких этапах. В комплексе, они дают оптимальный результат. Основные этапы контроля над строительством:

- контроль застройщика;
- лабораторный контроль;
- геодезический контроль;
- контроль пожарной безопасности;
- производственный контроль;
- авторский контроль.

Рассмотрим данные этапы осуществления контроля над проведением строительства подробнее. Контроль застройщика – основная работа, которой занимаются специальные организации такого рода.

Здесь речь идет о подготовительных работах перед строительством и о своевременном получении разрешений на проведение всех видов работ, внесенных в план строительства.

Здесь контролируется точность прокладки коммуникационных сетей, а также качество подготовленной документации проекта нового дома.

Начальный контроль позволяет избежать основных ошибок и недочетов в планировании, которые в дальнейшем могут привести к проблемам с эксплуатацией здания.

Не менее важно соблюдение температурных режимов и соблюдение существующих стандартов строительства.

Эта работа осуществляется на этапе лабораторного контроля. На данном этапе также осуществляется контроль над качеством и соответствием основных требований, предъявляемых к используемым строительным материалам, используемым в работе.

Любое строительство начинается с составления плана и исследования почвы того участка, на котором планируется строительство.

Глубина пролегания подземных вод и основные характеристики почвы могут сказаться на устойчивости здания в дальнейшем и его эксплуатационных характеристиках.

Поэтому так важен контроль над соблюдением рекомендаций геодезического исследования, который позволит сделать здание устойчивым и функциональным.

Любой строительный объект должен соответствовать требованиям пожарной безопасности. Этот пункт также контролируется специальными организациями.

В случае, если новое здание не соответствует требованиям пожарной безопасности, вносятся необходимые изменения в план.

По сути, контролирующие организации следят за тем, чтобы проведение работ и готовое здание были безопасными для эксплуатации. Помимо этого, здание должно быть безопасно для окружающей среды и других объектов вокруг.

Государственная экспертиза проектов строительства является одним из обязательных этапов строительства, финансирование которого ведется за счет бюджетных средств. Перечень объектов, для которых предусмотрено обязательное проведение государственной экспертизы, закреплен в ст.49 Градостроительного кодекса РФ.

В настоящее время для проведения гос. экспертизы проектная документация принимается в бумажном виде. Но, согласно постановлению Правительства РФ от 05 марта 2007 г. № 145 «О порядке организации и проведения государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий», с 01 января 2017 года проектная документация и результаты инженерных изысканий, а также иные документы, необходимые для проведения государственной экспертизы, должны представляться в учреждения, уполномоченные на проведение государственной экспертизы в субъектах РФ, в электронном виде [1].

В апреле 2014 года указом Президента РФ подписан закон «О внесении изменений в статьи 2 и 6 Градостроительного кодекса РФ», направленный на развитие строительной сферы, согласно которому должны быть

снижены административные барьеры, уменьшены сроки строительства, что в конечном итоге должно привести к росту объемов возводимых зданий и сооружений.

Строительная экспертиза (СЭ) - неотъемлемая часть экономических взаимоотношений между заказчиком (лицо, для которого строится, реконструируется и оснащается объект) и подрядчиком (обязуется по договору выполнить необходимые работы). Зачастую возникают спорные ситуации. В таких случаях необходима СЭ. Предметом СЭ могут являться объекты строительства, их отдельные элементы, качество работ, материалов и т.п. СЭ может проводиться по заказу частных лиц, организаций, а также по постановлению суда для принятия объективных решений при разборе конфликтных ситуаций. Эту работу ведут эксперты, способные дать оценки, выработать рекомендации, необходимые для минимизации риска принимаемых решений. Бывает судебная и несудебная (досудебная) СЭ. Судебная СЭ - процессуальное действие, состоящее из проведения исследований и дачи заключения экспертом по вопросам, решение которых требует специальных знаний (в области проектирования, возведения, эксплуатации и т.п.) и которые поставлены перед экспертом судом и другими лицами, указанными в законе [1].

В последние годы при возникновении споров все чаще обращаются к несудебной СЭ. Целью проведения последней является разрешение конфликтов между их участниками. Если же стороны не смогли договориться мирным путем, то несудебное экспертное заключение может впоследствии выступить в качестве доказательства в суде. Несудебная СЭ подразделяется на два вида: негосударственная СЭ; государственная СЭ. Документ, регламентирующий проведение государственной СЭ это ФЗ «О государственной судебно-экспертной деятельности в Российской Федерации» [1]. Государственная экспертная деятельность основывается на принципе объективности исследований. При производстве такой экспертизы эксперт не находится в какой-либо зависимости от тех, кто ее назначил. Лицо, проводящее экспертизу, должно соответствовать требованиям: высшее образование; постоянное проживание в РФ, стаж не менее 5 лет; обладание необходимыми знаниями в области градостроительной деятельности [2, ст. 49.1).

Результаты проведенных экспертиз, обследований, лабораторных и иных испытаний оформляются документом, в котором должно содержаться подробное описание проведенного исследования и сделанные в результате его проведения выводы в зависимости от объема, состава и характера проведенной экспертизы, обследования, лабораторного и иного испытания. К указанному документу прилагаются копии документов, составленные в процессе проведения экспертизы, обследования, лабораторных и иных испытаний.

Список использованных источников

1. Авторский надзор за строительством зданий и сооружений: свод правил. – Введ. в действие постановлением Госстроя России от 10.06.1999 № 44 [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.consultant.ru>
2. Градостроительный кодекс Российской Федерации: [Принят Государственной Думой 22 декабря 2004 года; Одобрен Советом Федерации 24 декабря 2004 года]: офиц. текст: по состоянию 29. 12. 2004 № 190-ФЗ (ред. от 03.08.2018) [Электронный ресурс]. – Москва, 2004. – http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_51040/
3. Овсянникова, Т. Ю. Инвестиции в жилище: монография Т. Ю. Овсянникова. - Томск: Изд-во Томского гос. архит.-строит. ун-та, 2015. - 379 с.
4. Действующие строительные организации в Российской Федерации [Электронный ресурс] // Официальный сайт Федеральной службы государственной статистики. – Режим доступа: URL: <http://www.gks.ru>.
5. Бураков, В. А. Технический надзор за строительством как гарантия качества законченных строительством объектов / В. А. Бураков, А. Н. Коркишко; Отв. ред. А. Н. Халин // Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе: сб. материалов Междунар. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов, молодых ученых и специалистов, 2016. - С. 141-144.

*Научный руководитель: Коркишко А.Н., канд. техн. наук,
зав. базовой кафедрой ОАО «Газпром нефть»*

УДК 69.05

ВВОД ОБЪЕКТОВ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

Котельников Д.С.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ввод объекта в эксплуатацию – это прежде всего проверка построенных сооружений на соответствие нормам, проекту и техническим условиям. На момент ввода объекта в эксплуатацию все строительные-монтажные работы, внутриплощадочные работы, работы по благоустройству территории должны быть завершены. Так же объект должен быть обеспечен всем необходимым оборудованием и инвентарём в соответствии с проектом. По завершению всех вышеперечисленных процедур приглашаются представители Государственной приемочной комиссии, которые составляют акт, документально подтверждающий соответствие данного объекта проектной документации и требованиям нормативных документов, если требования удовлетворены, комиссия фиксирует готовность объекта к эксплуатации.

Объект принимается в эксплуатацию в два этапа. На первом этапе объект принимается рабочей комиссией заказчика. После того как генераль-

ный подрядчик закончил все работы на объекте, он уведомляет об этом заказчика, который создаёт рабочую комиссию, в её состав входят: представители заказчика, проектных организаций, генерального подрядчика, субподрядных организаций, органов Госсаннадзора и органов Госпожнадзора. Основными задачами рабочей комиссии является проверка качества СМР, соответствие требованиям нормативных документов, проверка выполненных мероприятий по безопасности труда и защите природы. До начала проверки генеральный подрядчик должен представить рабочей комиссии всю необходимую документацию. В состав такой документации входят:

- 1) Акты на скрытые работы;
- 2) Акты испытаний систем холодного и горячего водоснабжения, отопления, газоснабжения, вентиляции, канализаций, электроустановок, устройств радиодиффузии, сигнализации, автоматизации;
- 3) Акты испытаний устройств, отвечающих за пожарную безопасность;
- 4) Сертификаты соответствия, на все материалы, использованные при СМР.
- 5) Весь комплект рабочих чертежей на данный объект.
- 6) Геодезическую документацию.
- 7) Перечень подрядных и субподрядных организаций, которые были задействованы в период строительного-монтажных и пусконаладочных работ.

По результатам, выполняемых рабочей комиссией проверок, выносятся «положительное» либо «отрицательное» решение о приёмке объекта в эксплуатацию. В случае «положительного» решения, оформляется акт о приёмке объекта в эксплуатацию, а, следовательно, и передача объекта в собственность заказчика. В случае «отрицательного» решения, для получения акта о приёмке объекта, необходимо устранить недочеты, которые были выявлены рабочей комиссией.

На втором этапе объект принимает приёмочная комиссия.

Основные задачи приёмочной комиссии – установить и документально подтвердить соответствие законченного строительного объекта, проектной документации и требования нормативных документов.

В состав приёмочной комиссии входят представители генерального подрядчика, заказчика, инвестора и генерального проектировщика. В случае если объект имеет статус жилищно-гражданского назначения, в состав комиссии дополнительно включаются представители организаций на чей баланс будет записан данный объект.

Для начала работы приёмочной комиссии, заказчик должен передать следующие документы:

- 1) Заявление с просьбой назначить приёмочную комиссию;
- 2) Акт рабочей комиссии;
- 3) Проектную документацию;
- 4) Результаты геологических и гидрогеологических изысканий;
- 5) Разрешение Госархстройнадзора на выполнение строительного-монтажных работ;

- 6) Паспорт на установленное оборудование;
- 7) Проект акта приёмочной комиссии.

В случае если итоги проверок рабочей и проектной комиссии «положительны», то в течение трех дней со дня выдачи разрешения на ввод объекта в эксплуатацию орган, выдавший такое разрешение, направляет копию такого разрешения в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на осуществление государственного строительного надзора, в случае, если выдано разрешение на ввод в эксплуатацию объектов капитального строительства, указанных в пункте 5.1 статьи 6 («Градостроительного кодекса Российской Федерации» от 29.12.2004 N 190-ФЗ (ред. от 23.04.2018, статья 55) настоящего Кодекса, или в орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации, уполномоченный на осуществление государственного строительного надзора, в случае, если выдано разрешение на ввод в эксплуатацию иных объектов капитального строительства [1].

Датой ввода объекта в эксплуатацию считается дата подписания акта Государственной приёмочной комиссии.

Список использованных источников

1. Градостроительный кодекс Российской Федерации: [Принят Государственной Думой 22 декабря 2004 года; Одобрен Советом Федерации 24 декабря 2004 года]: офиц. текст: по состоянию 29. 12. 2004 № 190-ФЗ (ред. от 03.08.2018) [Электронный ресурс]. – Москва, 2004. – Режим доступа http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_51040/

2. Положение об осуществлении ГСН в РФ, утвержденное постановлением Правительства РФ от 01.02.06 г. № 54.

Научный руководитель Коркишко Александр Николаевич, кандидат технических наук, зав. базовой кафедрой ОАО «Газпром нефть»

УДК 69.05

ИСПОЛНИТЕЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ НА ОБЪЕКТЫ

Котельников Д.С.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Исполнительная документация - это документация, которая оформляется в ходе строительства. В ней фиксируются все процедуры происходящие в период строительства, более того фиксируются и все метеорологические явления влияющие на процесс производства строительномонтажных работ. Более того в исполнительной документации отмечается техническое состояние объекта, а именно насколько качественные были материалы использованные при строительстве. Так же в исполнительной

документации отмечается какое оборудование было установлено, какие инженерные системы установлены.

Документация относящаяся в разряду исполнительной представляется как сочетание текстовых и графических материалов. Данные материалы отражают выполнение назначенных проектных решений и фактическое положение объектов капитального строительства и их элементов.

Исполнительно техническая документация имеет двойственную структуру, в её состав входят первичные документы о соответствии и исполнительная документация.

Первичные документы о соответствии – это документация, которая ведется на всём протяжении производства строительно-монтажных работ, в ней закрепляются все строительные процессы.

Состав первичной документации о соответствии назначается согласно СНиП. В состав входят следующие документы:

1. Акты освидетельствования скрытых работ с приложенными к ним сертификатами на использованные материалы.
2. Акты испытаний.
3. Документы, подтверждающие лабораторный контроль.
4. Акты промежуточной приёмки ответственных конструкций.
5. Журналы работ.
6. Исполнительные геодезической съемки.

Данный перечень документов комплектует генеральный подрядчик. За контроль ведения данной документации отвечает технический надзор заказчика.

Уже после ввода объекта в эксплуатацию комплект первичной документации передается заказчиком в эксплуатирующую организацию для постоянного хранения.

В состав исполнительной документации входят не только текстовые материалы, но и графические. Исполнительные чертежи – это комплект рабочих чертежей с отметками о соответствии выполненных в натуре работ. Исполнительные чертежи являются неотъемлемой частью исполнительной документации согласно СНиП 3.01.04-87 «Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения».

Исполнительная документация находится у застройщика или у заказчика(инвестора) до проведения итоговой проверки органом строительного надзора. В период проведения итоговой проверки документаций передается в органы ГАСН. Исполнительная документация возвращается заказчику или застройщику на постоянное хранение только после проведения итоговой проверки.

К перечню документов, которые определяют состав и последовательность составления исполнительной документации в процессе строительства:

1. РД-11-02-2006. В данном руководящем документе прописаны требования к составу и порядку ведения исполнительной документации при строительстве.

2. РД-45.156-2000. Указаны требования к исполнительной документации на законченные строительством линейные сооружения магистральных и внутризоновых волн.

3. ГОСТ Р 51872-2002. В состав данного ГОСТ входит перечень требований и указаний по ведению исполнительной геодезической документации.

4. РД-11-05-2007. В РД-11-05-2007 прописан порядок ведения журналов учета выполнения работ.

Целью оформления исполнительной документации является не только прохождение итоговой государственной комиссии, ведь после окончания строительства жизнь объекта только начинается и дальнейшая эксплуатация объекта напрямую зависит от качества исполнительной документации.

Список использованных источников

1. МДС 12-9.2001. Положение о заказчике при строительстве объектов для государственных нужд на территории Российской Федерации.

2. РД 11-02-2006. Требования к составу и порядку ведения исполнительной документации.

3. РД 45.156-2000. Состав исполнительной документации на законченные строительством линейные сооружения магистральных и внутризоновых.

4. ГОСТ Р 51872-2002. Документация исполнительная геодезическая. – Москва: Изд-во стандартов, 2002.

5. Бураков, В. А. Технический надзор за строительством как гарантия качества законченных строительством объектов / В. А. Бураков, А. Н. Коркишко; Отв. ред. А. Н. Халин // Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе: сб. материалов Междунар. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов, молодых ученых и специалистов, 2016. - С.141-144.

*Научный руководитель Коркишко Александр Николаевич,
канд.технич.наук, зав. базовой кафедрой ОАО «Газпром нефть»*

УДК69

МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ НАДЕЖНОСТИ СТРОИТЕЛЬНОГО ПРОЦЕССА

Котова Е.А., Ермакова Ю.П.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Строительство - одна из важнейших отраслей материального производства, представляющая собой совокупность взаимодействующих между собой различных систем, в том числе технических (орудие труда, строительная техника, машины и механизмы) и социальных (руководители, специалисты, коллективы рабочих). Кроме того строительная продукция

должна соответствовать жестким требованиям к качеству, однако в условиях невозможности упрощения или упразднения определенных правил и норм её производства приводит к тому, что один и тот же объем строительной продукции нельзя сделать быстрее, чем это возможно с выдержанной технологией и благоприятными внешними условиями. Возникает задача в производстве оценки вероятности достижения строительной организации заложенных в проекте результатов с учетом запланированной стоимости и сроков.

Организационно-технологическая надежность (ОТН) – это способность строительной организации осуществлять проектные решения в рамках установленной концепции строительного проекта и с заданным уровнем качества. Она включает в себя два компонента: технологическую надежность и организационную надежность.

Технологическая надежность строительства представляет собой способность строительных процессов сохранять свои параметры в заданных пределах при установленных условиях производства.

Организационная надежность представляет собой надежность организации работ на объекте, способность организационных решений таким образом увязывать выполнение строительных процессов (работ), чтобы в случае возникновения каких-либо отклонений было бы обеспечено их функционирование и в результате срок окончания работ на объекте или ввода его в действие не превышал допустимых величин.[1]

ОТН представляет собой один из наиболее комплексных показателей оценки функционирования строительной организации, а определение направлений его повышения с наименьшими затратами – важнейшая задача развивающегося предприятия. ОТН напрямую зависит от уровня структуры управления организации, компетентности руководящего состава, технической оснащенности предприятия и состояния производственной базы, выбранных технологий, существующих условий строительства, размера кадрового состава предприятия и его квалификационного уровня, способов контроля и принятия решений и других факторов. Для каждой строительной организации уровень надежности определяется индивидуально, исходя из условий ее существования и карты надежности производимых процессов.

Одними из наименее затратных мероприятий по повышению ОТН строительства являются структурные изменения, которые в свою очередь охватывают организационную, управленческую, социальную и технологическую группы факторов, влияющих на уровень надежности в целом. Таким образом, повышение уровня ОТН можно произвести без дорогостоящего оборудования и мероприятий с максимальным экономическим эффектом.[2]

Второе направление повышения ОТН - разработка и внедрение в практику строительной организации производственных нормативов, которые учитывают фактически необходимое для осуществления строительных процессов время с учетом территориальных, климатических, организаци-

онных, технических, технологических и иных условий, характерных для строительства объекта на определенной территории. Данные нормы должны регулярно контролироваться и своевременно подвергаться доработкам со стороны организаций.

В целях повышения уровня ОТН необходимо проводить мероприятия по устранению причин возникновения отказов, снижающих в свою очередь интенсивность работы. Особое внимание следует уделить технико-технологическим причинам, приводящих к возникновению простоев (низкое качество материалов, нарушение работы и поломка оборудования, машин и механизмов, ошибки, допущенные в процессе проектирования, недостаточно высокий уровень квалификации персонала и др.). Для их устранения необходимо обеспечить на предприятиях их оперативный учет и анализ, в целях обеспечения своевременного вмешательства и снижения рисков возникновения простоев: совершенствование системы материально-технического снабжения, а также обеспечение организаций необходимыми запасами на непредвиденные случаи, организация своевременной замены устаревшего и изношенного оборудования, обеспечения строительного производства оперативными ремонтными бригадами, использование современных (в том числе инновационных) технологий и внедрение прогрессивных форм и методов организации труда и прочее. Следует отметить, что одним из наиболее эффективных методов в данном направлении считается резервирование, обеспечивающее безотказное поточное производство в случае возникновения чрезвычайных обстоятельств. Однако в строительном производстве обеспечить резервирование на всех его этапах очень сложно, поэтому для начала следует отметить позиции с высоким уровнем риска возникновения отказа.

Еще одним способом повышения надежности строительного производства связан с разработкой еще на стадии проектирования различных вариантов технологии и организации производства, то есть обеспечение проекта возможностью изменить некоторые организационно-технологические решения в ходе его осуществления без существенных материальных и временных потерь.[3]

Тем не менее, следует отметить, что невозможно определить наиболее экономически эффективные методы повышения ОТН за счет общих мероприятий; требуется индивидуальный анализ всех секторов деятельности организации на протяжении длительного периода времени, определение наиболее надежных и ненадежных секторов, поиск причин сбоев в работе и составление индивидуального комплекса организационно-технологических мероприятий в целях повышения уровня надежности.

Список использованных источников

1. Современные проблемы строительной науки, техники и технологии / Н. В. Брайла [и др.]. - Санкт-Петербург: СПбПУ, 2017 – 141 с.

2. Жавнеров, П. Б. Повышение организационно-технологической надежности строительства за счет структурных мероприятий / П. Б. Жавнеров, А. В. Гинзбург // Вестник МГСУ, 2013. - № 3. - С. 196-199.

3. Чебоксаров, А. Н. Основы теории надежности и диагностика: курс лекций / А. Н. Чебоксаров. – Омск: СибАДИ, 2012. – С. 76.

Научный руководитель: Решетникова И.Г., к.э.н., доцент

УДК 69.05

К ВОПРОСУ СДАЧИ ОБЪЕКТОВ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

Кропачева Ю.А.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: объект капитального строительства, разрешение на ввод объекта в эксплуатацию.

Аннотация: В данной статье рассматриваются процедуры и нормативы ввода объекта в эксплуатацию, особенности проверки объектов, процессы приемки и ввода объекта, документы на ввод объекта в эксплуатацию.

Ввод в эксплуатацию — это набор мероприятий, направленных на принятие в эксплуатацию объекта недвижимого имущества с законченным строительством. Он предоставляет возможность оформления права собственности на объект, проведения с ним юридически разрешенных операций.

В целом, это заключительный этап строительства. Законодательство предусматривает проведение итоговой проверки Государственного Строительного надзора перед вводом объекта в эксплуатацию. Она заключается в визуальном осмотре объекта капитального строительства после постройки, реконструкции или ремонта. Осмотр включает отдельные работы, строительные конструкции, примененные материалы и участки инженерных сетей. Кроме того, проверяются предписания и акты об устранении нарушений, которые были выявлены при осуществлении строительного контроля. В результате надзора оформляется акт. На его основе оформляется заключение о соответствии построенного объекта проектной документации и требованиям технических регламентов. Подробнее об этой процедуре можно прочитать в пункте согласование проектов, переустройства.

Основной целью сдачи объекта является выявление соответствия строительного объекта государственным стандартам, что будет гарантировать в дальнейшем его безопасность.

В современных условиях ответственный заказчик перед проведением государственной комиссии прибегает к комплексной оценке готовности своего объекта путем проведения риск-сессии типа «PHSER» (Project HSE Review). Такая процедура обычно проводится именно перед запуском объекта после проведенных ранее риск-сессий «HAZID» и «HAZOP». В

задачи такого анализа входит как проверка документов, соблюдения рекомендаций предыдущих проверок, так и оценка законченных строительномонтажных и пусконаладочных работ.

Ввод - сдача в эксплуатацию объекта проводит специально сформированная приемочная комиссия. В ее состав обязательно входят представители проектировщика, заказчика, подрядчика, органов государственного надзора и местного самоуправления, эксплуатационной организации и прочие специалисты, на усмотрение председателя комиссии и заказчика. Председателем комиссии можно назначать только руководящего работника — представителя соответствующего государственного органа. Заказчик и подрядчик предоставляют комиссии пакет документов, необходимых для приемки. Наличие ошибок в любом из документов ведет к отказу ввода в эксплуатацию. [3]

Разрешение на ввод законченного строительством объекта в эксплуатацию это документ, удостоверяющий завершение строительства, или же реконструкции объекта КС в полном объеме и соответствии с разрешением на строительство, а также проектной документацией, градостроительным планом земельного участка, разрешенному для использования. Для линейного объекта - проекту планировки территории и проекту межевания территории.

Обязанность комиссий — проверить соответствие строительных работ, мероприятий по охране труда и пожарной безопасности, прочих мероприятий, предусмотренных проектом, на соответствие стандартам и строительным нормам. В некоторых случаях допускается проведение испытаний. [3] Кроме того, представители рабочих комиссий проверяют оборудование, конструкции и узлы на возможность их предъявления государственной комиссии. Заказчик обязан предоставить комиссии ряд нормативных документов строительства: журналы, акты, схемы, а также перечень организаций, которые выполняли работы на объекте. В нем необходимо указать все виды работ, а также данные инженеров, ответственных за их выполнение.

Кроме осмотра самого объекта, приемочная комиссия проверяет документы, необходимые для сдачи объекта в эксплуатацию. В перечень документации входит:

- 1) документы устанавливающие право владения земельным участком.
- 2) градостроительный план земельного участка, представленный для получения разрешения на строительство, или проект планировки территории, в случае если осуществляется строительство, реконструкция линейного объекта и проект межевания территории.
- 3) разрешение на строительство;
- 4) акт приемки объекта капитального строительства (в случае осуществления строительства, при реконструкции на основании договора строительного подряда);
- б) акт, подтверждающий соответствие параметров построенного, реконструированного объекта капитального строительства проектной документации, в том числе требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности объекта капитального строительства приборами

учета используемых энергетических ресурсов и завизированная лицом, осуществляющим строительство. [1]

7) документы, подтверждающие соответствие построенного, реконструированного объекта КС техническим условиям с подписями представителями эксплуатирующих организаций сетей инженерно-технического обеспечения;

8) схема, с отображением расположения построенного, реконструированного объекта КС, в том числе расположение сетей инженерно-технического обеспечения в пределах земельного участка и планировочную организацию земельного участка подписанная лицом, осуществляющим строительство

10) документ, подтверждающий заключение договора обязательного страхования гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте;

12) технический план объекта капитального строительства, подготовленный в соответствии с Федеральным законом от 13 июля 2015 года N 218-ФЗ "О государственной регистрации недвижимости";[1]

13) проектная и рабочая документация на объект, комплекты проектных и рабочих чертежей и т.д.

14) эксплуатационная документация: сертификаты, паспорта изделий, руководства по эксплуатации и т.п.[1]

Порядок сдачи объекта и вводе его в эксплуатацию регулируется требованиями нижеприведённых государственных норм и стандартов:

- СП 68.13330.2017 «Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения»
- СП 48.13330.2011 "Организация строительства. Актуализированная редакция СНиП 12-01-2004"
- Градостроительный кодекс РФ, статья 55
- Постановление Правительства РФ № 54 от 1 февраля 2006 г. "О государственном строительном надзоре в Российской Федерации"

Список использованных источников

1. Градостроительный кодекс Российской Федерации: [Принят Государственной Думой 22 декабря 2004 года; Одобрен Советом Федерации 24 декабря 2004 года]: офиц. текст: по состоянию 29. 12. 2004 № 190-ФЗ (ред. от 03.08.2018). – Москва, 2004.

2. СП 68.13330.2017. Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 3.01.04-87" (утв. Приказом Минстроя России от 27.07.2017 N 1033/пр).

3. О государственном строительном надзоре в Российской Федерации (вместе с "Положением об осуществлении государственного строительного надзора в Российской Федерации"): постановление Правительства РФ от 01.02.2006 N 54 (ред. от 28.02.2018).

*Научный руководитель: Коркишко А.Н.,
к.т.н., зав. базовой кафедрой ОАО «Газпромнефть»*

Для начала ознакомления с материалом я предлагаю познакомиться с понятием управление строительными проектами в целом.

Управление строительными проектами — это искусство правильного распределения и координации человеческих и материальных ресурсов на протяжении всего жизненного цикла проекта с использованием современных методов руководства для достижения заданных целей, масштаба, стоимости, времени, качества и необходимой степени удовлетворенности участников. [1]

Разберем саму структуру управления строительными проектами. Основные составляющие структуры управления проектами схематически изображены на рисунке 1.



Рисунок 1 – Основные составляющие структуры управления проектами

В первую очередь необходимы рабочие знания об общем управлении и знакомство с областью специальных знаний, связанных с проектом. Важную роль также могут сыграть такие дисциплины, как информатика и наука о принятии решений. Фактически, современные методы управления и различные области специальных знаний поглотили различные методы или инструменты, которые когда-то были идентифицированы только с поддерживающими дисциплинами. Например, компьютерные информационные системы и системы поддержки принятия решений в настоящее время являются общедоступными инструментами для общего управления. [1]

Так же, в частности, управление проектами в строительстве включает в себя ряд целей, которые могут быть достигнуты путем реализации серии операций с ограниченными ресурсами. Существуют потенциальные конфликты между заявленными целями в отношении объема, стоимости, времени, качества и ограничений, налагаемых на человеческие, материальные и финансовые ресурсы. Эти конфликты должны быть разрешены в начале проекта путем принятия необходимых компромиссов или создания новых альтернатив. Впоследствии функции управления проектами для строительства обычно включают следующее:

1. Спецификация целей и планов проекта, включая разграничение сферы охвата, составление бюджета, планирование, определение требований к производительности и выбор участников проекта.
2. Максимизация эффективного использования ресурсов за счет закупки рабочей силы, материалов и оборудования в соответствии с установленным графиком и планом, энергоэффективности [6].
3. Внедрение различных операций путем надлежащей координации и контроля планирования, проектирования, оценки, заключения контрактов и строительства в течение всего процесса.
4. Разработка эффективных коммуникаций и механизмов разрешения конфликтов между различными участниками.

Давайте разберем тенденции в современном управлении.

Подход к управленческому процессу подчеркивает систематическое изучение управления, определяя функции управления в организации, а затем подробно изучая их. Существует общая взаимосвязь относительно функций планирования, организации и контроля.

Разделив работу на функциональные компоненты, можно извлечь принципы, основанные на каждой из этих функций (Планирование, организация и контроль). Следовательно, функции управления могут быть организованы в иерархическую структуру, предназначенную для повышения эффективности работы. Пример данной структуры представлен на рисунке 2.



Рисунок 2 – Иерархическая структура управления

Основные функции управления выполняются всеми независимо от уровня предприятия, активности или иерархии. Наконец, развитие методологии управления приводит к тому, что начальник помогает установить отношения между человеческими и материальными ресурсами.

Но нельзя забывать, что при простой на первый взгляд определенности функций проекта, надо учитывать возможные риски. Неопределенность в осуществлении проекта строительства происходит из многих источников и часто включает в себя большинство участников проекта. Поскольку каждый из них пытается минимизировать свой собственный риск, конфликты между различными участниками могут нанести ущерб проекту [5]. Только заказчик имеет право смягчать такие конфликты, поскольку он сам по себе является ключом к присвоению риска посредством надлежащих договорных отношений с другими участниками. Неспособность признать эту ответственность заказчиком часто приводит к нежелательным результатам. В последние годы концепция соглашений о распределении рисков получила одобрение со стороны федерального правительства. При приближении к проблеме неопределенности важно признать, что стимулы должны предоставляться, если ожидается, что какой-либо из участников проекта подвергнется наибольшему риску. Готовность принимать риски часто отражает профессиональную компетентность этого участника, а также его склонность к возможному риску. Однако восприятие обществом потенциальных обязательств может повлиять на отношение риска для всех участников проекта. Когда предъявляется иск против одного из участников, общественности трудно узнать, было ли совершено мошенничество или просто произошел несчастный случай.

Риски в строительных проектах могут быть классифицированы несколькими способами.

1. Социально-экономические факторы:
 - Защита окружающей среды
 - Регулирование общественной безопасности
 - Экономическая нестабильность
 - Колебания обменного курса
2. Организационные отношения
 - Договорные отношения
 - Отношение участников
3. Технологические проблемы
 - Строительные процедуры
 - Строительная безопасность

Неопределенность, связанная с регулирующими органами, экологическими проблемами и финансовыми аспектами строительства, должна быть как минимум смягчена или идеально устранена. Владельцы остро заинтересованы в достижении некоторой формы «прорыва», которая снизит

затраты на проекты и смягчит или устраним длительные задержки. Такие прорывы редко планируются. Как правило, они возникают, когда существуют правильные условия, например, когда инновация разрешена или когда существует основа для поощрения или вознаграждения. Однако предстоит пройти долгий путь, прежде чем можно будет подкрепить истинное партнерство всех вовлеченных сторон.

В периоды экономической экспансии крупные капитальные затраты производятся отраслями и повышают стоимость строительства. Чтобы контролировать затраты, некоторые владельцы пытаются использовать контракты с фиксированной ценой, чтобы риски непредвиденных расходов, связанных с перегретой экономикой, передавались подрядчикам. Однако подрядчики повысят свои цены, чтобы компенсировать дополнительные риски.

Риски, связанные с организационными отношениями, могут оказаться ненужными, но вполне реальными. Напряженные отношения могут развиваться между различными организациями, участвующими в процессе проектирования строительства. Когда возникают проблемы, в дискуссиях часто сосредоточены обязанности, а не потребности проекта в то время, когда основное внимание следует уделять решению проблем. Этот барьер для коммуникации является результатом плохо продуманного представления о том, что неопределенности, возникающие в результате технологических проблем, могут быть устранены с помощью соответствующих условий контракта. Конечным результатом стало увеличение расходов на построенные объекты.

Риски, связанные с технологическими проблемами, знакомы с инженерно-техническими профессиями, которые имеют определенный контроль над этой категорией. Однако из-за быстрых успехов в новых технологиях, которые создают новые проблемы для рабочих и конструкторов, во многих случаях технологический риск становится все более значительным. Некоторые предположения о строительстве, которые хорошо зарекомендовали себя в прошлом, могут устареть при работе с новыми типами объектов, которые могут иметь большую сложность или масштабность, или и то, и другое. Условия участка, в частности условия недр, которые всегда представляют некоторую степень неопределенности, могут создать еще большую степень неопределенности для объектов с неизвестными ранее характеристиками во время работы. Поскольку строительные процедуры, возможно, не были полностью ожидаемыми, возможно, потребуется изменить конструкцию после начала строительства. Примером таких объектов, которые столкнулись с такой неопределенностью, является стадион «Зенит Арена» в городе Санкт-Петербург, и многие участники, проектировщики и подрядчики пострадали за такие проекты.

Если каждая из приведенных выше проблем может вызвать неопределенность, сочетание этих проблем часто рассматривается всеми сторо-

нами как неконтролируемое стечение обстоятельств. Таким образом, вопрос ответственности в значительной степени повлиял на практику инженеров и строителей.

Многие начали понимать проблемы рисков и стремятся решить некоторые из этих проблем. Например, некоторые заказчики обращаются к тем организациям, которые предлагают полные возможности в планировании, проектировании и строительстве, и, как правило, избегают разбивать проект на основные компоненты, которые будут проводиться индивидуально участниками проекта. Надлежащая координация на протяжении всего срока действия проекта и хорошая организационная коммуникация могут избежать задержек и издержек, вызванных фрагментацией услуг, хотя компоненты из различных служб в конечном итоге интегрированы.

Отношение сотрудничества может быть легко применено к частному сектору, но только в особых обстоятельствах они могут применяться к государственному сектору. Способность решать сложные проблемы часто исключается в конкурсных торгах, которые обычно требуются в государственном секторе. Ситуация усложняется в связи с распространением нормативных требований и в результате задержек в проектировании и строительстве в ожидании одобрения правительственных чиновников, которые не участвуют в рисках проекта.

В заключение хочу сказать, что для успешного выполнения проекта руководитель обязательно должен соблюдать функции управления проектом и уметь управлять возможными рисками. Необходимо стараться максимально минимизировать их возможность еще на начальных этапах создания проекта. [4]

Список использованных источников

1. Володин, В. В. Управление проектами / В. В. Володин. – Москва: Московский институт экономики, информатики, финансов и права, 2003.
2. Калашников, А. А. Организация и планирование в строительстве. Управление строительными проектами: учеб. пособие / А. А. Калашников, Н. И. Ватин; Санкт-Петербургский государственный политехнический университет. - Санкт-Петербург: Изд-во Политехн. ун-та, 2010. - 143 с.
3. Гриффит, Алан Системы управления в строительстве / Алан Гриффит, Пол Стивенсон, Пол Уотсон. - Пер. с англ. - Москва: ЗАО «Олимп—Бизнес», 2006. - 464 с.
4. Шлопаков, А. В. Управление рисками при реализации инвестиционных строительных проектов / А. В. Шлопаков // Российское предпринимательство. - 2013. – Том 14. – № 3. – С. 25-30.
5. Раховецкий, Г. А. Информационная модель проекта – как основа оптимизации стоимости на всех стадиях реализации проектов обустройства, на примере компании «Газпром нефть» [Электронный ресурс] / Г. А. Раховецкий, А. Н. Коркишко // Инженерный вестник Дона, 2017. - Т. 44. -

№ 1 (44). - С. 56. - URL: <http://www.ivdon.ru/ru/magazine/archive/%20n1y2017/3981>

6. Ermolaev, A. N. Research of thermal conditions over high-temperature gas-fired infrared emitters [Electronic resource] / A. N. Ermolaev, S. A. Khaustov // MATEC Web of Conferences, 2017. – Vol. 110. – Access mode: URL: <https://doi.org/10.1051/matecconf/201711001038>.

Научный руководитель: Коркишко А.Н., канд. техн. наук, доц.

УДК 69.07

ОБЗОР МЕТОДИК УЧЁТА ФИЗИЧЕКОЙ НЕЛИНЕЙНОСТИ ПРОФИЛЕЙ ЭЛЕМЕНТОВ ИЗ ЛСТК

Простакишина Д.А.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

ЛСТК – тонколистовой профиль, изготавливаемый способом профилирования заготовки на профилегибочных агрегатах, что представляет собой полностью механизированный процесс, или путем холодного гнутья тонколистового проката полумеханизированным способом с использованием прессы и стандартных штампов [1]. Основным достоинством данной технологии является возможность получения профилей различных форм, как следствие, широкий типоразмерный ряд сортамента.

Доля ЛСТК в общем объеме применяемых строительных конструкций в наиболее развитых странах мира варьируется от 6 до 20%, в России данный показатель составляет 8,46%, что численно равно 220 тыс. т в год [2, 3].

Применение данной технологии производства влечет за собой необходимость учета определенных особенностей изготавливаемых профилей, таких как остаточные напряжения, которые возникают в следствие гибки проката, и изменение механических свойств по сечению профиля.

Впервые вопрос распределения механических свойств по сечению и толщине профиля рассматривался в работах [4, 5] путем экспериментального определения микротвердости отдельных участков сечения, из чего был сделан вывод о том, что изменению механических свойств наиболее подвержены места изгиба, а также прилегающие к ним участки, длина которых численно равна $(3\div 6)t$.

В результате исследования, представленного в работе [6], сделан вывод о влиянии на наличие зон упрочнения формы профиля, его толщины и прочностных свойств металла. В работе других авторов [7], описывающих исследования в области профилированных профилей, отмечается, что предел текучести различных участков профиля увеличивается от 20 до 100%.

Для учета зон упрочнения по сечению предлагаются следующие методы [1]:

- материал профиля считается однородным, а механические характеристики постоянны по всему сечению, однако, увеличены с учетом упрочнения;
- материал профиля считается неоднородным, для учета этого фактора сечение разбивается на отдельные площадки, каждой из которых присваивается своя диаграмма σ - ϵ . Данный метод позволяет учесть зоны наибольшего упрочнения – места изгиба, прилегающие к ним участки, а также плоские участки сечения, упрочняющиеся незначительно.

Учет упрочнения стали ведется путем увеличения предела текучести, а именно, умножением на коэффициент упрочнения, полученный эмпирическим путем (Рис.1).

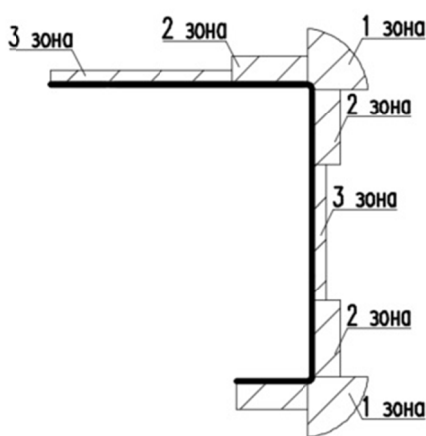


Рисунок 1 – Характер распределения механических характеристик по сечению профиля: 1 зона – места изгиба с увеличением предела текучести на 40-60% ($K_1=1.4-1.6$); 2 зона – прилегающие участки к 1 зоне, длина которых равна $(3\div 6)t$, с увеличением предела текучести на 15-25% ($K_2=1.15-1.25$); 3 зона – прямолинейные участки с наименьшим увеличением предела текучести на 2-7% ($K_3=1.02-1.07$)

Остаточные деформации принято учитывать, используя методику Ю.Н. Тихенко [8], согласно которой величина остаточных напряжений зависит от угла изгиба:

- для растягивающих напряжений в местах изгибов

$$\sigma_1 = 1.6\sigma_T \frac{(A-A_{\text{закр}})}{A} \quad (1)$$

- для сжимающих напряжений в прямолинейных участках

$$\sigma_2 = -1.6\sigma_T \frac{A_{\text{закр}}}{A} \quad (2)$$

где σ_T – предел текучести без учета зон упрочнения металла; A – площадь всего сечения; $A_{\text{закр}}$ – площадь изогнутых участков.

Однако, для учета зон упрочнения металла по сечению существуют и другие методики [9], согласно которым коэффициенты упрочнения зависят от угла изгиба. Наиболее распространенный характер распределения меха-

нических характеристик (Рис.1) справедлив только для угла изгиба 90 градусов, тогда как существует необходимость учета зон упрочнения при наличии углов более 90 градусов (элемент жесткости стенки Σ -профилей).

Таким образом, можно сделать вывод о том, что, несмотря на то, что вопрос распределения механических характеристик по сечению гнутого профиля и наличия остаточных напряжений считается изученным, все методики дают широкий диапазон значений коэффициентов упрочнения, а также остается открытым вопрос учета совместного влияния упрочнения металла и остаточных напряжений на пространственную работу элемента.

Список использованных источников

1. Астахов, И. В. Пространственная устойчивость элементов конструкций из холодногнутых профилей: автореф. дис. ...канд. техн. наук: 05.23.01 / Иван Витальевич Астахов. – Санкт-Петербург, 2006. – 24 с.
2. Каталог производителей металлических конструкций – 2016 / Ассоциация развития стального строительства, 2016 – 81 с.
3. Рыбаков, В. А. Применение полусдвиговой теории В. И. Сливкера для анализа напряженно-деформированного состояния систем тонкостенных стержней: автореф. дис. ...канд.тех.наук : 01.02.04 / Владимир Александрович Рыбаков. – Санкт-Петербург, 2012. – 21 с.
4. Богоявленский, К. Н. Определение механических свойств листовых материалов для расчета маршрутов холодного деформирования/ К. Н. Богоявленский, А. К. Григорьев // Обработка металлов давлением. – Ленинград, Машгиз, 1963. - С. 133-138.
5. Богоявленский, К. Н. Расчет на прочность гнутых профилей с учетом упрочнения / К. Н. Богоявленский, Д. М. Ясев // Обработка металлов давлением. – Ленинград, Машгиз, 1961. - С. 83-89.
6. Тришевский, И. С. Изменение механических свойств в процессе профилирования / И. С. Тришевский, В. В. Клепанда // Механические свойства гнутых профилей проката. – Харьков, 1977. – С. 58-61.
7. Арктиков, Г. А. Влияние холодной формовки на механических свойства стали замкнутых гнутосварных профилей холодной формовки/ Г. А. Арктиков, В. Ф. Беляев, Л. И. Гладштейн // Промышленное и гражданское строительство. - 1994. - № 5. – С. 16-24.
8. Тихенко, Ю. Н. Теоретические и экспериментальные исследования работы гнутых профилей с учетом собственных напряжений / Ю. Н. Тихенко, Г. М. Беседин, Г. Н. Кадочникова // Проектирование металлических конструкций: информационно-реферативный сборник. – Москва, 1969. – 124 с.
9. Дереньковский, В. М. Определение несущей способности стержней из гнутых профилей при упругопластических деформациях / В. М. Дереньковский // Прикладные проблемы прочности и пластичности. Статика и динамика деформируемых систем. – Горький, 1982. – С. 107-111.

Научный руководитель: Корсун Н.Д., к.т.н., доцент

ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОЕКТНО-ИЗЫСКАТЕЛЬСКИХ РАБОТ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ В ЧАСТИ АВТОМАТИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

Садыков Р.Р.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень,

Компания «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»

Целью данной статьи является систематизация нормативных документов в области проектирования систем автоматизации объектов нефтегазодобычи. Данные документы разрабатывались и утверждались в разное время различными учреждениями, такими как Министерство нефтяной промышленности, Ростехнадзор, ФГБУ ВНИИПО МЧС России, Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, Федеральное агентство по строительству и жилищно-коммунальному хозяйству и т.д. В комплексе они формируют целостную картину, начиная от постановки задачи, стоящей перед автоматизированными системами, и заканчивая процессом проектирования и ценообразования.

Объекты нефтегазодобычи (НГД) являются технологически сложными и опасными производственными объектами. Одним из важнейших компонентов, обеспечивающим требуемый уровень регулирования технологическим процессом и его безопасностью, является автоматическая система управления технологическими процессами (АСУТП). Целесообразно выделить следующие подсистемы, имеющие собственную нормативную базу, регулируемую ПИР, и принципы ценообразования:

- нижний (полевой) уровень АСУТП (контрольно-измерительные приборы и автоматика (КИПиА));
- средний и верхний уровень АСУТП (контроллеры, серверы, автоматизированные рабочие места АРМ).

Согласно ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений», комплексная автоматизация и телемеханизация является неотъемлемым компонентом объектов нефтедобычи. В документе определены основные задачи, стоящие перед системами автоматизации, в части управления и регулирования технологическим процессом, обеспечения безопасности технологических процессов, определен типовой объем данного раздела, измеряемые параметры.

Требования к АСУТП в части обеспечения безопасности технологических процессов, такие, как алгоритмы, блокировки, способы управления оборудованием и измерения параметров и т.д., более детально раскрыты в следующих документах:

- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности",

принятых приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 №101. Данный документ обязателен для исполнения на объектах нефтегазодобывающей промышленности.

- СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности». Применение свода правил обеспечивает соблюдение требований пожарной безопасности к объектам обустройства нефтяных и газовых месторождений, установленных Федеральным законом от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности".

В дополнение необходимо отметить, что принципы проектирования систем газообнаружения определены в ГОСТ Р 52350.29.2-2010 (МЭК 60079-29-2:2007) Часть 29-2. Газоанализаторы. Требования к выбору, монтажу, применению и техническому обслуживанию газоанализаторов горючих газов и кислорода».

Согласно Градостроительного кодекса Российской Федерации, для объектов капитального строительства требуется разработка проектной документации. Это распространяется и на системы автоматизации, как неотъемлемый компонент объектов НГД.

Данный вопрос раскрыт в Постановлении Правительства РФ от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию (с изменениями на 21 апреля 2018 года)». В частности, подраздел "Технологические решения" раздела 5 должен содержать: л) описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе, - для объектов производственного назначения. В документе разделяются проектная документация и рабочая документация, которая разрабатывается позже, на основе проектной.

Порядок подготовки проектной и рабочей документации детализирован в ГОСТ Р 21.1101-2009 «Система проектной документации для строительства (СПДС) [7]. Основные требования к проектной и рабочей документации» и в других ГОСТ серии 21 «Система проектной документации для строительства (СПДС)».

Проектирование полевого уровня АСУТП выполняется на основе ГОСТ 21.408-2013 «Система проектной документации для строительства (СПДС). Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов (с Поправками)». В документе подробно описаны требования к разрабатываемым чертежам, спецификациям, оформлению, приведены пример выполнения схем. Требования настоящего стандарта также распространяются на рабочую документацию технического обеспечения АСУ ТП, разрабатываемую по ГОСТ 34.201.

Руководящий технический материал РТМ 36.22.13-90 «Монтажно-технологические требования к проектированию систем автоматизации» устанавливает требования к проектированию систем автоматизации различных объектов, в т.ч. требования к смежным разделам. В документе четко определены основные спорные моменты, возникающие при проектиро-

вании систем автоматизация и таких разделов, как ПОС, архитектурно-строительный, технологический, электротехнический разделы.

Проектирование среднего и верхнего уровня АСУТП начинается со специализированного Технического задания (ТЗ), которое разрабатывается согласно ГОСТ 34.602-89 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы» [6].

После разработки и утверждения ТЗ, проектирование среднего и верхнего уровня АСУТП выполняется на основе ГОСТ 34.201-89 «Информационная технология (ИТ). Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем». В документе определены требования к разработке документов следующих разделов: общесистемные решения ОР; организационное обеспечение ОО; техническое обеспечение ТО; информационное обеспечение ИО; программное обеспечение ПО; математическое обеспечение МО. Более детально требования к вышеперечисленным разделам приведены в руководящем документе РД 50-34.698-90 «Методические указания. Информационная технология. Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов».

Сметная документация на проектные работы в части АСУТП разрабатывается на основании следующих нормативных документов:

- Для определения стоимости проектных работ для нижнего (полевого) уровня АСУТП используется «Справочник базовых цен на проектные работы для строительства «Объекты нефтедобывающей промышленности». Стоимость работ в данном случае рассчитывается в соответствии с удельным весом трудозатрат на разработку соответствующего раздела документации относительно общего комплекта. Сами расценки разработаны в соответствии с видом оборудования (куст скважин, трубопровод, замерная установка и т.д.)

- Для определения стоимости проектных работ для среднего и верхнего уровня АСУТП используется «Справочник базовых цен на разработку технической документации на автоматизированные системы управления технологическими процессами от 14.03.1997». В основу положен принцип определения трудоемкости, выраженной в баллах, определенных на основе параметров технологического процесса (характер протекания, количество технологических операций,) и функций АСУТП (развитость, режим управления, количество измеряемых переменных, количество управляющих воздействии).

Список использованных источников

1. Капустин, В. М. Основы проектирования нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов / В. М. Капустин, М. Г. Рудин, А. М. Кудинов. – Москва: Химия, 2012. – 440 с.

2. Федоров, Ю. Н. Основы построения АСУТП взрывоопасных производств. В 2-х т. Т. 2 Проектирование / Ю. Н. Федоров. – Москва: СИНТЕГ, 2006. – 632 с.

3. Нестеров, А. Л. Проектирование АСУТП: метод. пособие. Кн. 1 / А. Л. Нестеров. – Санкт-Петербург: ДЕАН, 2006. – 552 с.

4. Нестеров, А. Л. Проектирование АСУТП: метод. пособие. Кн. 2 / А. Л. Нестеров. – Санкт-Петербург: ДЕАН, 2006. – 944 с.

5 Проектирование систем автоматизации технологических процессов: Справочное пособие / А. С. Клюев [и др.]; Под ред. Клюева А. С. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 464 с.

6. Разов, И. О. проблемы и перспективы внедрения BIM технологий при строительстве и проектировании / И. О. Разов, А. В. Березнев, О. А. Коркишко // BIM-моделирование в задачах строительства и архитектуры: сб. материалов Всерос. науч.-практ. конф., 2018. - С. 27-31.

7. Серебрякова, С. Г. Стадии проектирования / С. Г. Серебрякова, А.Н. Коркишко // Северный морской путь, водные и сухопутные транспортные коридоры как основа развития Сибири и Арктики в XXI веке: сб. докладов XX Междунар. науч.-практ. конф. - Тюмень, 2018. - С. 218-220.

*Научный руководитель: Коркишко А.Н.,
к.т.н., зав. базовой кафедрой ПАО «Газпром нефть»*

УДК 691.212

ИЗУЧЕНИЕ ДЕФЕКТОВ СТРОИТЕЛЬНОГО КАМНЯ НА ПРИМЕРЕ НАБЕРЕЖНОЙ ГОРОДА ТЮМЕНИ

Сендык И. В., Шунькова Д. В.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Выражаем благодарность мастеру по обработке камня, выпускнику Уральского горно-геологического университета Владимиру Ломовцеву за профессиональную консультацию

Строительство уникальных зданий и сооружений предполагает возведение единственных в своём роде объектов по неповторимым проектам, а так же использование в работе материалов, нетипичных для рядовых построек.

Одним из сооружений, которые с полным правом отнесены к разряду уникальных, является Тюменская набережная, где применялся широкий спектр строительного камня. Здесь и нарядный Емельяновский гранит с оранжевым оттенком, и элегантный Южно-Сулутаевский, и белый с зеленоватыми включениями Мансуровский гранит, один из самых популярных в России, и респектабельный красный Капустянский гранит, и завораживающий своей космической текстурой карельский.

Они снискали популярность у застройщиков благодаря своей декоративности и выдающимся прочностным характеристикам. Тем не менее, существует целый ряд природных и техногенных факторов, из-за которых естественные строительные материалы утрачивают свои замечательные качества и приобретают разнообразные дефекты.

Условно дефекты строительного камня можно разделить на 5 видов: поверхностные, структурные, природные, эксплуатационные, технологический брак. Все они в той или иной степени присущи набережной р. Туры, что позволяет студентам не только познакомиться с дефектами, но и получить обширные знания по диагностике дефектов, выбору необходимых методов их устранения и профилактики.

1. Поверхностные дефекты включают в себя городскую пыль, грязь, сульфатные корки, пятна различного происхождения, высолы и граффити.

Грязь и городская пыль производственного, биологического, почвенного и, в первую очередь, транспортного происхождения может состоять из разнообразных компонентов – сажи, золы, частичек кварца, кальция, глины, различных органических соединений. Поэтому они не только ухудшают эстетические качества объекта, но и приводят к активизации физико-химической коррозии горных пород.

Полированные фактуры наиболее устойчивы к данным видам загрязнений, в то время как рельефные (бучардованная, бугристая, скальная и др.) покрываются пылью и грязью намного быстрее.

Сульфатные корки представляют собой серовато-чёрный гипсовый налёт в области поражения горных пород сернистым и углекислым газами, содержащимися в выхлопах автомобилей, ТЭЦ, промышленных предприятий.

Высолы – это налёты солевого или щелочного состава на поверхности камня. Причиной их появления является вымывание водой растворимых соединений из кладочного раствора. Чем меньше таких солей в камне, тем меньше он дает высолов при контакте с водой, что очень важно для облицовочного материала, находящегося на открытом пространстве в городской среде. А если устроен вентилируемый фасад, то эта проблема вообще не возникает.

Пятна на поверхности камня являются наиболее распространенными дефектами облицовки. Среди них выделяют:

- пятна ржавчины от металлических креплений или вкрапленников рудных минералов;
- масляные пятна – следствие работы техники или людской небрежности;
- пятна от органических частиц (таннины);
- пятна от жевательной резинки;
- пятна намокания.

Во многих случаях вещества, образующие пятна, не только наносят ущерб внешнему виду строительного камня, но и разрушают его структуру, что влечет за собой опасные последствия для сооружения.

Граффити (от итал. *graffito* – нацарапанный) – загрязнения в виде надписей, рисунков, живописи и т. п. Они заметно портят внешний вид сооружения, но в отличие от остальных видов дефектов не требуют скорейшего устранения.

2. Структурные дефекты являются следствием перепадов температур, химических и биологических агрессивных сред, механического влияния – всего, что воздействует на строительный камень в процессе эксплуатации и меняет его структуру. К ним относят: сахаристую и чешуйчатую эрозию, расслоение, трещины, сколы, потертости. К сожалению, в условиях резко континентального климата, тем более на территории крупного города, структурные повреждения неизбежны.

3. Природные дефекты возникают в массивах горных пород при тектонических движениях земной коры, в результате воздействия на сооружения наводнений и ураганных ветров, при температурных кризисах.

Структурные и природные дефекты не только нарушают внешний вид камня, но и угрожают безопасности людей, поэтому их необходимо устранять в кратчайшие сроки.

4. Эксплуатационные дефекты появляются в процессе использования камня и бывают вызваны несоответствием выбора горной породы (быстрое истирание, дробление, трещины), ошибками в выборе связующих растворов (растрескивание кладки, расслоение швов, растрескивание кромок камня), ошибками при укладке камня (размытие кладки вследствие затекания воды, чрезмерное выветривание и так далее).

5. Технологический брак возникает в процессе добычи и обработки горных пород, приводит к появлению трещин, шелушению, а самое главное – к значительному снижению её механической прочности.

Эксплуатационные дефекты и технологический брак следует предотвращать еще на стадии проектирования. Их появление полностью зависит от правильности выбора горной породы, от соблюдения технологии добычи, транспортировки и обработки материала, от соблюдения технологии строительства.

Согласно данным статистики, около 60% дефектов в облицовках из природного камня появляются в результате ошибок, допущенных на стадии проектирования; около 10% обусловлены низким качеством материалов; около 20% дефектов появляются по причине отступлений от проектов производства работ; почти 10% приходится на неудовлетворительную эксплуатацию здания в целом и каменной облицовки в частности и др. причин.

Конструктивное решение набережной р. Туры предусматривает наличие дренажной системы и уклонов, необходимых для стока воды; выполнение правильных сочленений и примыканий элементов облицовки; применение различного рода покрытий; применение материалов с полированной поверхностью, исключаящей застой воды, что способствует боль-

шей сохранности облицовки; герметизацию швов. К сожалению, не все виды работ были выполнены надлежащим образом, что спровоцировало появление разнообразных дефектов строительного камня. Их ликвидация требует дополнительных расходов, которых можно было бы избежать.

Список использованных источников

1. Маракушев, А. А. Петрография: учебник / А. А. Маракушев. - Москва: Изд-во МГУ, 1993. - 320 с.: ил.

2. Основин, В. Н. Справочник по строительным материалам и изделиям / В. Н. Основин, В. Л. Шуляков, Д. С. Дубяго. - Изд. 2-е. - Ростов на Дону: Феникс, 2006. - 443 с.: ил.

Научный руководитель: Игашева С. П., старший преподаватель

УДК 69.009

ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТЫ СТРОИТЕЛЬНОГО КОНТРОЛЯ

Серебрякова С.Г., Чухлатый М.С.,

Тюменский Индустриальный Университет, г. Тюмень

Контроль качества в строительной сфере многогранен, а строительный контроль - это его частичка. Строительный контроль, как процедура распространяется от начала работ, до ввода объекта в эксплуатацию. Данная процедура проводится в отношении всех видов деятельности. Порядок выполнения работ и результат проверяют на соответствие требованиям рабочей и проектной документации, инженерным изысканиям и техническим регламентам.

Строительный контроль – это форма обеспечения качества строительного объекта. Строительный контроль включает в себя различные виды других контролей и в итоге выходит многоуровневая система проверок. Все виды контроля между собой связаны, и их состав определяется работами, выполняемыми на объекте.

Строительный контроль регламентируется:

- Ст. 53 Градостроительного кодекса Российской Федерации;
- Постановление Правительства Российской Федерации № 468.

В соответствии с вышеперечисленными документами процедура строительного контроля является неотъемлемым элементом работ. Строительный контроль дает гарантию безопасности объектов.

Под словом «контроль» понимается замкнутая система, в которой связаны между собой заданные характеристики строительной продукции и процессы их получения. Характеристика продукции назначена в проектных решениях и нормативной документации. А при проверке можно узнать фактические значения.

Главной целью строительного контроля является обеспечение соответствия возводимого объекта проектным решениям и нормативным документам.

Достижение главной цели выполнимо за счет решения задач строительного контроля. А задачи распределяются по видам деятельности.

Выделяют следующие виды деятельности:

- управление работами;
- поставка материалов и оборудования;
- выполнение СМР;
- проведение приемо–сдаточных работ;
- документирование работ.

В процессе **управления работами** строительный контроль должен выполнять следующие задачи:

- оценивать влияние различных факторов (экономических, технических, организационных, энергосберегающих) на характеристики объекта и результат работы [4];
- координировать деятельности всех участников строительного процесса;
- повышать эффективности работы за счет эффективного использования методов и средств контроля.

При поставке **оборудования и материалов** строительный контроль должен выполнять следующие задачи [5]:

- выполнять проверку транспортировки материалов и оборудования;
- проводить оценку качества используемых и применяемых материалов;
- проводить проверку условия хранения и обработки материалов.

При выполнении **строительно–монтажных работ** строительный контроль должен выполнять следующие задачи:

- выполнять проверку соблюдения дисциплин, а также проектной и нормативной документации;
- выполнять оценку проведения технологических процессов (последовательность и качество).

При проведении **приемо-сдаточных работ** строительный контроль должен выполнять следующие задачи:

- выполнять проверку и выявлять несоответствия качество работ, поставок, дисциплине;
- выполнять проверку по объемам и срокам проведения работ.

В процессе **документирования работ** строительный контроль должен выполнять следующие задачи:

- выполнять проверку верности ведения документации и ее наличия;
- проверять документацию на актуальность и достоверность.

Процедура «строительного контроля» может быть применима на объектах:

- жилые и промышленные здания;
- торговые и бизнес-центры;
- гостиницы и т. д.

В заключение, можно сказать о том, что строительный контроль обеспечивает не только правильность выполнения технологии, но и покой заказчика, ведь защищает его от устранения непредвиденных денежных затрат, срыва сроков и несвоевременной сдачи объекта в эксплуатацию.

Список использованных источников

1. Казаков, Д. А. Строительный контроль / Д. А. Казаков. - Ростов на Дону, Феникс, 2012. - 477 с.
2. Адамов, Н. А. Учет и контроль в строительстве / Н. А. Адамов.- Санкт-Петербург: Питер, 2015. - 240 с.
3. Логанина, В. И. Метрология, стандартизация, сертификация и контроль качества в строительстве / В. И. Логанина, О. В. Карпова. – Москва: КноРус, 2018. - 308 с.
4. Ermolaev, A. N. Finite element analysis of radiant heating systems based on gas-fired infrared heat emitters [Electronic resource] / A. N. Ermolaev, S. A. Khaustov // MATEC Web of Conferences, 2017. – Vol. 110. – Access mode: URL: <https://doi.org/10.1051/matecconf/201711001024>.
5. Бураков, В. А. Технический надзор за строительством как гарантия качества законченных строительством объектов / В. А. Бураков, А.Н. Коркишко; Отв. ред. А. Н. Халин // Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе: сб. материалов Междунар. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов, молодых ученых и специалистов, 2016. - С.141-144.

*Научный руководитель: Чухлатый М.С.,
к.т.н., доцент базовой кафедры «Газпром нефть»*

УДК 69.009

ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТЫ АВТОРСКОГО НАДЗОРА

*Серебрякова С.Г., Чухлатый М.С.,
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

В современном мире сфера «строительства» является достаточно разнообразной и качественный проект здания или сооружения не является гарантией того, что в итоге объект получится именно такой, как и планировалось. Для того чтобы строительные работы выполнялись на высоком уровне качества, а также в срок, может потребоваться такая услуга, как авторский надзор. Именно эта услуга специализирована для того, чтобы данный проект

был осуществлен без каких-либо нарушений и погрешностей, которые в будущем могут привести к нарушению проектной документации, а что еще хуже к несчастным случаям, либо не допуску объекта к эксплуатации.

Таким образом, авторский надзор – это контроль качества выполнения всех работ по возведению объекта. Авторский надзор представляет собой проверку выполнения работ без использования измерительных и инструментальных средств, т. е. производится визуально, либо по документации. Но, также как показывает практика, иногда, оценить работу без измерительных средств невозможно либо нецелесообразно. В таком случае, авторский надзор, использует данные средства.

Основные цели авторского надзора в строительстве:

- обеспечить безопасность и надежность объекта после его сдачи;
- не допустить нарушение технологий возведения объекта, применение материалов, которые не соответствуют требованиям качества строительных норм и правил;
- вовремя вносить необходимые изменения в дизайн, планировку или архитектуру объекта
- консультирование строителей и прорабов при решении каких – либо важных вопросов.
- проверка подлинности сертификатов и паспортов используемых материалов.

Авторский надзор выполняет функций:

- ведение журнала авторского надзора;
- проверка выполняемых работ и их соответствие проектной и рабочей документации;
- принятие участия в составлении актов выполненных работ;
- проверка отклонения сметной документации;
- принятие участия в составлении актов скрытых работ;
- проверка на выявление нарушений нормативной документации (ГОСТ, СНиП и т.д.);
- своевременное внесение изменений в документацию при необходимости;
- проверка следования нормам и правилам безопасности и охраны труда;
- принятие участия в сдаче объекта в эксплуатацию.

Работа авторского надзора при строительстве какого - либо здания или сооружения начинается с заключения договора между проектной либо другой организацией и Заказчиком. Также одновременно с договором, составляется график посещения объекта, смета затрат, включая оплату услуг иных специалистов, которые будут вести авторский надзор. Также, если необходимо произвести контроль работ, которые изначально не были предусмотрены договором, то прилагается дополнительное соглашение. Авторский надзор имеет право вносить корректировки в документацию,

если сроки либо объемы изменяются. Предварительно любые изменения подписываются обеими сторонами. Посещение объекта специалистами авторского надзора на всех этапах строительства производится по согласованному графику и по просьбе Заказчика.

Специалисты, которые занимаются ведением авторского надзора имеют ряд прав и обязанностей. Основными из них являются:

- вовремя выполнять обязанности, которые указаны и подтверждены в договоре;
- проверка этапов строительства объекта;
- проверка на отклонение от документации, а также проверка после устранения этих отклонений;
- принятие участия в сдаче объекта.

Своевременное решение актуальных вопросов в процессе строительства объекта позволит не останавливать процесс строительства, а также улучшит его показатели в части энергоэффективности [4]. Что непосредственно приведет к своевременной сдаче объекта в эксплуатацию.

В случае, когда авторский надзор ведет не один специалист, а группа, то будет назначен руководитель, который будет отвечать за всю группу. Именно он координирует работу, выдает распоряжения и принимает отчеты [5].

Конечно же, заказчик в свою очередь обязан обеспечить специалистов транспортом, и при необходимости помещениями. Все эти условия также должны быть прописаны в договоре и подтверждены обеими сторонами.

Список использованных источников

1. Добромыслов, А. Н. Дефекты в конструкциях при строительстве / А. Н. Добромыслов. - Москва: АСВ, 2009. - 193 с.
2. Аникин, Ю. Проектное дело в строительстве / Ю. Аникин.- Екатеринбург, Изд-во Уральского ун-та, 2015. - 124 с.
3. Соколов, Г. К. Контроль качества выполнения строительномонтажных работ / К. Г. Соколов, В. В. Филатов. - Москва: Академия, 2009. - 384 с.
4. Ermolaev, A. N. Finite element analysis of radiant heating systems based on gas-fired infrared heat emitters / A. N. Ermolaev, S. A. Khaustov // MATEC Web of Conferences, 2017. – Vol. 110. – URL: <https://doi.org/10.1051/matecconf/201711001024>.
5. Коробова, Н. С. Авторский надзор за строительством как гарантия качества законченных строительством объектов / Н. С. Коробова, А. Н. Коркишко; Отв. ред. А. Н. Халин // Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе: сб. материалов Междунар. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов, молодых ученых и специалистов, 2016. - С. 187-190.

*Научный руководитель: Чухлатый М.С.,
к.т.н., доцент Базовой кафедры «Газпром нефть»*

СТРОИТЕЛЬНЫЙ КОНТРОЛЬ*Смирнов С.А.,**Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Требования в строительстве постоянно меняются и на данный момент в основе стоят три базовых принципа: качество, цена и скорость. Цена зависит от большого количества факторов и расписывать здесь их неуместно. А качество и скорость в свою очередь очень тесно связаны между собой в заявленной теме. На данный момент, кто быстрее и качественнее выполнил работу, тот и выиграл. Отсюда вытекают риски выпустить брак и т.п., но специально с целью исключения этого и были созданы различные варианты контроля. А применимо к строительству, строительный контроль, который на данный момент является важной частью строительства.

Строительный контроль проводится на всем протяжении строительства объекта капитального строительства и является одной из функций менеджмента качества. Его проводит либо подрядная организация, которая ведет все этапы строительства объекта, либо организация, которая не зависит от подрядчика, работающая напрямую с заказчиком посредством договора на оказание услуг. Так-же, помимо строительного контроля, за всеми объектами капитального строительства ведётся государственный строительный надзор (ГСН). Это вид исполнительно-распорядительной деятельности, который был создан чтобы контролировать соответствие деятельности объекта, который находится под надзором требованиям нормативно правовых актов и технических норм. Работа ГСН заключается в проверке и тщательном наблюдении. Если в ходе аудита обнаружится брак или дефект, то аудиторы вправе наложить административный штраф на подрядчика.

Основной целью государственного строительного надзора является профилактика нарушений, защита права граждан и организаций от эксплуатации некачественной продукции в строительной сфере.

Также, кроме вышеперечисленных видов контроля и надзора, существует такое средство воздействия на качество продукции, как саморегулирование. Оно выражается в обязательности наличия у подрядчика допусков саморегулируемой организации (СРО). К сожалению, только лишь сертификаты не могут обеспечить высокое качество и должную безопасность объекта. Для решения этого вопроса необходимы высокого уровня профессионалы и отличная техническая оснащённость организаций. Без этого добиться высокого качества невозможно. За членство в СРО компания обязана уплатить взнос и это стимулирует её выпускать качественную продукцию, а также демонстрирует потребителю серьёзность намерений подрядчика [6].

В современном мире акцент внимания смещён в сторону потребителя/заказчика, т.к. если товар не надлежащего качества, то потребителей просто не станет. Это понимает руководство подрядных организаций и по-

этому управленческое воздействие ориентировано на качество выпускаемой ими продукции.

Повышение значимости фигуры потребителя само собой ведет к повышению требований к качеству конечного продукта. Также за повышение стандартов качества выступает государство по средствам разного рода федеральных законов. Примером одного из таких законов является Федеральный Закон РФ от 27.12.2007 г. №184-ФЗ «О техническом регулировании», так-же различные своды норм и правил и своды правил. Требования которые в них прописаны обязаны соблюдать все, вне зависимости были они включены в договор или нет.

Кроме всего объёма регулирующих документов, на качество может влиять сам заказчик, генеральный подрядчик и т.д. Для этого при заключении договоров с подрядными организациями необходимо прописать желаемый конечный результат.

В соответствии с нормативной базой управление качеством не заканчивается сдачей объекта в эксплуатацию. На все объекты капитального строительства действует своего рода гарантийный срок использования, в соответствии с которым, если во время эксплуатации здания возникли какие-либо негативные последствия от некачественно выполненной работы или же от использования некачественных материалов, то подрядчик обязан устранить все нарушения за свой счёт, либо полностью возместить затраты, которые понёс заказчик, при устранении проблемы. Это регулируется, например Гражданским кодексом РФ (ст. 754) и т.п.

Также существует другой вид гарантий. Они не диктуются нормативными актами, а прописаны в договоре с подрядчиком. Их суть заключается в том, что продукт строительной деятельности отвечает всем требованиям качества и иногда даже является маркетинговой составляющей, ведь после того как объект будет введён подрядчик гарантирует надлежащее качество. В случае если будет обнаружен дефект в течении гарантийного срока подрядчик обязан незамедлительно за свой счёт устранить его.

Гарантийный срок эксплуатации объектов капитального строительства довольно-таки продолжительный. За это время большинство возможных недочетов могут проявить себя во всей красе. Продолжительность гарантийного срока эксплуатации прописывается в заключаемых договорах.

Каждый из способов контроля отличается от других тем или иным образом, но все они направлены на одну цель. Она состоит в следующем:

— обязательно соответствие выполненного объёма работ с применяемыми строительными материалами в процессе строительства, реконструкции, капитального ремонта объекта капитального строительства;

— результат таких работ должен полностью отвечать требованиям технических регламентов, иных нормативных актов и проектной документации.

Каждый вид контроля осуществляют разные инстанции, но ввиду общей цели они придерживаются общей методологии, которая включает-

ся в том, чтобы: фактически выполненные работы соответствовали проекту; подчинялись и не выходили за рамки существующей нормативной базы в строительной отрасли; обязательное обеспечение входного контроль.

Список использованных источников

1. Олейник, П. П. Организация строительного производства / П. П. Олейник. - Москва: АСВ, 2010. - 576 с.

2. Олейник, П. П. Принципы опережающей инженерной подготовки строительной площадки / П. П. Олейник, В. И Бродский // Промышленное и гражданское строительство, 2011. - № 3. - С. 38-40

3. Лапидус, А. А. Развитие технологии и организации строительного производства как ведущий фактор обеспечения модернизации отечественной строительной отрасли / А. А. Лапидус // Технология и организация строительного производства, 2012. - № 1.

4. Олейник, П. П. Основные требования к составу и содержанию проекта производства работ / П. П. Олейник, В. И. Бродский // Технология и организация строительного производства, 2013. - № 3(4). - С. 35-38

5. Синенко С. А. Рациональные организационно-технологические схемы производства строительно-монтажных работ в условиях реконструкции действующего предприятия / С. А. Синенко, Б. В. Жадановский, М. Ф. Кужин // Технология и организация строительного производства, 2014. - № 1(6). - С. 38-39

6. Бураков, В. А. Технический надзор за строительством как гарантия качества законченных строительством объектов/ В. А. Бураков, А.Н. Коркишко; Отв. ред. А. Н. Халин // Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе: сб. материалов Междунар. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов, молодых ученых и специалистов., 2016. - С.141-144.

Научный руководитель: Коркишко А.Н., канд. техн. наук, доц.

УДК 69.009

К ВОПРОСУ ПРОВЕДЕНИЯ СТРОИТЕЛЬНОГО КОНТРОЛЯ В СТРОИТЕЛЬСТВЕ

Шуплецов Р.А.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: строительный контроль, инженер технадзора, подрядчик, исполнительная техническая документация, проект.

В статье представлены сведения о проведении строительного контроля за объектом строительства, основные задачи его проведения и причины необходимости в техническом надзоре.

Строительный контроль (ранее – «технический надзор») - комплекс экспертно-проверочных мероприятий, осуществляемых для обеспечения точного соблюдения определяемых проектом стоимости, сроков, объемов и качества производимых работ и строительных материалов. [1]

Данная процедура проводится в интересах Заказчика, который, как правило, может не обладать необходимыми возможностями для ведения контроля качества строительной продукции, ревизии исполнительной документации, стандартизации и других всевозможных аспектов. Для контроля данных процессов в строительстве, многие Заказчики нанимают независимые экспертные организации, оказывающие услуги по строительному контролю (СК).

Данный контроль за процессом строительства осуществляют специалисты различных направлений, назначаемые в соответствии с потребностями проекта: [2]

- специалист по общестроительным работам
- специалист по электрическим сетям
- специалист сантехнических систем
- инженер систем вентиляции и кондиционирования
- специалист по сметной документации
- инженер-проектировщик

Основные задачи технического надзора в строительстве:[3]

✓ строительный технический надзор проверяет, имеется ли у подрядчика строительства все документы и квалификационные сертификаты о качестве используемых стройматериалов, изделий и оснащения, подкрепленными документами с результатами проделанных ранее лабораторных исследований.

✓ инженер технадзора держит под контролем выполнение Подрядчиком всех нормативов и правил исполнения работ, он также ведет контроль над методичностью и четкостью пошагово выполняемых технологических процессов. Также, инженер обязательно ведёт надзор соответствия стандартов качества проделанных рабочих операций, чтобы они соответствовали требованиям имеющейся проектной документации;

✓ строительный контроль обязуется выявлять и устранять возможные погрешности в процессе, совершать обоснованный возврат проектировщикам несоответствующую техническую документацию, после чего контролировать и документировать прием обратно уже правильной и переделанной документации, а далее передать её исполнителю работ;

✓ инженер технадзора обязательно информирует органы госнадзора о возможных фактах аварийного состояния на стройплощадке;

✓ инженер ведёт надзор согласованности с условиями, предусмотренными в договоре и соответствие срокам календарного плана и масштабов выполняемых операций или работ;

✓ технический надзор следит за тем, чтобы у подрядчика имелась в наличии, а главное правильно велась вся необходимая документация, в их

числе и оценка согласования геодезических схем выполняемых конструкций с выборкой и ведением четкого расположения конструктивных составляющих;

✓ технический надзор вместе с Подрядчиком осуществляет оценку соответствия проделанных операций или мероприятий, также относятся и зоны инженерных коммуникаций, имеющих конструкции. В заключение совершается подписание актов выполненных работ двумя сторонами, для подтверждения их соответствия.

✓ инженер строительного контроля также наряду с Подрядчиком совершает итоговую оценку строительства - соответствие всем требованиям законодательства, технической документации, до введения его непосредственно в эксплуатацию.

Для предотвращения сложностей в эксплуатации и сдачи объекта, технадзор предотвращает следующие проблемы на этапе проектирования и строительства:

- по причине несоблюдения проектировщиком или строительным подрядчиком нормативных и проектных требований возможно появление трещин, осадки сооружения, обрушение конструкции;

- не проектные строительные материалы влияют на прочностные характеристики конструкции и экологичность возводимых помещений;

- снижение рентабельности проекта, вызванное срывом сроков проведения работ.

- некорректное ведение исполнительной технической документации в ходе строительства, что в будущем создаст трудности для технических служб эксплуатирующей организации;

- увеличение затрат на строительство по причине неправильного отражения выполняемых работ в сметной документации;

В зависимости от требований проекта и уровня сложности объекта определяется частота, с которой ответственные лица будут осуществлять наблюдение и контроль за проведением строительных работ на объекте. При каждом таком посещении строительной площадки составляются отчетные материалы о ходе реализации проекта, включающие:

- ✓ описание выявленных дефектов и нарушений
- ✓ ссылки на нормативную и техническую документацию, в качестве подтверждения выявленных нарушений

- ✓ фото- и видеоматериалы

- ✓ график производства работ

- ✓ таблицы расхода средств

В случае если специалисты СК приступают к экспертной оценке на стадии, когда строительные работы на объекте уже идут, рекомендуется проведение комплексного предварительного обследования сооружения для своевременного выявления нарушений технологии и дефектов конструк-

ций сооружения и минимизации рисков снижения качества строительства в дальнейшем.[4]

Организация, выполняющая строительный контроль, должна иметь квалификационный сертификат на выполнение контроля работ строительства, а именно, документ установленного государственного образца, который дает возможность ей предоставлять упомянутые услуги.[5]

Список использованных источников

1. Санкт-Петербургское государственное бюджетное учреждение «Стройкомплект» [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://spbgbusk.ru/stroitelnyy-kontrol-tehnicheskiy-n>

2. СП 48.13330.2011. Организация строительства», дата актуализации: 01.01.2018; разработ. ФГУ Федеральный центр технической оценки продукции в строительстве.

3. Охрана труда в России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://ohranatruda.ru/ot_biblio/norma/249798/

4. Бураков, В. А. Технический надзор за строительством как гарантия качества законченных строительством объектов/ В. А. Бураков, А. Н. Коркишко; Отв. ред. А. Н. Халин // Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе: сб. материалов Междунар. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов, молодых ученых и специалистов, 2016. - С.141-144.

5. Градостроительный кодекс Российской Федерации: [Принят Государственной Думой 22 декабря 2004 года; Одобрен Советом Федерации 24 декабря 2004 года]: офиц. текст: по состоянию 29. 12. 2004 № 190-ФЗ (ред. от 03.08.2018). – Москва, 2004. - Ст. 53.

*Научный руководитель: Коркишко А.Н., к.т.н.,
зав. базовой кафедрой ОАО «Газпромнефть»*

УДК 625.856

СОРБЦИОННАЯ СПОСОБНОСТЬ ЦЕЛЛЮЛОЗНОГО ВОЛОКНА

Ястремский Д.А., Абайдуллина Т.Н.,

Тюменский индустриальный университет, г.Тюмень

Для удержания горячего битума на поверхности зерен минерального материала в период промежуточного хранения и транспортирования щебеночно-мастичных асфальтобетонных смесей (ЩМА), в их состав вводят специальные структурирующие (стабилизирующие) добавки (СД) действие которых выражается в способности препятствовать сегрегации и отслоению (стеканию) битумного вяжущего, увеличению толщины битумной плёнки в межзерновом пространстве ЩМА [1-4].

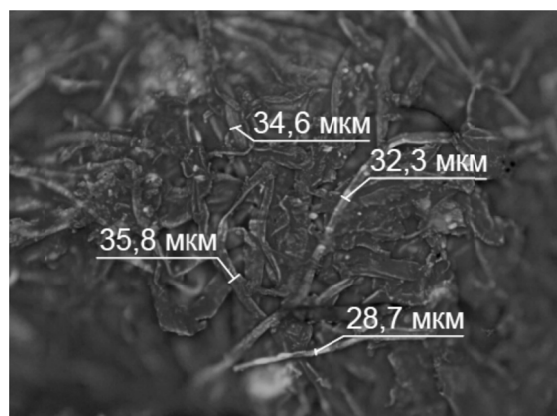
Так как стандартные методики оценки сцепления битума с волокнами СД не позволяют дать количественную оценку адсорбции битума, в данной работе был применён метод флуоресцентной микроскопии.

Сорбционную способность целлюлозного волокна определяли с помощью микроскопа «БиОптик С-400». Общий вид микроскопа представлен на рисунке 1а. Более подробно механизм работы микроскопа описывает А.Ф. Сайфутдинова [5].

Перед введением добавок в битум гранулы СД размельчали в лопастной мельнице до волокнистого состояния. После этого подготовленное волокно вводили в разогретый до 150-160 °С битум и перемешивали с помощью лабораторного смесителя до однородного состояния.



(а)



(б)

Рисунок 1 – а - Общий вид флуоресцентного микроскопа «БиОптик С-400»; б - микрофотоснимок целлюлозного волокна во флуоресцентном свете, увеличение в 10 раз

На полученных флуоресцентных микрофотоснимках видно, что целлюлозное волокно после поглощения света одной длиной волны излучает свет с другой, как правило, большей длиной волны, что позволяет зафиксировать и визуализировать структурные изменения, скрытые от невооруженного глаза и увидеть участки волокон, не покрытые битумом (ярко зелёное свечение) рисунок 2б. Так же удалось установить геометрические параметры волокон, обработанных битумом, которые приведены в таблице 1. Микроструктура СД «Армидон» без битума была определена в работах [6-8].

Таблица 1 – Геометрические параметры целлюлозного волокна

№ п/п	Параметр	Стандартные	Обработанные битумом
1	Средняя длина, мм	1,4	1,4
2	Средняя ширина, мм	0,029	0,033
3	Средняя толщина, мм	0,008	0,017

Полученные результаты показали, что при объединении целлюлозного волокна с битумом, волокно образует пространственную сетку в последнем, адсорбируя на своей поверхности битумные плёнки, что обусловлено межмолекулярными взаимодействиями и диффузией. В результате происходит поглощение мальтенов, это приводит к увеличению волокна в объёме по ширине на 0,004 мм, а по толщине на 0,009 мм.

Выводы

1. В результате флуоресцентной микроскопии установлено, что вязкость битума изменяется за счёт пропитывания фибрилл целлюлозы маслами и смолами, увеличивая их диаметре на 10 %, а также образованием пространственной сетки из волокон, покрытых тонкими плёнками битума, которые лучше скрепляются между собой.

2. Методом флуоресцентной микроскопии выявлены особенности структуры дисперсно-армированного битума и установлено, что способность добавок препятствовать расслоению дисперсной системы обусловлена процессами избирательной адсорбции на волокнах активных компонентов битумного вяжущего. Влияние на уровне микроструктуры определяется содержанием СД, дисперсностью волокон и интенсивностью взаимодействия с вяжущим.

Список использованных источников

1. Костин, В. И. Щебеночно-мастичный асфальтобетон для дорожных покрытий: учебное пособие по курсу «Новые технологии в дорожном строительстве» для студентов специальности 270205 – «Автомобильные дороги и аэродромы» и слушателей системы дополнительного профессионального образования» / В. И. Костин. – Н. Новгород, издание ННГАСУ, 2009. - 65 с.

2. Кирюхин, Г. Н. Покрытия из щебеночно-мастичного асфальтобетона / Г. Н. Кирюхин, Е. А. Смирнов. – Москва: Элит, 2009. – 176 с.

3. Баранов, И. А. Оценка эффективности стабилизирующих добавок для улучшения структуры и свойств щебеночно-мастичного асфальтобетона : дис. ... канд. тех. наук : 05.23.05 / И. А. Баранов. – Орел, 2015. – 176 с.

4. Исследование долговечности асфальтобетона с добавкой «Армидон» / Д. А. Ястремский [и др.] // Вестник Московского автомобильно-дорожного государственного технического университета (МАДИ). - 2017. - № 2(49). - С. 63-70.

5. Сайфутдинова, А. Ф. Двумерная флуоресцентная микроскопия для анализа биологических образцов: учебно-методическое пособие / А. Ф. Сайфутдинова. - 2-е изд., испр. и доп. – Санкт-Петербург, 2008. – 111 с.

6. Yastremsky, D. Statistical Test Data Evaluation of Track Rutting in Stone Mastic Asphaltic Concrete [Electronic resource] / D. Yastremsky, P. Chepur, T. Abaidullina // AIP Conference Proceedings, 2017. – Vol. 1800. –

Articlenumber 020002, availbleat. - Access mode:
<https://doi.org/10.1063/1.4973018>.

7. Ястремский, Д. А. Определение микроструктуры стабилизирующей целлюлозно-бумажной добавки «АРМИДОН» на растровом электронном микроскопе JSM-6510LV / Д. А. Ястремский, П. В. Чепур, Т. Н. Абайдуллина // *Фундаментальные исследования*, 2016. – № 9. – С. 96-101.

8. Ястремский, Д. А. Микроструктура целлюлозно-бумажных стабилизирующих добавок / Д. А. Ястремский [и др.] // *Сб. материалов междунар. науч.-практ. конф. молодых исследователей им. Д. И. Менделеева*, 2016.- С. 404-407

Научный руководитель: Абайдуллина Т.Н., к.т.н., доцент

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

УДК 622.276

ОСОБЕННОСТИ ИНТЕРФЕРЕНЦИИ СКВАЖИН

*Анаприенко Е.В., Дитковский К.С., Жукова Е.М.,
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Моделирование технологических процессов добычи нефти и оптимальное управление режимами эксплуатации скважин являются важными и актуальными задачами современной нефтепромысловой практики. Главной отличительной чертой технологического процесса добычи нефти является оценка взаимовлияния скважин (интерференции), потому как смена режима работы одной из скважин влияет на изменение режимов работы остальных скважин.

Зачастую две или более скважины расположены в одном водоносном горизонте и близки друг к другу. Тогда возможно, что их конусы депрессии могут пересекаться. Когда возникает такая ситуация, говорят, что скважины мешают друг другу, потому что зона влияния одной скважины перекрывает зону влияния другой скважины.

Таким образом, когда близко расположенные многочисленные скважинные системы выходят в водоносный слой, вызывая интерференцию, могут быть замечены следующие моменты:

1. Общий объем подземных вод меньше суммы пропускной способности отдельных скважин.
2. Эффективность каждой скважины снижается.
3. Просадка увеличивается, и в результате повышается подъем насосов.
4. Стоимость добычи возрастает из-за снижения эффективности и увеличения подъема насосов.

Ввиду вышеуказанных эффектов необходимо правильно разграничить зону скважины, чтобы обеспечить наиболее экономичную систему добычи.

Из-за интерференции скважин общая скорость добычи не является суммой полной пропускной способности скважин, взятых индивидуально. Таким образом, снижение скорости откачки зависит от характеристик водоносного горизонта, расстояния между скважинами и времени откачки.

Для изучения интерференции скважин необходимо рассмотреть приток жидкости, как при упругом режиме работы залежи, так и при неупругом. При наблюдении на практике было отмечено, что вследствие упругости жидкостей и сжимаемости пласта эффект взаимодействия скважин устанавливается не сразу. Например, после ввода в эксплуатацию новой скважины давление вокруг нее перераспределяется постепенно, зона влияния скважи-

ны растет, достигает соседней скважины и затем эффект взаимодействия скважин усиливается до тех пор, пока перераспределение давления в пласте не заканчивается и процесс окончательно не устанавливается.

Список использованных источников

1. Кременецкий, М. И. Гидродинамические и промыслово- технологические исследования скважин: учеб. пособие / М. И. Кременецкий, А. И. Ипатов. - Москва: МАКС Пресс, 2008. - 476 с.

2. Лысенко, В. Д. Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ / В. Д. Лысенко.- Москва: Недра, 1998. - 638 с.

Научный руководитель: Мамчистова Е.И., к.т.н., доцент

УДК 69.058

ОРГАНИЗАЦИЯ ПУСКОНАЛАДОЧНЫХ РАБОТ

Андреев Н.В.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

С каждым годом, газо- и нефтедобывающие отрасли промышленности развиваются всё более стремительными темпами. В связи с этим, на объектах добычи и разработки нефти и газа используется всё более современное, передовое и технически сложное оборудование. Данное оборудование требует больших знаний и опыта не только на стадии его разработки и конструирования, но так же на стадии непосредственного монтажа и проведения пусконаладочных работ перед вводом объекта в эксплуатацию. Специалисты, осуществляющие проведение пусконаладочных работ, должны обладать достаточно обширными знаниями нормативной документации и технических регламентов для грамотной настройки и отладки оборудования.

На подготовительном этапе пусконаладочных работ немаловажной их частью является процесс предупреждения, выявления и устранения различных рисков возникающих как, непосредственно во время проведения пусконаладочных работ, так и после их завершения. Эти исследования проводятся при помощи специализированных процедур: HAZOP, PHSER и HAZID/ENVID.

HAZID – это идентификация потенциальных источников опасности, которые могут возникнуть на этапах проектирования, строительства, монтажа, ввода и вывода из эксплуатации, а также при наличии изменений в существующих производственных процессах в ходе эксплуатации. Проводится на ранних этапах проектирования, главными целями и задачами являются: выявление и идентификация опасности, структуризация опасностей и эффектов и принятие решений по поводу технологии уменьшения

выявленных рисков. Плюсы риск-сессии HAZID: метод легко применим, может давать достаточно подробную систематизацию, может быть использован для оценки простых операций, в процессе работы используется прошлый опыт. Недостатки метода: сложно применим для новых технологий, детальность анализа напрямую зависит от опыта команды.

Процедура HAZOP - это идентификация возможных опасностей и проблем работоспособности объекта исследования, которые могут возникнуть вследствие реализации заложенных в проекте технических решений. Используется в течение всего жизненного цикла проекта после завершения проектной документации, так же при любом значительном изменении в анализируемом технологическом процессе. Цели и задачи риск-сессии: проверка новых проектов или крупных модификаций старых, проверка программного обеспечения и рабочих инструкций, определение работоспособности системы в условиях технологических неполадок и отклонений, повышение безопасности во время эксплуатации установки. Существенными плюсами данного метода являются: систематичность и комплексность, широкая применимость и лёгкое освоение, лёгкость адаптации к сфере применения. Недостатки: может быть дорогостоящим и затратным по времени, для осуществления требуются опытные пользователи с определённым уровнем знаний, рассматриваются случаи только с одной проблемой или ошибкой.

PHSER – это процедура, оценивающая проект на предмет учета и минимизации рисков, а так же его соответствия требованиям в области охраны труда, промышленной безопасности и охраны окружающей среды. Проводится после предыдущих риск-сессий HAZOP и HAZID, непосредственно перед запуском объекта. Цели и задачи: проверка существующих документов по объекту, проверка соблюдения и выполнения рекомендаций предыдущих риск-сессий, проверка предпусковой готовности объекта. Плюсы метода: детальный разбор непосредственно готового к работе агрегата, полная картина готовности оборудования. Минусы: длительное время проведения, большие трудозатраты.

ENVID - процедура, направленная на выявление потенциальных опасностей, которые могут оказать воздействие на окружающую среду.

При проведении процедур HAZOP, PHSER, HAZID/ENVID, ФСА должно быть обеспечено участие представителей всех заинтересованных функций внутри Компании, ключевые внешние заинтересованные стороны, включая представителей проектной организации.

Пусконаладочные работы начинаются сразу после окончания монтажа оборудования на строительной площадке. Основными целями проведения пусконаладочных работ являются проверка правильности и соответствия установленного оборудования проекту и нормативным документам, настройка и испытания оборудования под различными нагрузками и согласно проектным мощностям его использования, итоговая проверка без-

опасности и надёжности. Проверки проводятся для отдельных узлов оборудования, а так же оборудования в составе комплекса. Результатом проведения пусконаладочных работ является выявление и устранение всех ошибок и недостатков, допущенных в процессе монтажа оборудования, препятствующих правильной и безопасной работе комплекса на проектных мощностях. Приём оборудования в эксплуатацию осуществляется после устранения всех выявленных недостатков и полного завершения пусконаладочных работ.

Наладочные работы могут выполняться либо наёмными специализированными организациями на основании договора, либо собственными силами заказчика или подрядчика при наличии необходимого оборудования для качественного и технически верного проведения всех испытаний и квалифицированного, грамотно подготовленного инженерно-технического персонала. Инженерно-технический персонал, выполняющий пусконаладочные работы, обязан пройти обучение и сдать экзамен на квалификацию в объёме выполняемой работы и получить соответствующее удостоверение.

Состав бригады, под руководством опытного инженерно-технического работника, выполняющей пусконаладочные работы обычно не превышает пяти человек, в её состав в основном так же входят инженерно-технические работники. На каждую работу по пуску и наладке оборудования составляется отдельная программа, которая согласовывается с организацией, выполняющей работы на объекте. При разработке программы на пусконаладочные работы большое внимание следует уделять опытам, направленным на проверку отдельных узлов, выявление недостатков элементов конструкций, качества их установки и монтажа оборудования. Особое внимание должно уделяться надёжности и правильности работы основного и вспомогательного оборудования, его производительности, устойчивости работы при минимальных и максимальных нагрузках, а так же проверяется стабильность поддержания заданных параметров. Число проводимых испытаний должно быть по возможности минимальным, но достаточным для проверки всех необходимых параметров оборудования. При проведении пусконаладочных работ не допускается присутствия в зоне проведения испытаний работников, не имеющих соответствующих допусков.

Пусконаладочные работы включают в себя следующие этапы:

- 1) Знакомство бригады выполняющей наладку с проектом.
- 2) Наружный и внутренний осмотр смонтированного оборудования с целью выявления дефектов, неточностей и ошибок, допущенных строительными бригадами при монтаже.
- 3) Проверка и опробование отдельных узлов и частей пускаемого оборудования.
- 4) Подготовка оборудования и проверенных ранее узлов к комплексному опробованию.

5) Подготовка эксплуатационного персонала и работников пусконаладочной бригады к комплексному опробованию оборудования.

6) Комплексное опробование оборудования.

7) Испытания оборудования при различных эксплуатационных нагрузках, предусмотренных в проекте.

8) Составление технического отчёта результатов проведённых испытаний.

Наиболее ответственным и важным этапом из вышеперечисленных является включение оборудования в работу комплекса и его опробование. Все работы во время этих этапов должны проводиться только с ведома руководителя пусконаладочной бригады и при наличии его разрешения. Работникам запрещено вмешиваться в оперативные указания и распоряжения руководителя наладочной бригады кроме тех случаев, когда выполнение его указаний может нанести вред безопасности оборудования и персоналу работающему с ним.

Руководитель наладочной бригады при пусконаладочных работах обязан: лично выполнять все правила эксплуатации основного и вспомогательного пускаемого его бригадой оборудования, действующие на площадке эксплуатационные инструкции. Руководитель должен обеспечивать и контролировать правильность и последовательность выполнения персоналом пусконаладочных операций, а при выполнении наиболее ответственных этапов работ, осуществлять непосредственное руководство процессом. Обязан неукоснительно соблюдать правила техники безопасности и правила пожарной безопасности, контролировать выполнение этих правил его подчинёнными, обеспечивать безопасные условия труда для персонала, участвующего в пусконаладочных работах. Должны приниматься меры для предотвращения аварийных ситуаций и несчастных случаев при пуске и отладке оборудования.

Члены пусконаладочной бригады и персонал, принимающий непосредственное участие в пусконаладочных работах обязаны:

1) Выполнять все команды и указания руководителя наладочной бригады, действующие и согласованные инструкции по пуску и эксплуатации оборудования.

2) Соблюдать правила техники безопасности и правила пожарной безопасности при осуществлении пусконаладочных работ.

3) Следить за работой оборудования и контролировать его состояние, не покидая закреплённого за ним рабочего места без разрешения или требования руководителя пусконаладочной бригады.

4) Производить по команде руководителя наладочной бригады необходимые действия по переключению, пуску и остановке основного и вспомогательного оборудования, а так же регулирование режимов работы пускаемого оборудования.

5) Незамедлительно сообщать руководителю пусконаладочной бригады обо всех замеченных дефектах, неполадках и изменениях в работе оборудования в процессе проверки.

Руководитель пусконаладочной бригады при выполнении работ имеет право:

1) Не допускать к участию в работах персонал, имеющий право и допуски на эксплуатацию оборудования, но недостаточно хорошо знающий пускаемый участок технологической линии.

2) Отстранять от участия в пусковых работах лиц, нарушающих эксплуатационные инструкции, правила техники безопасности и пожарной безопасности.

3) Давать указания и инструкции по вопросам соблюдения техники безопасности и охраны труда работниками при пуске оборудования.

4) Прекращать пуск и проверку основного и вспомогательного оборудования при возникновении опасности для оборудования и персонала осуществляющего его пуск, непредвиденной ситуации, нарушении пусковой схемы, а также при несоблюдении персоналом выданных инструкций и техники безопасности.

В результате проведения пусконаладочных работ составляется отчет, в котором указываются все этапы проверки, выявленные недостатки и рекомендации по поводу их устранения. Установленные по результатам проверки недостатки при монтаже конструкций и ошибки в работе оборудования должны быть устранены в кратчайшие сроки, после проводится повторная проверка. Работа пусконаладочной организации считается завершенной сразу после подписания сторонами акта о приёмке пусконаладочных работ. При грамотной организации пусконаладочных работ, затраты связанные с их проведением, обычно полностью окупаются в течение нескольких месяцев.

Проведение пусконаладочных работ является одним из самых ответственных процессов при возведении объектов газо- и нефтедобычи. При относительно невысокой сметной стоимости проведения пусконаладочных работ, они являются крайне важными в строительном процессе и необходимо максимально качественное их исполнение. Выполнение пусконаладочных работ при строительстве объекта требует от исполнителей серьезного подхода при производстве работ, а так же достаточно обширных знаний об оборудовании, пусконаладочные работы которого производятся. Точное, грамотное выполнение и контроль производства пусконаладочных работ позволяют существенно снизить риски возможных аварий и чрезвычайных ситуаций при дальнейшей эксплуатации объектов газо- и нефтедобычи.

Список использованных источников

1. Кудинов, В. И. Основы нефтегазового дела / В. И. Кудинов. - Москва: Институт компьютерных исследований; Ижевск: Удмуртский госуниверситет, 2004. – 720 с.

2. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений / Ш. К. Гиманутдинова [и др.]. - Москва: Недра, 1983. – 455 с.

3. Ermolaev, A. N. Research of thermal conditions over high-temperature gas-fired infrared emitters / A. N. Ermolaev, S. A. Khaustov [Electronic resource] // MATEC Web of Conferences. – 2017. - Vol. 110. – Access mode: URL: <https://doi.org/10.1051/matecconf/201711001038>.

4. Бураков, В. А. Технический надзор за строительством как гарантия качества законченных строительством объектов / В. А. Бураков, А.Н. Коркишко; Отв. ред. А. Н. Халин // Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе: сб. материалов Междунар. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов, молодых ученых и специалистов, 2016. - С. 141-144.

Научный руководитель: Чухлатый М.С., к.т.н.

УДК 622.276.66

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА ГРП НА ЖУМАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Аристов А.О.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В настоящее время добывающие компании занимаются разработкой и эксплуатацией трудноизвлекаемых запасов нефти, поэтому в процессе освоения и эксплуатации нефтяных скважин, вскрывающих низкопроницаемые, слабодренлируемые коллектора необходимо применять методы увеличения нефтеотдачи и интенсификация добычи нефти.

В данной работе рассмотрены методы увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти, применяемые на Жуманском месторождении и более конкретно рассмотрен метод интенсификации добычи нефти путем применения гидравлического разрыва пласта (ГРП) на данном месторождении за период 2013-2017гг.

Жуманское нефтяное месторождение находится в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа – Югры Тюменской области.

Месторождение открыто в 2004 году, введено в разработку в 2009 году. По состоянию на 01.01.2018 на государственном балансе числятся запасы углеводородов по шести подсчетным объектам АС10/2, АС10/2-1, АС10/2-2, ЮС0 (баженовские продуктивные отложения), ЮС0К2 (баженовские продуктивные отложения) и ЮС2/1 (продуктивные отложения тюменской свиты). В промышленной эксплуатации находятся объекты АС10/2 и ЮС2/1. Объекты ЮС0, ЮС0К2, в эксплуатацию не введены.

Запасы нефти на объекте АС10/2 и ЮС2/1 относятся к трудноизвлекаемым, приурочены к низкопроницаемым (средняя проницаемость для АС10/2 – 0,017 мкм², для ЮС2/1– 0,001 мкм²), слабодренируемым коллекторам.

За период 2013-2017гг. на месторождении проводились мероприятия по воздействию на пласты с целью восстановления и повышения продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин:

- Гидравлический разрыв пласта (ГРП)
- ОПЗ физико-химическими методами в нагнетательных скважинах
- Перфорационные методы
- Изоляционные мероприятия
- Потокотклоняющие и нефтеотмывающие технологий (МУН) в нагнетательных скважинах

В настоящее время ГРП является одним из самых эффективных методов повышения производительности скважин, вскрывающих низкопроницаемые, слабодренируемые коллектора.

Гидравлический разрыв может быть определен как механический метод воздействия на продуктивный пласт, при котором порода разрывается по плоскостям минимальной прочности благодаря созданию высокого давления на забоях скважин, создаваемого закачкой в пласт жидкостей разрыва. После разрыва под воздействием давления жидкости трещина увеличивается, возникает ее связь с системой естественных трещин, не вскрытых скважиной, и с зонами повышенной проницаемости, таким образом, расширяется область пласта, дренируемая скважиной. Для предотвращения смыкания образующихся трещин их заполняют наполнителем (проппантом) [1].

В результате проведения ГРПкратно повышается дебит добывающих скважин за счет снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне и увеличения фильтрационной поверхности скважины, а также увеличивается конечная нефтеотдача за счет приобщения к выработке слабо дренируемых зон и пропластков.

На Жуманском месторождении применение ГРП дало хороший результат. Дополнительно добыто за счет применения гидравлического разрыва пласта 4153.68 тыс.т нефти (60.8 % в общей добыче), что составляет 97.9 % от всей дополнительно добытой нефти. Также можно отметить что 90% операций ГРП проводилось при строительстве скважин.

Учитывая, что 60.8 % от общей добычи добыто за счёт проведения операций ГРП, можно сказать, что данная операция при своей не малой стоимости полностью себя оправдывает и как следствие делает добычу трудноизвлекаемых запасов нефти более рентабельной и экономически выгодной.

Список использованных источников

1. Ибрагимов, Л. Х. Интенсификация добычи нефти: книга / Л. Х. Ибрагимов, И. Т. Мищенко, Д. К. Челюнец – Москва: Наука, 2000. – 414 с.

УДК: 622.691.24:550.8.05

4D ИССЛЕДОВАНИЯ ДЛЯ ПОСТОЯННОГО МОНИТОРИНГ И ОБНОВЛЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКУЮ И ДИНАМИЧЕСКУЮ МОДЕЛИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Арсан Ш.А.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

На сегодняшний день в мире насчитывается более 65 000 нефтяных и газовых месторождений. Но только 94% сосредоточено в менее чем 1500 месторождениях. Большинство крупнейших нефтяных месторождений в мире расположены на Ближнем Востоке, но есть также сверхгиганты месторождения в Бразилии, Мексике, Венесуэле, Казахстане и России.

Также в мире насчитывается более 600 подземных хранилищ газа с рабочим объемом газа более 340 млрд. куб. м. из них 200 млрд. куб. м от общего рабочего объема газа находятся в Европе и Центральной Азии.

Для эффективности эксплуатации и наблюдения месторождения нефти и газа или поиск новых месторождения необходимо использовать геофизические методы как 3D для улучшения геологическую и динамическую систему и 4D для наблюдения.

Какие возможности нам дает использования геолого-технологического моделирования:

- осуществлять прогнозное тестирование эксплуатируемых объектов на разных режимах посредством симуляции в краткосрочном и долгосрочном режимах (дни, месяцы, годы);
- определить оптимальные режимы эксплуатации;
- задавать групповое и индивидуальное управление скважинами с ограничением дебита для определенных категорий скважин;
- сопоставить проектные показатели освоения объекта с фактическими;
- оценить эффективность использования порового объема и принять решения по увеличению газпотдачи пласта.

Экономическая эффективность:

Решение вышеперечисленных геолого-промысловых задач позволит решить главную задачу – экономически эффективная эксплуатация месторождение:

- Увеличение процента извлечения углеводородов
- Уменьшение безвозвратных потерь углеводородов
- Предупреждение неэффективных затрат путем моделирования сценариев эксплуатации, а не реализации их «вживую»
- Моделирование рационального сценария эксплуатации «Максимальное освоение - минимальные затраты»
- определить точки для бурения новых скважин.

Поэтому для постоянного обновления геологическую и динамическую модели необходима использовать 3D-4D геофизических методов.

Из самых известных 3D геофизических методов является сейсмически метод, 3D Сейсмические методы более широко распространены и используются в поиск и разведки месторождениями также используются в управлении нефтяными и газовыми месторождениями. Этот метод дает хорошую информацию о состоянии флюидов в резервуаре, но этот метод очень дорог и не имеет экономической возможности в небольших резервуарах [1, с. 48].

Также в этом методе есть недостатки, связанные с соляными куполами поэтому сейсмически метод, не может дать точный границы соляных куполов и это сильно влияет на подсчет запасов. Также слабая сторона этого метода является поверхностная топография земли такие, как склоны, водоемы, леса и близость к инфраструктуре в жилых районах.

Поэтому была необходима искать другие надежный геофизический методы с высокой достоверность на подобии сейсмически метод или лучше, и более экономичны. Для использования этих методов в поиск новых месторождения или для постоянного мониторинга месторождений нефти и газа.

3D-4D Магнитотеллурический исследовании более современны метод, дает точная понятия и определение точны границ структуры соляных куполов над залежами нефти и газа. Также при использование этого метода можно определение состояния флюидов в резервуаре благодаря различной сопротивляемости флюидов [2, с. 31].

Также можно использовать 4D магнитотеллурический исследовании в постоянный мониторинг пластов для улучшения модели развития нефтегазовых месторождениях [3, с. 2].

Из самых важных возможности этих двух методов это использования интеграцию сейсмических данных и данных МТ, таким образом мы получим хорошее разрешение для структуры в 3d-версии или мы можем использовать данные 4D сейсморазведки, и данные 4D МТ для определения потока жидкости в структуре (в качестве 4D сеймики, используемой для мониторинга жидкости в структуре и метод 4D МТ, используемые для жидкостного изображения и определить контакт между флюидов).

Использование этих методов позволяет нам оценивать оставшиеся запасы в резервуаре и выбрать оптимальный режим эксплуатации [4, с. 72].

Список использованных источников

1. Fanchi, J. R. Flow models time 4D seismic surveys / J. R. Fanchi // OGI, March 15th, 1999, С. 46-51
2. Ivar A. 4D Geophysical Data / A. Ivar, Sandø, and Rigmor Elde // Journal GEOExPRO. - Vol. 6. - No. 5. – 2009. - С. 29-32
3. Gray, D. Quantify the Economic Value of Geophysical Information / D. Gray // Journal RECORDER, 2011. - Vol. 36. - No. 3
4. Electromagnetic monitoring of CO2 sequestration in deep reservoirs / Michael, S. Zhdanov [and other] // first break, 2013. – Vol. 31. - С. 71-78.

Научный руководитель: Ягаффаров А. К., д.г.м.н., профессор

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА ВАРЕЯГСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ*Арутюнян А.П.,**Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Важной и неотъемлемой частью процесса эксплуатации нефтяных месторождений является проведение геолого-технических мероприятий (далее ГТМ), направленных на улучшение технико-экономических показателей работы скважин и залежей, поддержание целевых уровней добычи нефти, а также регулирующих процесс разработки.

Целью данной работы является исследование эффективности проведенных геолого-технических мероприятий на Варягском месторождении. Это исследование направлено на прогнозирование и выявление наиболее значимых и необходимых видов ГТМ, применение которых приведет к достижению проектных показателей.

Эффективность проведения мероприятий оценивалась путем сопоставления базовых уровней добычи нефти по скважинам, рассчитанных до мероприятия, с фактическими уровнями добычи после проведения мероприятия. Критерием продолжительности эффекта после проведения мероприятия является снижение дебита нефти в процессе эксплуатации до уровня базового или проведение другого мероприятия.

На месторождении за весь период эксплуатации проводились следующие виды мероприятий: гидравлический разрыв пласта, обработка призабойной зоны скважин, перфорационные работы, ремонтно-изоляционные работы, бурение горизонтальных скважин.

Всего с начала разработки дополнительная добыча от проведения геолого-технических мероприятий составила 447,5 тыс. т (без учета переходящего эффекта 135,3 тыс. т).

По результатам исследования наиболее эффективным видом ГТМ является бурение скважин с горизонтальным окончанием ствола.

В настоящее время разработка залежи с использованием горизонтальных скважин является одной из перспективных технологий повышения продуктивности скважин, нефтеотдачи пластов и степени выработки запасов нефти сложнопостроенных месторождений. На Варягском месторождении объектами, где обосновано применение горизонтальных скважин являются залежи пластов АС₉¹ и АС₁₀.

Всего за счет бурения горизонтальных скважин получено 436,6 тыс. т дополнительной добычи нефти (без учета переходящего эффекта – 132,5 тыс. т) при средней дополнительной добыче на одну добывающую скважину – 31,2 тыс.т (без учета переходящего эффекта – 9,5 тыс. т), средний прирост дебита нефти составил – 61,5 т/сут. Следует отметить, что практически вся дополнительная добыча нефти получена именно от этого вида мероприятий – 97,6 %.

В целом получены хорошие результаты практически по всем видам ГТМ, поэтому эффект оценивается как положительный. В дальнейшей разработке месторождения на тот или иной пласт необходимо внедрять комплекс мероприятий, которые доказали свою эффективность, исходя из геолого-физических особенностей каждой залежи.

Список использованных источников

1. Токарев, М. А. Контроль и регулирование разработки нефтегазовых месторождений / М. А. Токарев. - Москва: Недра, 2001.- 184 с.
2. Уметбаев, В. Г. Геолого-технические мероприятия при эксплуатации скважин / В. Г. Уметбаев. - Москва: Недра, 1989. - 215 с.

УДК62

О ПРИМЕНЕНИИ ЦЕОЛИТОВЫХ ДОБАВОК В ОБЛЕГЧЕННЫХ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРАХ

Афанасьев И. В.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Стратегическим направлением развития нефтегазовой промышленности России на длительную перспективу является увеличение объемов добычи углеводородов на месторождениях Крайнего Севера Западной Сибири.

Большинство разрабатываемых в северных широтах нефтяных и газовых месторождений характеризуются наличием в геологическом разрезе мерзлых горных пород (МГП).

Глубина залегания толщи МГП в Западной Сибири от широтного течения р. Оби к северу может достигать в пределах 200-600 м, а температура пород в слое годовых теплооборотов может изменяться от -8 до -5 °С.

При освоении данных месторождений в процессе строительства скважин на первый план выдвигаются проблемы, связанные с качественным цементированием обсадных колонн в зоне МГП.

На этапе крепления необходимо создать между цементным камнем и обсадной колонной плотный контакт, а также цементным камнем и горной породой, однако не всегда удается этого добиться ввиду некачественного цементирования в интервале МГП. В результате наблюдается отсутствие сцепления цементного камня с мерзлой породой либо отсутствие герметичности заколонного пространства. Описанные нарушения целостности крепи скважины могут привести к межколонным проявлениям, к просадке и смятию колонн, к заколонным газопроявлениям, к потере продольной устойчивости колонны, к снижению эксплуатационной надежности конструкции скважины [1].

Физико-химические свойства облегченных тампонажных растворов не достаточно соответствуют требованиям для применения в толще МГП геологического разреза Крайнего Севера. На месторождениях Западной Сибири опробовались многообразные по составу облегченные тампонажные смеси: с повышенным водоцементным отношением; аэрированные; с введением воздухововлекающих добавок. Однако опытно-промышленные испытания предложенных растворов показывают, что применение данных добавок не целесообразно, поскольку они в процессах твердения тампонажного раствора не задействованы и должны обладать повышенным водосодержанием, которое неудовлетворительно отражается на свойствах цементного камня.

В зависимости от геологического строения низкотемпературных разрезов в северных условиях при строительстве скважин выбор различного способа понижения плотности тампонажного раствора и облегчающей добавки устанавливается условиями их использования, экономической целесообразностью и технологическими возможностями.

Разработано множество облегчающих добавок: растворимые в воде органические и неорганические вещества, предупреждающие водоотделение раствора; включаемые в состав цементного раствора тонкодисперсные гидрофильные материалы для снижения процесса седиментации; органические материалы-наполнители; газосодержащие неорганические и органические вещества; добавки, вызывающие в результате химической реакции газовыделение [1].

Качественное крепление скважин в криолитозоне должно сопровождаться применением седиментационно-устойчивых, с пониженным водоотделением, безусадочных цементов, которые бы образовывали морозостойкий камень для создания надежного сцепления с обсадными трубами [1,2].

Вопрос о понижении плотности тампонажного раствора для отрицательных температур является нелегкой задачей. Зачастую облегчающие добавки - инертный наполнитель, который не задействован в формировании структуры камня, увеличенное содержание добавки является причиной пониженной активности вяжущего.

В условиях МГП при креплении скважин в качестве облегчающей добавки для тампонажного раствора рассматриваются цеолиты. Из всей группы цеолитов предпочтительнее клиноптилолит $(\text{Na}, \text{K})_4 \text{CaCl}_6 \text{Si}_{30}\text{O}_{12} \cdot 24\text{H}_2\text{O}$, отличающийся от иных кремнеземистых и алюмосиликатных минералов, микропористым каркасным силикатом. Часть кремния в структуре цеолитов замещена алюминием, что приводит к образованию избыточного отрицательного заряда на внешней поверхности, который должен нейтрализоваться дополнительным ионом, располагающимся внутри структуры [3].

Принцип действия применяемой цеолитсодержащей добавки в тампонажном растворе следующий: присутствие заряда на внешней поверхно-

сти цеолита позволяет взаимодействовать ему с составляющими портланд-цемента. В результате в данном процессе происходит связывание за счет капиллярных сил значительного количества воды затворения. Разложение осуществляется быстрее, поскольку происходит оно на свободных граничных поверхностях, обращенных к жидкой среде, что влияет на скорость гидратации вяжущего, вследствие чего осуществляется преждевременное разрушение термодинамически неравновесных контактов. Результатом является формирование объемной сетки с равномерным распределением гидратных фаз. На основании этого часть свободной воды уменьшается при затворении тампонажного раствора, следствием чего является снижение его подвижности. Поэтому возникает необходимость повышения водоцементного отношения раствора или введения пластификаторов [4].

В тампонажном растворе цеолиты обладают свойством беспрепятственно выделять воду и вздуться в процессе нагревания, а при снижении температуры повторно абсорбировать воду.

Клиноптилолит является химически структуроактивным компонентом системы, позволяющий в период схватывания повысить скорость процесса гидратации и снизить контракцию цементной смеси, в результате чего становится возможным применение в качестве облегчающей добавки цеолита в тампонажных материалах для низкотемпературных скважин.

Природные цеолиты разнообразны по видам и не являются дефицитом в стране, они дешевле, чем синтетические аналоги, однако отсутствие примесей в синтетических цеолитах делает их предпочтительнее для применения в тампонажных растворах.

Функциональность синтетического и природного цеолита одинакова. Однако недостатком природного цеолита перед синтетическим является наличие примесей порядка 30-40%. Структура цеолитов представлена молекулярными ситами. В настоящее время типы X, Y, A являются самыми распространенными и используемыми в практике синтетическими цеолитами.

Отмеченные выше особенности клиноптилолитсодержащих минералов позволили создать седиментационно устойчивые цементно-цеолитовые композиции плотностью до 1450 кг/м³ [1].

Произведенные на месторождениях Среднего Приобья опытно-промышленные испытания цементов с включением цеолитовых композиций подтвердили перспективность их использования [1].

Список использованных источников

1. Кузнецов, В. Г. Напряженно-деформированное состояние крепи скважин в криолитозоне / В. Г. Кузнецов, В. П. Овчинников, В. И. Кучерюк // Москва: Недра, 2003. – 160 с.
2. Булатов, А. И. Формирование и работа цементного камня / А. И. Булатов // Москва: Недра, 1990. – 416 с.

3. Овчинников, В. П. Специальные тампонажные материалы для низкотемпературных скважин / В. П. Овчинников, В. Г. Кузнецов, А. А. Фролов. - Москва: Недра-бизнесцентр, 2002. – 115 с.

4. Кузнецов, В. Г. Техника и технология повышения долговечности крепи скважин в криолитозоне: автореф. дис. ... д-ра. техн. наук / В. Г. Кузнецов. – Тюмень, 2004. – 50 с.

Научный руководитель: Кузнецов В. Г., д.т.н., профессор

УДК 62

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В РОССИИ И ЗА РУБЕЖОМ

Багаутдинов Д.Ф., Шакирова Ч.М.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

На сегодняшний день нефть и природный газ являются основой мирового топливно-энергетического баланса. В течение последних лет в нефтяной промышленности наблюдается устойчивая тенденция к ухудшению структуры запасов нефти, в связи с этим в разработку широко вовлекаются трудноизвлекаемые запасы углеводородов, приуроченные к низкопроницаемым, слабодренлируемым, неоднородным и расчлененным коллекторам. Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных методов повышения производительности нагнетательных, нефтяных и газовых скважин, вскрывающих такие пласты.[1,2]

Основными целями проведения операции ГРП являются:

- Изменение темпа падения добычи за счет уменьшения сопротивления течению потока в призабойной зоне пласта при закупоривании порового пространства АСПО, солями и прочими загрязняющими осадками; [3]
- Увеличение продуктивности скважин при разработке низкопроницаемых коллекторов, вовлечение в разработку недренлируемых запасов. [3]
- Создание канала притока в пристволевой зоне нарушенной проницаемости.

Одной из самых передовых технологий в нефтяной промышленности является многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП), применяется в горизонтальных скважинах. Отличие многостадийного гидроразрыва пласта от 1-стадийного ГРП в том, что проводится поочередно, цикл за циклом, несколько гидроразрывов пласта.

МГРП по технологии StageFRAC в России на примере Приобского месторождения:

Черкашинская свита характеризуется средней проницаемостью в 0,2 мД, так же относится к низкопроницаемым отложениям. Глубина залега-

ния составляет 2400м, с начальным пластовым давлением в 25,7 МПа. Длина горизонтального ствола скважины на данной свите составляет в среднем 763 м, максимальное 900м. Число стадий 5-6, добыча нефти за первый год эксплуатации составляет 19 тыс.т/скв.

Первые горизонтальные скважины с МГРП с применением данной технологии были пробурены в середине 2012 года. При заканчивании скважины в горизонтальную часть опускается хвостовик с циркуляционными муфтами и системой заколонных пакеров для изоляции интервалов. В момент спуска хвостовик, оборудованный муфтами с открывающимися окнами, герметичен и не допускает сообщения внутрискважинного пространства с заколонным. В ходе операции в поток жидкости ГРП направляются шары калиброванного размера по принципу матрешки, начиная с шара самого малого диаметра, которые, «садясь» в седла, расположенные в муфтах, открывают их, обеспечивая сообщение с пластом для дальнейшего проведения операции. Таким образом, по завершении каждой стадии гидроразрыва сброшенный в скважину шар изолирует предыдущий интервал и открывает порты в хвостовике напротив следующего интервала обработки, что позволяет сформировать запланированное число трещин вдоль горизонтальной части ствола скважины. [4] Применение ГС МГРП в условиях южной части Приобского месторождения с технологической точки зрения эффективно, что подтверждается фактическими высокими начальными дебитами и накопленными отборами нефти. Начальные дебиты нефти ГС МСГРП в среднем превышают дебиты ННС в 2,5 раза, а накопленная добыча нефти за период 2012-2015 гг. выше чем по окружающим ННС в 1,7 раз.

МГРП по технологии StageFRAC за рубежом на примере отложений Shaly Limestone:

Shaly Limestone являются низкопроницаемыми отложениями, составляет 0.001-0.2 мД, что затрудняет фильтрацию углеводородов в пласте. Глубина залегания 1600-1700 метров, начальное пластовое давление 15-16 МПа. При таких свойствах отложения, длина горизонтального ствола скважины составляет 1600-3200м, количество стадий МГРП от 20 до 40. Начальный дебит составляет 130-200 т/сут.[5]

Технология StageFRAC применяется с 2002 года. Обеспечивает выполнение многостадийных операций ГРП в необсаженном стволе одной скважинной операцией.

Пакеры спускаются в необсаженный ствол скважины в стандартной эксплуатационной колонне и разделяют продуктивный пласт на интервалы гидравлическими муфтами, расположенными между каждым комплектом пакеров. В процессе закачки муфты последовательно раскрываются сбрасыванием шаров и отсекают нижерасположенные интервалы после проведения в них ГРП.[6] На горизонтальной скважине с

МГРП пробуренной в коллектор Shaly Limestone, замеренный дебит на установившемся режиме составляет 10 тыс. бар/сут, что в пять раз превышает средний дебит по месторождению и в три раза выше, чем у наиболее продуктивной скважины.

Исходя из вышесказанного можно подвести итоги о следующем:

1. Дебит нефти прямо пропорционален количеству стадий МГРП, которые, в свою очередь, зависят от длины горизонтального ствола. Число интервалов в горизонтальных скважинах может достигать до десятков. Поэтому в США редко применяют менее 20 стадий, но при разработке месторождений в Западной Сибири обычно проводят от трех до семи операций гидроразрыва, которые позволяют создать систему высокопроводящих трещин, существенно интенсифицируя дебит скважины. [4]

2. Выполненные в ГС большеобъемные МГРП с высокими показателями проводимости трещин позволяют дренировать запасы нефти по всей продуктивной толще этого расчлененного пласта.

3. Рассматриваемая технология особо эффективна в условиях чисто нефтяных залежей (участков), характеризующихся значительными нефтенасыщенными толщинами. [7]

Список использованных источников

1. Economides, M. J. Reservoir Stimulation.–Prentice Hall, Englewood Cliffs / M. J. Economides, K. G Nolte. - New Jersey, 1989. - 07632. – 43 pp.

2. Schechter R.S. Oil well stimulation. – Prentice Hall. Englewood Cliffs / R. S. Schechter. - New Jersey, 1992. – 278 p.

3. Камартдинов, М. Р. Современный анализ данных по добыче нефти и газа / М. Р. Камартдинов, В. П. Шевелев. – Томск, 2009

4. Верховцев, П. Н. Опыт проведения многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах ОАО «РН-Няганьнефтегаз» / П. Н. Верховцев, М. В. Елесин, Р. Ф. Исламгалиев / Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». - 2014. – Т. 2. - 80 с.

5. Технология многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах: опыт разработки коллекторов shaly carbonates в США и возможность адаптации для месторождений республики Татарстан / Р. С. Хисамов [и др.] / Scientist and technical journal georesursy, 2017. - Т. 19. - № 3. - Ч. 1. - С. 186-190

6. Черевко, М. А., Первые результаты применения многостадийных гидроразрывов пластов в горизонтальных скважинах Приобского месторождения / М. А. Черевко, К. Е. Янин // Нефтяное хозяйство. - 2015. - № 2. – С. 74- 77

Научный руководитель: Коротенко В.А., к.т.н. доцент

КЛАССИФИКАЦИЯ ПРОЕКТНЫХ РИСКОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Баисов М. У.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: В статье рассмотрены вопросы управления рисками инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли. Представлены особенности проявления рисков при реализации инвестиционных проектов на различных стадиях освоения месторождений углеводородного сырья.

Abstract: the article deals with the risk management of investment projects in the oil and gas industry. The features of risk manifestation in the implementation of investment projects at various stages of development of hydrocarbon deposits are presented.

Реализация любого инвестиционного проекта, в том числе в нефтегазовой отрасли, осуществляется в условиях неопределенности и сопряжена с определенными рисками. Поэтому эффективность проектного менеджмента зависит в первую очередь от возможности управления рисками проектов [4]. Одним из этапов проектного риск-менеджмента является анализ проектных рисков, предполагающий выявление и классификацию рисков проекта по этапам его жизненного цикла с целью повышения эффективности применения механизма управления, направленного на ликвидацию или снижение уровня влияния рисков факторов [1].

Положения ГОСТ Р 54869-2011 "Проектный менеджмент. Требования к управлению проектом" определяют проектные риски как "вероятные для проекта события, наступление которых может как отрицательно, так и положительно отразиться на результатах проекта" [2].

В настоящее время существует достаточно большое количество классификаций проектных рисков в зависимости от целей и задач исследования [3]. Сложность проведения классификации рисков проектов обусловлена широким спектром рисков, связанных с осуществлением инвестиционных проектов, в том числе в нефтегазовой отрасли.

Проведенное исследование позволило выявить, что в нефтегазовой отрасли чаще всего проводят классификацию рисков по принадлежности к определенному виду деятельности (видовые) относительно стадий освоения нефтегазовых активов.

По видовой принадлежности выделяют геологические, маркетинговые, налоговые, техногенные, страновые, строительные, правовые, природные, производственные, финансовые и экологические риски. Также выделяют форс-мажорные факторы риска, под которыми понимают опасность воздействия на осуществление инвестиционных проектов обстоятельств непреодолимой силы. В зависимости от стадий освоения нефтегазового актива проектные риски классифицируются на риски, возникающие в процессе осуществления геологоразведочных работ, в процессе добычи и

переработки углеводородного сырья, а также при реализации углеводородов и продуктов их переработки.

Представленный подход к классификации рисков позволяет, на наш взгляд, более четко идентифицировать потенциальные риски при осуществлении инвестиционных проектов на различных стадиях освоения нефтегазовых активах (рисунок 1).

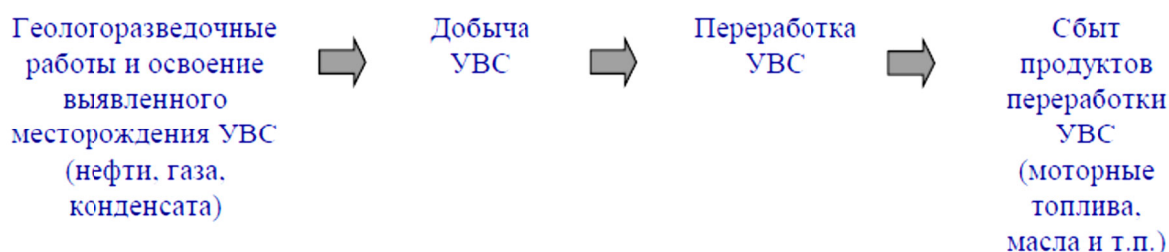


Рисунок 1 – Стадии освоения месторождений углеводородного сырья

Важно отметить, что степень влияния видовых рисков в процессе реализации инвестиционных проектов на различных стадиях освоения месторождений углеводородного сырья может меняться. Так, на эффективность реализации инвестиционных проектов на стадии проведения геологоразведочных работ и бурения оказывают наибольшее влияние финансовые, природные и правовые риски. На стадии сбыта продуктов нефтегазопереработки преобладают производственные, маркетинговые и страновые риски, в то время как вероятность проявления правовых рисков снижается (рисунок 2).

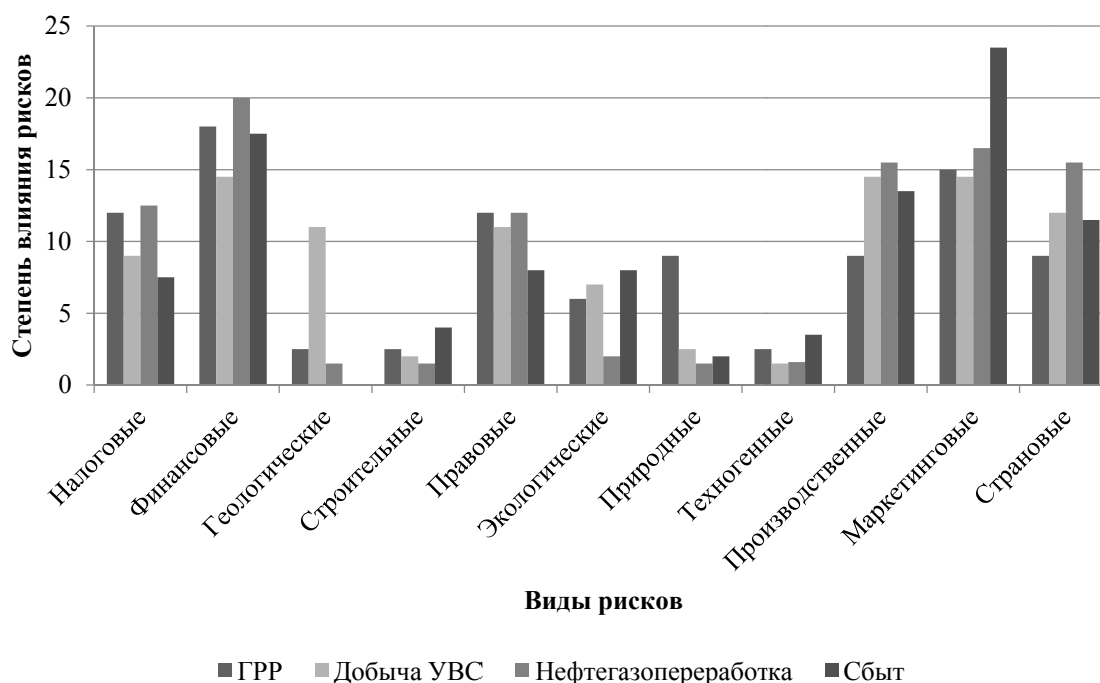


Рисунок 2 – Проявление рисков на различных стадиях освоения месторождений углеводородного сырья

В тоже время существуют группы рисков, характерные для всех сфер деятельности. К ним можно отнести финансовые, производственные и маркетинговые.

Помимо того, что наблюдается различие в проявлении проектных рисков на различных стадиях освоения нефтегазовых активов, существует дифференциация влияния рисков факторов по фазам жизненного цикла нефтегазовых инвестиционных проектов. Жизненный цикл инвестиционного проекта включает преинвестиционную, инвестиционную и эксплуатационную фазы.

Анализ научной литературы и аналитических материалов показал, что на преинвестиционной фазе наблюдается высокая вероятность проявления геологических, маркетинговых и правовых рисков. На инвестиционной фазе преобладают такие проектные рисков факторы как геологические, строительные, финансовые, экологические и производственные. Эксплуатационная фаза жизненного цикла характеризуется высокой вероятностью проявления налоговых, финансовых, производственных, техногенных и маркетинговых рисков.

Проведенное исследование позволило выявить, что существует вероятность проявления различных рисков на всех стадиях освоения нефтегазовых активов на протяжении всего жизненного цикла инвестиционных проектов. Поэтому управление проектными рисками должно осуществляться на всех этапах жизненного цикла инвестиционных проектов вне зависимости от стадии освоения нефтегазовых активов.

В заключении важно отметить, что эффективность управления проектными рисками зависит в первую очередь от правильной и полной идентификации и оценки рисков факторов. При этом оценка рисков предполагает как их качественную, так и количественную оценку. Осуществление данных мер в наибольшей степени позволяет снизить или ликвидировать влияние того или иного вида риска на эффективность реализации нефтегазовых проектов в целом.

Список использованных источников

1. Шабанова, Д. Н. Интегрированное управление рисками как фактор повышения конкурентоспособности предприятий нефтегазовой отрасли / Д. Н. Шабанова, А. В. Александрова // Вестник Волгоградского государственного университета. Сер. 3: Экономика. Экология, 2016.– № 2. – С. 60-70.

2. ГОСТ Р 54869-2011. Руководство ИСО 9000 "Проектный менеджмент. Требования к управлению проектом". - КонсультантПлюс. информационная система [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200089604>.

3. Ермолаев, А. Н. Research of thermal regime in the area over the high-temperature gas infrared heaters (Исследование теплового режима в зоне над

высокотемпературными газовыми инфракрасными горелками) / А. Н. Ермолаев // Энергосбережение и водоподготовка. - 2017. - № 1 (105). - С. 17-22.

4. Коновалова, Е. А. Особенности корректировки сметной документации на обустройство нефтяных и газовых месторождений стадии «ПРОЕКТ» и стадии «РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ» на примере приемо-сдаточного пункта (ПСП) Новопортовского месторождения / Е. А. Коновалова, А. Н. Коркишко // Фундаментальные исследования. - 2017. – № 2. - С. 147-152.

Научный руководитель: Крижанивская Т.В., к.т.н.

УДК 622.276.654

ИНИЦИИРОВАНИЕ И ПРОВЕДЕНИЕ ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ В БИТУМИНОЗНЫХ СЛАНЦАХ

Балин И.В.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Процесс внутрипластового горения (ВГ) – способ разработки и метод повышения нефтеотдачи продуктивных пластов, основанный на использовании энергии, полученной при частичном сжигании тяжелых фракций нефти (кокса) в пластовых условиях при нагнетании окислителя (воздуха) с поверхности.

Запасы так называемой «легкой нефти» большинства нефтяных месторождений России в значительной мере выработаны, в основном, с применением заводнения. Достигнутый при этом КИН довольно редко превышает 30 % начальных запасов нефти. Тем не менее, существуют нефтеносные горизонты, которые все еще находятся на начальной стадии освоения. Одним из таких и наиболее значимым объектом по содержанию углеводородного сырья является баженовская свита. Трудности ее разработки существующими и активно применяемыми МУН заключаются в основном специфическим характером толщи, особенностями минералогического состава пород, а также общим характером геологического строения и насыщающих пласт флюидов. При этом, отсутствие опыта разработки таких залежей традиционными МУН обуславливает актуальность проведения поиска и создания перспективных технологий освоения залежей баженовской свиты.

Согласно некоторым оценкам, суммарные ресурсы нефти только в баженовской свите оцениваются в размере 0,8-2,1 трлн. т, а потенциал прироста извлекаемых запасов нефти оценивается в размере 30-40 млрд. т.

Процесс внутрипластового горения (ВГ) – способ разработки и метод повышения нефтеотдачи продуктивных пластов, основанный на использовании энергии, полученной при частичном сжигании тяжелых фракций нефти (кокса) в пластовых условиях при нагнетании окислителя (воздуха) с поверхности.

Известно, что процесс ВГ заключается в создании, поддержании и перемещении в нефтеносном пласте высокотемпературной зоны, тепло в которой образуется за счет экзотермических окислительных реакций между частью содержащейся в пласте нефти и кислородом воздуха.

Большинство проектов разработки методом внутрипластового горения осуществлялись в целях вторичной добычи. Однако, в некоторых случаях, внутрипластовое горение использовалось также как метод третичной добычи и как метод первичной добычи.

При таком термическом воздействии на пласт проявляются практически все известные механизмы вытеснения нефти, а именно: совместное вытеснение нефти паром, водой и газом при различных температурах; совместное вытеснение нефти двуокисью углерода и испаряющимися фракциями нефти; проявление механизма вытеснения эмульсиями, пенами и т.д. При этом вырабатываемое непосредственно в пласте огромное количество тепловой энергии, создает условия для разнообразных фазовых переходов и химических превращений.

Эффективность подземного очага горения повышается также при комбинации этого метода с другими методами воздействия на нефтяной пласт.

Кроме того, важнейшими преимуществами ВГ перед большинством других физико-химических методов повышения нефтеотдачи пластов являются возможность достижения более высокой нефтеотдачи при различных физико-геологических условиях залегания нефтяных месторождений и использование доступных агентов – воздуха (окислителя) и воды. Поэтому часто применяют ВГ там, где никаким другим способом извлечь нефть из пласта не удастся.

Битуминозно-глинистые отложения баженовской свиты как объект воздействия на них методом внутрипластового горения занимают особое место в таких исследованиях.

Процесс извлечения нефти из пород баженовской свиты при гидротермовоздействии подразумевает решение ряда проблем, связанных с иницированием горения, подачей окислителя в пласт, предварительного создания систем трещиноватости в породах и транспортировки на поверхность полезной продукции.

В первую очередь, необходимо доработать и адаптировать технологию иницирования внутрипластового горения, найти катализатор для иницирования такого горения. Это позволит облегчить и ускорить запуск процесса и получить большую рентабельность при реализации данной технологии разработки.

Произвести моделирование процесса внутрипластового горения, построить фильтрационную модель с учетом особенностей залегания, строения, а также с учетом свойств пород баженовской свиты (создание пластовых условий, осуществление фильтрации, моделирование трещинообразования и т.д.).

Ответы на эти вопросы помогут найти новые способы инициирования, откроет новые возможности проведения внутрипластового горения, и, следовательно, извлечь колоссальные запасы нефти баженовской свиты.

Список использованных источников

1. Бурже, Ж. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов : [Пер. с фр.] / Ж. Бурже, П. Сурио, М. Комбарну; Под общ. ред. В. Ю. Филановского, Э. Э. Шпильрайна. – Москва : Недра, 1988. – 421,[1] с.

2. Вольф, А. А. Особенности инициирования процесса внутрипластового горения в низкопроницаемых керогеносодержащих породах / А. А. Вольф, А. А. Петров // Нефтяное хозяйство. - 2006. – № 4. – С. 56-58.

3. Термические методы воздействия на нефтяные пласты: справ. пособие / Ф. Г. Аржанов [и др.]. - Москва: Недра, 1995. – 192 с.

4. Термические методы добычи нефти в России и за рубежом / Н. К. Байков [и др.]. - Москва: ВНИИОЭНГ, 1995. – 181 с.

Научный руководитель: Вольф А.А., к.ф.-м.н., доцент каф. РЭНГМ

УДК62

ЯДЕРНО-ЭЛЕКТРОННАЯ ТЕОРИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

*Баранова А.А., Нестеров И.И., Дегтярев Д.С.,
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень
Тюменский государственный университет, г. Тюмень*

Применение ЭПР при разработке нефтяных месторождений подробно изложено в работах Р.Н. Насирова[1], но наибольший интерес представляет это регистрация свободных радикалов (СР) в ОВ, помогающие определить тип, степень преобразованности, а также понять природу и сформулировать теорию формирования залежей УВС.

В исходном ОВ (здоровых клетках живых организмов) неспаренных электронов – нет, или они присутствуют в количествах ниже уровня точности приборов. Но уже на стадии диагенеза в илах и почвах появляются эти соединения в количествах до $(1-5) \cdot 10^{17}$ спин/грамм [2].

На рисунке 1 показано изменение максимального суммарного содержания метильных и метиленовых групп в одном грамме керогена. Их концентрация возрастает от 0 в исходном ОВ до $(210-220) \cdot 10^{20}$ спин/гр на стадии начала газовой стадии катагенеза по шкале угля. При этом рост числа групп (-СН₂-) происходит до границы Б₃ и Д, а групп (-СН₃) – до середины стадии Г по угольной шкале катагенеза. После этих граничных пределов наблюдается падение концентрации метиленовых и метильных групп.

На рисунке 2 представлены концентрации парамагнитных центров (ПМЦ) в керогене и углях. Причем максимум для керогена находится на стадии среднего катагенеза (СК₂) и достигает $2000 \cdot 10^{17}$ спин/гр, а для углей максимум смещен в сторону позднего катагенеза и достигает $300 - 400 \cdot 10^{17}$ спин/гр.

По данным И.И. Нестерова [2], при облучении РОВ потоком электронов сделан вывод, что преобразование нефти и газа возможно только при определенной стадии катагенеза, соответствующей концентрации ПМЦ не менее $200 \cdot 10^{17}$ спин/гр. При большей концентрации СР и при их взаимодействии с внешним волновым полем происходит разрыв связей углерод-углерод с образованием нефти, горючих газов.

Важным моментом является наличие тесной корреляционной связи параметров пластовых систем и энергетического потенциала РОВ. Это вытекает из влияния термобарического коэффициента на степень зрелости РОВ и, соответственно, на формирование залежей нефти и газа прогнозируемого качества. Температура способствует снижению энергетического барьера для начала крекинга ОВ в пластовых условиях недр с образованием легких газообразных УВ, а пластовое давление сдерживает этот процесс, смещая реакцию в сторону образования жидких УВ. ОВ способно производить нефть и газ определенного молекулярного состава в зависимости от показателей термобарического коэффициента и содержания ПМЦ (рисунок 3).

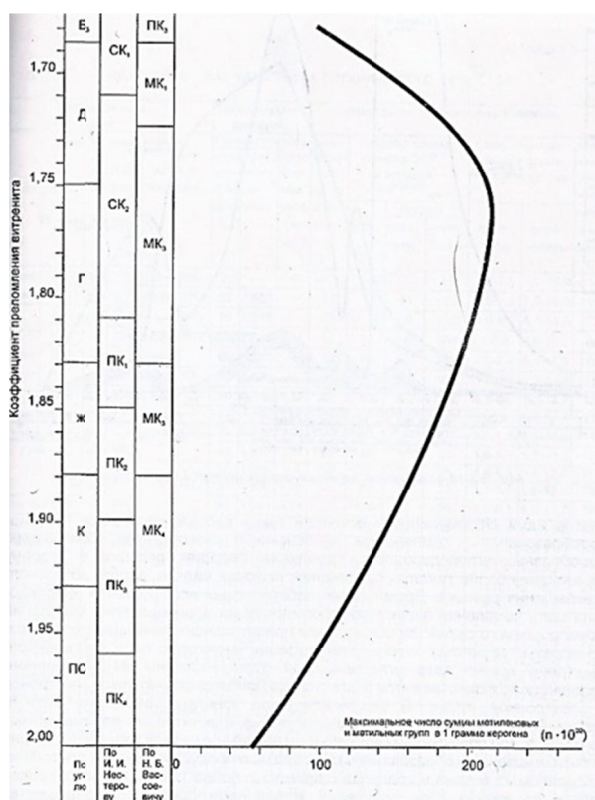


Рисунок 1 – Изменение максимального числа суммы метиленовых и метильных групп в грамме керогена пород мезозоя Западной Сибири

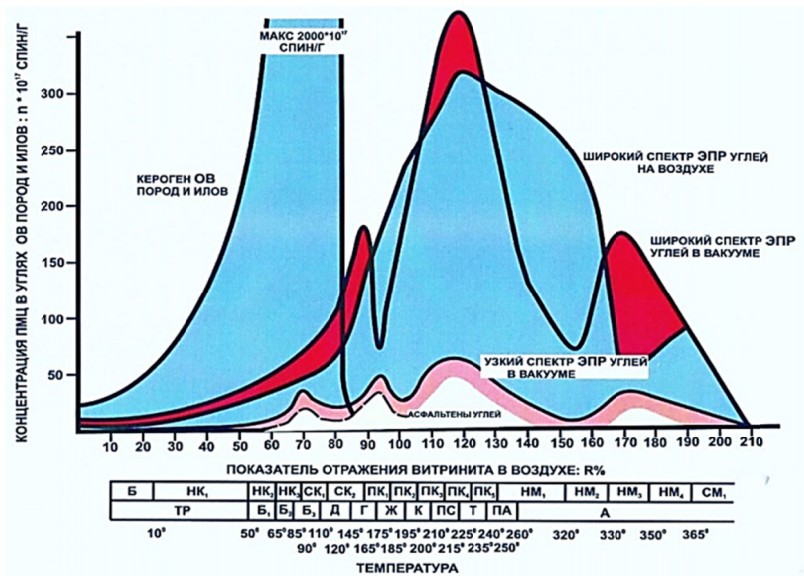


Рисунок 2 – Изменение концентрации парамагнитных центров при катагенезе органического вещества горных пород

Газообразное и жидкое УВС образуется при значениях термобарического коэффициента не более 4,5 – 5,0. При низких значениях пластовых параметров и концентрации ПМЦ формируются газообразные УВ с низкими значениями конденсатного фактора (не более 3 – 5 г/м³) и тяжелые нефтеновые нефти, затем газоконденсатные залежи с конденсатным фактором от 3 – 5 г/м³ до 500 – 600 г/м³, газоконденсатно-нефтяные и нефтяные залежи [3].

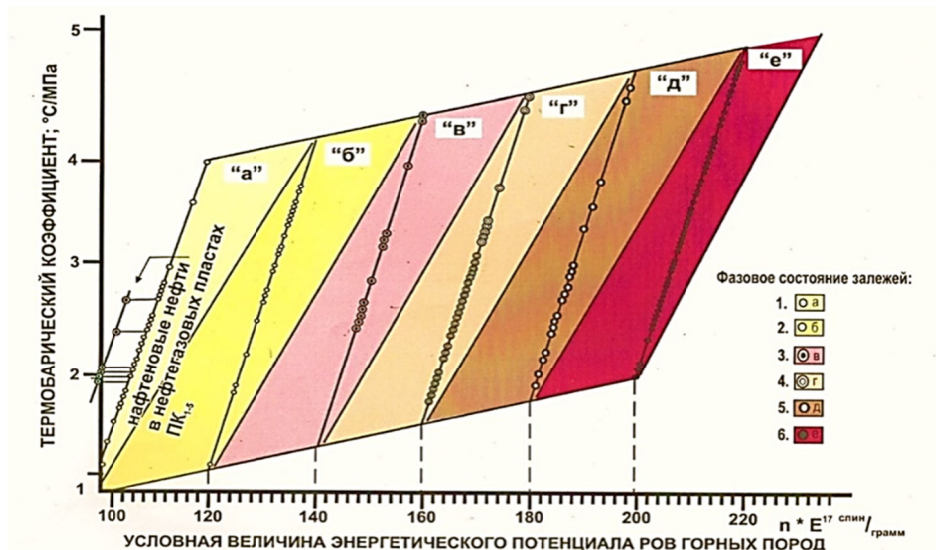


Рисунок 3 – Распределение залежей УВС по фазовому состоянию в зависимости от термобарического коэффициента и энергетического потенциала РОВ пород. Фазовое состояние: 1 – Газовые в породах континентально генезиса; 2 – Газовые в породах морского генезиса; 3 – Нефтегазовые; 4 – Газоконденсатные; 5 – Газоконденсатнонефтяные; 6 – Нефтяные

Следует вывод, что нефть и газ формируются при определенной стадии катагенеза и достаточной концентрации ПМЦ в ОВ. Это является теоретической базой для создания инженерных решений по формированию искусственных залежей в баженовском горизонте, где по объему сосредоточено до 18 % ОВ, и где стадия преобразованности ОВ достигла среднего катагенеза, а в некоторых областях этот показатель доходит до позднего катагенеза [4], и реанимации обводненных (зрелых) месторождений, в которых, в среднем по России, остается до 70% неизвлеченных запасов нефти.

Список использованных источников

1. Насиров, Р. Н. Парамагнетизм нефтей и пород Прикаспия / Р. Н. Насиров. - Москва : Недра, 1993. – 127 с.: ил.
2. Нестеров Иван Иванович: к 70-летию со дня рождения / Иван Иванович Нестеров; Ред. Ю. А. Кожевников. – Тюмень: Опцион-ТМ Холдинг, 2001. – 531 с. – (Первооткрыватели свойств и сокровищ Земли).
3. Нестеров, И. И. Урайский нефтегазовый комплекс Западной Сибири: к 50-летию начала добычи нефти и газа в Западной Сибири и к 55-летию открытия УНГК / И. И. Нестеров, М. Ф. Печеркин; Под общ. ред. И. И. Нестерова. – Тюмень: Сити-пресс, 2015. – 352 с.
4. Нефтегазоносность глинистых пород Западной Сибири / И. И. Нестеров [и др.]. – Москва: Недра, 1987. – 256 с.

Научный руководитель – Нестеров И.И., д.г.-м.н., профессор

УДК553.982.2

БЕЗЛЮДНЫЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Белов Д. А., Фишер Г. Ю.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В нефтегазовой отрасли назрели структурные изменения. Лидерами нефтегазовой индустрии в США (Shell, BP и ExxonMobil) и Министерством энергетики США независимо друг от друга были опубликованы долгосрочные энергетические прогнозы [1], которые демонстрируют, что цены на углеводородное сырье, при растущем глобальном спросе, будут оставаться близкими к текущим уровням и уже не достигнут высот 2015 года. Ответом на этот серьезный вызов становятся безлюдные технологии освоения месторождений.

Существует множество примеров успешного внедрения концепций разработки с минимальным участием человека на шельфовых месторождениях. Более половины платформ в водах Абу-Даби и Ближнего Востока являются безлюдными. Для Великобритании эта цифра составляет около 25% из 148 платформ, например, West Sole Bravo/Charlie, BP Hutton [2]. В Норвегии - 5% из 99 платформ, однако ближайшее время эта ситуация

изменится: согласно исследованию консалтинговой компании Ramboll [3], проведенному по заказу NPD, использование безлюдных технологий открывает для разработки 210 небольших месторождений в Северном море Норвегии с общими запасами в 1 млрд баррелей нефти. Первое из этих месторождений, Oseberg Vestflanken 2, будет введено в разработку под управлением Statoil в 2018 году. Шельф Северного моря активно разрабатывался безлюдными платформами Дании и Голландии. В Австралии применение безлюдных технологий можно найти на Северо-Западном шельфе, в частности, месторождение Angel компании Woodside Energy. В Новой Зеландии – месторождение Pohokura, удаленно контролируемое из Нового Плимута. Большинство из этих безлюдных платформ объединяет эксплуатация маленького/среднего месторождения 2-12 скважинами и управление с берега или с соседней крупной платформы, исполненной традиционно. [4]

На суше безлюдные технологии используются в США, Канаде, Австралии и Нидерландах. В качестве примера можно привести уникальное голландское газовое месторождение с падающей добычей Groningen компании NAM (Royal Dutch/Shell и ExxonMobil; остаточные запасы 2.7 трлн. м³). [4] Масштабная реконструкция месторождения, ранее исполненного традиционно, привнесла высокий уровень автоматизации, что позволило сократить количество обслуживающего персонала на 50%. 300 скважин здесь было объединено в 20 беспилотных «кластеров», наблюдение за которыми осуществляют два сотрудника из центральной диспетчерской 24 часа в сутки. Техобслуживание проводится небольшим количеством человек по мере надобности. Автоматизированный подход обеспечил согласованность и гибкость в управлении огромным месторождением.

Российская нефтегазовая индустрия также движется в направлении развития безлюдных технологий. Опыт освоения месторождений с применением этого концепта имеет компания Новатэк, в частности, на Северо-Ханчейском (годовая производительность - 1,3 млрд. м³ газа) и Южно-Хадырьяхинском (объем извлекаемых запасов - 25-30 млрд. м³ газа) месторождениях. На этих промыслах, фактически, не будет постоянного обслуживающего персонала. [5] Периодический осмотр оборудования предполагается проводить один раз в 6 месяцев силами специалистов ВТСМ, доставка которых будет осуществляться вертолетным транспортом. В связи с этим на ВТСМ потребуется увеличение штатной численности всего на 4 человека (2 оператора и 2 слесаря) при традиционном методе работы. Для сравнения – в случае непосредственного присутствия работников на планируемой Северо-Ханчейской УППГ потребуется 26 единиц штатной численности. [6]

На Южно-Приобском месторождении (объем извлекаемых запасов – более 200 млн. тонн нефти), лицензией на разработку которого обладает Газпромнефть-Хантос, также планируется значительно уменьшить штат обслуживающего персонала в сравнении с традиционным подходом за счет системы по дистанционному управлению месторождением, которое

происходит из офиса предприятия благодаря созданному цифровому двойнику месторождения.[7]

Компания «Салым Петролеум Девелопмент» (СПД) оборудовала весь фонд скважин Салымской группы технологией, позволяющей вести удаленный мониторинг и контроль добываемой нефти и закачиваемой воды в реальном времени. [8] Благодаря реализации проекта по управлению скважинами и коллекторами СПД повысила добычу в среднем на 2–2,5% в год, сократила внеплановые простои и число обслуживающего персонала, а также на нефтепромысле увеличился средний срок безотказной работы скважинного оборудования.

Оценим, какую пользу может принести внедрение интеллектуализации и безлюдных технологий газодобывающему предприятию России с производительностью 12 млрд. м³/год газа на наземном месторождении. Численность обслуживающего персонала на промысле - 600 человек. При средней заработной плате 100 000 руб./мес. на человека, затраты, связанные с оплатой труда, составляют значительную часть эксплуатационных расходов. Учитываем, что при традиционном подходе есть необходимость возведения инфраструктуры, необходимой для обеспечения нахождения персонала на промысле, что повлияет на сумму капитальных затрат. Исходя из мирового опыта, реализация концепта приведёт к снижению капитальных затрат на 2-3%, а эксплуатационных - 11-12%, что будет связано не только с сокращением штата (до 95%), но и с оптимизацией технологического процесса, высокой отказоустойчивостью используемого оборудования. Кроме того, улучшению экономических показателей будет способствовать минимизация числа несчастных случаев и снижение риска нанесения вреда экологии. Совокупность перечисленных факторов позволяет сделать вывод о целесообразности рассмотрения концепта в каждом проектом документе как один из вариантов разработки и обустройства месторождений.

Безлюдные технологии освоения месторождений позволят существенно сократить капитальные и эксплуатационные расходы, что откроет для разработки труднодоступные, ранее нерентабельные месторождения, а также продлит «жизнь» крупных и гигантских месторождений.[2] Внедрение концепта благоприятно повлияет на развитие топливно-энергетического комплекса России.

Список использованных источников

1. Международный энергетический прогноз Министерства энергетики США [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.eia.gov URL: [http://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484\(2017\).pdf](http://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484(2017).pdf) (дата обращения: 29.09.2018).

2. Stepchange Global: использование безлюдных технологий для сокращения капитальных и эксплуатационных затрат [Электронный ресурс]. - URL: www.intelligentenergyevent.com;

<http://www.intelligentenergyevent.com/novadocuments/249779?v=636040124974370000> (дата обращения: 29.09.2018).

3. Могут ли безлюдные технологии дать импульс Северному морю? [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.offshore-technology.com URL: <https://www.offshore-technology.com/features/featurecould-unmanned-platforms-provide-the-boost-the-north-sea-needs-5674874/>

4. Отчет Ramboll для NPD об использовании безлюдных платформ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.npd.no URL: <http://www.npd.no/en/Publications/Reports/Unmanned-wellhead-platforms/> (дата обращения: 29.09.2018).

5. Северо-Русский блок и Южно-Хадырьяхинское месторождение. НОВАТЭК осваивает разработку юрских залежей и безлюдные технологии [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.neftegaz.ru URL: <https://neftegaz.ru/news/view/173853-Severo-Russkiy-blok-i-Yuzhno-Nadyryahinskoe-mestorozhdenie.-NOVATEK-osvaivaet-razrabotku-yurskih-zalezhey-i-bezlyudnye-tehnologii>

6. На Северо-Ханчейском лицензионном участке недр ведутся работы по внедрению безлюдных технологий [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.neftegaz.ru URL: <https://neftegaz.ru/news/view/126283-Na-Severo-Hancheyskom-litsenzionnom-uchastke-ne-dr-vedutsya-raboty-po-vnedreniyu-bezlyudnyh-tehnologii>.

7. «Газпромнефть-Хантос» перевыполнил план добычи [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [vsluh.ru](http://www.vsluh.ru) URL: <http://www.vsluh.ru/news/oilgas/323874>

8. Умные месторождения Салыма [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.rogtechmagazine.com URL: https://rogtechmagazine.com/wp-content/uploads/2014/09/06_SPD_Smartfields.pdf

Научный руководитель: Саранча А. В., к.т.н., доцент

УДК 553.982.2

ОБЗОР БЕЗЛЮДНЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Белов Д. А., Фишер Г. Ю.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В данной статье мы рассматриваем текущее состояние внедрения безлюдных технологий в отечественной и зарубежной нефтегазовой индустрии, как именно происходит реализация концепта на практике.

Основные преимущества безлюдных технологий [1]:

1) Меньшие капитальные расходы, т.к. используется меньшее количество промышленного оборудования, за счет того, что оборудование более функционально; устанавливается небольшой (или полностью отсутствует)

жилой комплекс; снижается количество связанного с безопасностью человека оборудования

2) Меньшие эксплуатационные расходы, так как, во-первых, задействована лишь небольшая команда сотрудников, управляющая промыслом удаленно и редко его посещающая, что снижает затраты на логистику, во-вторых, снижаются затраты на техобслуживание - используется высоконадежное современное оборудование

3) Низкая угроза жизни и здоровью персонала

4) Затрачивается меньше времени на ввод месторождения в промышленную эксплуатацию

Самый распространенный тип безлюдной платформы на шельфе - unmannedwellheadplatform (UWHP), также используются minimallymannedFPSO, unmannedSpar и другие. Связь платформы с контрольным центром чаще всего осуществляется при помощи оптических кабелей, электроэнергия поставляется при помощи 10 kV электрического кабеля. В некоторых случаях электроэнергия вырабатывается на платформе, а связь спутниковая. Первый вариант предпочтительнее при длительном сроке эксплуатации месторождения. [6-2] Для гарантированного информационного доступа в условиях нестабильной связи применяются технологии резервирования каналов передачи данных и специализированные протоколы телемеханики. Программное обеспечение, используемое для удаленного выполнения алгоритмов управления объектом – SCADA или аналоги. Наблюдать за работой платформы можно через систему видеонаблюдения. Данные могут собираться на контрольную панель с помощью системы FoundationFieldbus или HART. [1]

Кроме платформ, могут быть построены подводные заводы для добычи нефти и газа, как на месторождении OrmenLange в Норвегии, где под водой 19 скважин разделены между четырьмя подземными комплексами на морском дне, а два 30-дюймовых трубопровода протяженностью 120 км транспортируют газ к наземному объекту в Нихмане, управление осуществляется с берега. [11-3]

Чтобы сократить количество персонала при проведении операций как на суше, так и на шельфе, может применяться система автоматизации бурового домена, в частности, усовершенствованного направленного бурения. В 2018 году Halliburton представили систему автоматического гидроразрыва пласта ProdigyABIntelligentFracturingService [2-4], ее преимуществом является машинное обучение в реальном времени, что позволяет оптимизировать процесс гидроразрыва и сделать его существенно эффективнее.

Реализация безлюдных технологий может осуществляться при помощи технологии «цифровой двойник» - интегрированный комплекс моделирования и оптимизации технологического процесса, работ и ресурсов нефтегазодобывающего производства на основе данных реального времени. Реализация этого комплекса на практике открывает возможность для оператора управлять значительно большим числом скважин, чем при традиционном исполнении, а также повысить эффективность бурения. Лиде-

ром в данном направлении является компания Shell, которая намерена в течение 2 лет тестировать данную технологию на Северном море. [9-5]

Как мы видели ранее, в основном безлюдные технологии на шельфе используются, когда речь заходит о мелких и средних месторождениях, или спутниках крупных платформ. Целесообразен ли концепт, если месторождение является крупным? Чтобы ответить на этот вопрос, рассмотрим крупное шельфовое газоконденсатное месторождение (53 млрд. м³ газа, 784 тыс. тонн конденсата), находящееся на расстоянии 250 км от берега на глубине 1300 м. Разработка ведется недропользователем с использованием платформы типа Spar, которая отгружает 23 млн. м³/день. Традиционный вариант разработки - 108 человек на борту, вес палубы составляет 23 тыс. тонн, электростанция и большой жилой комплекс на платформе потребует капитальных расходов в 1600 млн. долларов и эксплуатационных в 73 млн. долларов. Это не является экономически оправданным при текущих ценах на сырье, более того, сохраняется умеренный риск вреда экологии и здоровью сотрудников.

StepchangeGlobal, ведущая консалтинговая мировая компания, занимающаяся вопросами интеллектуализации месторождений и интегрированных операций, предлагает несколько способов решения проблемы.[1]. Первый – автоматизировать часть производства и использовать электричество с берега. Остается 16 сотрудников на борту, вес палубы 17 тыс. тонн. При данном варианте капитальные расходы составят 1300 млн. долларов (-19%) и эксплуатационные расходы 42 млн. долларов (-42%). Второй способ – более радикальный: предлагается полный контроль платформы с берега с визитом оператора раз в месяц. Вес палубы сокращается до 9,8 тыс. тонн, капитальные расходы составят 830 млн. долларов (-48%), эксплуатационные – 33 млн. долларов (-53%). Риск вреда экологии и сотрудникам минимальный, возрастает надежность оборудования (его меньше, но оно более высокого качества). Оба способа сделают производство рентабельным, более эффективным и экологически безопасным, что приводит нас к выводу об оправданности применения безлюдных технологий при разработке не только мелких и средних месторождений, но и схожих крупных шельфовых месторождений.

Безлюдные технологии освоения месторождений позволят существенно сократить капитальные и эксплуатационные расходы, что откроет для разработки труднодоступные, ранее нерентабельные месторождения, а также продлит «жизнь» крупных и гигантских месторождений.[1] Внедрение концепта благоприятно повлияет на развитие топливно-энергетического комплекса России.

Список использованных источников

1. StepchangeGlobal: использование безлюдных технологий для сокращения капитальных и эксплуатационных затрат [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.intelligentenergyevent.com URL: <http://www.intelligentenergyevent.com/novadocuments/249779?v=636040124974370000> (дата обращения: 29.09.2018).

2. Отчет Ramboll для NPD об использовании безлюдных платформ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.npd.no URL: <http://www.npd.no/en/Publications/Reports/Unmanned-wellhead-platforms/> (дата обращения: 29.09.2018).

3. Устройство месторождения Ormen Lange [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.shell.com URL: <https://www.shell.com/about-us/major-projects/ormen-lange/how-ormen-lange-works.html>

4. Интеллектуальный гидроразрыв пласта Prodigy AB Intelligent Fracturing Service [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.halliburton.com URL: <http://www.halliburton.com/en-US/ps/stimulation/fracturing/prodigi-ab.page?node-id=hgeyxuet> (дата обращения: 29.09.2018).

5. Технология «Цифровой двойник» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.arcweb.com URL: <https://www.arcweb.com/blog/digital-twins-define-oil-gas-40> (дата обращения: 29.09.2018).

Научный руководитель: Саранча А. В., к.т.н., доцент

УДК 622.276.6

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГТМ НА СУТОРМИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

*Белослудцев И.А., Кузнецов А.В., Алейников А.В.,
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Решение вопросов обоснования технологий воздействия на пласты и выбора методов интенсификации добычи нефти во многом определяются геолого-физической характеристикой залежей, состоянием их разработки, включая степень выработки запасов и текущую обводненность продукции скважин, техническим состоянием скважин и экономической эффективностью предлагаемых решений.

Для повышения и восстановления продуктивности скважин, на месторождении проводился разнообразный комплекс ГТМ на добывающем и нагнетательном фонде скважин.

Основными ГТМ, проводимыми на месторождение являются:

- гидродинамические методы;
- изоляционные работы;
- кислотные методы (солянокислотная, глинокислотная обработка и т.д.);
- химические методы (выравнивание профиля приемистости);
- направленные перфорационные методы;
- направленные переводы скважин на другие объекты;
- технические мероприятия и ремонтные работы КРС и ПРС, в том числе: оптимизация и ревизия оборудования, смена способа добычи и т.д.

Перечисленные ГТМ включают в себя различные виды физико-химических обработок призабойной зоны пласта (ОПЗ), гидроразрыв пласта (ГРП), ремонтно-изоляционные работы (РИР) с целью ограничения или изоляции притока пластовой воды, выравнивание профилей приемистости (ВПП) с использованием различных составов. В последние годы на месторождении активно ведется бурение горизонтальных скважин, а также бурение боковых стволов. Всего было проведено 9502 скважинных операций, дополнительная добыча нефти составила 19183,1 тыс.т. Удельная эффективность операций составила 2,019тыс.т./обр.

Анализ технологической эффективности применяемых геолого-технических мероприятий показал, что в последние годы происходит снижение дополнительной добычи нефти, полученной за счёт мероприятий, направленных на улучшение действующей системы заводнения (Рисунок 1).

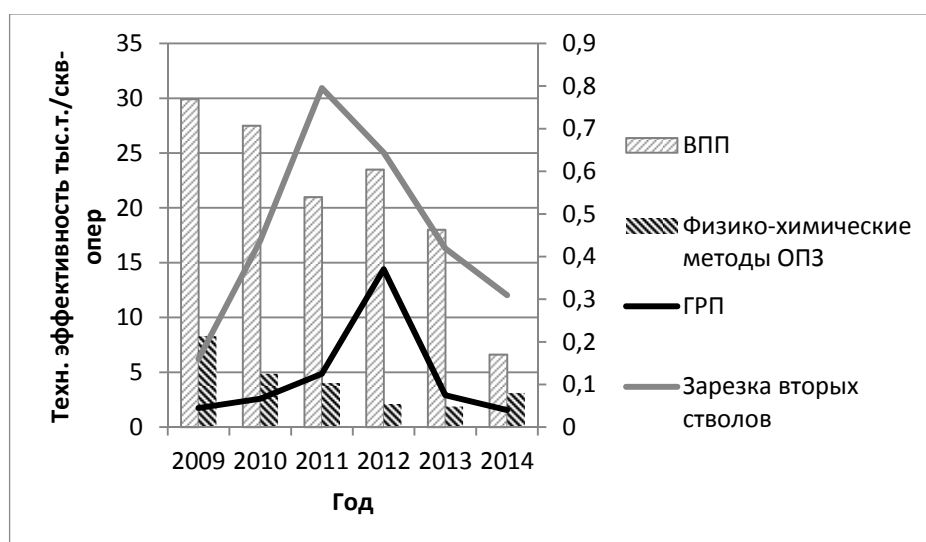


Рисунок 1 – Технологическая эффективность проводимых ГТМ

Эффективность ВПП снизилась с 0,77 тыс.т./скв-опер в 2009 г. до 0,17 тыс.т./скв-опер в 2014 г. Эффективность ОПЗ за соответствующий период снизилась с 0,21 до 0,08 тыс.т./скв-опер. Таким образом, наиболее эффективными методами повышения нефтеотдачи на Суторминском месторождении являются ГРП и зарезка вторых стволов, из них второй предпочтительнее для дальнейшего применения, так как показал максимальную дополнительную добычу нефти составившую 31 тыс.т/скв-опер.

Список использованных источников

1. Коротенко, В. А. Физические основы разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи : учеб. пособие / В. А. Коротенко, А. Б. Кряквин, С. И. Грачев // Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. - 104 с.
2. Рузин, Л. М. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика) : учеб. пособие / Л. М. Рузин, О. А. Морозюк. - Ухта: УГТУ, 2014. - 127 с.

3. Мулявин, С. Ф. Основы проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений: учеб. пособие / С. Ф. Мулявин. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. - 224 с.

Научный руководитель: Сохошко С.К., д.т.н., профессор

УДК 622.279.8

ПОДГОТОВКА ГАЗА МЕТОДОМ АБСОРБЦИИ

Билянский К.В., Дарбазанов О.М.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Добываемый газ можно разделить на две группы – это природный и попутный нефтяной газ (ПНГ). Они различаются по своему составу. Природный газ – это смесь газов, преимущественно состоящая из метана и углеводородов C_2-C_4 , N_2 , CO_2 , H_2S , He_2 и другие инертные газы. [1] ПНГ – это смесь газов, растворенная в нефти, которая выделяется из нефти в процессе её добычи, подготовки, а также переработки. Эта смесь состоит прежде всего из метана – главный компонент природного газа, а также углеводородов C_2-C_{10} , N_2 , CO_2 , H_2S . [2]

Газ, который поступает из скважин – «влажный» - смесь сухого газа с водяным паром, его нужно подготовить к транспортировке до конечного пользователя. Не только химический состав и механические примеси могут вызвать проблемы и аварийные ситуации, так водяной пар может образовать гидраты при определенных условиях или сконденсироваться и накопиться в каком-либо месте и создать пробку, например, в обвязке до сепараторов, в самих сепараторах, в шлейфах газопроводов, изгибах трубопроводов. [1]

Газовые гидраты – это твердые кристаллические соединения, которые образуются при определенном давлении и температуре, из воды и низкомолекулярных газов. внешне похожи на прессованный снег, который переходит в лёд. Осаждаясь в виде льда на стенках трубопровода и аппаратов, гидраты снижают поперечное сечение, уменьшая тем самым их пропускную способность и часто приводят к их полной закупорке (рис.1).



Рисунок 1 – Гидратообразование в буровой трубе

Содержание водяного пара в газе негативно влияет на его переработку, изменяются в худшую сторону его технико-экономические показатели. В лабораторных условиях газ можно осушить методиками, которые основываются на химических принципах, но в промышленных масштабах эти «одноразовые» процессы не рациональны. Можно осушить газ физическими методами, например, при низкой температуре окружающей среды, можно отсепарировать воду из газовой смеси, но есть сложности, по причине которых этот методом не выгоден. На практике широкое распространение получил следующий химико-физический метод подготовки газа к транспортировке – абсорбционный метод.

Абсорбционный метод подготовки газа – основан на поглощении отдельных компонентов из газовой смеси всем объемом жидкого сорбента, например, диэтиленгликоль (ДЭГ), триэтиленгликоль (ТЭГ) и в меньшей степени моноэтиленгликоль (МЭГ). Этот процесс происходит в специальной установке – абсорбере (Рис.2)

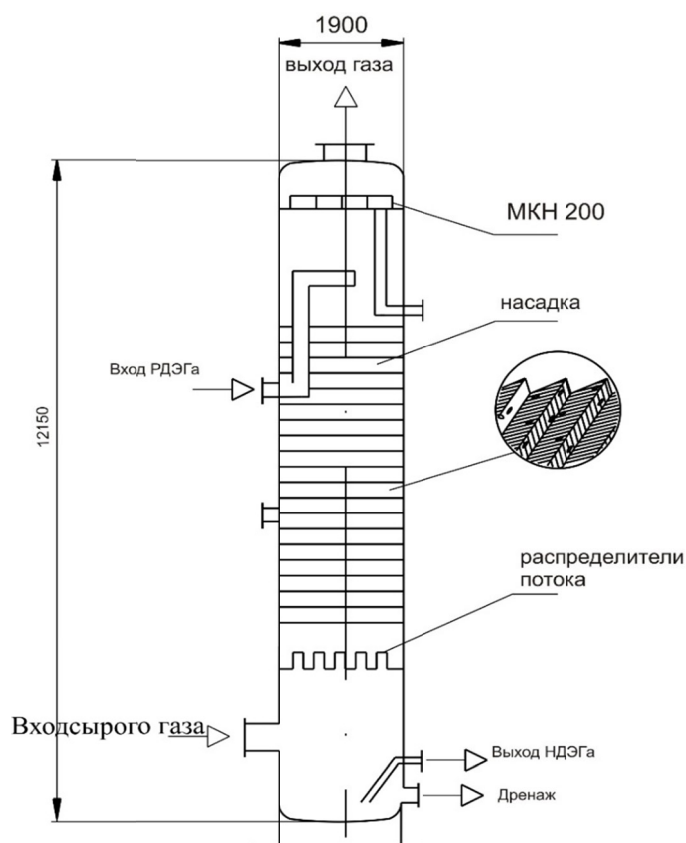


Рисунок 2 – Абсорбер типа ГП-1467 применяемый на УКПГ «Ямбургского» НГКМ

При абсорбции осушаемый газ, пройдя первую ступень очистки в сепараторе, поступает в нижнюю часть абсорбера, где, расширяясь из газовой смеси выпадает часть жидкости и уходит в дренажную систему, газовая смесь движется вверх, навстречу ей одновременно стекает жидкий сорбент - диэтиленгликоль. В процессе абсорбции ДЭГ забирает влагу из

газовой смеси и уходит на регенерацию. Далее газ поступает в фильтр, где из него удаляются остатки ДЭГа и идет на ДКС или сразу в магистральный трубопровод. Насыщенный жидкостью ДЭГ поступает в выветриватель, где из него удаляется газ, поглощенный внутри абсорбера. Далее следует подогрев и регенерация ДЭГа, состоящая в выделении поглощенной ранее влаги. Затем цикл повторяется. (Рис. 3) [3]

Преимущества данного метода:

1. Глубокая осушка газа;
2. Непрерывность процесса;
3. Возможность осушки газа с веществами, разрушающие адсорбент;
4. Малые перепады давления в системе осушки.
5. Выгоднее адсорбционного метода

Недостатки:

1. Вспенивание гликолей при наличии в газе легких углеводородов

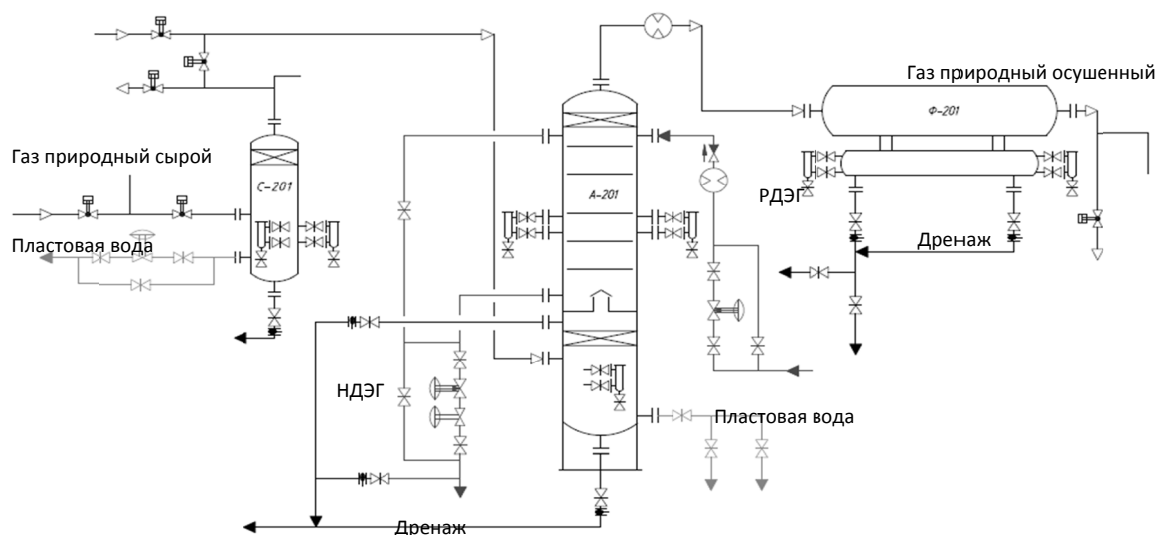


Рисунок 3 – Технологическая схема подготовки газа на УКПГ-2 «Уренгойского» НГКМ: С-201 – сепаратор, А-201 – абсорбер, Ф-201 – фильтр; РДЭГ – регенерированный ДЭГ, НДЭГ – насыщенный ДЭГ

Список использованных источников

1. Природный_газ. Википедия – свободная энциклопедия [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki/>
2. Попутный_нефтяной_газ Википедия – свободная энциклопедия [Электронный ресурс]. - Режим доступа: https://ru.wikipedia.org/wiki/Попутный_нефтяной_газ
3. Лутошкин, Г. С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды к транспорту / Г. С. Лутошкин. - Москва: Недра, 1972. - 324 с.

Научный руководитель: Леонтьев С.А., д.т.н., профессор

**ОБЗОР ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННО–РАЗДЕЛЬНОЙ
ЗАКАЧКИ, ПРИМЕНЯЕМЫХ
НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

Борисов А.А.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

При разработке нефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений Западной Сибири на современном этапе, необходимо учитывать, что большинство представленных месторождений находятся на третьей либо четвертой стадиях разработки. Последние стадии разработки характеризуются падением показателей дебитов по нефти и жидкости, при этом демонстрируется постепенный рост обводненности продукции. Вышеперечисленные особенности разработки “зрелых” месторождений обуславливают ограничение материальных средств, выделяемых для бурения новых скважин. Также стоит отметить, что на большинстве месторождений, находящихся на завершающих стадиях разработки, реализована система поддержания пластового давления, путем закачки рабочего агента в целевые объекты при помощи нагнетательных скважин. Помимо этого стоит учитывать, что характерной особенностью большинства месторождений Западной Сибири является – многопластовость. При принятии во внимание всех вышеперечисленных аспектов, внедрение технологии одно- временно–раздельной закачки представляется достаточно перспективной.

Технология одно- временно–раздельной закачки позволяет осуществлять нагнетание рабочего агента одно- временно в несколько эксплуатационных пластов, вскрываемых одной скважиной. При этом появляется возможность реализовать систему поддержания пластового давления на каждый объект разработки индивидуально. Реализация данной технологии представляется актуальной и необходимой в процессе разработки многопластовых месторождений, при наличии эксплуатационных объектов различных по геолого–геофизическим характеристикам, и как следствие темпам и особенностям разработки. Таким образом, технология одно- временно–раздельной закачки является одним из основных инструментов создания равномерного фронта вытеснения и позволяет достичь проектных показателей коэффициента извлечения нефти на многопластовом месторождении.

Существует множество вариаций компоновок одно- временно–раздельной закачки для реализации системы поддержания пластового давления путем закачки рабочего агента в объект разработки. Условно, все технологии можно разделить на три группы: совместная, одно- временно–раздельная, раздельная.

Совместная эксплуатация пластов по сути не является одним из видов одно- временно–раздельной закачки, но так как данный принцип используется практически на всех месторождениях Западной Сибири, на ко-

торых реализована система поддержания пластового давления, то для полноты анализа необходимо рассмотреть и совместную работу пластов. Конструкция совместной эксплуатации представляется предельно простой. Главным условием для успешной реализации данного принципа является однородность пластов, которые будут работать совместно. То есть пластовые давления, свойства пластового флюида фильтрационно-емкостные свойства пластов должны быть примерно равны. В случае успешного выполнения главного условия, пласты в которые планируется осуществляться закачка перфорируются, и в скважину спускается одна колонна насосно-компрессорных труб, через которую осуществляется закачка нагнетаемой жидкости. Основным минусом данной компоновки является то, что расчет объема закаченной жидкости производится с помощью фильтрационно-емкостных свойств пласта с учетом глубины залегания, то есть точный расчет при данном варианте эксплуатации невозможен.

Существует множество вариантов реализации одновременно-раздельной закачки при помощи одной колонны насосно-компрессорных труб, но большей практичностью в условиях залегания пластов Западной Сибири обладают компоновки с мандрелями. Под мандрелью понимается скважинная камера с установленными внутри штуцерами различного диаметра. Объекты разработки, при одновременно-раздельной закачке изолируются путем установки пакера в интервале между пластами. В скважину спускается одна колонна насосно-компрессорных труб с установленными скважинными камерами. Имея возможность менять диаметр штуцера, установленного внутри мандрели, можно регулировать объемы закачки на каждый пласт индивидуально. Помимо этого, в случае необходимости в зону интервала между пластами может спускаться «перевернутый» электроцентробежный насос. Такая технология позволяет регулировать объемы закачки в нижний пласт путем изменения параметров спускаемого насоса. Основным минусом данной технологии является необходимость в спуско-подъемных операциях для смены штуцера.

Под раздельной эксплуатацией пластов понимается спуск в скважину компоновок с параллельной/концентрической конструкцией лифтовых колонн насосно-компрессорных труб. Насосно-компрессорные трубы внутри колонны могут располагаться параллельно или по системе «труба в трубе». При реализации данной технологии закачка в каждый эксплуатационный объект осуществляется по индивидуальной колонне, что обеспечивает точный учет расхода на каждый пласт. Технология имеет ограничение по диаметру эксплуатационной колонны, он должен быть не менее 168 мм. Основными проблемами в ходе реализации раздельной закачки являются: высокая стоимость, сложность практической реализации, ограниченность в применении.

Подводя итоги, хотелось бы сказать, что при выборе определенной компоновки для практического внедрения из вышеперечисленных вариан-

тов, основными критериями являются: простота и надежной конструкции, стоимость. Исходя из представленных критериев, наиболее перспективными для внедрения на месторождениях Западной Сибири представляются компоновки со скважинными камерами.

Список использованных источников

1. Вахрушев, С. А. Применение систем ОРЭ в ОАО АНК "Башнефть" / С. А. Вахрушев, Р. А. Фаизов, А. В. Акимкин // Инженерная практика. - 2015. - № 2. - С. 2-13.
2. Глуходед, А. В. Результаты внедрения ОРЭ в ОАО "Татнефть" / А. В. Глуходед, В. А. Балбошин // Инженерная практика. - 2015. - № 2. - С. 14-25.
3. Лушпеев, В. А. Мониторинг работы скважин, оборудованных системами одновременно-раздельной эксплуатации, термодинамическими методами / В. А. Лушпеев, Ю. К. Цику // Инженерная практика. - 2015. - № 02. - С. 48-54.
4. Медведев, П. В. Обзор проектов одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) скважин в ТНК-ВР / П. В. Медведев, Э. Я. Муслимов // Инженерная практика. - 2012. - № 2. - С. 52-55.
5. Мельников, С. И. Контроль совместной разработки низкопроницаемых пластов в условиях ГРП / С. И. Мельников // Инженерная практика. - 2013. - № 1. - С. 49-53.

Научный руководитель: Грачев С.И., д.т.н., профессор

УДК 69.034.3

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ШЕЛЬФЕ С НАСЫПНЫМИ ОСТРОВОВ. ПРИЕМУЩЕСТВА, НЕДОСТАТКИ

Брехов П.Я.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Перед мировой нефтью и газо добывающими отраслями промышленности существует особенно важная задача освоения и разработки ресурсов нефти и газа на территории континентальных шельфов. По причине того, что уровень энергетической потребности в мире неуклонно растет, а объем добычи сырья на суше стабилизировался и в перспективе будет снижаться, важность данной проблемы занимает исключительную позицию.

Одной из разновидностей добычи углеводородов на континентальном шельфе является разработка месторождений с искусственных насыпных островов.

По назначению насыпные острова делятся на: разведывательные (поисковые) и добывающие (эксплуатационные). Разведывательные остро-

ва устраивают с целью поиска новых месторождений – поискового бурения. Эксплуатационные насыпные сооружения, непосредственно, для промышленной добычи углеводородного сырья.

Для разведывательных остров период эксплуатации, как правило не превышает 3 лет. Поэтому при строительстве данного вида островов применяется менее сложный конструктив. При их проектировании нет требований к долговечности конструкций и используемых материалов. Эксплуатационные сооружения проектируют на срок службы на 25-30 лет. Основным критерием при разработке этих сооружений является ремонтно-пригодность. Необходимо что бы на весь период добычи ремонт был минимальным, либо не требовался вообще. При расчетах конструктивных решений учитываются внешние нагрузки и воздействия, а также факторы экстремальных условий[1].

В дальнейшем будут рассмотрены только острова эксплуатационного типа, описаны их преимущества и недостатки.

Расположение и конфигурация объектов на шельфе возможно решить с применением одной из нескольких форм:

- насыпное сооружение с примыкающей к нему оградительной дамбой, которая образует защищённую акваторию на конкретной территории острова;

- группа островов с защищенными акваториями, волнозащитными и ледозащитными ограждениями, расположенными внутри;

- один либо несколько островов, открытых для воздействий льда и волн.

Насыпное ограждение насыпных островов может быть разработано в виде пологих откосов. Как правило такого вида сооружения устраивают способом намыва песка средствами гидромеханизации. Уклон откосов в свою очередь находится в диапазоне 1:6 – 1:20. Такой вид откоса с течением времени подвергается размыву, требуя повторной засыпки материала. Поэтому, в основном тип острова с пологими откосами разрабатывается для непродолжительного периода службы[1].

Упрочненные откосы, в своем роде, представляют различные виды покрытий или специальных ограждающих конструкций устойчивых к воздействию льда и волн.

Поверхностным разновидностям защитных покрытий соответствуют:

- синтетические мешки с щебнем, гравием или песком;
- маты из шарнирно-соединённых железобетонных плит;
- отвалы из крупнообломочного камня.

Укрепление откосов мешками с песком целесообразно на глубине до 7 м. В таком случае вес мешков может варьироваться от 2 до 5 тонн. По

больших глубинах необходимо применять более тяжелые мешки, мешки весом от 5 до 10 тонн могут выдерживать волны высотой 3-4 м (обеспеченностью 13%)

К причинам, ограничивающим использование синтетических мешков с песчано-гравийным наполнителем для удержания откосов искусственных насыпных островов, относятся:

- трудоемкие процессы по заполнению и укладке;
- подверженность разрушению вследствие механических воздействий льда, которые способствуют большим затратам на техническое обслуживание и ремонт;

- потеря прочности ткани под влиянием ультрафиолетового излучения;

При изготовлении мешков изначально применялась полипропиленовая ткань с прочностью на растяжение 80 кг/см. Затем стала использоваться высокопрочная полиэстерная ткань с прочностью 200 кг/см.

Маты из железобетонных шарнирно-соединенных железобетонных плит. По сравнению с мешками, бетонные маты обладают более высоким уровнем капитальных затрат, но и менее затратными в обслуживании, что обеспечивает более долговечную защиту откосов от воздействия волн и льда.

Основные преимущества крепления откосов искусственных насыпных сооружений бетонными матами являются[1]:

- относительно не большой вес на единицу площади;
- без значительных потерь грунта приспособляются к осадкам и деформациям;

- быстрая сборка и укладка предварительно собранных элементов;

К потенциальным недостаткам данного вида крепления можно отнести:

- монтаж возможен только в условиях штиля;
- высокий накат волны и большая высота напоязания льда, характеризующийся гладкой поверхностью матов.

Размеры данных видов сборных плит в плане 1,2x1,2 при толщине 23 см. Для сцепки плит применяются скобы в сочетании со стальными стержнями, заделанными в плиты с проушинами на выступающих концах.

Укрепительными конструкциями для обеспечения защиты от воздействия неблагоприятных климатических условий являются шпунтовые стенки. Чтобы обеспечить необходимый уровень возвышения рабочей поверхности насыпного сооружения над морским дном, для ограждения грунтового ядра применяют металлические шпунтовые стенки. Они также могут выступать в качестве причальных стенок, либо в виде дополнительной линии защиты острова. Такие ограждения, как правило, используются в виде заанкеренных или незаанкеренных вертикальных стенок. В условиях крайнего севера грунтовый материал – наполнитель, находящийся за

ограждением грунтовых свай, может промерзнуть, обеспечивая сопротивление локальным ледовым нагрузкам, в мерзлом состоянии [2].

Метод строительства. Основопологающее условие для метода строительства являются условия доставки грунта, зависящие от естественной глубины и расстояния до месторождения, и делятся на следующие типы возможностей:

- транспортировка каменных материалов плавсредствами (глубина воды не менее 4 м)
- автотранспорт в зимний период года по ледовому пути (удалённость не более 10 км);
- забор грунта с барж, отсыпая в тело острова грейфером;
- разгрузка барж (подводных отвалов) гидропогрузчиками и намыв тела острова и др.

В начале строительства работы производятся с воды, после этого, когда грунт отсыпан выше, чем уровень воды, с отсыпанной части острова. При сооружении насыпных островов с воды возможны различные варианты применения технических средств, например, плавкранами или баржами с кранами и экскаваторами.

Главным преимуществом насыпных островов заключается в том, что сооружение обладает отличной устойчивостью к воздействию льда в зимний период года. Так же, как правило, большая площадь поверхности дает возможность разместить все необходимые резервуары для хранения сырья и складские помещения.

Нельзя не отметить еще один плюс разработки месторождений с насыпных островов. Это относительная экологическая безопасность добычи. Имеется возможность ликвидации разливов нефти и других различных буровых отходов, что исключает возможность глобальных экологических катастроф. Одна из которых произошла в США в 2010 году, вблизи побережья штата Луизиана в Мексиканском заливе. Взрыв платформы Deepwater Horizon который привел к крупнейшему разливу нефтепродуктов в новой истории. Через поврежденные трубы вырвалось около 5 миллионов баррелей нефти.

Однако есть и отрицательные последствия в экологической обстановке при строительстве насыпных островов. Негативное воздействие или разрушение морского дна на обширной территории, вероятность размывания основания и разлива отходов, которые в общем способствуют изменению гидродинамики на разрабатываемой территории[3].

Недостатком насыпных островов так же является нерентабельность их сооружения при глубине воды более 10-12 метров. Уже при глубине больше 5 метров требуется большое количество дноуглубительных работ,

поэтому устройство такого острова требует крайне больших затрат финансовых средств. Поэтому насыпные эксплуатационные острова широко не используются при разработке нефтяных месторождений на континентальном шельфе.

Список использованных источников

1. Золотухин, А. Б. Основы разработки шельфовых и нефтегазовых месторождений и строительство морских сооружений в Арктике / А. Б. Золотухин, О. Т. Гудместад. - Москва: Нефть и газ, 2000. - 770 с.

2. Стабилизация грунтов методом «холодного ресайклинга» в условиях многолетнемерзлых грунтов для обустройства нефтегазовых месторождений / В. А. Горьков [и др.] // Фундаментальные исследования. -2017. – № 7. – С. 20-24

3. Гусейнов, Т. И. Охрана нефтяных и газовых скважин на море / Т. И. Гусейнов, Р. Э. Алекперов. - Москва: Недра, 1982. - 158 с.

Научный руководитель: Чухлатый М.С., к.т.н. «Газпром нефть»

УДК 622.276.342

ОБОСНОВАНИЕ РАССТОЯНИЙ МЕЖДУ КУСТОВЫМИ ДОБЫВАЮЩИМИ СКВАЖИНАМИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

Булыгин Д.Е.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Наиболее перспективным сырьевым экспортоориентированным регионом Российской Федерации на ближайшие десятилетия станет полуостров Ямал. К настоящему времени «Газпром» ввел в эксплуатацию два из трех газовых промыслов крупнейшего в регионе Бованенковского месторождения, а в 2022-2024 годах планирует начать освоение Харасавэйского и Крузенштернского месторождений.

Месторождения полуострова Ямал приурочены к подзоне полигенетических промерзших горных пород, которая характеризуется сложнейшими инженерно-геокриологическими условиями – низкая температура и высокая льдистость верхнего (сингенетического) интервала многолетнемерзлых горных пород (МГП), повсеместное распространение жильных и линзовидных пластовых льдов, залежей газогидратов и криопэггов[1].

Эксплуатация скважин на этих месторождениях будет сопряжена с рядом трудностей, связанных с нарушением термического состояния МГП, что приведет к ряду специфических осложнений: образование заколонных каверн с накоплением в них водосодержащих жидкостей, приустьевых воронок и провалов, что может вызвать нарушение состояния приустьевых площадок и околоскважинного оборудования[2]. На некоторых месторож-

дениях зафиксированы случаи потери устойчивости крепи скважины с осевым смещением устья, нарушением герметичности и смятием обсадных колонн и разрушением устьевого обвязки[3].

При обустройстве кустовых площадок важной характеристикой является расстояние между устьями добывающих скважин. По современным нормативным документам для обеспечения их безопасной эксплуатации в течение не менее 30 лет расстояние между устьями не должно быть меньше двух радиусов растепления пород вокруг устья скважин [4]. В 2015 году требуемое расстояние было увеличено на 20 процентов и должно составлять не менее 20 метров [5].

Данное требование обусловлено необходимостью предотвращения смыкания ореолов протаивания вокруг добывающих скважин в верхних высокольдистых интервалах криолитозоны, которое может вызвать катастрофические осадки горных пород при растеплении в пределах кустовой площадки, а так же нарушение продольной устойчивости крепи скважины. Наиболее опасными интервалами криолитозоны являются верхние 6-30 метров толщи многолетнемерзлых пород с льдистостью от 40 до 80%. Часто в этом интервале залегают мерзлые породы сингенетического типа, промерзшие в период осадконакопления.

Для снижения теплового воздействия на криолитозону в процессе эксплуатации скважин в России и за рубежом на арктических месторождениях применяется ряд технологий, которые можно подразделить на пассивные и активные.

К пассивным методам теплоизоляции относятся специальные теплоизолированные обсадные (ТОТ) и лифтовые трубы (ТЛТ), которые представляют собой две концентрично расположенные трубы, кольцевое пространство между которыми заполнено пенополиуретаном или другими материалами с низкими коэффициентами теплопроводности.

Из пассивных методов теплоизоляции наиболее предпочтительно использование ТЛТ, выпускаемых в экранно-вакуумном и экранно-полимерном исполнениях. ТЛТ имеют в два раза более низкий коэффициент теплопроводности по сравнению с ТОТ, кроме того их использование не способствует увеличению диаметра конструкции скважин и, при необходимости ремонта, они могут быть извлечены и заменены исправными.

Так как пассивные методы теплоизоляции не могут полностью предотвратить растепление МГП, были разработаны и предложены различные варианты активной теплозащиты. Широкое распространение получили парожидкостные термостабилизаторы (ТС) сезонного и круглогодичного действия с зонами испарения и конденсации хладагента.

Однако использование одиночных ТС на скважинах малоэффективно и затратно, поэтому на арктических месторождениях, в частности на Бованенковском, внедрены вертикальные естественно-действующие трубные системы ВЕТ, которые себя очень хорошо зарекомендовали [6]. Из минусов любой системы активной теплоизоляции можно отметить сложность и вы-

сокую стоимость при реализации технико-технологических решений и при сервисном обслуживании.

Применение методов теплоизоляции скважин обеспечивает не только безаварийность эксплуатации скважин, но и позволят на 10-20 % снизить капитальные затраты на обустройство месторождения путем уменьшения расстояния между устьями скважин и, соответственно, размеров кустовой площадки, сооружаемой путем отсыпки грунтов толщиной от 2 до 5 метров. Также уменьшение размеров кустовой площадки снизит отрицательное воздействие на окружающую природу Крайнего Севера.

Применение методов пассивной теплоизоляции скважин на месторождениях Аляски позволило снизить расстояние между кустовыми скважинами до 9-15 м. Позднее такие же результаты были достигнуты на Ванкорском, Русском и Новопортовском нефтяных месторождениях, где расстояния между скважинами удалось снизить в 2 раза – до 10-15 метров.

До внедрения методов теплоизоляции минимальное расстояние между скважинами на газовых месторождениях ЯНАО составляло 40 м. Применение ТЛТ уменьшило его до 20 м, а дополнительное внедрение систем ВЕТ позволило уменьшить расстояние между скважинами до 10-12 м.

С целью предотвращения или значительного снижения темпов образования ореолов протаивания и развития провалов оттаивающих просадочных пород вокруг эксплуатационных скважин рекомендуется:

- размещать кусты добывающих скважин на площадях, не подверженных большим просадкам при растеплении МГП;
- размещать нетеплоизолированные скважины в кустах на расстояниях 30-40м друг от друга, а теплоизолированные на расстоянии – до 20-30 м с выбором конкретных расстояний по результатам тепловых расчетов ореолов МГП при совместном тепловом воздействии на них кустовых скважин;
- на площадях, верхний интервал МГП которых имеет льдистость более 40%, рекомендуется рассмотреть возможность применения систем активной теплоизоляции с уменьшением расстояния между устьями до 10-12 м.

Список использованных источников

1. Ермилов, О. М. Сооружение и эксплуатация газовых скважин в районах Крайнего Севера: теплофизические и геохимические аспекты / О. М. Ермилов, Б. В. Дегтярев, А. Р. Курчиков. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2003. – 223 с.
2. Медведский, Р. И. Строительство и эксплуатация скважин на нефть и газ в вечномерзлых породах / Р. И. Медведский. – Москва: Недра, 1987. – 230 с.
3. Булатов, А. И. Проектирование конструкций скважин / А. И. Булатов, Л. Б. Измайлов, О. А. Лебедев. – Москва: Недра, 1979. – 280 с.
4. ФНиП ПБ "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности": утв. Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 № 101. - Москва, 2013. – 288 с.

5. Об утверждении свода правил "Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности: приказ МЧС России от 17 июня 2015 г. № 302 [Электронный ресурс] / Гарант.ру – Электрон. текстовые дан. – Москва, 2015. – Режим доступа: <http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/71035252/>, свободный.

6. Окунев, С. Н. Система охлаждения «ВЕТ» – современное техническое решение для температурной стабилизации вечномерзлых грунтов устья нефтегазовых скважин [Текст] / С. Н. Окунев // Территория Нефтегаз. - 2016. - № 9. – С. 86-87.

Научный руководитель: Кузнецов В.Г., д.т.н., профессор

УДК622.276

НИЗКОТЕМПЕРАТУРНАЯ СЕПАРАЦИЯ ГАЗА

Бурдеев П.Е.,

Тюменский индустриальный институт, г. Тюмень

Природный газ содержит пары воды и примеси в виде тяжелых углеводородов. В целях минимизации рисков при добыче и транспортировке, а также снижения себестоимости добычи и транспорта газа, актуальной задачей является применение на промыслах эффективных методов предупреждения образования кристаллогидратов, учитывающих комплексное влияние процессов, протекающих при эксплуатации газопроводов.

При больших объемах транспортируемого газа его осушка является наиболее эффективным и экономичным способом предупреждения образования гидратов в магистральном газопроводе.

Низкотемпературная сепарация газа – это процесс промышленной обработки природного газа с целью извлечения из него воды и газового конденсата.

Технология процесса заключается в ступенчатой сепарации газожидкостной смеси с применением низких температур и дросселирования, в результате чего возникает эффект Джоуля-Томсона. В обоих случаях происходит расширение газа и падение его температуры до требуемой точки росы, после чего происходит отделение сухого газа от воды и жидких углеводородов.

Она пригодна для любой климатической зоны, допускает наличие неуглеводородных компонентов в газе, позволяет обеспечить точку росы газа по воде и углеводородам в соответствии с требованиями ОСТа и уровень извлечения конденсата (C5H12+высш.) до 97% (точка росы по углеводородам соответствует температуре сепарации). В результате осушки точка росы паров воды должна быть снижена ниже минимальной температуры при транспортировке газа.

Принципиальная схема установки низкотемпературной сепарации представлена на рисунке 1.

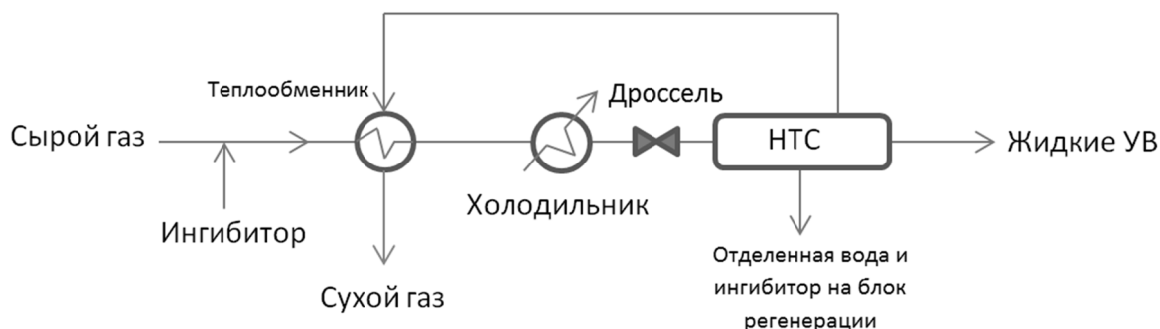


Рисунок 1 – Принципиальная схема установки НТС

Технические детали процесса:

- Эффективное удаление влаги и тяжелых углеводородов из сырого газа с помощью эффекта Джоуля-Томсона и технологии охлаждения;
- Возможность удалить и воду, и гидраты, используя один технологический процесс;
- Применение ингибиторов для предотвращения отложений кристаллогидратов при последующей транспортировке.

Список использованных источников

1. Коршак, А. А. Основы нефтегазового дела / А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – Уфа: ДизайнПолиграфСервиз, 2001. – 544 с.
2. Сваровская, Н. А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: учеб. пособие / Н. А. Сваровская. - 2-е изд. – Томск: Изд-во ТПУ, 2009. – 299 с.

Научный руководитель: Юрецкая Т.В., канд. тех. наук, доцент

УДК 69.05

ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬНОГО КОНТРОЛЯ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ

Величкин И.А.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Строительная индустрия является одной из наиболее ответственных областей на протяжении всей истории человечества. Ошибки во время проектирования и строительства могут привести к большим человеческим, материальным и репутационным потерям. Именно поэтому большое значение уделяется строительному контролю на всех этапах создания сооружения – от стадии проектирования до ввода в эксплуатацию.

Строительный контроль проводится в процессе строительства, реконструкции, капитального ремонта объектов капитального строительства.

Исходя из определения строительного контроля, можно выявить его основные цели – это обеспечение соответствия выполняемых работ:

- требованиям проектной документации, технических регламентов, результатам инженерных изысканий;
- требованиям к строительству, реконструкции объекта капитального строительства, установленным на дату выдачи представленного для получения разрешения на строительство градостроительного плана земельного участка;
- разрешенному использованию земельного участка и ограничениям, установленным в соответствии с земельным и иным законодательством Российской Федерации.

На территории Российской Федерации деятельность органов строительного контроля регламентируется следующими основными нормативными документами:

- 53 статьей Градостроительного кодекса РФ, в которой описывается понятие строительного контроля, указывается перечень лиц должностных и способных проводить строительный контроль и обязанности данных лиц.[1]
- Постановлением Правительства РФ №468 от 21.06.2010, которое устанавливает процедуру проведения проверки выполнения работ при строительстве на соответствие установленным требованиям в целях обеспечения безопасности зданий и сооружений.[2],[3]
- СП 48.13330.2011 Организация строительства. В данном нормативном документе подробно описываются мероприятия и требования по подготовке строительства, производству строительных работ и строительному контролю.[4]

Внутренние документы всех надзорных организаций, осуществляющих деятельность на территории Российской Федерации, не должны противоречить основным нормативным документам, регламентирующим проведение мероприятий строительного контроля.

Организацией, осуществляющей Федеральный государственный строительный надзор, является Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору, в задачи которой входит осуществление строительного контроля со стороны государства.

Отдельно следует отметить Национальное Объединение Строителей – НОСТРОЙ, которое является саморегулируемой организацией и имеет собственные стандарты на процессы выполнения работ по строительству, реконструкции, капитальному ремонту объектов капитального строительства. На сегодняшний день в базе НОСТРОЙ насчитывается 175 стандартов, регламентирующих полный перечень строительных работ.[5]

Все стандарты НОСТРОЙ не являются обязательными и применяются на добровольной основе как членами СРО, так и сторонними организациями. Однако применение данных стандартов позволит повысить качество выполнения работ, что в перспективе благоприятно скажется на экономическом развитии и репутации компании.[6]

В базе данных НОСТРОЙ нет стандартов, регламентирующих строительство на объектах нефтегазодобычи, но наиболее применимыми стандартами к данной отрасли являются:

- СТО НОСТРОЙ 2.15.10-2011 Инженерные сети зданий и сооружений внутренние. Системы охранно-пожарной сигнализации, системы оповещения и управления эвакуацией, системы контроля и управления доступом, системы охранные телевизионные. Монтажные, пусконаладочные работы и ввод в эксплуатацию.

- СТО НОСТРОЙ 2.33.51-2011 Организация строительного производства. Подготовка и производство строительных и монтажных работ.

- СТО НОСТРОЙ 2.10.64-2012 Сварочные работы. Правила, контроль выполнения и требования к результатам работ

- СТО НОСТРОЙ 2.10.76-2012 Строительные конструкции металлические. Болтовые соединения. Правила и контроль монтажа, требования к результатам работ.

- СТО НОСТРОЙ 2.12.118-2013 Строительные конструкции зданий и сооружений. Нанесение огнезащитных покрытий. Правила, контроль выполнения и требования к результатам работ.

Нормативные документы, регламентирующие проведение строительного контроля, предъявляют строгие требования и к специалистам, которые могут осуществлять надзор за качеством выполнения работ.

Согласно 53 статье Градостроительного кодекса РФ строительный контроль проводится лицом, осуществляющим строительство (подрядчиком). В случае осуществления строительства, реконструкции, капитального ремонта на основании договора, строительный контроль проводится также застройщиком или заказчиком. Застройщик или заказчик по своей инициативе может привлекать лицо, осуществляющее подготовку проектной документации, для проверки соответствия выполняемых работ проектной документации.[1]

Главное требование к компании, проводящей строительный контроль, – наличие допуска СРО для проведения соответствующего вида работ.

Организация работы строительного контроля является не самой простой задачей, особенно при осуществлении работ в нефтегазовой отрасли, отличающихся своей спецификой и часто неблагоприятными условиями района строительства.

К главным особенностям, усложняющим организацию работы строительного контроля, на объектах нефтегазодобычи относятся:

- значительная часть объектов строительства, реконструкции и капитального ремонта относится к опасным производственным объектам,

что предъявляет дополнительные требования к квалификации экспертов стройконтроля;[7]

- сложные погодно-климатические условия;
- сложные геокриологические условия (крайне неравномерное распространение многолетнемерзлых грунтов в регионах строительства объектов добычи нефти и газа);
- осложненная логистика, что увеличивает стоимость строительства и, зачастую, отрицательно сказывается на темпах и сроках выполнения работ;
- большая зависимость сроков проведения работ от времени года и климатических условий;
- низкая квалификация рядового рабочего состава, который может набираться из местных жителей, либо производят срочный набор большого числа работников на межрегиональный вахтовый метод работы;
- тяжелые условия труда и высокая автономия строительной площадки.

Все это ставит дополнительные задачи, которые приходится решать и требования, которые необходимо учитывать, при организации работы строительного контроля[8].

Выполнение строительства, реконструкции и капитального ремонта на опасных производственных объектах значительно ужесточает требования к материалам и конструкциям, к проведению строительно-монтажных работ, а также персоналу, осуществляющему как строительство, так и строительный контроль, в части аттестаций по промышленной безопасности и т.д.

Самым главным фактором становится время. Необходимо закончить работы строго в установленный срок, так как ввиду сложности погодно-климатических условий и особенностей района строительства логистика может быть серьезно затруднена, а то и вовсе невозможна. Срыв сроков приводит либо к длительным, до нескольких месяцев, простоям, либо к повышенным затратам из-за необходимости использовать более дорогостоящие пути снабжения (авиатранспорт).

Ввиду осложненной логистики вторым по важности фактором становится строгий контроль за материалами и их расходом. Поставки материалов дороги и сложны, поэтому нужно четко определить количество необходимых материалов и следить за их рациональным использованием.

Работа по составлению исполнительной и иной документации также осложнена. Управляющий орган обычно располагается далеко от района строительства, что ведет к большой разнице во времени и, соответственно, сложности коммуникации и оперативного решения возникающих вопросов.

Таким образом можно заключить, что строительный контроль не только обязательная, но еще и крайне необходимая процедура. Эффектив-

ная организация строительного контроля поможет избежать экономических и репутационных потерь, сократить сроки строительства и повысить надежность возводимых сооружений. Организация работы строительного контроля на объектах нефтегазодобычи сопряжена со сложными, но решаемыми задачами, которые позволяют более эффективно распоряжаться ресурсами компании.

Список использованных источников

1. Градостроительный кодекс Российской Федерации N 190-ФЗ (ред. от 03.08.2018) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.09.2018) [Электронный ресурс]. – URL <http://docs.cntd.ru/>

2. О порядке проведения строительного контроля при осуществлении строительства, реконструкции и капитального ремонта объектов капитального строительства: постановление Правительства РФ от 21 июня 2010 г. N 468 [Электронный ресурс]. – URL <http://www.consultant.ru/>

3. Положение о проведении строительного контроля при осуществлении строительства, реконструкции и капитального ремонта объектов капитального строительства (утв. Постановлением Правительства Рос. Федерации от 21.06.2010 № 468) [Электронный ресурс]. – URL <http://www.consultant.ru/>

4. СП 48.13330.2011. Организация строительства. (Актуализированная редакция СНиП 12-01-2004, с изменением №1). - Дата введ. 2011-05-20 [Электронный ресурс]. – URL <http://docs.cntd.ru/>

5. Официальный сайт НОСТРОЙ [Электронный ресурс]. – URL <http://nostroy.ru/>

6. Система добровольной оценки соответствия СДОС-03-2009. Положение по проведению строительного контроля при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объектов капитального строительства [Электронный ресурс]. – URL <http://nostroy.ru/>

7. О промышленной безопасности опасных производственных объектов: федер. закон N 116-ФЗ от 21.07.1997 (последняя редакция) [Электронный ресурс]. – URL <http://www.consultant.ru/>

8. Бураков, В. А. Технический надзор за строительством как гарантия качества законченных строительством объектов / В. А. Бураков, А. Н. Коркишко; Отв. ред. А. Н. Халин // Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе: сб. материалов Междунар. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов, молодых ученых и специалистов, 2016. - С. 141-144.

*Научный руководитель: Коркишко А.Н., к.т.н.,
зав. базовой кафедрой «Газпром нефть»*

УДК

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК

Вивдич К.В., Хайруллин А.А.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В процессе эксплуатации с течением времени скважина загрязняется различными кольматами:

- при бурении и глушении скважины проникают фильтраты разных растворов;
- загрязнение призабойной зоны пласта (ПЗП) частицами жидкостей, фильтрующихся в скважине.

Кольматация ПЗП добывающих скважин приводит к одной из главных причин, осложняющих добычу нефти – уменьшению притока нефти к забою скважины [1].

В случае кольматации применяют кислотное воздействие, которое является одним из основных методов очистки призабойной зоны, а, следовательно, и улучшения ее проницаемости.

Различают несколько видов кислотных обработок, основные из них: соляно-кислотная (СКО), глинокислотная (ГКО), термокислотная (ТКО), пенокислотная (ПКО), кислотные ванны, кислотные обработки под давлением [2].

Кислотные ванны предназначены для промывки стенок и забоя скважины от цементной и глинистой корок, продуктов коррозии, асфальтосмолопарафинистых отложений (АСПО) и т. д. Данная очистка увеличивает зоны охвата пород раствором кислоты и способствует предупреждению образования отложений в порах пород.

Технологический процесс установления кислотной ванны выглядит следующим образом (рис. 1): насосно-компрессорные трубы (НКТ) спускают до забоя (а).

При открытом затрубном пространстве в НКТ закачивают необходимое количество раствора кислоты (б), а потом без остановки пропускают продавочную жидкость – в основном воду (в).

После прокачивания жидкости продавки в объеме, равном объему насосно-компрессорных труб (г), закрывают задвижки в НКТ и выкиде затрубного пространства, и скважина оставляется на реагирование на несколько часов (наиболее точный срок устанавливают для каждого месторождения отдельно на основе определения остаточной кислотности раствора после разных сроков выдерживания его на забое).

После истечения определенного времени реагирования скважину промывают через НКТ нефтью (прямая промывка) или через затрубное пространство водой (обратная промывка) или для удаления с забоя продуктов реакции.

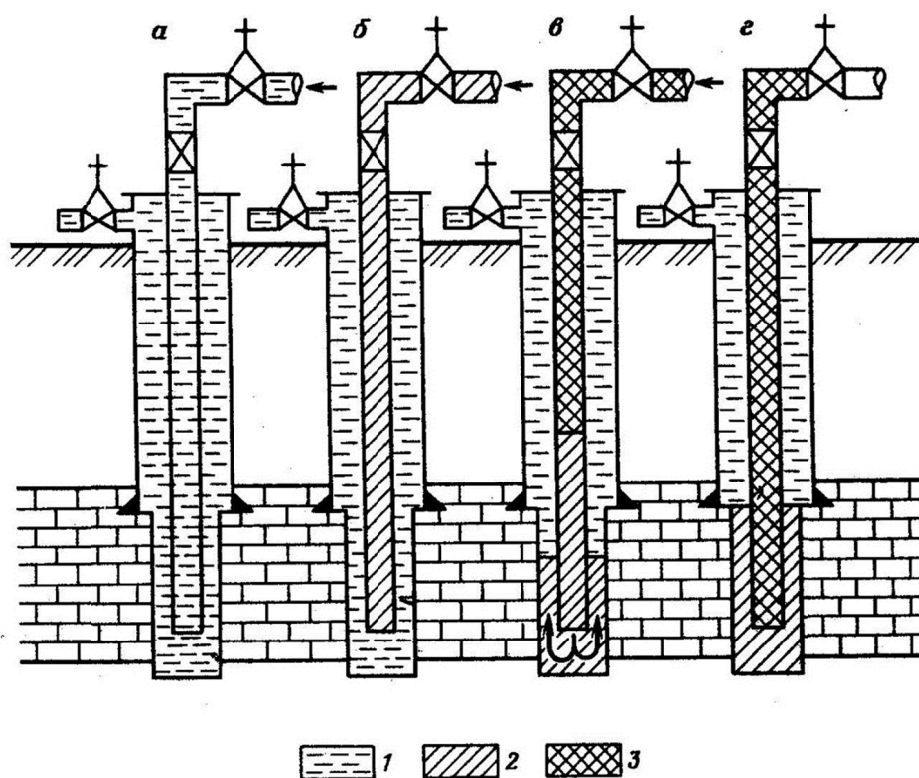


Рисунок 1 – Технологическая схема установки кислотной ванны в скважине:
 1 – вода, 2 – кислота, 3 – продавочная жидкость

Кислотные обработки под давлением воздействуют на малопроницаемые интервалы пласта. В целях этого в высокопроницаемых интервалах ограничивают приемистость путем закачивания высоковязкой эмульсии типа «кислота в нефти». Нейтрализация этой кислоты происходит намного медленнее, чем нейтрализация чистого раствора кислоты, в следствие чего обеспечивается более глубокая обработка кислотой высокопроницаемых интервалов.

Термокислотные обработки служат для очистки от АСПО, в целях образования каналов растворения в доломитах, для усиленного растворения кольматирующих материалов в скважинах после бурения, для очистки фильтра водонагнетательных скважин от продуктов коррозии и т.д, трудно растворимых в холодной соляной кислоте.

При термокислотной обработке продуктивный пласт сперва подвергается термохимическому воздействию (ТХВ) – воздействию на забой и ПЗП нагретой кислотой, которая получается посредством выделения тепла в реакции кислоты с магнием, а далее простому кислотному воздействию или обработке под давлением.

Пеннокислотные обработки предназначены для влияния на продуктивные пласты, которые сложены карбонатными породами, а также на песчаники с высоким содержанием карбонатного цемента.

Положительный результат от проведения кислотных обработок зависит от ряда факторов, в число которых входит, в том числе и доскональный анализ геолого-промысловой информации. Также немаловажными факторами являются неоднородность коллектора, число проведенных операций на скважине и обводненность продукции [3].

Эффективность кислотных обработок характеризуется отношением дебита нефти после обработки и дебита нефти до обработки ($Q_{noc}/Q_{до}$), и, следовательно, отношением обводненности продукции после и до обработки скважины кислотой ($W_{noc}/W_{до}$).

Таким образом, успешность проведения кислотной обработки, а, соответственно, и ее эффективность можно характеризовать увеличением дебита нефти после обработки в сравнении с дебитом нефти до воздействия, а также объемом дополнительно добытой нефти в результате обработки. Также на эффективность проведения кислотного воздействия влияет верный подбор скважины для обработки и соблюдение правильной технологии проведения данного процесса. Все это позволяет достичь максимальной успешности кислотной обработки скважины.

Список использованных источников

1. Мищенко, И. Т. Скважинная добыча нефти: учебное пособие для вузов / И. Т. Мищенко. – Москва: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003. – 816 с.
2. Логинов, Б. Г. Руководство по кислотным обработкам скважин / Б. Г. Логинов, Л. Г. Малышев, Ш. С. Гарифуллин. – Москва: Недра, 1966. – 220 с.
3. Щуров, В. И. Технология и техника добычи нефти: учебник для вузов / В. И. Щуров. – Москва: Недра, 1983. – 510 с.

Научный руководитель: Хайруллин А.А., доцент, канд. физ.-мат. наук

УДК 62

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГРП НА СКВАЖИНАХ С БОКОВЫМ СТВОЛОМ НА ПОТОЧНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Газдиев А.И.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

На Поточном месторождении на пласт АВ₁₋₂ выполнено 6 ГРП при зарезки второго ствола, в том числе в 2014 г. выполнено 2 многозонных ГРП при зарезки вторых стволов с горизонтальным окончанием, остальные 4 операции выполнены на наклонно-направленных вторых стволах в одну стадию (3 ГРП в 2009-2010 гг. и 1 ГРП – в 2015 г., таблица 1).

Таблица 1 – Сравнение технологических параметров и показателей эффективности ГРП при зарезки наклонно-направленных вторых стволов

Параметр	2009 г.	2010 г.	2015 г.	всего
Количество ГРП, ед.	1	2	1	4
Технологические параметры				
Масса проппанта, т	30,3	36,1	14,7	29,3
Удельная масса проппанта, т/м	2,2	3,5	1,5	2,6
Максимальная конц. проппанта, кг/м ³	720	805	1200	883
Темп закачки жидк. разрыва, м ³ /мин	2,2	2,2	2,5	2,3
Эксплуатационные показатели				
Дебит жидкости после ГРП за 3 месяца, т/сут	23,1	61,7	9,0	38,9
Дебит нефти после ГРП за 3 месяца, т/сут	8,9	5,5	1,4	5,3
Обводненность после ГРП за 3 месяца, %	61,5	91,0	84,8	86,3
Среднегодовой дебит жидкости, т/сут	18,5	53,7	8,2	33,2
Среднегодовой дебит нефти, т/сут	10,7	4,1	1,2	4,9
Дополнительная добыча жидкости, тыс.т	29,2	169,9	6,5	205,6
Дополнительная добыча нефти, тыс.т	19,9	15,2	0,9	35,9
Средняя дополнительная добыча жидкости, тыс.т/скв.	29,2	84,9	6,5	51,4
Средняя дополнительная добыча нефти, тыс.т/скв.	19,9	7,6	0,9	9,0

После ГРП при зарезки вторых стволов добыча нефти составила 39,9 тыс.т или 6,7 тыс.т/скв., из них 35,9 тыс.т или 9,0 тыс.т/скв. получены по наклонно-направленным вторым стволам и 4,0 тыс.т или 2,0 тыс.т/скв. – по вторым стволам с горизонтальным окончанием.

В таблицу 2 сведём средние значения прироста дебита нефти после ГРП и удельную эффективность ГРП по категориям скважин за рассматриваемый период времени.

Таблица 2 – Основные показатели эффективности ГРП по категориям скважин

Категория скважин	Среднегодовой прирост дебита нефти после ГРП, т/сут	Удельная эффективность ГРП, тыс.т/скв	Дополнительная добыча нефти за счёт ГРП, тыс.т
Эксплуатационные скважины	8,5	11,1	1850,1
Бездействующие скважины	5,6	7,2	466,9
Скважины после бурения	16,3	12,9	129
Скважины с боковым стволом	4,9	6,7	39,9

По данным таблицы 2 построена диаграмма – рисунок 1.

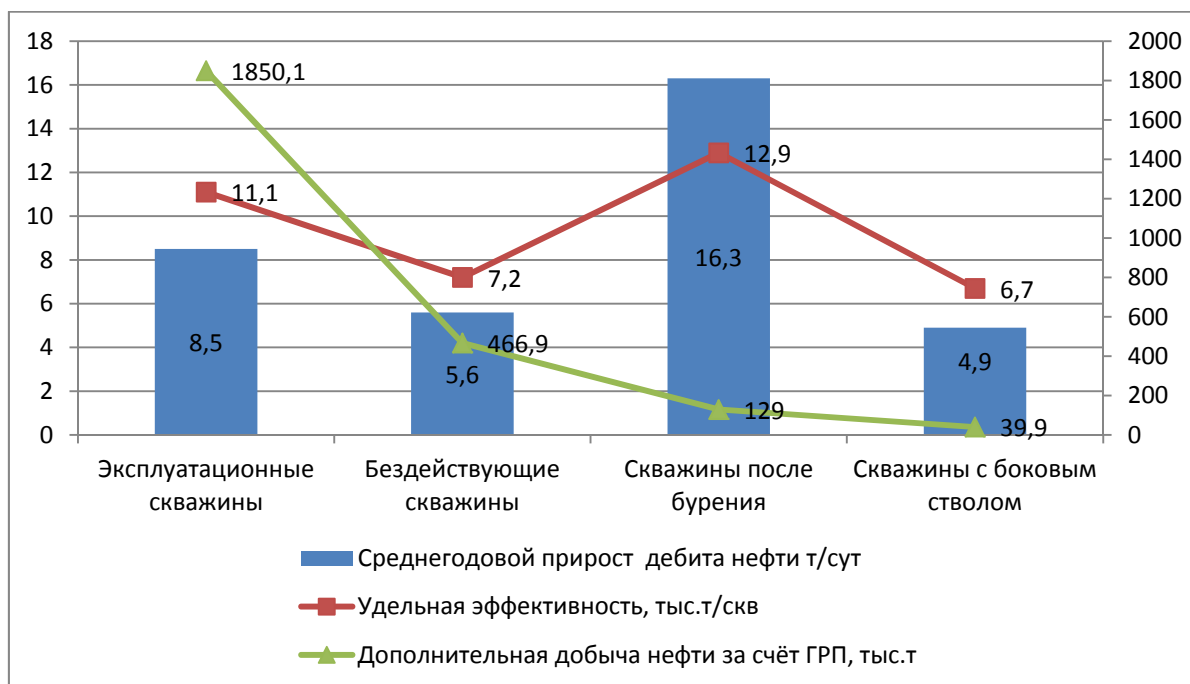


Рисунок 1 – Средние значения прироста дебита нефти после ГРП, удельная эффективность ГРП и дополнительная добыча за счёт ГРП по категориям скважин

Список использованных источников

1. Анализ разработки Поточного месторождения. – ТФ ООО «КогалымНИПИнефть», утв. ТО ЦКР по ХМАО, протокол № 526 от 25.03.15 г.
2. Усачёв, П. М. Гидравлический разрыв пласта / П. М. Усачёв. – Москва: Недра, 1986 – 350 с.
3. Технический регламент проведения работ по гидроразрыву пласта. - Москва: ООО «Технологии ВФТ», 2014. – 89 с.

УДК 622.276

ВЛИЯНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ФАКТОРОВ НА ФОРМУ КВД

Галеева А.А.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В нефтегазопромысловой практике для определения параметров пластов применяют гидродинамические методы исследования скважин с записью кривых восстановления давления (КВД). Вид получаемых кривых давления существенно зависит от особенностей движения жидкостей в скважине и влияния различных технологических и геологических фак-

торов. Формы КВД в скважинах могут искажаться под влиянием различных факторов, например: приток газа после закрытия скважины; неоднородность пористой среды по толщине и по площади, неизотермичность процесса восстановления давления; технологические процессы до остановки скважины; изменение параметров газа и пористой среды от давления и температуры.[1]

Опыт промысловых исследований показывает, что немгновенное прекращение притока газа к скважине существенно искажает начальный участок КВД. При длительном наблюдении КВД асимптотически стремится к кривой, соответствующей мгновенному закрытию скважины на забое. Этот фактор всегда следует учитывать, т.к. избежать притока газа к скважине после её закрытия невозможно.

Учёт изменения температуры газа в процессе восстановления давления производится в том случае, если забойное давление рассчитывается по замеренным устьевым давлениям. Обычно при расчёте забойного давления по устьевым в качестве $T_{срв}$ формулу (1) подставляется среднелогарифмическое значение по фактическим $T_{уст}$ и $T_{заб}$ в каждый момент времени. Если средние температуры газа в начальный период восстановления и к концу процесса различаются незначительно, то эти изменения практически не влияют на форму КВД. [2]

$$P_3^2(t) = \alpha + \beta \cdot \lg t, \quad (1)$$

где $P_3(t)$ - давление на забое скважины, МПа; t – текущее время восстановления давления, сек; α и β – коэффициенты.

Если пласт высокопроницаемый (десятые доли мкм²) и температура газа в пласте высокая (более 50 °С), то по истечении нескольких часов происходит уменьшение давления на устье скважины. Поэтому конечный участок КВД искривляется вниз к оси $\lg t$. [2]

Влияние гидратообразования в системе наземных коммуникаций на результаты замеров и интерпретации заключается в том, что невозможно получить достоверное значение дебита газа на режиме. Поэтому при воспроизведении истории исследования, на участках истории с гидратообразованием не будет совпадения модельной истории с фактической. [3]

Основное влияние, оказываемое выпадением конденсата на результаты измерений в общем и результаты интерпретации в частности, выражается в эффекте сегрегации фаз при остановке скважины на КВД, отрыве столба жидкости от устья при остановке скважины на КВД и осцилляциях давления при работе скважины на режимах. Общий вид КВД в условиях сегрегации фаз приведен на рисунке 1, такая КВД может быть проанализирована по окончанию процесса сегрегации фаз, если участок радиального притока дифференцируем. [3]

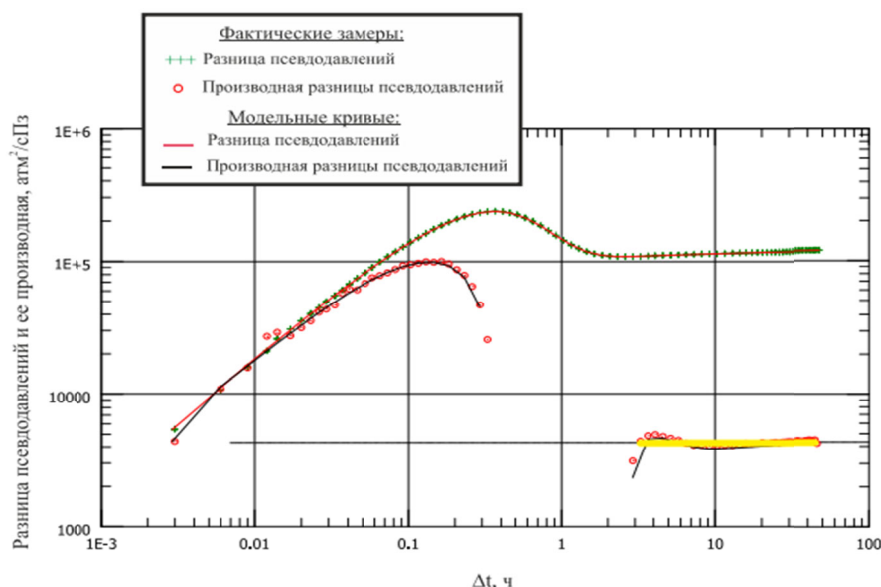


Рисунок 1 – Вертикальная скважина с сегрегацией фаз, вскрывающая однородный радиальный бесконечный пласт

Список использованных источников

1. Влияние различных факторов на форму КВД [Электронный ресурс]. - Режим доступа: https://studopedia.ru/2_122780_vliyanie-razlichnih-faktorov-na-formu-kvd.html
2. Учет неизотермичности процесса восстановления давления [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://infopedia.su/14x15fcc.html>
3. Справочное пособие Особенности проведения газовых и газоконденсатных исследований. - Ставрополь: ООО «Кероген», Ставрополь, 2014. – 97 с.

Научный руководитель: Синцов И.А., к.т.н., доцент

УДК 62

НЕСТАЦИОНАРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПОТОКОТКЛОНЯЮЩИХ СОСТАВОВ

Гуляев С.В.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: Текущее состояние разработки большинства месторождений требует новых подходов к увеличению нефтеотдачи пластов. В условиях высокой обводненности, неоднородности коллекторов по проницаемости, остаточные подвижные запасы нефти удаётся вовлекать в разработку с помощью нестационарного заводнения.

Анализ опыта разработки нефтяных месторождений с различными геологическими характеристиками и на разных режимах заводнения позволил определить влияние периодической остановки скважин на продуктивность и обводненность [1]. Метод нестационарного заводнения представляет собой

поочередное изменение режима нагнетания воды в пласт по группам нагнетательных скважин, с целью создания в нем нестационарных перепадов давления, которые способствуют вовлечению в работу коллекторов с низкой проницаемостью, ранее не охваченных стационарным заводнением.

На последней стадии разработки месторождения высокопроницаемые участки пласта являются основными путями движения нагнетаемой воды к добывающим скважинам. Это обусловлено промывкой основных гидродинамических каналов. А выработка низкопроницаемых участков пласта отстает, в следствии чего образуются целики нефти, что в дальнейшем ведет к стремительному росту обводненности добываемой продукции и снижению коэффициента нефтеотдачи. Для повышения нефтеотдачи необходимо увеличивать объем геолого-технических мероприятий, направленных на изоляцию обводненных интервалов – физико-химического воздействия, которое реализуется путем закачки потокоотклоняющих составов в скважины. Влияние изменений пластового давления на эффективность потокоотклоняющих технологий показывают, что изменение направления фильтрационных потоков вызывает разные по величине и направлению воздействия нагрузки на сформировавшийся в пористой среде гель. Эти нагрузки приводят к разупрочнению структурных связей между кластерами молекул геля, снижению адгезионных сил сцепления геля с горной породой, к значительным сдвигам деформации тела геля, что в дальнейшем приводит к неэффективному проведению мероприятий [2].

Однако применение потокоотклоняющих методов увеличения нефтеотдачи не позволяют в полной мере охватить площадь пласта данным видом воздействия или требует значительного увеличения удельных объемов закачки химических реагентов, что снижает экономическую эффективность потокоотклоняющих методов. В связи с этим для повышения эффективности разработки на месторождениях ТПП «Покачевнефтегаз» в 2014 году провели комплексное воздействие адресной закачки потокоотклоняющих составов и нестационарное заводнение. Комплексное воздействие этими методами направлено на снижение обводненности продукции, вовлечением в работу застойных зон и недренируемых остаточных запасов нефти, увеличивая тем самым коэффициент извлечения нефти. В комплексе с адресными обработками потокоотклоняющими составами оно способствует выравниванию профиля приемистости и фронта вытеснения.

Таким образом приток жидкости происходит не только по высокопроницаемым участкам пласта, но и за счет притока нефти из ранее недренируемых зон пласта. За счет перераспределения фильтрационных потоков и упругой энергии коллектора, дебиты скважин по нефти увеличиваются. А также идет сокращение добычи воды и ее закачки.

В период проведения нестационарного заводнения в сочетании с адресными обработками скважин потокоотклоняющими составами, отмечается тенденция к снижению обводненности почти во всех добывающих

скважинах (96%), а также необходимо отметить, что увеличение дебитов нефти и снижение обводненности продукции по реагирующим добывающим скважинам физико-химическим воздействием, произошли именно в период остановки нагнетательных скважин нестационарным заводнением. Поэтому можно утверждать, что процессы перераспределения градиентов давления и межпластовые перетоки в период реализации нестационарного заводнения усиливают эффективность адресных обработок потокоотклоняющими составами.

Опытно-промышленные работы по нестационарному заводнению, реализованные в различных геолого-физических условиях залежей, разрабатываемых в условиях обычного (стационарного) заводнения, оказались эффективными на всех месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»[3].

Список использованных источников

1. Сургучев, М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтедачи пластов / М. Л. Сургучев. – Москва: Недра, 1985. – 313 с.
2. Филин, В. В. Потокоотклоняющие технологии. Теория и практика / В. В. Филин. - Москва: Спутник, 2009 – 125 с.
3. Гуляев, В. Н. Применение технологии нестационарного воздействия для увеличения КИН участков с трудноизвлекаемыми запасами / В. Н. Гуляев, И. И. Киприн, Н. П. Захарова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2015. – № 10. – С. 39-44.

Научный руководитель – Коротенко В.А., канд. техн. наук, доцент

УДК 622.276.66

ТЕХНОЛОГИЯ РАЗРЫВНЫХ МУФТ BPS

Гартвик А.А., Кирсанов М.С.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Технология BPS предполагает использование двух независимых систем:

- Технологии BPS - применение муфт обсадных колонн с предварительно фрезерованными и загерметизированными отверстиями, является эксклюзивной и запатентованной.
- Проведение ГРП через эксклюзивный инструмент – пакер ГРП С2С, доставляемый на забой посредством ГНКТ или НКТ.

Сущность технологии заключается в том, что муфты BPS являются частью обсадной колонны и не требуют для своей установки дополнительного оборудования: переводники, центраторы и т.д. Активация муфт и выполнение ГРП происходит через пакер С2С специально разработанный для работы в паре с разрывными муфтами [1].

Муфта BPS - это выточенная муфта с нарезанными с обеих сторон резьбами для возможности ее свинчивания в качестве «патрубка» обсадной колонны. По телу муфты выточены отверстия, в которые вставлены специально разработанные заглушки-мембраны.

В зависимости от технико-геологических условий муфты должны подбираться по следующим критериям:

1. Внутренний и наружный диаметр муфты – регламентируется диаметром обсадной колонны, внутренним диаметром открытого ствола скважины;
2. Длина муфты;
3. Тип резьбы – регламентируется типом резьбы обсадной колонны;
4. Количество отверстий;
5. Давление активации мембран - разрывной диск – подбирается под каждую конкретную скважину.

Существуют две модификации таких муфт: цементируемые и не цементируемые. Конструктивное отличие данных муфт заключается в наличии специальных проточенных каналов для прохода цемента в исполнении цементируемой муфты.

Внутренний проходной диаметр муфт полностью соответствует внутреннему диаметру обсадной колонны, что позволяет создать полно-проходное сечение внутри обсадной колонны, без местных сужений - это позволяет проводить любые виды скважинных операций.

Все разрываемые порты одной муфты оснащаются заглушками-мембранами подобранными на активацию единого давления. Разрыв мембраны происходит от приложения на нее абсолютного давления.

Муфты разработаны и могут применяться в процессах проппантного ГРП, кислотного ГРП, как метод вторичной селективной обработки призабойной зоны пласта после выполненного ГРП.

Количество устанавливаемых муфт для одной скважины теоретически не ограничено.

Сборка муфт на устье скважине осуществляется стандартными методами (гидравлические ключи), специальные устройства для свинчивания муфт с обсадной колонной не требуются.

Селективный пакер С2С для проведения ГРП с разрывными муфтами BPS представляет из себя специально сконструированный чашечный пакер, предназначенный для проведения ГРП с муфтами BPS, при этом пакер позволяет герметизировать муфту с обеих сторон.

Принцип работы С2С и BPS:

1. Разрывные порты устанавливаются в муфтах колонны или хвостовика
2. Муфты устанавливаются при спуске колонны в скважину
3. Чашечный пакер для ГРП спускается на ГНКТ и располагается напротив порта

4. Закачка жидкости > закрытие манжет > рост давления > разрыв и открытие отверстия > ГРП > подъем и повторение.

При работе с системой BPS необходимо уделить внимание сборке компоновки обсадной колонны и спуску муфт. В конструкции обсадной колонны перед каждой муфтой необходимо размещать реперный патрубок, он необходим для работы локатора муфт пакера С2С. Важно, что бы при всех манипуляциях с компоновкой абсолютное давление на забое скважины не превышало 80% от запланированного давления активации муфт, сюда входят такие операции как: цементирование, опрессовка обсадной колонны, активация гидравлических пакеров.

Разобшение зон между муфтами в случае если обсадная колонна не цементируется, не входит в состав описываемой системы. Разобшение зон можно осуществлять как при помощи гидравлических заколонных пакеров, так и при помощи пакеров с набухающими эластомерами. Вопрос эффективности того или иного способа герметизации лежит в практической плоскости применения, а также опыта на конкретном месторождении.

При подготовке скважины к работе с чашечным пакером С2С в случае с цементируемыми муфтами обязательным условием является проведение подготовительных работ: скреперование обсадной колонны.

Необходимость вызвана тем, что остатки цемента в обсадной колонне прилипшие к стенкам могут привести к повреждению герметизирующих чашек пакера, которые плотно прилегают к стенкам скважины [2].

В российских условиях системы была оптимизирована под работу со стандартным НТК 88.9 мм, для этого был разработан специальный переводник НКТ – пакер С2С. Для перемещения пакера от нижней зоны к верхней, были изготовлены специальные элеваторы. Извлечение НТК из скважины для перемещения пакера происходит обычным методом, без герметизации устья скважины, поэтому скважина должна находиться в равновесном состоянии. Данное обстоятельство является техническим ограничением по работе с пакером С2С на дискретном лифте.

В случае завершения работы режимом «СТОП» колонна НКТ может быть сразу промыта обратной циркуляцией, через верхние герметизирующие чашки, которые сжимаются при условии, что «распирающее» давление меньше затрубного давления.

Список использованных источников

1. Байдюков, М. И. Опыт применения новой технологии разрывных портов (BPS™) для многостадийного ГРП в России / М. И. Байдюков // Инженерная практика. - 2016. - № 4.
2. Кудря, С. С. Опыт проведения МГРП с 20-ю и более стадиями на Самотлорском месторождении / Кудря С. С. // Инженерная практика. - 2012. - № 12.

Научный руководитель: Мамчистова Е.И., к.т.н.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ УЭЦН И ГАЗЛИФТА НА МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ (С ЛЕГКОЙ И СРЕДНЕЙ НЕФТЬЮ)

Герцен А.В., Орехов Д.И., Бубнив С.Я.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Когда пластовой энергии недостаточно для подъема жидкости с забоя, переходят на механизированный способ эксплуатации скважин. При эксплуатации морских месторождений, например, на месторождениях Венесуэлы, Вьетнама и др. широко применяют такие механизированные способы как газлифт и УЭЦН.

Одной из проблем, которая является актуальной - это способ контроля за образованием водного конуса на нефтедобывающих скважинах и добыча нефти без увеличения добычи воды. И выбор более рентабельного способа эксплуатации.

При эксплуатации морских месторождений УЭЦН и газлифтом необходимо предусмотреть специальные площадки для генераторов тока и компрессорных станций. Большие затраты приходятся на газлифт, а именно на работу УКПГ и компрессоров (электричество, обслуживание).[1]

Газлифтный метод можно также применять в наклонных скважинах небольшого диаметра для добычи вязких жидкостей. Однако при этом требуется значительно больше энергии чем при использовании насосов.[2]

По данным статистики на настоящее время 92% скважин морских месторождений осуществляют добычу с применением газлифтного метода, но есть целесообразность использовать УЭЦН. Потому что основная проблема газлифтного метода – запуск скважин после остановки, недостаток газа на поздних стадиях разработки, когда высокая обводненность, и требуется специализированное место для хранения газа.

При выборе механизированного способа добычи на шельфовых месторождениях, стоит основываться на том, чтобы обеспечивались установленные проектные отборы; была возможность исследования скважин, для контроля за разработкой месторождения, и нужна всесторонняя сравнительная технико-экономическая оценка его преимуществ и недостатков в сравнении с другими методами.

В таблице 1, представлен сравнительный анализ технико-экономических характеристик рассматриваемых механических способов добычи.

С переходом от газлифта на УЭЦН глобально уменьшатся затраты за выплату налоговой ставки при эксплуатации месторождений, так как уже ранее добытый газ используемый для последующих циклов добычи вновь облагается налогом.

Таблица 1– Сравнение газлифта и УЭЦН при эксплуатации скважин

Газлифт	УЭЦН
Позволяет отбирать большие объемы жидкости при любом диаметре эксплуатационной колонны, форсировать отбор из скважин	Возможно применение эффективных средств уменьшения отложения парафина в подъемных трубах
Эксплуатация скважин с высоким показателем ГФ (даже в скважинах забойное давление которых меньше давления насыщения.	Низкий ГФ (не более 30%)
Песочные скважины	Минимальное запесочивание (применимо к ЭЦН)
Низкая обводненность	Высокая степень обводненности
Большие затраты на КРС	Предусмотреть замену насосов раз в 2-3 месяца
Необходимы объемы циклового газа (что в свою очередь облагается налогом)	Более высокие темпы отбора (почти в 2 раза), нормальное вытеснение.
Необходимо место для хранения газа	Осуществляет подъем жидкости с больших глубин
При эксплуатации малодобитных скважин усиливается парафинообразование на стенках НКТ;	размещение погружного электродвигателя в скважине предъявляет высокие требования к надежности гидрозащиты
затрудняется оптимизация режима скважин при групповой эксплуатации скважин;	ограничение области применения УЭЦН температурой откачиваемой продукции

Один из исторических случаев (на одном из Венесуэльских месторождений) доказал эффективность применения ЭЦН по сравнению с газлифтом. На месторождении при внедрении системы погружных электронасосов на срок 1,5 года, не обнаруживаются изменения тенденций потока прорыва воды и видно нормальное вытеснение. С помощью двойной комплектации ЭЦН, можно осуществлять контроль за образованием водного конуса, используя в качестве конфигурации следующее: поверх и под ВНК. При такой конфигурации часть скважины ,располагается над ВНК ,комплектуется в нефтяной зоне и выдает нефть, в то время как часть скважин, находится вод ВНК ,комплектуется в зоне водонасыщения и служит в качестве водоотвода для контроля подъема водяного конуса.

Условия, необходимые для выбора скважин-кандидатов: высокие значения отношения вертикальной проницаемости к горизонтальной (K_v/K_h); высокая проницаемость (желательно $K > 1000 \text{ мД}$); вертикальная однородность проницаемости (нормальное распределение); зарегистрированное расположение ВНК; скважина с конусом «недавняя»; отличная целостность цемента за обсадной трубой; необходима обсадная труба Ю7» (для установки двух ЭЦН); низкое значение ГФ(применимо к ЭЦН); отсутствие проблем запесочивания (применимо к ЭЦН).

Имеющиеся двойные комплектакции : 1. Байпасная система (Y-Tool)
2. Двойная труба.; 3. Добыча через затруб.

Проверка досье скважины 1 была проведена для получения общего представления о применении УЭЦН на промысле X на месторождении N, поскольку этот метод искусственного подъема был применен только в этой скважине. Скважина была оснащена одним погружным центробежным насосом в декабре 1987 года. Скважина имела производительность 6972 барр. флюида в день и 44% воды и остатка (AyS); частота 60Hz насос работал постоянно без проблем до середины января со средней добычей 7780 барр. флюида в день, 50% воды и коэффициентом жидкого газа 238; иногда наблюдалась добыча 8500 барр. флюида в день (Рисунок 1).



Рисунок 1 – Динамика дебитов на месторождении N

В августе 1989 г. было принято решение изменить комплектацию скважины, приняв в качестве альтернативы искусственный подъем газлифтом, рекомендуемым для дебита в 4600 барр. флюида с объемом нагнетания 0,81 куб. фут. в день.

Выполненная проверка позволила получить общую идею о применении ЭЦН на промысле X, поскольку скважина 1 была оснащена ЭЦН и достигла дебита нефти без увеличения добычи воды, а так же была проведена проверка динамики соотношения вода/нефть (RAP), пришли к выводу о том что можно было сохранить систему ЭЦН.

В заключение можно сказать, что несмотря на то что была внедрена система погружных центробежных электронасосов на срок 1,5 года, не было обнаружено изменений тенденций потока прорыва воды и на месторождении видно нормально вытеснение.

Таким образом, в условиях морских месторождений эксплуатация скважин УЭЦН имеет ряд особенностей. Используют байпасные системы для увеличения межремонтного периода скважины за счет применения двух ЭЦН одного типоразмера (вторая насосная установка включается в работу после выхода из строя первой). Также при высоком проценте газа в продукции на морских установках, где по правилам требуется применение пакера, весь газ откачивается с жидкостью. В этих особых условиях при-

меняются специальные насосы, в которых возможно создание первичного напора на приеме насоса. Еще одной особенностью эксплуатации скважин УЭЦН на шельфе является применение колтюбинга с целью оптимизации технологического процесса.

Список использованных источников

1. Крец, В. Г. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: учеб. пособие / В. Г. Крец. – Томск: Изд-во ТПУ. – 1992

2. Покрепин, Б. В. Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: учеб. пособие / Б. В. Покрепин. – Ростов на Дону: Феникс, 2016. - 605 с.

Научный руководитель: Вольф А.А., к.ф.-м. н., доцент

УДК 622.276

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТОВ ГОРИЗОНТА АС10-12 НА ПРИОБСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Грибок Н.С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

При разработке низкопроницаемых коллекторов в соответствии с общепринятой классификацией гидроразрыв пластов является одним из современных методов увеличения нефтеотдачи. Технологическая эффективность применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН) характеризуется:

дополнительной добычей нефти за счет увеличения нефтеотдачи пласта (вовлечение ранее нерентабельных пластов);

дополнительной добычей нефти за счет интенсификации отбора жидкости из пласта.

В связи с низкими темпами отбора запасов нефти и низкой обводненностью продукции скважин Приобского месторождения реальная технологическая эффективность ГРП выражается в дополнительной добыче нефти, полученной за счет увеличения дебитов жидкости скважин после ГРП.

Низкая обводненность скважин на Приобском месторождении не позволяет использовать для оценки эффективности ГРП характеристики вытеснения. Для определения дополнительно добытой нефти за счет увеличения отборов жидкости использовался общепринятый подход оценки базовых уровней добычи и расчета эффекта по каждой скважине. В литературе существует несколько различных подходов по обоснованию базовых уровней добычи нефти скважины, отличающихся приемами осреднения дебитов, темпов их падения и так далее. Однако все они имеют те или иные особенности.

При оценке дополнительной нефти также сложно учесть изменение депрессии на обработанный пласт. Отсутствие в необходимом объеме гид-

родинамических исследований в рассматриваемых скважинах не позволяет использовать для оценки эффектов коэффициенты продуктивности.

Для оценки дополнительной добычи нефти от применения ГРП в скважинах Приобского месторождения использовался дебитный вариант стандартной методики. В качестве базового дебита использовался устойчивый в истории скважины до мероприятия дебит нефти. В качестве показателя эффективности ГРП в скважинах Приобского месторождения также использовались средний дебит нефти скважины за 6 месяцев после проведения интенсификации, а также кратность дебитов нефти до и после ГРП. Изменение способа эксплуатации после проведения ГРП не учитывалось.

С целью определения влияния на эффективность гидроразрыва основы применяемой жидкости разрыва были сопоставлены результаты проведения ГРП на воде и на нефтяной основе – таблица 1. В качестве сопоставимых показателей эффективности ГРП обеих групп были использованы средний дебит за шесть месяцев после проведения гидроразрыва и степень увеличения дебита после ГРП.

Таблица 1 – Средний дебит нефти за полугодие после ГРП, Кратность увеличения дебита нефти после ГРП

Объекты	Основа жидкости разрыва			
	Вода		Дизтопливо или нефть	
	Кол-во скважин	Диапазон изм Среднее знач	Кол-во скважин	Диапазон изм Среднее знач
АС ₁₀	11	4,4-50,2	19	3,3-58,4
		22,4		22,9
АС ₁₁	2	13,3-26,9	12	0,8-28,7
		20,1		18,9
АС ₁₂	22	1,4-10,5	62	1,6-51
		5,3		23,7
Кратность увеличения дебита нефти после ГРП				
АС ₁₀	11	2,9-21,2	14	0,9-25,6
		8,2		5,5
АС ₁₁	2	5,6-10,4	17	3,2-25,6
		8		9,9
АС ₁₂	17	0,4-12,8	49	0,7-40
		3,8		11,3

При анализе выяснилось, что после проведения ГРП пласта АС₁₀ на воде и на дизельном топливе (нефти или их смеси) осредненные дебиты нефти практически не отличаются. Кратность дебитов после гидроразрыва пласта АС₁₀, проведенного на водной основе выше (8,2 против 5,5). Это можно объяснить более низкими дебитами до ГРП в этой группе скважин, а также искажающим влиянием других факторов.

Для скважин пласта АС12 наблюдается иная картина. При выполнении ГРП на воде средний дебит после обработки значительно ниже, чем в случаях использования гелей на нефтяной основе. Аналогичное соотношение показателей кратности этих групп скважин. Предположительно это объясняется худшими коллекторскими свойствами в сочетании с более выраженной гидрофобностью пород пласта АС12. Эти данные говорят о недопустимости применения пресной воды в различных технологиях по ремонту скважин и ОПЗП пласта АС12.

Для пласта АС11 показатели эффективности для обоих случаев будут примерно одного порядка.

Из вышесказанного следует вывод о нецелесообразности использования при разрыве пласта АС12 гелей на водной основе.

В качестве косвенных показателей, характеристик геологического строения и свойства пластов для анализа эффективности гидроразрыва использовались следующие показатели:

- суммарная эффективная нефтенасыщенная толщина пласта;
- расчлененность горизонта (количество проницаемых пропластков в границах пластов);
- песчаность горизонта (доля проницаемых пропластков в общей толщине пластов);
- степень монолитности (средняя толщина проницаемого пропластка).

Из всех вышперечисленных показателей на эффективность ГРП некоторое влияние оказывает лишь эффективная мощность продуктивных пластов. При анализе отмечено неполное вскрытие перфорацией проницаемых пропластков в пределах перфорированного пласта в некоторых скважинах. Отсутствие явной зависимости дебита после ГРП от общей нефтенасыщенной толщины свидетельствует о том, что трещиной разрыва в стволе скважины охватывается далеко не вся вскрытая толща, а гораздо меньшая (особенно в случае с $h_n > 30$ м). Очевидно, здесь надо искать корреляцию прироста дебита от параметров отдельных предположительно интенсифицируемых песчаных пропластков в разрезе объекта с учетом толщин ближайших глинистых разделов.

Из результатов нижеприведенного анализа падения дебита после ГРП следует, что эффект от проведения ГРП на скважине продолжается в среднем 2-2,5 года.

Список использованных источников

1. Усачев, П. М. Гидравлический разрыв пласта [Текст] : учеб. пособие для учащихся профтехобразования и рабочих на производстве / П. М. Усачев. - Москва: Недра, 1986. – 165 с.
2. Малышев, А. Г. Анализ технологии проведения ГРП на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» / А. Г. Малышев, В. Н. Журба, Н. Н. Сальников // Нефтяное хозяйство. - 1997. - № 9. - С. 46-52.

Научный руководитель: Апасов Т.К., канд. техн. наук, доцент

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МНОГОСТАДИЙНОГО ГРП В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

Дорожкина М.А.,

Тюменский индустриальный Университет, г. Тюмень

В последнее время одним из наиболее эффективных методов повышения нефтеотдачи является многостадийный гидроразрыв пласта (МСГРП), применяемый в горизонтальных скважинах.

Главное преимущество горизонтальной скважины (ГС) – большая область контакта скважины с коллектором. Горизонтальные скважины целесообразно использовать в трещиноватых коллекторах. Продуктивность таких скважин зависит от их длины и способа заканчивания. [1]

В настоящее время бурение горизонтальных скважин (ГС) в сочетании с многостадийными гидроразрывами пластов (МСГРП) считается наиболее перспективным для эффективного извлечения запасов из низкопроницаемых расчлененных пластов. Эта технология все шире применяется на месторождениях Западной Сибири, в частности на Южной лицензионной территории (ЮЛТ) Приобского месторождения.

Цель работы - провести сравнительный анализ динамики добычи нефти горизонтальных скважин с проведенным МСГРП и наклонно-направленных скважин на примере опытного участка Приобского месторождения.

Для анализа эффективности бурения ГС с МГРП выделен один пласт, который характеризуется более благоприятными геолого-физическими условиями: меньшей расчлененностью, более высокой проницаемостью коллекторов. В 2007 году было пробурено три скважины, во всех проведены операции ГРП. Дебиты нефти практически сопоставимы с наклонно-направленными скважинами (рис. 1).

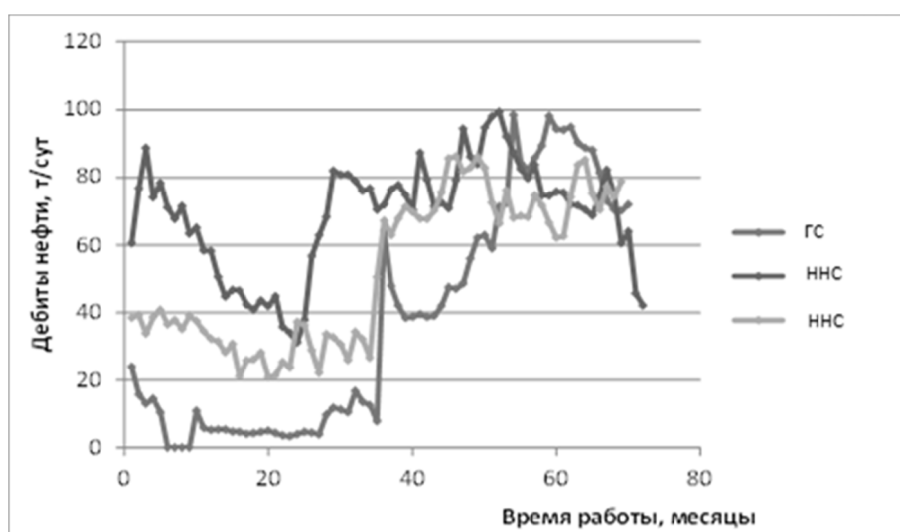


Рисунок 1 – Сравнение динамик дебитов горизонтальной и наклонно-направленных скважин

Характер работы горизонтальных скважин без многостадийных ГРП не отличается от работы окружающих добывающих скважин.

Однако, учитывая современное развитие технологий заканчивания скважин, в качестве базовой технологии многостадийного ГРП в ГС была выбрана одна из технологий спуска многосекционной компоновки. Суть технологии заключается в проведении посекционных ГРП на горизонтальном участке ГС.

Преимущества такой технологии:

- отсутствие необходимости проведения цементирования хвостовика и, как следствие, отсутствие связанных с цементированием рисков и осложнений;
- возможность отсечения любого требуемого интервала от остальных без установки дополнительных изолирующих устройств;
- весь эксплуатационный участок ствола охватывается ГРП в ходе одной закачки, что снижает сроки выполнения работ с нескольких суток до нескольких часов.

На ЮЛТ Приобского месторождения в 2012 г. были пробурены 4 скважин ГС с МСГРП, которые показали хорошие результаты по начальным показателям эксплуатации. Начальные дебиты нефти были выше по сравнению с наклонно-направленными скважинами в среднем в 2,5-3 раза при фонтанном способе эксплуатации. Для примера рассмотрим скважину, которая отработала наибольшее время среди всех ГС МСГРП (рис. 2).

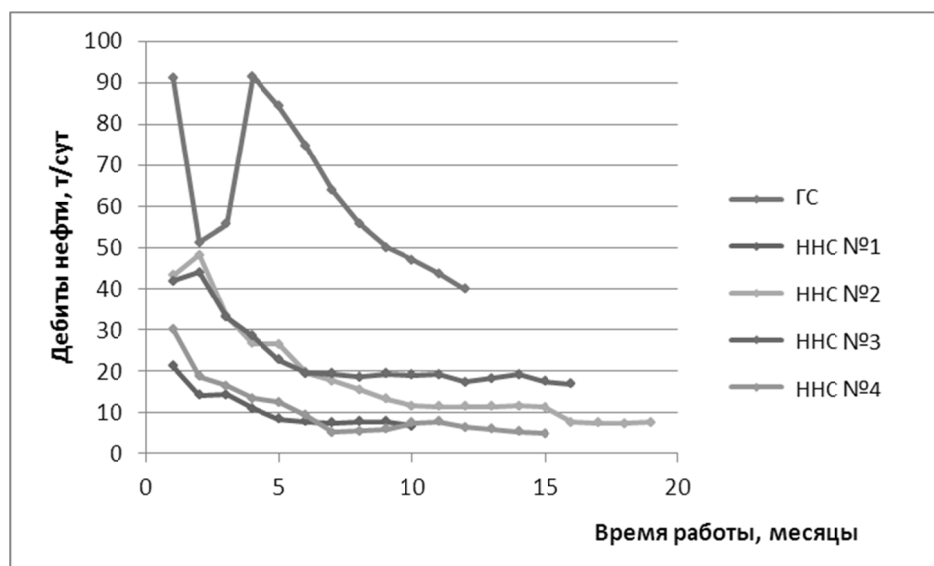


Рисунок 2 – Сопоставление дебита нефти горизонтальной скважины с МСГРП с дебитами наклонно-направленных скважин

Пик дебита нефти по горизонтальной скважине составляет 91,5 т/сут. Дебит нефти горизонтальной скважины выше, чем скв. ННС №2 и №3 в 2 раза и выше чем по скв. ННС №1 и №4 в 3-4 раза. Продуктивность горизонтальной

скважины с МСГРП составляет $22 \text{ м}^3/\text{сут} \times \text{МПа}$, тогда как продуктивность соседней скв.29094 – $2,4 \text{ м}^3/\text{сут} \times \text{МПа}$, т.е. практически в 10 раз выше.

Многостадийный ГРП был проведен в четырех горизонтальных скважинах опытного участка Приобского месторождения. При данных геолого-физических характеристиках мой анализ показал эффективность и успешность проведения многостадийного ГРП в горизонтальных скважинах. Рекомендуются проведение данной технологии на других месторождениях Западной Сибири с подобными геолого-физическими параметрами.

Список использованных источников

1. Будников, В. Ф. Основы технологии горизонтальной скважины / В. Ф. Будников, Е. Ю. Проселков, Ю. М. Проселков. - Краснодар: Изд-во «Сов. Кубань», 2003. – 424 с.

УДК 62

АНАЛИЗ ЭМПИРИЧЕСКИХ ФОРМУЛ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ДИНАМИЧЕСКОЙ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ

Дроздов А.С.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ввиду того что определение коэффициента вязкости является важной прикладной задачей, но не всегда присутствует возможность его непосредственного измерения при необходимых термобарических условиях, эмпирические формулы для его расчёта имеют большую практическую значимость.

Количество формул увеличивается с каждым годом, но большинство из них носят узконаправленный характер, что делает большинство из них непригодными для использования в расчетах вязкости нефти, добываемой на территории Западной Сибири. Был произведен расчет и сравнение значений динамической вязкости для нефти средней плотности ($840\text{-}860 \text{ кг/м}^3$), в температурном диапазоне от 0°C до 40°C по формулам, предложенным различными авторами.

Для расчетов были взяты формулы следующего вида[1-4]:

1. Beal

$$\mu = \left(0,32 + \frac{1,8 \times 10^7}{\text{API}^{4,53}} \right) \left(\frac{360}{T + 200} \right)^a \quad (1)$$

где

$$a = \lg \left(0,43 + \frac{8,33}{\text{API}} \right)$$

2. Modified Kartoatmodjo (Medium Oils)

$$\mu = 220,15 \times 10^9 \times T^{(-3,5560)} [\lg(^{\circ}API)]^{(12,5428 \times \lg(T) - 45,7874)} \quad (2)$$

2. Petrosky & Farshad

$$\mu = 2,3511 \times 10^7 \times T^{-2,10255} \times (\lg^{\circ}API)^{(4,59388 \times (\lg T) - 22,82792)} \quad (3)$$

где μ – вязкость дегазированной нефти (мПа·с); API – плотность в градус API; T – температура, °C.

4. Формула Филонова[5].

$$\lg \frac{\mu_1}{\mu_2} = n(T_2 - T_1) \quad (4)$$

где μ_1, μ_2 – известное и искомое значение вязкости соответственно, T_1, T_2 – значение температуры известного и искомого состояния.

Результаты расчетов приведены в таблице 1

Таблица 1 – Результаты расчета коэффициента вязкости для нефтей различных месторождений Западной Сибири

Температура, °C	Коэффициент вязкости (μ), мПа·с				
	Факт. мПа·с	Beal мПа·с	Modified Kartoatmodjo (Medium Oils) мПа·с	Petrosky & Farshad мПа·с	Формула Филонова мПа·с
1	2	3	4	5	6
Приразломное месторождение (Плотность при 20°C 859 кг/м ³)					
0°C	33,7	38,7	28,2	33,2	33,7
10°C	19,0	21,2	10,8	15,5	22,8
20°C	13,0	12,3	5,3	8,6	15,9
30°C	9,4	7,4	3,1	5,5	11,5
40°C	7,5	4,4	2,0	3,4	8,5
Среднее расхождение $\Delta\mu$, мПа·с		2,58	6,62	3,3	2,46
Самотлорское месторождение (пл. А ₁) (Плотность при 20°C 851 кг/м ³)					
0°C	21,7	30,1	19,2	26,5	21,7
5°C	17,0	21,6	11,5	17,3	18,1
10°C	12,9	16,3	7,8	12,4	15,3
20°C	9,3	9,8	4,3	7,1	11,1

1	2	3	4	5	6
30 °С	7,0	6,0	2,4	4,5	8,2
40 °С	5,7	3,7	1,5	3,2	6,3
Среднее расхождение $\Delta\mu$, мПа·с		3,27	4,53	2,15	1,41
Родниковое месторождение (скв.333, куст 51) (Плотность при 20°С 859 кг/м ³)					
0 °С	41,2	37,8	26,8	32,3	41,2
5 °С	30,7	27,5	16,4	21,4	33,4
10 °С	22,2	21,2	10,8	15,3	27,3
20 °С	14,3	12,2	5,4	8,6	18,8
30 °С	10,6	7,4	3,1	5,4	13,4
40 °С	8,9	4,6	2,0	3,6	9,8
Среднее расхождение $\Delta\mu$, мПа·с		2,86	10,55	6,88	3,19
Крайнее месторождение (пл. БС ₁₀ ²) (Плотность при 20°С 852 кг/м ³)					
0 °С	40,4	30,8	11,3	19,2	40,4
5 °С	27,7	22,2	6,9	12,7	32,7
10 °С	19,7	17,1	4,6	9,1	26,8
20 °С	12,6	10,1	2,5	5,3	18,5
30 °С	9,4	6,2	1,6	3,5	13,2
40 °С	7,0	3,9	1,0	2,4	9,7
Среднее расхождение $\Delta\mu$, мПа·с		3,46	14,81	10,76	4,09

В результате расчетов и сравнения с экспериментальными данными коэффициента динамической вязкости отклонение расчетных значений для формулы (1) и (4) не значительное. Для двух первых месторождений формула (4) имеет меньшее расхождение, для двух последних лучше подойдет формула (1). Для формул (2) и (3) отклонение от экспериментальных значений более существенное, что будет влиять на дальнейший расчет.

Список использованных источников

1. Trevor Bennison “Prediction of heavy oil viscosity” / Trevor Bennison // Present at the IBC Heavy Oil Field Development Conference. - London, 1998. - 2-4 с.
2. Медведев, В. Ф. Сбор и подготовка неустойчивых эмульсий на промыслах / В. Ф. Медведев. – Москва: Недра, 1987. – 144 с.
3. Эмульсии нефти с водой и методы их разрушения/ Д. Н. Левченко [и др.]. – Москва: Химия, 1967. – 200 с.
4. Галикеев, Р. М. Исследование закономерности структурообразования парафинсодержащих нефтей в системе добычи и нефтесбора: дис. ... канд. техн. наук / Р. М. Галикеев. - Тюменский государственный нефтегазовый университет. - Тюмень, 2011.
5. Расчеты основных процессов и аппаратов нефтепереработки: справочник / Г. Г. Рабинович [и др.]; под ред. Е. Н. Судакова. - 3-е изд., перераб. и доп. - Москва: Химия, 1979. - 568 с.

Научный руководитель: Леонтьев С.А., д.т.н., профессор

КЛАССИФИКАЦИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ПО РАДИУСУ ИСКРИВЛЕНИЯ

Евтеев С.А.,

Тюменский индустриальный институт, г. Тюмень

Горизонтальные скважины делятся на четыре категории по степени радиуса искривления. Радиус искривления – это радиус дуги, по которому ствол скважины должен отклониться от вертикального положения к горизонтальному направлению. Этим четырем категориям соответствуют следующие радиусы искривления ствола:

1. Ультракороткий: радиус искривления - 0,3 – 0,65 метров. Данный вид скважин бурятся длиной не более 30 – 65 м гидромониторным способом. При бурении формируется ствол диаметром 3,5 – 6,5 см. Считается, что данная технология экономически не эффективна.

2. Короткий: радиус искривления составляет - 6,5 – 12,5 метров, набор кривизны - 5°-10°/метр. При данном методе скважины бурятся из обсаженной или не обсаженной вертикальной скважине. Для бурения бокового ответвления в обсаженной скважине формируется окно, в месте предположительного отклонения. При использовании этого метода, максимальная длина горизонтального участка составляет не более 300 метров. Недостатком этого метода является неудовлетворительный контроль искривления скважины.

3. Средний: радиус искривления - 100 – 250 метров, набор кривизны - 6°-20°/30 метров. В связи с высокими значениями радиуса искривления появляется возможность работать с большинством инструментов, используемых при строительстве скважины. Благодаря этому, данный метод является преобладающим при бурении горизонтальных скважин.

При этом есть возможность бурение очень длинных участков, более 1000 метров. Данные скважины можно заканчивать открытым стволом, щелевидным хвостовиком или хвостовиком с наружными паркерами, а также возможно цементировать спущенную обсадную колонну и затем ее перфорировать. Вдобавок в этих скважинах возможен отбор керна, а применение гидроразрыва эффективно стимулирует их.

4. Длинный: радиус искривления 300 – 1000 метров, набор кривизны 2°-6°/30 метров. Горизонтальные участки данных скважин имеют длину до 2500 метров. В связи с тем, что данные скважины имеют малую интенсивность набора кривизны, они подходят для тех случаях, в которых для достижения точки входа в пласт требуется большое горизонтальное отклонение.

Список использованных источников

1. Бердин, Т. Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин / Т. Г. Бердин. - Москва: Недра-Бизнесцентр, 2001. – 199 с.

2. Joshi, S. D. Основы технологии горизонтальных скважин / S. D. Joshi; Пер. с англ. и науч.-техн. ред.; Будников В. Ф. [и др.]. - Краснодар: Советская Кубань, 2003. – 422 с.

Научный руководитель: Колев Ж.М., канд. тех. наук, доцент

УДК 62

РАСЧЕТ ОБЪЕМНОГО ПРИТОКА ВОДЫ В ЗАЛЕЖЬ МЕТОДОМ МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА

Журавлева А.С.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Процесс разработки месторождения – достаточно сложный процесс, который подразумевает эффективное и экономически рентабельное извлечение углеводородов с применением современных технологий. Для этого требуется достоверная информация о физических свойствах флюида и породы, о геологическом строении залежи и о том, как изменяются основные параметры при эксплуатации. Материальный баланс – это один из первых инструментов, используемых для характеристики процессов заводнения в отдельно взятом элементе системы заводнения, и предшествует применению более сложных методов, включая моделирование[1]. Метод материального баланса является важным инструментом для оценки свойств пласта и позволяет: рассчитать накопленный приток воды, оценить размеры водоносного эквифера, спрогнозировать снижение давления, оценить подвижные запасы нефти и газа, определить механизм вытеснения. На его основе определяются параметры и свойства системы, которые затем могут использоваться в качестве исходных данных для численного моделирования.

При снижении давления в системе месторождения происходит изменение свойств и объема отдельных компонентов системы. К таковым относятся: нефть с растворенным в ней газом, газ в газовой шапке, пластовая вода и скелет порового пространства. Здесь же необходимо учесть и суммарный приток в пласт закачиваемой воды. Уравнение материального баланса отражает баланс объемов, осуществляемый путем приравнивания наблюдаемой накопленной добычи к приращению объема флюидов. Накопленная добыча выражается через отобранный объем, приведенный к пластовым условиям. Он равен сумме приращений вследствие расширения объема нефти с растворенным в ней газом, газовой шапки и уменьшения порового объема, занимаемого углеводородами и суммарного притока воды в пласт[2].

При подсчете запасов, уравнение МБ имеет неопределенный параметр, который характеризует суммарный приток воды. - W_e . Целью данной работы является расчет количества воды, внедренного в залежь. Существует несколько методов для расчета притока воды в нефтенасыщенную часть залежи. Метод Ван Эвердигена и Хёрста. основан на использовании предположения о квазипостоянстве давления на каждом расчетном шаге. В нем

рассчитывается безразмерная функция притока воды в залежь в зависимости от относительного размера эквифера и его радиальной геометрии. Метод Ван Эвердигена и Хёрста имеет самое точное решение уравнения диффузии, но требует сложных преобразований и использования суперпозиции, в чем проигрывает двум другим методам. Метод Картера-Трейси имеет существенное различие от подхода Ван Эвердигена и Хёрста. В первом методе используется решение уравнения диффузии при постоянном конечном дебите. Во втором – решение при постоянном конечном давлении. Метод Фетковича не предполагает определенной геометрии водоносного горизонта и обеспечивает простое решение уравнение диффузии. В данном методе моделирование притока воды из водоносной области в залежь происходит таким же образом, как и притока нефти из залежи в скважину.

Для расчетов применялись программы Eclipse 3.0 и MS Office Excel. В гидродинамическую модель были заложены свойства участка реального месторождения Западной Сибири. По результатам проведенного анализа были рассчитаны такие параметры, как радиус водоносного эквифера и We – приток воды из водоносного эквифера, построены графики зависимости средних дебитов по скважине от среднего давления и накопленной добычи газа в пластовых условиях от среднего давления для всех трех методов. Сопоставление полученных при расчетах данных с фактическими замерами показало, что метод Ван Эвердигена и Хёрста является наиболее оптимальным для использования в модельных расчетах и прогнозирования внедрения пластовой воды в залежь.

Список использованных источников

1. Уолкотт, Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении / Дон Уолкотт. – Москва: Юкос, 2001. – 144 с.
2. Дейк, Л. П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений / Л. П. Дейк. – Москва: Премиум Инжиниринг, 2009. – 572 с.

УДК 62

СПОСОБЫ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТАНОЛА

*Заводовский. С.П., Петров. Д.С., Прийменко. С.В.,
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Метанол (CH_3OH - одноатомный спирт) представляет собой бесцветное вещество, используется во многих областях нефтехимической промышленности, производстве различных растворителей, в медицинской индустрии и других отраслях.

Также метанол является жизнеспособным альтернативным источником энергии, предназначенным для эффективного хранения энергии в огромных масштабах, играя важную роль в экономике и в промышленности. В промышленном масштабе метанол получают в основном из синтез-

газа с использованием различных катализаторов. Большое усилие делается в развитии технологий производства метанола из углекислого газа. [1]

Широкое применение метанол нашел в газовой промышленности в качестве ингибитора гидратообразования, т.е. для борьбы с таким явлением, как образование при определенных термобарических условиях из воды и низкомолекулярных газов, так называемых газовых гидратов в виде кристаллических соединений. Газовые гидраты, и их пагубное воздействие, приводят к технологическим осложнениям при бурении и эксплуатации скважин на нефть и газ, а также при сооружении плавучих платформ.[2, 3]

Помимо выше изложенного, предварительно охлажденный метанол используется в качестве абсорбента. С понижением температуры абсорбционная емкость метанола резко возрастает. Обычно используется температура от -60 до -70°C , при этом из газа одновременно извлекаются все сернистые соединения, углекислый газ и влага. Метанол химически нейтрален, обладает высокой интенсивностью массообмена, имеет низкую температуру замерзания, обеспечивает тонкую очистку газа. [4]

Особенность применения метанола состоит в необходимости корректировки его расхода в том случае, если этот реагент уже содержится в потоке поступающего газа. Данное обстоятельство имеет место на УКПГ и обусловлено высокой летучестью паров метанола, вследствие чего введенный ранее в газ метанол (к примеру, в скважину или шлейф) содержится и на последующих участках сбора, подготовки и транспортировки газа. [5]

Более 90 % метанола, используемого в газовой отрасли, приходится на ингибирование систем добычи сбора и подготовки газа.

В системе добычи газа метанол расходуется на ингибирование скважин, шлейфов и установок комплексной подготовки газа (УКПГ).

Проведение процесса ректификации с использованием метанола в две ступени позволяет снизить расход метанола, так как большая часть метано-нафтенных углеводородов выделяется в смеси с 55 % метанола (первая ступень), а меньшая часть этих углеводородов выделяется в смеси с 69 % метанола. [6]

Так как температура и давление в конце шлейфа зависят от его протяженности (длины), расход метанола при прочих равных условиях также зависит от длины шлейфа. Внедрение в производство автоматов значительно улучшает также условия работы газопроводов и ведет к снижению расхода метанола. При этом значительно упрощается труд линейных ремонтников. В связи с изложенным имеются веские основания для разработки дополнительных коррективов и уточнений расчетов расхода метанола и других ингибиторов гидратообразования. [7-9]

Список использованных источников

1. Kiss, Anton A. Novel Efficient process for methanol synthesis CO₂ hydrogenation / Anton A. Kiss, J. J. Pragt // Chemical Engineering Journal. - 2015. - P. 252-260.

2. Российская газовая энциклопедия. — Москва: Большая Российская энциклопедия, 2004. — С. 527.
 3. Технологии предупреждения гидратообразования в промышленных системах: Проблемы и перспективы / В. А. Истомина [и др.] // Газохимия, 2009. — № 6. — С. 32-40.
 4. Балыбердина, И. Т. физические методы переработки и использования газа: учебник для вузов / И. Т. Балыбердина. - Москва: Недра, 1988. - С. 180.
 5. Бухгалтер, Э. Б. Метанол и его использование в газовой промышленности / Э. Б. Бухгалтер. - Москва: Недра. — 1986. — С. 238
 6. Динцес, А. И. Основы технологии нефтехимического синтеза / А. И. Динцес. - Москва: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1960. – 752 с.
 7. Савицкий, В. Б. Экономика, организация и планирование производства на предприятиях транспорта и хранения нефти и газа.- Москва: Недра, 1975. - 264 с.
 8. Гриценко, А. И. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России / А. И. Гриценко. – Москва: Недра, 1999. - 473 с.
 9. Дектярев, Б. В. Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в северных районах / Б. В. Дектярев. - Москва: Недра, 1976. - 198 с.
- Научный руководитель: Юрецкая Т.В., канд. технич. наук, доцент,
Тюменский индустриальный университет*

УДК 62

ИССЛЕДОВАНИЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СКВАЖИНЫ БЕЗ СЖИГАНИЯ ГАЗА НА ФАКЕЛЕ

*Заводовский. С.П., Петров. Д.С., Прийменко. С.В. Пляшко. С.А.,
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Показатели назначения Передвижного Комплекса для Исследования и Освоения газовых и газоконденсатных Скважин

В данном тезисе рассмотрен передвижной комплекс для исследования и освоения газовых и газоконденсатных скважин, в дальнейшем ПКИ-ОС. Выявлена и обоснована проблема по исследованию газоконденсатной скважины без сжигания газа на факеле. В ходе тезиса были представлены технические характеристики и условия применения ПКИОС.

Назначение ПКИОС

ПКИОС предназначен для автоматизированного измерения дебита газодобывающих скважин при различных давлениях, работающих, как в газосборную систему месторождения, так и в собственную автономную систему сбора газа и газового конденсата и утилизации газа на свечу рассеивания.

Основные технические характеристики

- Давление рабочее (аппарат)-16МПа
- Давление рабочее (манифольд)-32МПа

- Объем аппарата – 4м³
- Расход:
 - газ – 83000 – 900000 н.м³/сут (погрешность прибора $\pm 1,35\%$);
 - жидкость – до 400 т/сут (погрешность прибора $\pm 0,15\%$);
 - Температура продукции от -30⁰С до + 60⁰С
 - Температура окружающей среды до – 50⁰С
 - Количество жидкости при эффективной сепарации (на входе) – до 1кг/м³
- Вводимые параметры – состав газа сепарации (параметры газа сепарации)

Состав ПКИОС

ПКИОС состоит из следующих основных блоков:

- Блок входного манифольда;
- Технологический блок тестового сепаратора, представляющий из себя несущую раму с закрепленным на ней основным оборудованием, размещенную на прицепе-шасси.

Устройство входного манифольда

Входной манифольд предназначен для подключения технологических объектов к исследуемой скважине, который располагается на раме-основании.

В состав блока входного манифольда входит следующее оборудование:

- газосборный коллектор с запорной арматурой;
- дренажный трубопровод с запорной арматурой;
- трубопровод ввода метанола;
- контрольно-измерительные приборы.

Устройство технологического блока тест-сепаратора

Технологический аппарат НГС-1 блока тестового нефтегазового модернизированного сепаратора (далее сепаратор), имеющий объем $V=4 \text{ м}^3$, представляет собой единый сосуд, работающий под давлением, состоящий из двух основных узлов: горизонтальной емкости и вертикального гидроциклонного устройства Ду 500 (ВГЦ), соединенного с горизонтальной емкостью с помощью фланцев.

Условия применения ПКИОС

- Климатическое исполнение установки УХЛ1, категория размещения I по ГОСТ 15150-69 для температуры окружающего воздуха при эксплуатации от минус 60 °С до плюс 40 °С.
- Измеряемые дебиты газодобывающих скважин значения при оперативном (технологическом) давлении 12,0 МПа могут принимать:
 - по жидкости до 400 тн/сут;
 - по газу от 83 тыс. нм³/сут. до 900 тыс. нм³/сут.
- Предел относительной погрешности измерения по ГОСТ 8.615-2005:
 - Объемного расхода газа $\pm 5\%$ (погрешность прибора $\pm 1,35\%$);

- Массового расхода жидкости (газового конденсата) 2,5% (погрешность прибора $\pm 0,65\%$);
- Массового расхода жидкости при влагосодержании до 70% значение 6,0%;
- Массового расхода жидкости при влагосодержании более 70%, но менее 98% значение 15,0%.
- Условный проход присоединительных входных и выходных фланцев: Ду 65 Ру 35.
- Средняя наработка на отказ при вероятности безотказной работы 0,9: не менее 10000 часов.
- Расчетный срок службы ПКИОС: десять лет.
- Открытые площадки технологических блоков по условиям эксплуатации относятся к взрывоопасной зоне класса В–1г.

Вывод

Передвижной комплекс позволяет эксплуатировать скважину, выполнить подсчет запасов газа и конденсата, определить ее эксплуатационные характеристики и на основе полученных данных выбрать оптимальный режим ее эксплуатации.

Преимущества КПИОС:

- Гибкая система подбора параметров и состава комплекса
- Полная заводская готовность комплекса
- Компактные габариты установки
- Мобильность и простота перемещения
- Возможность использования комплекса для исследований в природоохранной зоне
- Быстрый монтаж
- Простота и надежность сборки

Список использованных источников

1. О промышленной безопасности опасных производственных объектов (с изменениями на 22 августа 2004 года): федеральный закон Российской Федерации от 21.7.1997 N 116-ФЗ
2. Российская газовая энциклопедия. — Москва: Большая Российская энциклопедия. — 2004.
3. ГОСТ 12.2.085-2002. Сосуды, работающие под давлением. Клапаны предохранительные. Требования безопасности: постановление Госстандарта России от 19.9.2002 N 335-ст.
4. ВНТП 01/87/04-84. Объекты газовой и нефтяной промышленности, выполненные с применением блочных и блочно-комплектных устройств.

*Научный руководитель: Юрецкая Т.В.,
канд. технич. наук, доцент*

РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ НЕЭФФЕКТИВНОЙ ЗАКАЧКИ В СКВАЖИНЫ СИСТЕМЫ ППД НА МАЛОБАЛЫКСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Зайнетдинов Ш.М., Кузьменкова П.Р.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Малобалыкское месторождение располагается на третьем месте по важности для компании ООО «РН-Юганскнефтегаз». В связи с этим поддержание добычи на проектном уровне является важнейшей задачей для предприятия. Основным объектом разработки является Ач1-3, где реализована девяти точечная система разработки с поддержанием пластового давления (ППД). На 2017 год фактическая компенсация отборов нефти закачкой составляет 125%, что сходится с проектным (124%) [1].

Однако имеются участки, где при достаточной расчетной компенсации происходит снижение дебита по нефти, а также при зарезке боковых стволов (ЗБС) имеют место быть случаи газонефтеводопроявлений (ГНВП) в нецелевых неразрабатываемых пластах. Именно неэффективная (нецелевая) закачка является причиной возникновения такого рода осложнений [2,3]. Эффективность процесса разработки месторождения напрямую зависит от эффективности системы ППД [4]. С целью выявления зон с неэффективной закачкой был проведен анализ разработки месторождения [5]:

1. На основе анализа фактической работы скважин были выявлены 6 скважин, имеющих высокий темп падения дебита нефти из-за снижения по жидкости при достаточном расчетном уровне компенсации по зоне.

2. Были проанализированы фактически выполненные ПГИ за период с 2010 по 2017 гг. Выявлена 21 скважина с законтурной циркуляцией (ЗКЦ) в нецелевые объекты.

3. ГНВП в нецелевых пластах при бурении и ЗБС является важным признаком наличия неэффективной закачки. И после анализа всех случаев ГНВП с 2010 по 2017 гг было выявлено, что при ЗБС произошло 33 случая ГНВП в нецелевых пластах.

Чтобы установить наличие заколонных перетоков были проведены исследования по определению технического состояние колонны на 20 скважинах-кандидатах посредством автономного комплексного прибора ГЕО и устьевого манометра-термометра «УМТ-01», применен безбригадный подход [6].

По результату в 9 скважинах определено развитие трещины авто-ГРП в нецелевые пласты БС₁₀ и БС₉; в 8 скважинах - развитие трещины авто-ГРП в пределах Ач; в 1 скважине – ЗКЦ.

Ремонтно-изоляционные работы не будут рассматриваться далее, так как зафиксирован всего лишь единичный случай ЗКЦ, а проведение РИР дорогостоящее и сложное мероприятие [7].

Установка штуцера меньшего диаметра, позволит сомкнуться трещине авто-ГРП, что сократит неэффективную закачку или прекратит её насовсем.

Собственно одним из примеров является ограничение ППД на примере скважины №2159:

1. По данным термометрии в скважине наблюдается рост трещины авто-ГРП из Ач в БС₁₀;
2. Текущая приемистость скважины равна 306 м³/сут без штуцера;
3. По карте потерь по жидкости наблюдаются потери по жидкости в районе скважины №2159;
4. По данным ИД от 08.08.2016 г (Рисунок 1) давление смыкания трещины авто-ГРП составляет 446 атм. Данное забойное давление не превышает при работе на штуцере 6мм с приемистостью не более 220м³/сут;

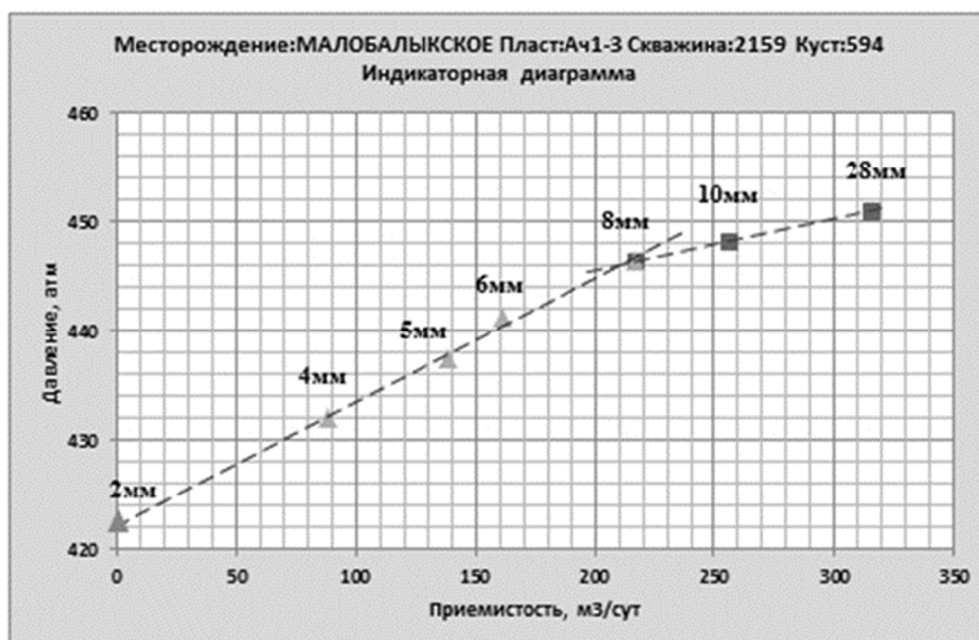


Рисунок 1 – Индикаторная диаграмма по скважине №2159 от 08.08.2016г

5. Решение – ограничить скважину №2159 штуцером 6 мм

Таким образом было предложено практичное и эффективное решение проблемы неэффективной закачки в скважины системы ППД. Дальнейшие результаты должны отобразиться на карте потерь по жидкости. При неизменности ситуации на скважинах необходимо проведение РИР [7].

Список используемых источников

1. Дополнение к технологической схеме разработки Малобалыкского нефтяного месторождения (ОАО «НК-Роснефть»): протокол ЦКР № 6334 от 19.11.2015 г.

2. Методические указания компании ПАО «НК Роснефть» Построение дизайна ремонтно-изоляционных работ. № П1-01.03 М-0031, версия 2.00 (с изм., внесенными приказом ПАО «НК «Роснефть» от 05.12.2016 № 708).

3. Положение ПАО «НК Роснефть» Планирование, проведение и анализ эффективности ремонтно-изоляционных работ № П2-05.01 Р-0327, версия 1.00

4. Стабинскас, А. П. Оценка влияния геологических показателей и реологических свойств флюидов продуктивных пластов на добычу нефти / А. П. Стабинскас, Ш. Х. Султанов // Материалы Всерос. 41-й научно-техн. конф. молодых ученых, аспирантов и студентов. - Уфа, 2014. - Т. 1.— С. 88–90.

5. Исмаилова, Э. Р. Обоснование выбора скважин для РИР: учеб.пособие / Э. Р. Исмаилова, Л. М. Левинсон. - Москва, 2013. – 205 с.

6. Токарев, М. А. Контроль и регулирование разработки нефтегазовых месторождений: учебник / М. А. Токарев. - Москва: Недра, 2001. - 184 с.

7. Дубинский, Г. С. Технологии водоизоляционных работ в терригенных коллекторах / Г. С. Дубинский. – Санкт-Петербург: Недра, 2011. - 175 с.

УДК 622.323

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ (НА ПРИМЕРЕ РУССКОГО И ГРУППЫ МЕССОЯХСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ)

Зенченко В.С., Степанчук К.О., Ярков Г.С.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Острое противостояние на международной арене в нефтегазовой сфере, несмотря на заключение таких соглашений, как «ОПЕК+», обуславливает курс на дальнейшее увеличение объемов добываемой нефти. На повестку поставлена проблема извлечения углеводородных ресурсов Арктики. Россия не стала исключением. Учитывая современные условия и интересы государства, большие силы брошены на ввод в разработку арктических месторождений на территории ЯНАО, среди них два крупномасштабных проекта: освоение «группы Мессояхских месторождений» и месторождения «Русское».

Разработка и эксплуатация арктических месторождений связана с рядом осложняющих факторов: неразвитостью транспортной инфраструктуры, большой удаленностью от крупных промышленных центров и освоенных нефтепромысловых площадей, геологическим строением месторождений, осложненным вечномерзлыми горными породами, с глубиной залегания до 600 метров. Это создает серьезную экологическую проблему предотвращения разуплотнения пластов при разработке. В целом, хрупкая, самобытная природа Арктики, обладающая уникальными особенностями, ставит

новые задачи перед отечественными компаниями, требующими внедрения новых эффективных и экологически безопасных технологий.

Примером конструктивных решений данных проблем являются компании АО «Тюменнефтегаз» и АО «Мессояханефтегаз».

Основным добывающим активом АО «Тюменнефтегаз» является «Русское» месторождение, сейсморазведочные работы на котором начались еще в 1966-1968 гг.[1]. Было выявлено 5 залежей: 3 газонефтяных, 2 газовых, 1 нефтяная. Суммарные запасы оценены в более чем 1,4 млрд. т углеводородного сырья. Месторождение расположено в 585 км от г. Салехард в южной части Тазовского района, относится к Русскому поднятию Пур-Тазовской нефтегазоносной области Западно-Сибирской провинции. Русское месторождение является одним из крупных в России, его извлекаемые запасы - 424,6 млн. т нефти, однако – очень сложным в разработке в силу вязкости нефти в пластовых условиях - более 200 сПЗ, нахождением ее в слабосцементированных породах-коллекторах сводных пластов с тектоническими нарушениями. Решением данных проблем безуспешно занимались еще в советское время. В 1996 году право на исследование и разработку получила компания «Русско-Реченское». Затем лицензия на Русское месторождение была переоформлена на компанию «Тюменнефтегаз», которая была поглощена «Роснефтью». В силу уникального сочетания различных усложняющих условий добыть нефть «Русского» месторождения не могли 50 лет. На сегодняшний день Русское месторождение активно осваивается. В 2017 году было пробурено 83 скважины, в том числе 3 с применением технологии «Fishbone». Эта технология позволяет повысить продуктивность скважины в 8,3 раза за счет лучшего подсоединения резервуара к стволу скважины, снижает риск загрязнения грунтовых вод. Для ликвидации осложнений при разработке и эксплуатации месторождения применяется ряд инновационных технологических решений. Для предотвращения выноса песка из слабосцементированных пород-коллекторов скважины оборудованы специальными фильтрами. Проблема растепления многолетнемерзлых пород была решена установкой термокейсов – термоизолирующих направляющих труб обсадной колонны, позволившей уменьшить радиус растепления вокруг устьев скважин и уменьшить расстояния между скважинами до 15 метров, что дало снижение капитальных затрат на строительство и обустройство кустовых площадок.

Не менее уникальным объектом является группа Мессояхских месторождений, лицензией на разведку и разработку которых владеет АО «Мессояханефтегаз» - совместное предприятие ПАО «Газпром нефть» и ПАО «НК «Роснефть». Месторождения расположены в Тазовском районе ЯНАО на Гыданском полуострове в 340 км к северу от города Новый Уренгой. Они являются самыми северными материковыми месторождениями России. Доказанные запасы С1+С2 месторождений составляют около

472 млн. млн.т нефти и газового конденсата, 188 млрд. м³ природного и нефтяного газа.[2]

Месторождения были открыты в 1980-е гг. В 1998 г. «Заполярьегазгеология» получила лицензии на разработку Западно-Мессояхского и Восточно-Мессояхского месторождений. Цепочка длительных переподчинений привела в 2016 г. к завершению формирования компании «Мессояханефтегаз».

Проблемы разработки группы Мессояхских месторождений типичны для месторождений АЗРФ: месторождения отрезаны десятками километров тундры.. Геологическое строение Мессояхских месторождений уникально: нефтяные залежи осложнены мощной газовой шапкой и многолетнемерзлыми горными породами . Нефть отличается повышенной вязкостью и пониженной пластовой температурой до 8°C. [3] Для обустройства и эксплуатации стали использоваться уникальные высокотехнологические решения. С учетом фактора возможного растепления вечномерзлотных грунтов, предотвращения просадки, обвалов грунта, а в итоге - серьезных аварий вся инфраструктура была построена над поверхностью земли, на 10 м сваях, с системами термостабилизации. Многоэтажные объекты возвышаются над уровнем земли на 1,5-2 м. Энергообеспечение осуществлено вводом самой северной в России газотурбинной электростанции (ГТЭС) с мощностью 84 мегаватта, работающая как на природном, так и на ПНГ. ГТЭС установлена на сваях, под каждым из шести газотурбинных агрегатов - фундамент из высокопрочного бетона массой более 140 тонн, что защищает конструкцию от вибрации и обеспечивает ее стабильность на многолетнемерзлых грунтах. Для повышения коэффициента охвата разработкой более сложных вышележащих пластов были использованы горизонтальные скважины с боковыми открытыми стволами, протяженность горизонтального участка которых достигает 1 км. Увеличение коэффициента извлечения нефти достигалось за счет применения технологии мультистадийного гидроразрыва пласта. В 2017 г. из 130 построенных горизонтальных скважин, 14 скважин - с применением технологии «Fishbone». Некоторые технологии разработки трудноизвлекаемых запасов Арктики не имеют аналогов в России. Так, в 2017 на Мессояхе была построена скважина с пятью обсаженными стволами по уровню сложности TAML-3 и горизонтальная скважина с двумя пилотными и двумя боковыми стволами. В апреле 2018 года был разработан проект по утилизации ПНГ путем транспортировки и последующей закачки ПНГ с Восточной Мессояхи в газовую шапку соседнего Западно-Мессояхского месторождения, что является уникальным для нефтегазовой отрасли..

Таким образом, два данных проекта являются главными целями государства по добыче нефти и разработке новейших технологий на ближайшее десятилетие.

Список использованных источников

1. Путь к большой нефти. Тюменнефтегаз отмечает 50-летие Русского месторождения [Электронный ресурс]: медийный портал «Рамблер». - URL: <https://finance.rambler.ru/markets/39585212-put-k-bolshoy-nefti-tyumenneftegaz-otmechaet-50-letie-russkogo-mestorozhdeniya/?updated>. Дата обращения: 11 сентября 2018
2. Проект «Мессояха»: уникальные технологии освоения самого северного нефтяного материкового месторождения России / Д. А. Сугаипов [и др.] [Электронный ресурс]: официальный сайт Научно-технический центр «Газпром нефть». - URL: <http://www.ntc.gazprom-neft.ru/research-and-development/papers/13547>. Дата обращения: 15.08.2018
3. Лубковская, И. Мессояхская нефть: есть первый миллион! / И. Лубковская // Красный север. - 2017. - № 21. – С. 20 – 22

УДК 622.323

АРКТИЧЕСКИЙ ВЕКТОР РОССИЙСКО-ВЬЕТНАМСКОГО СОТРУДНИЧЕСТВА

*Зенченко В.С, Хюинь Фам Конг Тхань,
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

В последние годы Россия активно проводит политику освоения арктических зон своей территории. Центральное место отводится добыче углеводородных ресурсов. Вьетнам стал страной получившей доступ к участию в разработке нефтегазовых месторождений в сухопутной части арктической зоны России. Это перспективное направление российско-вьетнамского сотрудничества определяется не тем, что Вьетнам располагает не столь богатыми, как Россия, запасами нефти и газа, а важностью партнерских отношений с этой страной, местом и ролью Вьетнама в Юго-Восточной Азии. Кроме того Вьетнам имеет существенный опыт добычи углеводородов на шельфе Южно-Китайского моря.

Сотрудничество России и Вьетнама в нефтегазовой сфере уходит в советскую эпоху. В 1959 г. президент республики Вьетнам Хо Ши Мин посещая Баку, проявил заинтересованность в морской добыче, выразив надежду на помощь Советского Союза. Разведочные работы в Южном Вьетнаме начались с 1966 г., но американскими фирмами. Уже в 1974-1975 гг. были получены и первые притоки нефти. С воссоединением южного и северного Вьетнама началась добыча на шельфе Южно-Китайского моря силами норвежских, итальянских, немецких, канадских фирм. СССР стал работать на морском шельфе с 1978 г. В июне 1981 г. было создано совместное советско-вьетнамское нефтегазовое предприятие «Вьетсовпетро», подчиненное Зарубежнефти, которая была создана в 1967 г., вела

работы в Сирии, Ливии, Иране, Йемене, Алжире, Афганистане, Кувейте, Кубе [1]. Основой добычи Вьетсовпетро стало месторождение Белый тигр, расположенное в море в 200 км к востоку от г. Хошимина [2]. Было открыто еще в 1975 г. компанией *Mobil*. Добыча на нем началась в 1986 г., к тому времени было открыто и еще одно месторождение «Дракон». С Вьетнамской стороны ведущей компанией в нефтегазовой сфере является компания «Петровьетнам» - *PetroVietnam (Vietnam Oil and Gas Group)*, созданная в 1977 г., со 100 % государственным участием. Компания осуществляет деятельность по добыче, транспортировке, переработке углеводородов. В рамках постсоветского периода сотрудничество с Вьетнамом было продолжено. По итогам визита В.В. Путин в 2001 г. во Вьетнам были подписаны документы о расширении сотрудничества в области нефтегазодобычи. В настоящее время Вьетнам – один из самых надежных партнеров России в нефтегазовой сфере [3]. Крупнейшим предприятием в рамках нефтегазового сотрудничества остается «Вьетсовпетро» (долевое участие: *PetroVietnam* - 51%, ОАО «Зарубежнефть» - 49%), компания разрабатывает ряд нефтегазовых месторождений на шельфе, добывает около 80% всей вьетнамской нефти, обеспечивает почти 20% валютных поступлений Вьетнама от экспорта, дает России \$400-500 млн. прибыли в год.

В области нефтегазового сотрудничества России и Вьетнама прослеживается стремление Вьетнама не оказаться в подчинении одной компании или одного государства; привлечение Петровьетнамом инвестиций Канады, Франции, Японии, Малайзии, США; допуск к добыче на шельфе зарубежных компаний, в т.ч. *Japan Vietnam Petroleum Company*, малайзийской *Petronas*, канадской *Talisman*. России приходится действовать под влиянием жесткой международной конкуренции. Отмечается наличие конкуренции российских компаний между собой в нефтегазовой сфере Вьетнама: утратила позиции, работавшая в 2010-2013 гг. во Вьетнаме компания ТНК-ВР (предприятия перешли «Роснефти»), не сохранила позиции компания ЛУКОЙЛ, проводившая работы в заливе Халонг Южно-Китайского моря. Усиливаются позиции Газпрома, который вошел в сотрудничество с ГКНГ «Петровьетнам» с 2000 г., в 2002 г. создав совместную операционную компания «Вьетгазпром». Вьетнам активно включается в проекты за рубежом: в настоящее время участвует в 20 проектах в 14 странах мира, развивает экспорт нефти в Австралию, Японию, Малайзию [4]. Нельзя не отметить оперативность решений вьетнамской стороны, что проявилось в ситуации, связанной со строительством НПЗ во Вьетнаме, когда медлительность действий российских компаний, внимание Вьетнама к тонкостям финансовых операций, привели к резкой переориентации на французский консорциум *Technip*, завод был введен в 2009 г. [5].

В условиях жесткой мировой конкуренции и очень мобильной политики Вьетнама в нефтегазовой сфере, Россия вынуждена принимать

меры для сохранения важного партнера в Юго-Восточной Азии, что и обусловило допуск Вьетнама в российскую сферу нефтегазодобычи в перспективном регионе по наращиванию добычи – арктической зоне. В ноябре 2006 г. бы принято решение о создании Зарубежнефтью и Петровьетнамом совместной компании для участия Вьетнама в разработке нефтегазовых месторождений в России. В ноябре 2007 г. было подписано соглашение о создании совместного предприятия «Русьвьетпетро». Регионом деятельности стала Тимано-Печорская провинция, занимающая 4-е место по запасам в России. Район охватывает бассейн Печоры, с притоками рек, впадающими в Печорский сектор Баренцева моря, в пределах республики Коми, северная часть – восточная часть Ненецкого автономного округа, часть Архангельской области. Распределение акций компании Русьвьетпетро произведено следующим образом: ОАО «Зарубежнефть» - 51%, КНГ «Петровьетнам» - 49 %. Петровьетнам в 2009 г. вошел официально в состав компании Русьвьетпетро. Компания создала филиалы в Республике Коми в г.Усинске, в Ненецком АО в г. Нарьян-Мар. Русвьетпетро реализует программу освоения лицензионных участков недр на четырех блоках Центрально - Хорейверского поднятия в Ненецком автономном округе, которые включают в себя 13 месторождений. Совокупные извлекаемые запасы этих месторождений составляют около 95 млн. т нефти. К концу марта 2018 г. добыча ООО «Русьвьетпетро» достигла 20 миллионов т с начала добычи в Ненецком автономном округе. Газпром также расширил свое сотрудничество с Петровьетнамом, создав в 2010 г. совместное предприятие ООО «Газпромвьет». В 2012 г. Газпромвьет приступил к работам на Северо-Пуровском участке недр в ЯНАО Надым-Пур-Тазовского региона, доказанные запасы которого составляют порядка 60 млрд. куб. м. газа. Роснефть предложила Вьетнаму сотрудничество на шельфе Печорского моря.

Проявление арктического вектора в российско-вьетнамском сотрудничестве отражает намерения Роснефти и Газпрома сохранить прочные партнерские отношения с вьетнамской стороной, а также укрепить свои позиции в Юго-Восточной Азии.

Список использованных источников

1. Предприятие по добыче нефти: офиц. сайт совместное Российско-Вьетнамское предприятие «Вьетсовпетро» [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.vietsov.com.vn/rus/pages/xnkt.aspx>.
2. Нефть и газ Вьетнама: инф. Портал «Нефтянка» [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://neftianka.ru/neft-i-gaz-vetnama>. Дата выхода 21 июля 2015 г.
3. Падерина, Н. Мировой рынок: Нефтяная промышленность Вьетнама [Электронный ресурс] / Н. Падерина. - Режим доступа:

<https://neftegaz.ru/analysis/view/259-Neftyanaya-promyshlennost-Vetnama>. Дата выхода: 25 апреля 2003 г.

4. Андрианов, В. Экспертная аналитика: Вьетнамнефтегаз: национальный отраслевой журнал «Нефтегазовая Вертикаль» [Электронный ресурс] / В. Андриянов. - Режим доступа: <http://www.ngv.ru/analytics/vietnamneftegaz>. Дата выхода: 22 августа 2014 г.

5. Хай, Ле Нефтеперерабатывающий завод Зунгкуат: Сердце промышленности центрального Вьетнама [Электронный ресурс] / Ле Хай, Винь Хынг. - Режим доступа: <http://www.nhat-nam.ru/reportazh11.html>
Научный руководитель: Колева Г.Ю., д.и.н, проф. Кафедры ГНиТ

УДК 622.276

КОНСТРУКЦИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН, ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ НА ОБЪЕКТАХ КРАЙНЕГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Зомарева Е.В., Чепало А.В.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Для осуществления разработки продуктивных пластов Крайнего месторождения применяется строительство горизонтальных скважин, как для добычи нефти, так и для нагнетания воды.

При планировании конструкции применяемых скважин необходимо учитывать особенности геологического строения продуктивных пластов, использовать накопленный опыт бурения поисково-разведочных и эксплуатационных скважин на месторождении, а также конструкция должна обеспечивать:

- максимально возможное использование пластовой энергии продуктивных горизонтов;
- минимум затрат на строительство скважин;
- надежность и долговечность скважин;
- осуществление заданных способов вскрытия пластов;
- универсальность конструкции скважины для проведения технологических операций в будущем.

Для исследуемого в диссертационной работе объекта Ю₁₋₂ Крайнего месторождения, согласно проектному документу, была разработана рекомендуемая конструкция горизонтальных скважин, состоящая из (рисунок 1 и 2; таблица 1):

- **направление** диаметром 324 мм – спускается с целью перекрытия верхних водоносных горизонтов, зон поглощений и неустойчивых пород четвертичных отложений, а также предупреждения размыва устья. Направление спускается на глубину 360 м, перекрывая мёрзлые породы, и цементируется до устья;

- **кондуктор** диаметром 245 мм – спускается на глубину 1200 м в плотные глинистые породы. Глубина спуска кондуктора рассчитывается для каждой скважины или группы скважин из условий, исключающих разрыв пород в случае ГНВП при вскрытии продуктивных пластов. На кондуктор устанавливается ПВО. Кондуктор спускается и цементируется до устья;

- **эксплуатационная колонна** – служит для изоляции продуктивного горизонта от всего геологического разреза скважины. В горизонтальных скважинах на объект Ю₁₋₂ эксплуатационная колонна спускается в кровлю продуктивного пласта для дальнейшего углубления под хвостовик;

- **хвостовик** диаметром 114 мм – устанавливается в эксплуатационной колонне горизонтальной скважины на 75 м выше башмака эксплуатационной колонны с помощью подвески типа ПХН, и не цементируется. Хвостовик комплектуется фильтром.

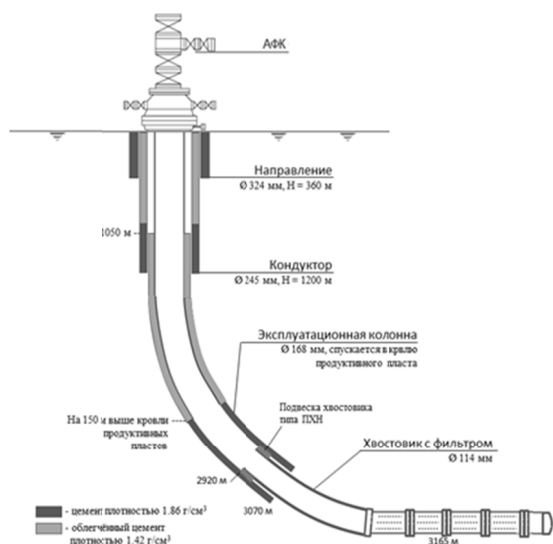


Рисунок 1 – Рекомендуемая конструкция горизонтальной скважины на объект Ю₁₋₂

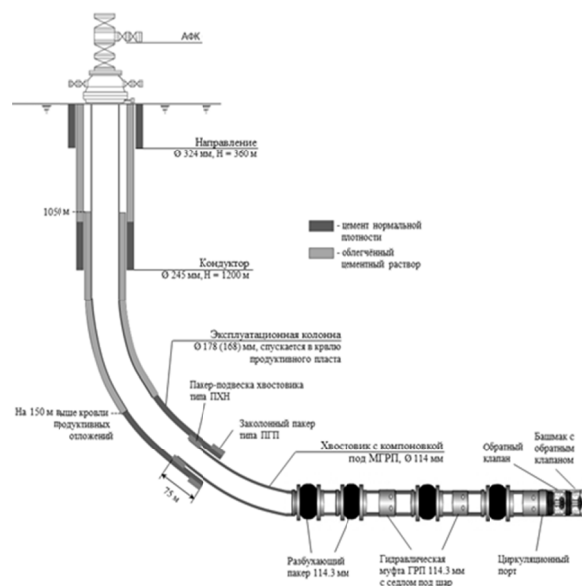


Рисунок 2 – Схема горизонтальной скважины с компоновкой для проведения МГРП

Таблица 1 – Рекомендуемая конструкция горизонтальных скважин

Горизонтальные скважины на объект Ю ₁₋₂					
Направление	324	0	360	0	360
Кондуктор	245	0	1200	0	1200
Эксплуатационная колонна	168	0	3070	1050	3070
Хвостовик с фильтром	114	2920	3165	-	-

Цементирование горизонтальных скважин, сооружаемых для эксплуатации пласта Ю₁₋₂, требует обязательного учета таких факторов, как:

- наличие интервалов с низкими градиентами гидроразрыва пород;
- профиль ствола скважины;
- сроки схватывания и время загустевания тампонажного раствора;
- объем закачивания тампонажного раствора;
- режим расхаживания колонны в процессе цементирования;
- использование элементов автоматизации, приспособлений и устройств для повышения качества цементирования.

Цементирование каждого участка сооружаемой скважины происходит следующим образом:

- цементирование **направления** осуществляется с применением цемента для холодных и умеренных температур марки ПЦТ-I-50. В качестве ускорителя сроков схватывания добавляется хлористый кальций.

- **кондуктор** цементируется до устья двумя порциями тампонажного раствора облегченной и нормальной плотности. В нижней части колонна крепится цементным раствором марки ПЦТ I 50 плотности 1,86 г/см³, а выше до устья кондуктор цементируется облегчённым цементным раствором.

- **эксплуатационная колонна** в продуктивной зоне цементируется высокопрочным цементным раствором марки «G» (ПЦТ I-G), плотностью 1,86 г/см³. Цементный раствор нормальной плотности поднимается на 150 м выше верхнего продуктивного горизонта. За эксплуатационной колонной тампонажный раствор поднимается на 150 м выше башмака предыдущей колонны (кондуктора) для нефтяных скважин.

- **хвостовик с фильтром**, спускаемый в горизонтальную скважину, не цементируется.

Конструкции проектируемых скважин, глубины спуска колонн, способы цементирования обсадных колонн, высота подъема цементного раствора и составы жидкостей для цементирования уточняются, обосновываются и рассчитываются при составлении проекта на строительство и реконструкцию скважин в соответствии с геолого-техническими условиями проводки каждой конкретной скважины.

Список использованных источников

1. Басарыгин, Ю. М. Строительство наклонных и горизонтальных скважин / Ю. М. Басарыгин, В. Ф. Будников, А. И. Булатов. – Москва: Недра, 2000. – 262 с.

2. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: в 5 т.: учебник для студентов вузов / ТюмГНГУ; Под общ. ред. В. П. Овчинникова. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. – Т. 3. – 2014. – 418 с.

Научный руководитель: Мулявин С.Ф., д.т.н., профессор

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММЫ ДЛЯ РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ ПРОЦЕССА ГРП В ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

Зубков А.О.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Проектирование гидравлического разрыва пласта является сложной и комплексной задачей, в ходе решения которой необходимо учитывать множество факторов. Основными частями задачи проектирования ГРП являются:

- вычисление основных параметров процесса ГРП и подбор необходимой техники для успешного его проведения;
- определение типа трещины и прогнозирование ее геометрических характеристик.

На основе методик Ю.П. Желтова [1] и С.К. Сохошко [2] разработана компьютерная программа для расчета параметров процесса ГРП для вертикальных газовых скважин имеет следующие возможности и отличительные характеристики:

- Расчет геометрических параметров трещины гидроразрыва;
- Определение эффекта от ГРП;
- Инструменты анализа в виде:
- Построения графических зависимостей от всех исходных параметров;
- Построения трехмерных графических зависимостей типа «поверхность»;
- Визуализация всех промежуточных вычислений.
- Передача геометрии трещины в вычислительный блок «Эффективность ГРП»;
- Интерфейс, интуитивно понятный каждому пользователю.
- Компьютерная программа состоит из 2-х основных вычислительных блоков:
 - «Расчет геометрических параметров трещины ГРП для вертикальной газовой скважины»;
 - «Расчет эффективности ГРП для вертикальной газовой скважины».

Задав все, необходимые для вычислений, исходные данные можно приступить к расчету геометрических параметров трещины гидроразрыва нажатием кнопки «Расчет», которая находится в группе компонентов «Ход расчета» (рисунок 1.).

Ход расчета

Расчет

Вертикальное горное давление
82,08 МПа
Боковое горное давление 18,75
МПа
Расстояние проникновения от
трещины в пласт жидкости
разрыва 0,16 м
Полудлина трещины
гидроразрыва 94,87 м
Объем профильтровавшейся в
пласт жидкости 185,07 м³
Максимальная ширина трещины
0,03355 м
Объем трещины 67,487 м³

Рисунок 1– Отображение хода расчета

В этой же группе будет отображаться весь вычислительный процесс в виде текстовых сообщений. Так в текстовое поле будут выведены следующие значения:

- Вертикальное горное давление;
- Боковое горное давление;
- Параметр ξ , характеризующий расстояние проникновения от трещины в пласт жидкости разрыва;
- Полудлина трещины гидроразрыва, найденная решением нелинейного уравнения методом бисекции;
- Объем профильтровавшейся в пласт жидкости;
- Максимальная ширина трещины; Объем трещины.

Произведенные вычислительные эксперименты показали, что эффективность ГРП зависит от геометрических параметров трещины в первую очередь. Трещины большего объема, большей длины и протяженности создают большой приток флюида в скважину. В то же время, более длинные трещины с большей вероятностью вовлекут в разработку пропластки с водой. Поэтому, необходима схема согласования дизайна ГРП с геологическим отделом предприятия.

В результате проведения большеобъемных ГРП, создающих трещину большего объема, в скважину фильтруется большее количество жидкости разрыва. В связи с этим при проектировании необходимо учитывать фильтрационно-емкостные свойства породы относительно способности поглощать жидкость разрыва и подбирать жидкость разрыва оптимальной рецептуры.

Основным технологическим показателем при проведении ГРП является давление, создаваемое насосным оборудованием. Для оптимального

проведения операции ГРП необходимо точно знать давление гидроразрыва пород, чтобы создать оптимальное эффективное давление. Без соблюдения данного условия невозможно получить трещину с запланированными геометрическими параметрами.

Эффективность проведения операции ГРП зависит не от одного параметра, а от совокупности параметров пласта, жидкости разрыва, геометрии разработанной модели трещины. Проведение эффективной операции ГРП на газовой вертикальной скважине невозможно без комплексного учета всех параметров.

Список использованных источников

1. Желтов, Ю. П. Деформация горных пород / Ю. П. Желтов. – Москва: Недра, 1996. - 200 с.

2. Сохошко, С. К. Развитие теории фильтрации к пологим и горизонтальным газовым и нефтяным скважинам и ее применение для решения прикладных задач / С. К. Сохошко. — Тюмень, 2008. — 212 с.

Научный руководитель: Колев Ж.М., к.т.н., доцент

УДК: 622.279.5.001.42

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ПО СТВОЛУ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ С УЧЕТОМ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИИ

Зубкова К.Н.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

При добыче газа и нефти гидраты могут образовываться в стволах скважин, промысловых коммуникациях и магистральных газопроводах. Отлагаясь на стенках труб, гидраты резко уменьшают их пропускную способность и создают пробки. Исследование процессов гидратообразования в стволе работающей скважины и методов борьбы с ними является актуальной задачей для современной нефтяной и газовой отрасли [1]. Одной из задач является обзор научных трудов, посвященных гидратообразованию и подходов для борьбы с гидратами.

Успешная борьба с гидратообразованием невозможна без средств прогнозирования и оценки возможности гидратообразования в стволе работающей скважины. Без информации о возможности образования гидратов в скважинах проектирование разработки месторождений будет некорректно. Поэтому, одной из задач прогнозирования образования гидратов является разработка программно-информационного комплекса, способного решать задачи прогнозирования гидратообразования в стволе работающей скважины [2].

Разработка программного продукта требует анализа существующих решений по определению температуры и давления по стволу работающей скважины, так как температура и давление, это основные факторы, влияющие на процесс гидратообразования.

Методика расчета режима «безгидратной» эксплуатации газовых скважин в районах многолетней мерзлоты принята по Ю.П. Коротаеву. Данная методика описана в работе [1]. Она позволяет рассчитать температурное поле газовой скважины, работающей в стационарном режиме. Данная методика подходит для целей проектирования разработки газовых месторождений и выбора режимов для безгидратной эксплуатации газовых скважин.

Предложено решение на основе следующей системы уравнений:

$$\begin{cases} -\frac{dp}{dx} = b_1 \frac{T}{p} + b_2 \frac{p}{T} \\ \frac{dT}{dx} = a_1 \frac{dp}{dx} - a_2 + a_3(T_{пл} - \Gamma_x - T) \end{cases} \quad (1)$$

где p – давление; T – температура потока по стволу; $T_{пл}$ – пластовая температура.

Начальные условия для решения предложенной системы уравнений следующие:

$$x=0, P_0=P_{заб}, T_0=T_{заб}$$

Коэффициенты уравнения находятся следующим образом:

$$a_1 = \frac{C_p D_i}{C_p}, \quad (2)$$

где C_p - изобарная теплоемкость газа К/Мпа; $C_p D_i$ - эффект Джоуля-Томпсона.

$$\begin{aligned} a_2 &= \frac{1}{C_p}, \\ b_1 &= \frac{\lambda \cdot G^2 \cdot z \cdot R}{2 \cdot f^2 \cdot D}, \end{aligned} \quad (3)$$

где λ - коэффициент трения; G - массовый расход газа кг/с; z - средний коэффициент сжимаемости; f - площадь поперечного сечения м²; D - внутренний диаметр НКТ, м.

$$f = \pi \cdot R_s^2, b_2 = \frac{1}{z \cdot R}, a_3 = \frac{\beta \cdot \pi \cdot D}{G \cdot C_p}, \quad (4)$$

где β - коэффициент теплопередачи от газа в породу, Вт/(м град).

Коэффициент теплоотдачи от газа в породу находится следующим образом:

$$\beta = \frac{1}{R_5 \left(\frac{1}{\lambda_1} \ln \frac{R_1}{R_0} + \frac{1}{\lambda_2} \ln \frac{R_2}{R_1} + \frac{1}{\lambda_3} \ln \frac{R_3}{R_2} + \frac{1}{\lambda_4} \ln \frac{R_4}{R_3} + \frac{1}{\lambda_4} \right)} \quad (5)$$

где R_0 - внутренний радиус НКТ; R_1 - внешний радиус НКТ; R_2 - внешний радиус теплоизоляции; R_3 - внутренний радиус ОК; R_4 - внешний радиус ОК; R_5 - внешний радиус цементного кольца (радиус скважины); λ_1 - теплопроводность стали; λ_2 - теплопроводность теплоизоляционного слоя; λ_3 - теплопроводность субстанции в затрубном пространстве НКТ; λ_4 - теплопроводность бетона.

Исходные данные для расчета:

Коэффициент теплоемкости газа - 2300 Дж/(кг*К), Средний коэффициент сжимаемости газа в колонне -1 б.р., Коэффициент потерь давления на трение-0,05 б.р., Массовый дебит газа-5,3 кг/с, Коэффициент Джоуля-Томпсона-3 к/МПа, Пластовая температура (температура газа)-300 К, Глубина скважины-1735 м, Температурный градиент горных пород-3 К/100м, Пластовое давление-100 атм, Температура гидратообразования-283 К, Количество узлов -300 б.р., Внутренний радиус НКТ-0,038 м, Внешний радиус НКТ-0,0445 м, Внешний радиус теплоизоляции-0,0445 м, Внутренний радиус ОК -0,074 м, Внешний радиус ОК-0,084 м, Внешний радиус цементного кольца (радиус скважины) -0,1225 м, Теплопроводность стали-58Вт/(м град), Теплопроводность теплоизоляционного слоя 0,04Вт/(м град), Теплопроводность субстанции в затрубном пространстве НКТ-0,6Вт/(м град), Теплопроводность бетона-1,61 Вт/(м град), Газ –Метан.

Как видно из исходных данных, толщина теплоизоляционного слоя для начального расчета принята нулю. В ходе вычислительного эксперимента будут проведены расчеты с различными от начальных условий, в том числе и с ненулевым слоем теплоизоляции. В результате расчета по принятым данным была получена температура скважины на устье: 282,8 К.

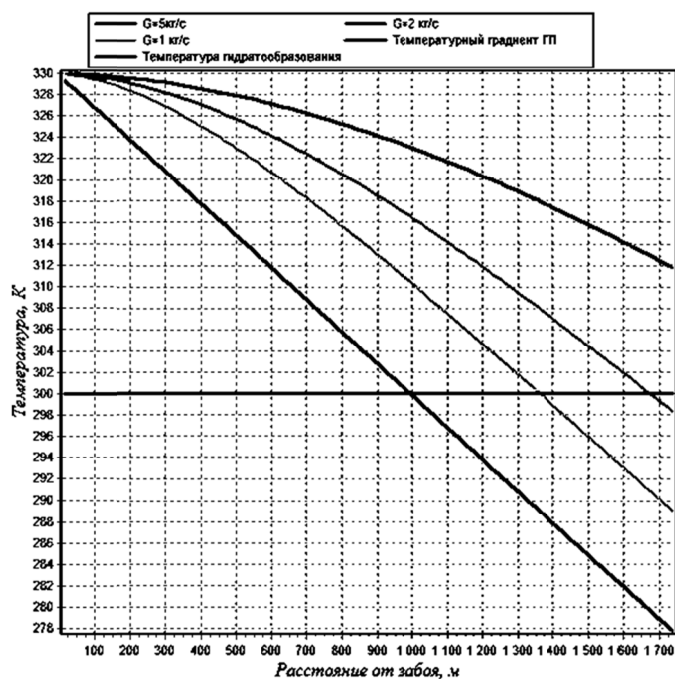


Рисунок 1 – Зависимость температуры газа от глубины при различных дебитах газа

Гидраты в скважинах обычно образуются ближе к устью скважины. Основные факторы, влияющие на процесс гидратообразования в стволе работающей скважины - это температура гидратообразования, величина температурного градиента горных пород, дебит скважины, а также коэффициент теплообмена между газом и породой, обусловленный конфигурацией скважины, ее конструкцией и характеристиками спущенного в нее оборудования (в частности НКТ и теплоизоляции).

Список использованных источников

1. Мусакаев, Н. Г. Превентивные методы борьбы с гидратообразованием в трубопроводах / Н. Г. Мусакаев, Р. Р. Уразов // Нефть и газ. - 2006. - № 1. - С. 50-56.

2. Шагапов, В. Ш. Характеристики газопровода при наличии гидратоотложений / В. Ш. Шагапов, Р. Р. Уразов // Теплофизика высоких температур. - 2004. - Т. 42. - № 3. - С. 461-468.

Научный руководитель: Колев Ж.М., канд. техн. наук, доцент

УДК 622.276.6

ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ ЗАЛЕЖИ НА ВЫРАБОТКУ ЗАПАСОВ НЕФТИ КРАСНОЛЕНИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Инякина Е.И., Шавалеева А.А., Томская В.Ф.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Северо-Восточный федеральный университет (филиал) МПТИ, г. Мирный

Теоретическое представление процесса гидроразрыва как метода увеличения продуктивности скважин было выполнено J.B. Clark. Позже М.К. Hubbert и X.G. Willis теоретически обосновали механику трещинообразования в продуктивных отложениях. Проведение гидроразрыва с образованием протяженных трещин на практике приводит к увеличению не только проницаемости призабойной зоны, но и охвата пласта воздействием и вовлечению в разработку дополнительных запасов газа и повышению извлечения углеводородов в целом.

Считается, что наиболее эффективным способом увеличения продуктивности добывающих скважин, вскрывающих неоднородные пласты является гидравлический разрыв пласта (ГРП). При этом способе воздействия на пласт в разработку вовлекаются трудно-извлекаемые запасы нефти, приуроченные к слабодренлируемым и расчлененным коллекторам. При этом может быть определен метод воздействия на продуктивный пласт, при котором порода разрывается по плоскостям минимальной прочности благодаря воздействию на пласт давления, создаваемого закачкой в пласт флюида. В большинстве скважин происходят вертикальные разрывы.

Трещина разрыва образует два крыла. Горизонтальный разрыв происходит в скважине, если горизонтальное напряжение больше, чем вертикальные напряжения. ГРП не только восстановления естественной продуктивности скважин, но и значительного ее увеличения. В мировой практике такой способ обработки пласта реализуется по разнообразным технологиям [1,2].

В геологическом строении Красноленинского месторождения участвуют различные образования фундамента (от ордовика до карбона включительно) и триасовые породы (Бочкарев, 1971, Жравлев, Лапинская, 1976, Зубков, 1991, Куликов, 1968, Сурков, Жеро, 1981). Они составляют несколько формационных комплексов, каждый из которых отражает определенный тектономагматический этап. Докембрийские образования, слагающие нижний структурный этаж, приурочены к осевой части Шаимско-Айторского антиклинория. По данным геофизических исследований в фундаменте фиксируется густая сеть разнообразных разломов, включая и глубинные. Субмеридиональные, вероятно, заложились до силурийского периода и сохраняли активность до конца позднего палеозоя. В соответствии с «Тектонической картой центральной части Западно-Сибирской плиты», Талинская площадь расположена в пределах Красноленинского свода. Самыми высокопродуктивными являются залежи нефти, связанные с отложениями пластов ЮК₁₀ и ЮК₁₁ шеркалинской свиты нижнеюрского возраста, залегающими несогласно на породах доюрского основания. По результатам испытаний нефтеносность отложений ДЮК установлена на юге Талинской площади, где при опробовании разведочных скважин №981р и №20033р из отложений коры выветривания получили фонтанные притоки чистой нефти, а в скважине №20027р – нефти с пластовой водой. В данном районе (юг Талинской площади) отложения представлены слабо метаморфизованными породами терригенного состава и карбонатами, с которыми, в основном, связана промышленная нефтеносность доюрского комплекса (скважина №9251).

С целью получения объективных результатов важным представляется ограничить воздействие сторонних факторов, влияющих на эффективность ГРП. Для этого при анализе технологической эффективности ГРП из числа скважин были исключены 317 скважин, в которых до гидроразрыва пласта было осуществлено отсечение интервалов в условиях проведения изоляционных мероприятий. В этих скважинах сохраняется риск получения притока жидкости из ранее перфорированных интервалов нижележащего пласта, соответственно искажается информация, отражающая эффективность работ по ГРП. Выборка составила 418 скважин, из нее исключены еще 7 скважин с отсутствующей историей эксплуатацией до проведения ГРП (из них 6 введены из неработающего фонда, и одна переведена с пласта ДЮК) и 16 скважин, по которым весьма мал период (менее 3-х месяцев), прошедший после завершения работ. Примерно 35% скважин не эксплуатировались до ГРП по различным причинам до пяти лет, 34,5% скважин находились в бездействии более 10 лет. Поэтому для оценки эффективности ГРП была выделена группа, состоящая из 136 скважин, имеющих историю эксплуатации, непосред-

ственно предшествующую проведению мероприятия. По данным промышленной информации, осуществление ГРП на объекте ЮК₁₀ позволило увеличить производительность скважин более чем в 3 раза, при этом средний прирост дебита нефти равен 12 тонн/сут, прирост дебита жидкости – 33,9 тонн/сут. В 47% скважинах обводненность к началу работ превышала 50%, при этом доля высокообводненных скважин, в которых содержание воды более 80%, составила 21,3% от всего анализируемого фонда.

Проанализировав динамику технологических показателей по группам скважин после проведения ГРП была установлена интересная тенденция. В сравнении с группой низкообводненных скважин, группа высокообводненных скважин характеризуется большей продолжительностью эффекта, а также максимальной кратностью прироста дебита нефти. Объемы дополнительной добычи нефти, несмотря на минимальное значение стартового дебита, практически одинаковы. Важной особенностью данной группы также является уменьшение доли воды в продукции скважин с 87,3% до 81,1. Наблюдаемый в данном случае снижающийся характер обводненности является отражением процесса вовлечения в разработку ранее недренируемых запасов нефти. По результатам статистического анализа, из 136 скважин, проведенных ГРП, в 28,7% обводненность снизилась, включая 13,2% скважин, которые до ГРП были обводнены более, чем на 80%, при этом ни по одной скважине не отмечено мгновенного увеличения обводненности до её предельного значения.

Таким образом, на первом этапе анализа результатов ГРП установлено, что текущий эффект от проведения данного мероприятия имеет две составляющие – увеличение дебитов скважин и увеличение коэффициента нефтеизвлечения, о чем свидетельствует факт снижения обводненности продукции. Для проведения дальнейших исследований влияния ГРП на темпы обводнения были выбраны 37 скважин, имеющие представительную историю предшествующих до мероприятия показателей, в частности, устойчивый период эксплуатации, сложившиеся темпы обводнения.

Список используемых источников

1. Дополнительная записка к технологической схеме разработки Краснотурганского месторождения. СибНИИИП. – Тюмень, 2012. – 150с.
2. Анализ разработки Краснотурганского нефтегазоконденсатного месторождения в пределах Талинского лицензионного участка. – Тюмень: Сибирская наука, 2014. – 321 с.
3. Грачев, С. И. Термодинамические процессы при разработке нефтегазоконденсатных месторождений / С. И. Грачев, Е. И. Краснова. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 99 с.
4. Краснова, Е. И. Оценка пластовых потерь конденсата при неравномерном вводе объектов в разработку / Е. И. Краснова, С. И. Грачев // Геология, география и глобальная энергия, 2012. – № 4 (47). – С. 16-19.
5. Пат. RUS 2059064. Способ изоляции газового пласта / А.В. Маляренко, Р. Ш. Каюмов, И. И. Краснов; патентообладатель Западно-

Сибирская инновационная фирма "Петрохим". - 5064134/03; заявл.: 15.06.1992; опубл.: 27.04.1996

6. Пат. RUS 2061854. Способ выработки из переходных нефтяных залежей / А. К. Ягафаров, В. К. Федорцов, Р.З. Магарил, И. И. Краснов и др.; патентообладатель Западно-Сибирский научно-исследовательский и проектно- конструкторский институт технологии глубокого разведочного бурения/ - 4861954/03\$ заявл.: 23.08.1990; опубл.: 10.06.1996

*Научный руководитель: Инякина Е.И.,
к.т.н., ассистент кафедры РЭНГМ, ТИУ*

УДК622.279

АНАЛИЗ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НЕОКОМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Инякина Е.И., Кузнецова Д.Р.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Для получения достоверной информации о газоконденсатной характеристике (ГКХ), согласно Р Газпром 086-2010 [1] газоконденсатные исследования рекомендовано проводить на режимах с обеспечением скорости потока газа у башмака лифтовых труб не менее 2,5 м/с, и депрессии, не превышающей 20 % от пластового давления. Рассмотренные условия послужили критерием для оценки массива информации о ГКХ, полученной в процессе ГКИ. Проведенная обработка массива данных показала, что удовлетворяющими данным требованиям являются результаты 82 % исследований (рисунок 1).



Рисунок 1 – Анализ представительности проведенных исследований

Для того, чтобы оценить изменение газоконденсатной характеристики в процессе разработки неокомских отложений Уренгойского месторождения, каждый год на эксплуатационных скважинах, с учетом программы исследовательских работ, проводятся текущие газоконденсатные исследования. В первые годы разработки Уренгойского месторождения, из-за отсутствия необходимого количества устьевых сепараторов, исследования проводились, в основном, методом двухступенчатой сепарации с применением замерных сепараторов на УКПГ. В настоящее время исследования на газоконденсатность проводятся только через устьевые сепараторы.

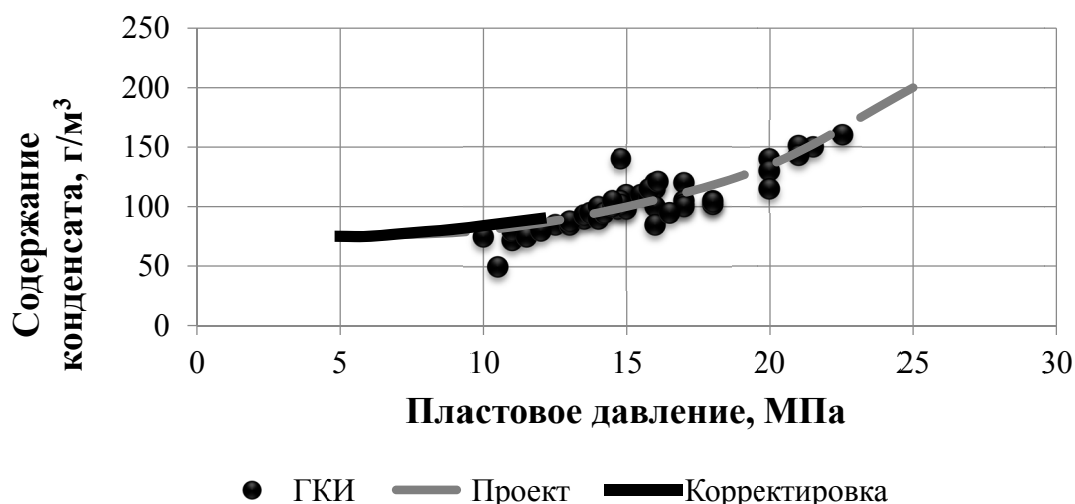


Рисунок 2 – Изменение потенциального содержания C_{5+} в процессе снижения пластового давления

Как показано на рисунке 2, в процессе эксплуатации скважин происходит закономерное снижение потенциального содержания C_{5+} . По результатам сопоставления фактических данных с расчетной кривой, утвержденной в проектном документе, наблюдается незначительное несогласование (рисунок 2), которое определило корректировку кривой зависимости PC_{5+} от давления.

Список использованных источников

1. Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. - Москва: Газпром ЭКСПО, 2011. - Ч. I. - 234 с.

Научный руководитель: Инякина Е.И., к.т.н.

АНАЛИЗ МЕХАНИЗИРОВАННЫХ СПОСОБОВ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА УРЕНГОЙСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Келигов М.-Б. С.,

Тюменский Индустриальный Университет, г. Тюмень

Газлифтная эксплуатация

Удельный расход газа при непрерывной подаче увеличивается с уменьшением дебита жидкости. Забойное давление незначительно изменяется от дебита жидкости.

На рисунке приводится пример расчета работы газлифтной скважины № 101 при текущих давлениях на устье, рабочем, забойном давлении и фактической глубине установки пусковых муфт.

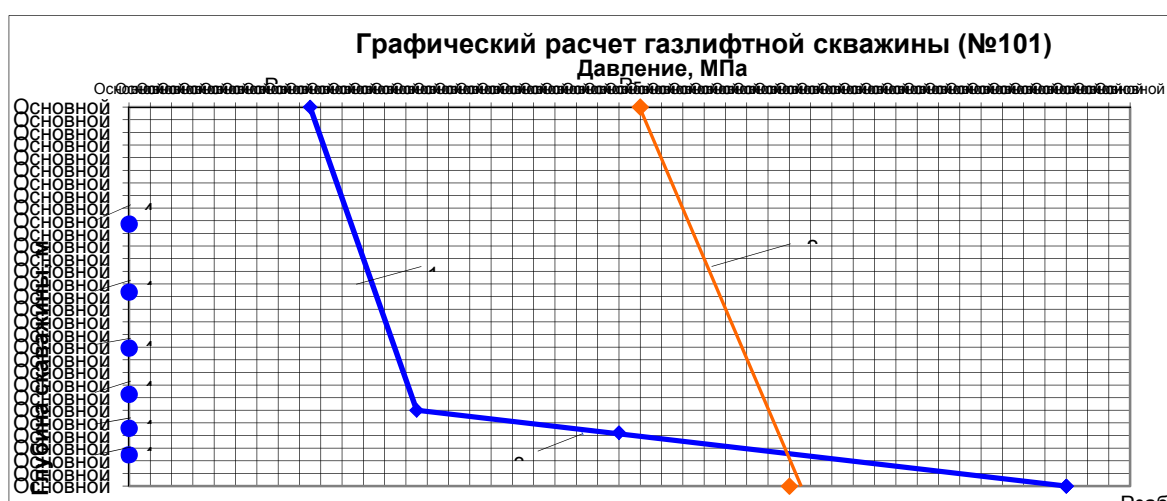


Рисунок 1 – Графический расчет газлифтной скважины (№101)

Условные обозначения

- 1- градиент давления в НКТ,
- 2- градиент давления в затрубье,
- 3- градиент давления жидкости на забое,
- 4- глубина установки пусковых муфт

Наглядно видно, что рабочий агент подается выше уровня жидкости в скважину через 3 верхних муфты. Газ при этом через пусковые муфты поступает при критических условиях, т.е. при отношении давления после муфты к давлению до нее менее 0,60-0,65. Поэтому расход газа через муфты максимален для установленного диаметра отверстий.

Газлифтная эксплуатация осуществляется бескомпрессорным способом при низком рабочем давлении газа 5,1-5,3 МПа.

Скважины вместо газлифтных клапанов оборудованы пусковыми муфтами, в связи с этим наблюдается высокий удельный расход газа (средний) от 1310 до 4306 м³/т по разным пластам.

В связи с низкими средними забойными давлениями 7,3-8,1 МПа уровень жидкости в скважине 2300-2500 м, поэтому верхние пусковые муфты пропускают газ постоянно, не поднимая жидкость. В этом режиме работают от 3 до 4 муфт из 4-6 установленных в скважине.

Для увеличения эффективности добычи газлифтным способом необходимо заменить муфты на пусковые и рабочие газлифтные клапаны и перейти на компрессорный газлифт с целью увеличения рабочего давления газа.

Плунжерный газлифт

Плунжерный газлифт на Уренгойском месторождении используется с 1997 года. Скважины работают с дебитами жидкости 2-4 т/сут, дебитом газа 1-2 тыс.м³/сут, газовым фактором 597-613 м³/т.

Применялись компоновки газлифтного оборудования с пусковыми муфтами, а также клапаны фирмы Mc Murgu, которые управляются инжектируемым газом в затрубном пространстве и представляют собой конструкцию регулятора давления на основе одноэлементного сильфона с двумя клапанами, один из которых предназначен для контролируемой подачи газа в лифтовые трубы, а второй является обратным.

Опыт применения плунжерного лифта определил один из основных вопросов, который должен быть разрешен при расширении объемов внедрения данного способа добычи. Он заключается в правильном выборе конструкции плунжера, пригодного для работы в скважинах с интенсивным отложением парафинов.

В сочетании с гидратами они оказывают значительное сопротивление перемещению плунжера, сокращая время безостановочной работы установки до десятков часов. Промысловыми исследованиями установлено, что продолжительность работы плунжера с двумя подвижными в радиальном направлении втулками в 1,6-2,3 раза больше, чем монолитного плунжера. В мировой промысловой практике имеется более десятка конструкций для различных скважинных условий.

Опыт применения плунжерного лифта в нефтедобывающих районах Западной Сибири свидетельствует о том, что не следует ожидать прироста объемов нефти при переходе на этот способ добычи. Дебит остается на уровне предшествующей фонтанной или газлифтной эксплуатации. Эффект заключается в более рациональном использовании газа, необходимого при прочих равных условиях для подъема одного и того же количества жидкости.

Ограничениями в применении плунжерного лифта являются:

- снижение затрубного давления до 4,5-5,0 МПа не позволяет обеспечивать ввод газа под уровень жидкости, накопившейся в НКТ;
- в глубоких наклонных скважинах неизбежное застревание плунжера при подъеме его вверх. Заклинивают даже в форме шара (опыт внедрения на Лянторском месторождении), не говоря о более сложных конструкциях.

Добыча с применением УЭЦН

Область применения УЭЦН — это высокодебитные обводненные, глубокие и наклонные скважины с дебитом 10 , 1300 м³/сут и высотой

подъема 500,2000м. Межремонтный период УЭЦН составляет до 320 суток и более. Установки погружных центробежных насосов в модульном исполнении типов УЭЦНМ и УЭЦНМК предназначены для откачки продукции нефтяных скважин, содержащих нефть, воду, газ и механические примеси. Установки типа УЭЦНМ имеют обычное исполнение, а типа УЭЦНМК — коррозионностойкое. Глубинно-насосная эксплуатация на Уренгойском месторождении осуществляется только с использованием УЭЦН. Для его реализации применяются 4 типоразмера ЭЦН с производительностью от 20 до 50 м³/сут и напором от 1800 до 2000 м.

Список использованных источников

1. Технические решения по подготовке газа к транспорту на газовых и газоконденсатных месторождениях с падающей добычей: материалы научно-технического совета ОАО «Газпром»

2. Прогноз ввода производственных мощностей по добыче газа, газового конденсата, нефти на 2013-2016 гг ООО «Газпром Добыча Уренгой» на период 2011-2015 гг. – г. Новый Уренгой, 2013 г.

УДК 62

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ КОМПЛЕКСА ГИС-КОНТРОЛЬ, ОЦЕНКА ИНФОРМАТИВНОСТИ КОМПЛЕКСА УРЕНГОЙСКОГО

Келигов М.-Б. С.,

Тюменский Индустриальный Университет. г. Тюмень

В процессе эксплуатации месторождения информационной базой для обеспечения мониторинга разработки залежей на любой стадии является геофизический контроль.

Основными задачами ГИС-контроль считаются:

– контроль выработки запасов залежей: определение характера текущей насыщенности газ, вода (на качественном уровне) и определение текущего коэффициента газонасыщенности (на количественном уровне);

– определение эксплуатационных характеристик пластов (работающих интервалов пласта, профиля притока и поинтервальных дебитов, забойного давления и депрессии на пласт, межпластовых перетоков, обводненных интервалов, фильтрационных характеристик пластов и прослоев);

– технологический контроль работы скважины: статические и динамические уровни жидкости в стволе, состав флюида в колонне, положение технологического оборудования;

– технический контроль состояния скважин (уточнение фактической конструкции, текущих забоев, контроль герметичности обсадных колонн, НКТ, пакеров и цементного кольца, информационное сопровождение КРС, определение движения флюидов в колонне, выявление заколонных перетоков газа и воды);

– контроль качества работ по интенсификации добычи углеводородов. Оценка эффективности вторичного вскрытия пластов; результатов интенсификации притока флюидов после повторных и дополнительных перфораций, гидроразрыва пластов; мероприятий по изменению технического состояния скважины – установки цементного моста, взрыв-пакеров и т.д.

Для реализации поставленных задач используются комплексы ГИС, разработанные на основании требований нормативных документов: «Правил геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах» и «Технической инструкции по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах».

Комплексы промыслово-геофизических работ по контролю разработки Уренгойского НГКМ, в основном, решают поставленные перед ним задачи. К основным недостаткам выполняемого комплекса следует отнести отсутствие регистрации методов для количественной оценки коэффициентов текущей газонасыщенности в газоконденсатных скважинах, текущего положения ВНК и текущей нефтенасыщенности в нефтяных скважинах, а также потокометрических приборов, определяющих параметры трехфазного притока с целью расширения возможностей количественного анализа результатов комплекса ГИС-контроль в эксплуатационных скважинах.

В процессе геофизического контроля разработки залежей УНГКМ исследования в наблюдательных скважинах проводятся с целью определения текущих положений ГВК и пластовых давлений, в эксплуатационных скважинах изучается текущее состояние объектов разработки, но чаще всего решаются первоочередные задачи: определение источников обводнения скважин и контроля за техническим состоянием колонн. Контроль эффективности интенсификации пластов методами ГИС проводится в небольшом объеме без соблюдения регламента по геофизическому сопровождению этих работ. Практически не проводится изучение методами ГИС технического состояния наблюдательных скважин

Одной из проблем до сих пор остается невозможность однозначного определения по данным ГИС интервалов заколонных перетоков пластовой воды из вышележащих пластов вследствие экранирующего влияния НКТ.

Проведение геофизических исследований для информационного обеспечения и контроля работ по интенсификации притоков согласно методическим указаниям по «Комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений» введенных в действие с 01.03.2002, является обязательным условием.

Материалы ГИС должны обеспечивать всестороннее исследование как пласта, рекомендуемого к гидроразрыву, так и скважины в целом.

Для обеспечения проектирования ГРП перед ГИС ставятся следующие задачи: определение упругих свойств горных пород в интервале пред-

стоящих работ и выделение интервалов неоднородности горных пород. Дополнительно необходимо оценить герметичность затрубного пространства и изменение состояния цемента после проведения ГРП.

При выборе объекта проведения ГРП и в дальнейшем контроля его эффективности проводится изучение эксплуатационных характеристик пласта: определение профиля притока, пластовых давлений, мест притока газа и воды, выявление обводненных интервалов, установление причин обводнения.

Геофизические исследования, проводимые в скважине после гидроразрыва пласта, должны обеспечить контроль результатов воздействия на пласт. По данным сопоставления фонового (до воздействия) и текущего (после ГРП) профилей притока вместе с количественной оценкой дебитов по прослоям можно судить об эффективности интенсификации притока методом ГРП.

При определении результатов ГРП по одному замеру после проведения ГРП, количество контролируемых параметров уменьшается. В этом случае говорить корректно можно только о текущей анизотропии пород и ее ориентации. В качестве интервала развития трещины ГРП выделяются только участки ее максимального раскрытия.

Список использованных источников

1. Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. - Москва, 2011.
2. РД 153-39.0-109-01. Методические указания «Комплексирование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений». – Москва, 2002.

УДК 62

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ВСКРЫТИЯ И ОПРОБОВАНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Келигов М.-Б.С.,

Тюменский Индустриальный Университет. г. Тюмень

Геологический разрез в районе Уренгойского месторождения представлен терригенными песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского платформенного чехла, которые залегают на породах палеозойского складчатого фундамента. Литологический состав пород вскрываемого разреза является типичным для месторождений Западной Сибири, что предопределяет схожесть геолого-технических условий бурения по большей части вскрываемого разреза на Уренгойском месторождении с другими месторождениями Западной Сибири.

Верхняя часть разреза Уренгойского месторождения характеризуется наличием мощной (до 450 м) толщи многолетнемерзлых пород (ММП), что в процессе бурения и длительной эксплуатации скважин, в связи с изменением теплового режима, может привести к интенсивному растеплению ММП, осыпям и обвалам, разрушению устья скважины, кавернообразованиям и водопроявлениям.

Основные технологические мероприятия, направленные на предотвращение протаивания ММП, при бурении следующие:

1. Исключить подогрев бурового раствора в емкостях и системе циркуляции. Для предотвращения растепления ММП и газогидратов целесообразно применять буровой раствор с температурой не выше 10 ° С. Для охлаждения раствора возможно применение специальных проточных холодильников. Температура замерзания бурового раствора должна быть ниже минимальной температуры пород в зоне ММП;

2. Обеспечить применение тиксотропного бурового раствора, способного образовывать в интервалах каверн застойные зоны;

3. Обеспечить уменьшение массового теплопереноса за счет снижения фильтратоотдачи бурового раствора;

4. Обеспечить снижение теплопроводности фильтрационной корки бурового раствора, например, за счет ввода инертных наполнителей в буровой раствор, исключения применения азотосодержащих полимеров;

5. Конструкция оснований и фундаментов буровой установки должна исключать концентрацию напряжений в несущих грунтах вблизи устья скважины;

6. При размещении скважин в неблагоприятных геокриологических условиях провести теплофизические расчеты;

7. в процессе эксплуатации необходимо обеспечить контроль состояния приустьевой зоны скважин на кустовых площадках на предмет образования воронок проседания.

В результате бурения скважин на Уренгойском НГКМ накоплен значительный объем данных по геолого-техническим условиям бурения. Из интервалов продуктивных отложений отобран значительный (около 1500 м) объем кернового материала. Кроме исследований фильтрационно-ёмкостных свойств на некоторых образцах керна определялись прочностные и деформационные свойства горных пород.

Список использованных источников

1. Технические решения по подготовке газа к транспорту на газовых и газоконденсатных месторождениях с падающей добычей: материалы науч.-техн. совета ОАО «Газпром»

2. Программа геологоразведочных работ ОАО «Газпром» на 2002-2005г. на территории ЯНАО и прилегающих акваторий (Обско-Тазовское мелководье): отчет о НИР / ОАО «СибНАЦ», руководитель В. М. Брехунцов. - Тюмень, 2002. - 250 с.

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПРИТОКА К ОТКРЫТОМУ СТВОЛУ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ

Кобелева П.В., Старшинов Л.С.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Для того чтобы произвести расчет дебита нефтяной скважины, целью которого является определение производительности вертикальных и горизонтальных скважин, с открытым стволом используются формулы, которые не дают представления о работе каждого участка открытого ствола. Приток к стволу нефтяной горизонтальной скважины обладает U-образной формой. Это было отмечено большим числом исследователей [1] и означает, что дебит на концах ствола выше, чем на его участках в середине. Дать оценку действия интерференции на различные участки ствола скважины с применением их производительности, а также с учетом расстояния между ними можно, зная дебит на отдельных участках. Таким образом, применять аналитические формулы невозможно при условии функционирования системы нескольких стволов, в том числе скважина с горизонтальным боковым стволом, ЗБС, для многозабойных вертикальных или горизонтальных, а также иных скважин с непростой архитектурой.

Для решения изложенной задачи необходимо разбить открытый ствол скважины на несколько участков. Длина ствола много больше длины каждого участка. Принимая во внимание интерференцию по отношению к остальным, найдем дебит каждого участка.

Рассмотрим горизонтальный ОС нефтяной скважины (рисунок 1). Приток жидкости dQ из пласта направляется к элементарному участку ствола скважины dl , где происходит смешивание с потоком Q , который движется в стволе.

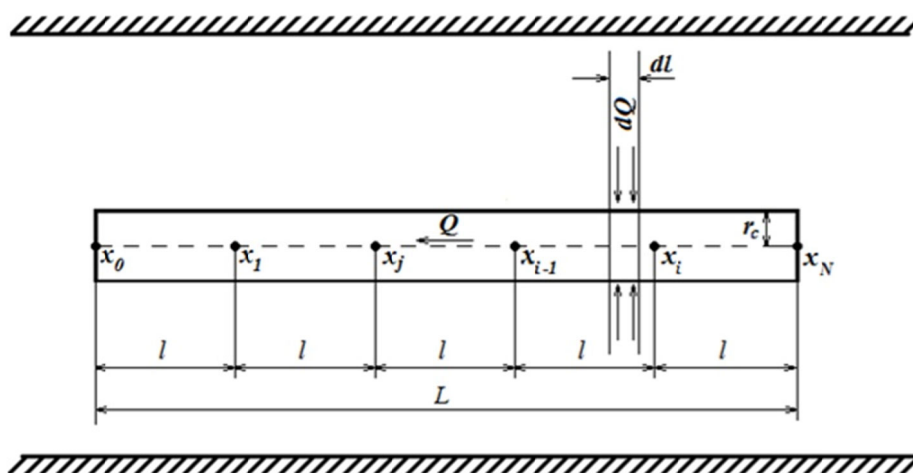


Рисунок 1 – Приток к открытому стволу ГС

Элементарный участок ствола dl представим как точечный сток. К нему движется радиально-сферический фильтрационный поток. Линией стоков оказывается горизонтальный конечной длины участок. Координаты его концов x_1 и x_2 . Тогда выражение для потенциала, который обусловлен работой линии стока (x_1-x_2) имеет вид:

$$\Phi_0 = -\frac{Q_0}{4\pi} \int_{x_1}^{x_2} \sum_{n=-\infty}^{\infty} \left(\left(\sqrt{(x-X)^2 + (y-y_0)^2 + (z-z_0+2nh)^2} \right)^{-1} + \left(\sqrt{(x-X)^2 + (y-y_0)^2 + (z+z_0+2nh)^2} \right)^{-1} \right) dX + C, \quad (1)$$

Ствол длиной L разбиваем на одинаковые N участков конечной длины l и трансформируем выражение для потерь депрессии в пласте, созданных интерференцией скважин [2]. Если x - вектор координат концов участков ствола, $x=(x_0, L/N \dots N)$, то понижение давления в пласте j -го участка на единицу длины можно определить следующим образом:

$$\Delta p_j = \sum_{i=1}^N Q_i S_{ij}, \quad (2)$$

где

$$S_{ij} = \frac{\mu}{4\pi k_{eq}} \cdot \frac{N}{L} \int_{x_{i-1}}^{x_i} \sum_{n=-\infty}^{\infty} \left(\left(\sqrt{\chi_h(x_j-X)^2 + \chi_h(y_j-y_i)^2 + \chi_v(z_j-z_i+2nh)^2} \right)^{-1} + \left(\sqrt{\chi_h(x_j-X)^2 + \chi_h(y_j-y_i)^2 + \chi_v(z_j+z_i+2nh)^2} \right)^{-1} - \left(\sqrt{\chi_h R_k^2 + \chi_v(z_j-z_i+2nh)^2} \right)^{-1} - \left(\sqrt{\chi_h R_k^2 + \chi_v(z_j+z_i+2nh)^2} \right)^{-1} \right) dX, \quad (3)$$

Решая задачи притока к батареям скважин или ГС, важным является расчёт значения потенциала скорости фильтрации, обусловленного влиянием работы линии стоков, которые описываются математически определенным интегралом по направлению траектории батареи (горизонтальной скважины).

Список использованных источников

1. Басниев, К. С. Подземная гидромеханика: учебник для вузов / К. С. Басниев, И. Н. Кочина, В. М. Максимов. - Москва: Недра, 1993. - 416 с.
2. Колев, Ж. М. Разработка и исследование методов расчета продуктивности нефтяных скважин сложного профиля: дис. ... канд. техн. наук / Жеко Митков Колев. - Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ. - 129 с.

Научный руководитель: Колев Ж.М., к.т.н., доцент

БАЗОВЫЕ ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ ИНТЕГРИРОВАННОЙ МОДЕЛИ РАЗРАБАТЫВАЕМОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ

*Кондратьев Н. Ю., Вингоренко А.Н.,
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Рассмотрены основные принципы построения интегрированных моделей для нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Отдельно рассмотрены входные данные для моделирования моделей-компонентов на качественном уровне, а также приводятся перспективные задачи, которые решаются за счет интегрированного моделирования.

Ключевые слова: интегрированная модель, модель-компонент, гидродинамическая модель, модель скважины, модель системы сбора, модель флюида.

Уже на протяжении нескольких лет идет активное развитие интегрированного моделирования в России. Это новое направление, новый ориентир, который внедряется в процессы разработки и добычи углеводородного сырья. Заметна существенная конкуренция между компаниями, которая ускоряет процесс развития интегрированного моделирования и форсирует получение результатов от применения данной разработки.

Развитие интегрированного подхода для решения производственных задач изначально началось в западных странах, где большой упор делался на внедрение новых технологий и их активное использование в процессе разработки месторождений углеводородного сырья. Иностранным компаниям удалось добиться эффекта от применения данной технологии и показать ее ценность. На данный момент интегрированное моделирование в России представляет собой одно из основных направлений и подразумевает создание инструмента для повышения эффективности разработки месторождений.

Интегрированная модель представляет собой набор моделей-компонентов, во главе которых стоит интегратор, позволяющий управлять данными моделями накладывая на них необходимые ограничения и учитывая взаимовлияние всех компонентов так, как это происходит в реальных условиях при добыче углеводородов. Здесь идет речь об интегрированном моделировании как о подходе к достижению требуемого результата при разработке месторождений, поэтому привязка к программным продуктам для моделирования не является необходимой. Далее приведено описание моделей-компонентов, необходимых для построения полноценной интегрированной модели, а также набор данных для качественной адаптации.

Гидродинамическая модель пласта (газодинамическая модель в случае газовых и газоконденсатных месторождений) – это математическая модель, которая строится на основе актуальной геологической модели и

позволяет прогнозировать движение флюида в пласте в процессе выработки месторождения. Данная модель компонент является ключевой частью интегрированной модели при проведении краткосрочных расчетов и стратегического планирования. От качества адаптации и прогнозной способности гидродинамической модели напрямую зависит результат расчета интегрированной модели [1].

Модель скважин определяет детальное построение пробуренных, а также планирующихся к бурению на месторождении скважин и воспроизводит их поведение при смене режима работы скважины. От качества адаптации моделей скважин зависит точность воспроизведения течения флюида по стволу скважины с учетом возникающих при движении потерь давления в системе. Для построения моделей скважин используются следующие входные данные:

- ◆ инклинометрия (профиль скважины, альтитуда);
- ◆ конструкция скважины (глубины спуска, диаметры, шероховатость обсадных колонн);
- ◆ заканчивание скважины (интервал перфорации, либо участок спуска хвостовика);
- ◆ глубинное оборудование (глубина спуска, диаметры и шероховатость насоснокомпрессорных труб, а также глубина спуска, тип и характеристики эксплуатируемого насоса при механизированной добыче);
- ◆ температурный градиент (детальное распределение температуры в пласте в окружении скважины необходимо для расчета температуры течения флюида с учетом теплопроводности окружающей среды);
- ◆ теплопроводность системы скважина–пласт (позволяет рассчитать температуру флюида при его движении от забоя к устью скважины).

Детально воспроизводятся характеристики регулирующего устройства (штуцера) на устье скважины: диаметр, коэффициенты, регулирующие течение флюида через штуцер, а также подбираются корреляции докритического и критического потока [2].

Модель системы сбора строится на основе фактических данных, взятых с регламентных документов. Большое значение придается точности построения подземных и подводных переходов. Чтобы воспроизвести падение давления по системе с высокой точностью, необходимо детально моделировать все неровности профиля трубопровода. Как правило, для построения модели системы сбора используются следующие входные данные:

- ◆ длины трубопроводов;
- ◆ диаметры и толщины стенок;
- ◆ шероховатость;
- ◆ профиль;
- ◆ тип изоляции;
- ◆ теплопроводность системы;
- ◆ температура окружающей среды.

Физико-химическая модель пластового флюида (PVT-модель) описывает его свойства и поведение с изменением условий среды, в которой он находится. Использование корректного состава пластового флюида является одним из основных критериев эффективности построения и настройки всех моделей-компонентов интегрированной модели. Для определения состава, наиболее точно отражающего поведение пластового флюида, необходимо выполнить детальный анализ всех имеющихся в наличии исследований, определить их кондиционность и выполнить осреднение. Для выполнения расчетов высокой точности необходимо использовать композиционную модель флюида. При отсутствии достаточного количества информации о пластовом флюиде можно использовать модель черной нефти, которая является упрощенной версией модели флюида, однако при качественной настройке на фактические данные способна заменить композиционную модель [3].

Заключительным, наиболее длительным и трудозатратным, этапом является настройка построенных моделей-компонентов на фактические данные. Основная проблема заключается в том, что зачастую в наличии не имеется достаточно точных данных, на которые должны настраиваться модели скважин и системы сбора. С одной стороны, точности тех данных, которые используются на промысле обычно достаточно для постоянного мониторинга разработки и добычи геологическими и технологическими службами. С другой стороны, интегрированная модель это очень тонкий инструмент, требующий повышенной точности входных данных и выдающий данные высокой точности. Это является основным препятствием при работе с интегрированной моделью, требующей постоянных вложений времени и усилий на постоянную адаптацию.

Можно выделить две основные группы задач, для которых предназначена интегрированная модель:

1. Проведение как краткосрочных, так и долгосрочных стратегических прогнозных расчетов с учетом взаимовлияния в системе пласт–скважина–система сбора. В прогнозном расчете можно задавать ввод новых скважин, ограничения со стороны пласта, скважин и системы сбора, изменение регуляторов на устье скважин, а также требуемые входные параметры в конечной точке системы, которой являются объекты подготовки, либо сдачи продукции.

2. Проведение оптимизационных расчетов и контроль режима работы добывающего фонда. Расчет модели скважин и системы сбора позволяет определить давление, температуру, скорость течения флюида и другие параметры в каждой точке системы, что, в свою очередь, дает возможность контролировать режим работы фонда.

При добыче нефти с высоким содержанием парафина появляется возможность анализировать температуру флюида в стволе скважины и системе сбора, подбирать оптимальное количество подаваемого ингибитора,

а также определять индивидуальный режим работы скважины для снижения риска образования отложений парафинов. Дополнительно можно выделить проблему появления гидратных пробок при эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений. В этом случае анализируются параметры работы скважин и системы сбора, подбирается подходящий режим работы фонда, и определяется оптимальное количество ингибитора гидратообразования для подачи в скважину и систему сбора. Также интегрированная модель за счет учета взаимовлияния всех моделей-компонентов позволяет определять узкие места в системе и, выполняя большое число итерационных расчетов, подбирать оптимальный режим эксплуатации фонда с учетом проблемных участков трубопровода.

В заключение следует отметить, что интегрированная модель представляет собой мощный современный инструмент, совмещающий всю цепочку пласт–скважина–система сбора и позволяющий выполнять множество задач, осуществление которых совсем недавно казалось невозможным.

Список использованных источников

1. Dake, L. P. Fundamentals of reservoir engineering / L. P. Dake // Seventeenth impression, 1998.
2. Ahmed, T. Advanced reservoir engineering / T. Ahmed, Mc Kinney, D. Paul. – Elsevier, 2005. - P. 422
3. William, D. The properties of Petroleum Fluids / D. William, Jr. McCain. – Second edition, 1989.

УДК 553.048

РЕТРОСПЕКТИВНЫЙ АНАЛИЗ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА ТЕРРИТОРИИ ГОМЕЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ

Короткая А.И.,

Гомельский государственный университет имени Ф.Скорины, г. Гомель

На протяжении последних 40 лет годовые уровни добычи нефти характеризуются следующим образом (в млн т): 1970 – 4,2; 1979 – 3; 1983 – 2,13; 1994 – 2; 1998 – 1,83; 2000 – 1,84; 2005 – 1,785; 2010 – 1,7.

Усиленные темпы добычи нефти в 1970-1975 годах привели к ряду отрицательных последствий:

- преждевременным прорывам вод к добывающим скважинам;
- образованию изолированных водой участков залежей;
- снижению пластовых давлений и прекращению фонтанной добычи нефти и др.

Основу нефтедобычи составляют крупные месторождения, которые в настоящее время находятся в завершающей стадии разработки. Вырабо-

танность по ним составляет более 60 %, а доля воды в извлекаемой жидкости достигает 70-80 %. Снижение пластовых давлений по большинству залежей явилось причиной резкого сокращения фонтанных скважин.

Компенсация добычи нефти приростом запасов за последние годы не превышает 60%. Причём открываемые месторождения характеризуются небольшими запасами и трудностями при извлечении.

Все эти факторы определяют тенденцию к падению годовой добычи нефти. Для выхода из сложившейся ситуации могут быть задействованы несколько подходов:

А) Первый подход предполагает наращивание добычи нефти за счёт усиления работы эксплуатационного фонда скважин и повышения темпов отбора жидкости, однако такой подход может усугубить положение.

Б) Второй путь заключается в компенсации добычи приростом промышленных запасов: при ежегодной добычи нефти в количестве 1,8 млн. т прирост должен быть также не менее 1,8 млн т, то есть он должен превосходить сегодняшний уровень компенсации (около 1 млн. т) примерно в 2 раза, для этого потребуется огромный объём капитальных затрат. Для того, чтобы поднять добычу до требуемого уровня, необходимо будет пробурить сотни скважин с общим объёмом проходки более полумиллиона метров горных пород. Такой подход следует оценить как неперспективный.

В) Третий подход является наиболее реальным и перспективным. Здесь задачу поддержания топливно-энергетического уровня предусматривается решить на основе научно-технического прогресса – за счёт разработки и промышленного освоения высоких технологий поиска, разведки и добычи нефти разных категорий.

По официальным данным ПО «Беларуснефть», к началу 2013 года в республике открыто 77 месторождений углеводородов. Начальные извлекаемые ресурсы нефти оценены в 55 миллионов тонн. Ещё 150 миллионов тонн запасов нефти остаются неразведанными. В сочетании с достаточно умеренной степенью разведанности начальных ресурсов, составляющей 60 % по Северному району и около 55 % по Припятской нефтегазоносной области в целом, остаётся надежда на новые открытия.

В 2000-2012 годах специалистами предприятий «Беларуснефть» и «Белгеология» было открыто 14 месторождений и 45 новых залежей углеводородов. Также, по результатам геологоразведки и сейсморазведки выделены 44 перспективные структуры. В 2013 году пробурено шесть поисково-разведочных скважин.

Результаты геологоразведочных работ и бурения в 2013 году позволяют прирастить 400 тысяч тонн промышленных запасов. Так обычный годовой уровень приростов запасов нефти, который восполняет не более 50 % объёмов добычи. Прирост запасов нефти в период до 2020 года планируется на уровне только 8 миллионов 700 тонн.

Недавно появилось новое – сланцевое – направление поисков залежей нефти и газа. Специалисты в «Белгеологии» считают, что в Припятском прогибе существуют перспективы их выявления в породах межсолевого и верхнесолевого комплексов. Наиболее перспективной для поиска представляется терригенно-карбонатная формация мощностью от 300 до 580 метров.

В 2014 году в «Беларуснефти» начались практические мероприятия по вовлечению в разработку нетрадиционных скоплений углеводородов. Считается, что верхняя часть межсолевого комплекса имеет достаточно сложное строение, и в её разрезе выделяются лишь низкопроницаемые карбонатные коллекторы. Именно в них могут скрываться запасы “сланцевой” нефти, которые до настоящего времени являлись недостижимыми для белорусских нефтяников.

Чтобы изучить перспективу добычи нефти на первом этапе были выделены 6 площадей Припятского прогиба и обоснованы объекты для бурения. Первым объектом было выбрано Речицкое месторождение. По поднятому из скважин керну, материалам геофизики геологи видели наличие нефти, однако каналов, созданных естественным путём, по которым она могла бы дренировать, в пласте не находили. Значит, необходимо было их создать. Это стало возможным с помощью комплексного использования гидравлического разрыва пласта и методов горизонтального бурения. Процесс бурения сопровождался телеметрической системой с круглосуточным контролем геологической службой и Управлением геолого-технологического сопровождения бурения. Скважина получила порядковый номер 310g и стала в истории отечественной нефтедобычи первой, где проводился многостадийный гидроразрыв пласта. В сентябре 2014 года она дала стабильный промышленный приток нефти 20 тонн в сутки.

В августе 2014 года бурение скважины 204g того же, Речицкого, месторождения завершилось проведением многозонного гидравлического разрыва пласта, что позволило создать в пласте сеть искусственных трещин, которые охватили максимальную возможную площадь продуктивного горизонта. И в конце ноября скважина была введена в эксплуатацию. Параллельно шло бурение ещё на одной скважине № 58 Северо-Домановичского месторождения. Она была спроектирована как многозабойная с двумя обсаженными горизонтальными стволами, в каждом из которых были проведены многостадийные ГРП. В ходе эксплуатации дебит её составил 50 м³ в сутки.

На примере трёх можно сказать, что технология работает, обеспечивая эффективное вовлечение в разработку «трудной» нефти. Теперь, наряду с массовым внедрением этого метода, следующим шагом является создание геологической базы для определения участков локализации трудноизвлекаемых запасов нефти как в пределах известных месторождений Припятского прогиба, так и на других перспективных площадях.

С каждым годом добытая тонна нефти будет даваться всё с большим трудом. Белорусские месторождения постепенно истощаются и сегодня находятся в заключительной, четвёртой, стадии разработки. С начала из освоения накопленная добыча достигла 130 миллионов тонн нефти, то составляет 72 % от разведанных запасов. Поэтому приоритетными задачами остаются: создание оптимальной системы разработки месторождений, внедрение инновационных технологий, организация взаимоотношений со своими подрядчиками. Благодаря этому совместными усилиями возможно оптимизировать затраты, повысить производительность труда, снизить себестоимость нефти и стабилизировать её добычу на отметке в 1 миллион 645 тысяч тонн.

Список использованных источников

1. Нефтяник Полесья: настрой на рост: научно-практический журнал / под общ. ред. С. А. Бойко [и др.]. – Гомель, 2017. – 93 с.
Научный руководитель – А.Н. Кусенков к.б.н., доцент

УДК 62

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОДГОТОВКИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ ПУТЕМ ПОДБОРА ДЕЭМУЛЬГАТОРА НА УПСВ ЮЖНО-КИНЯМИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

*Косов Д.А., Баловацкая А.А.,
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Наименование объекта – Пункт подготовки и сбора нефти (УПСВ на Узле сепарации) Южно-Киняминского лицензионного участка (далее УПСВ).

Назначение установки:

- сбор, сепарация нефтяной эмульсии,
- подготовка и дальнейшая транспортировка нефти на ЦПС Ново-Покурского месторождения центробежными насосными агрегатами,
- предварительный сброс пластовых вод,
- подготовка и транспорт воды для закачки в пласт в системе поддержания пластового давления,
- подготовка попутного нефтяного газа для собственных нужд

Сырьем для УПСВ является газодонефтяная эмульсия Южно-Киняминского месторождения с механическими примесями и солями, растворенными в пластовой воде. Обводненность сырья на входе УПСВ до 90 %.

В большинстве нефтей присутствуют механические примеси (сульфид железа, ил, частицы глины и т.д.), частички которых собираются на поверхности раздела и способствуют упрочнению пленки, обволакивающей глобулы воды. Часто эти механические примеси являются основными веществами, составляющими материал пленки, и удаление их вместе с водой также является важной задачей при обезвоживании нефти. **Деэмульгаторы** обволаки-

вают частицы механических примесей тонкой пленкой, хорошо смачиваемой водой, и такие частицы выделяются из **нефти** и удаляются вместе с водой. Таким образом, реагенты, применяемые в качестве деэмульгаторов для разрушения **нефтяных** эмульсий, должны обладать следующими свойствами:

- способностью проникать на поверхность раздела фаз нефть — вода;
- вызывать флокуляцию и коалесценцию глобул воды;
- хорошо смачивать поверхность механических примесей.[1]

На данный момент на УПСВ с БКНС Южно-Киняминского месторождения используется деэмульгатор СНПХ-4315 Д(Л)

Таблица 1– Физико-химические характеристики деэмульгатора СНПХ-4315Д(Л)

Наименование показателей	Норма для СНПХ-4315Д(Л)
Внешний вид	Однородная жидкость от бесцветного до темно-коричневого цвета
Плотность при 20°С, кг/м ³ , в пределах	860 – 950
Вязкость кинематическая при 20°С, мм ² /с, не выше	70
Температура застывания, °С не выше	минус 50
Массовая доля сухого остатка %, в пределах	34 – 42

Таблица 2 – Физико-химические характеристики деэмульгатора Реком-505В

Наименование показателей	Норма для Реком-505В
Внешний вид	Однородная жидкость от бесцветного до темно-коричневого цвета
Плотность при 20°С, кг/м ³ в пределах	845-935
Вязкость кинематическая при 20°С, мм ² /с, не выше	40
Температура застывания, °С не выше	минус 50
Массовая доля сухого остатка %, в пределах	40.5-49,5

Подтверждение работоспособности деэмульгатора РЕКО-505В в промышленных условиях и возможности использования в качестве альтернативного базовому деэмульгатору СНПХ-4315 ДЛ на объектах УПСВ Южно-Киняминского месторождения.

Определение удельного расхода испытываемого реагента, а также его эффективности в сравнении с базовым деэмульгатором для подготовки нефти и подтоварной воды, при выполнении следующих условий:

– снижение удельного расхода испытываемого деэмульгатора РЕКОМ-505В по сравнению с базовым реагентом СНПХ-4315ДЛ на УПСВ Южно-Киняминского месторождения;

– остаточное содержание воды в нефти не более 1,5% на выходе с УС Южно-Киняминского месторождения.

При уменьшении удельного расхода испытываемого деэмульгатора РЕКОМ-505В по сравнению с базовым реагентом СНПХ-4315 на УПСВ Южно-Киняминского месторождения, выросла динамика разделения водонефтяной эмульсии, обводненность на выходе УС уменьшилась, улучшилось качество воды закачиваемой в пласт и содержание хлор солей в товарной нефти также уменьшилось.

Таблица 3 – Технологические параметры работы УС Южно-Киняминского месторождения

№ опыта	Количество поступающей жидкости, м3/сут	Количество поступающей нефти, т/сут	Количество сбрасываемой воды м3/сут	Обводненность на входе в УС, % масс.	Содержание нефтепродуктов в подтоварной воде, мг/дм3	Температура нефти на выходе с установки, °С	Содержание воды в товарной нефти на СИ КН, % масс	Содержание хлор солей в товарной нефти, мг/дм3	Расход деэмульгатора	
									кг/сут	г/т
СНПХ-4315ДЛ										
1	4448,5	1447,7	2707,0	64,09	39,0	44,3	0,20	89,7	63,70	44,00
2	4432,2	1437,8	2697,0	61,58	38,5	44,4	0,20	79,7	62,80	43,68
3	4403,8	1447,3	2643,0	62,07	37,8	44,3	1,13	197,5	63,70	44,01
4	4454,0	1441,7	2704,0	61,50	39,0	44,1	0,29	88,0	63,47	44,03
5	4455,8	1441,3	2723,0	61,43	39,8	44,2	0,25	82,2	63,70	44,20
6	4411,2	1422,6	2681,0	61,72	38,8	44,3	0,84	96,4	62,36	43,83
7	4440,2	1448,4	2694,0	60,71	39,5	44,7	0,38	174,4	63,70	43,98
Среднее	4434,9	1440,9	2692,7	61,8	38,9	44,3	0,47	115,4	63,3	43,9
РЕКОМ-505В										
1	4489,2	1340,2	2868,0	60,76	32,8	44,6	0,12	42,3	58,62	43,74
2	4217,8	1344,7	2609,0	60,90	29,3	42,9	0,25	74,8	58,15	43,24
3	4189,4	1321,4	2593,0	60,52	23,8	42,3	0,10	108,9	58,57	44,32
4	4174,4	1339,6	2568,0	60,97	27,8	42,5	0,04	108,8	54,44	40,64
5	4155,5	1326,9	2549,0	61,01	22,0	42,3	0,27	62,3	49,94	37,64
6	4174,8	1326,1	2557,0	61,13	27,0	42,5	0,52	92,4	49,03	36,98
7	4032,1	1336,1	2397,0	60,71	25,3	42,2	0,09	83,4	47,67	35,68
Среднее	4204,4	1333,6	2591,6	60,9	26,9	42,8	0,31	81,8	53,77	40,32

Список использованных источников

1. Все о добычи нефти и газа [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://oilloot.ru/80-dobycha-i-promyslovaya-podgotovka-nefti/505-deemulgatory-primenyaemye-dlya-razrusheniya-neftyanykh-emulsij>

Научный руководитель: Юрецкая Т.В., к.т.н. РЭНГМ, доцент

УДК 552.578:004.942

МОДЕЛИРОВАНИЕ РАСТЕПЛЕНИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД

Кузнецов К. М.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Большую часть территории России занимают многолетнемерзлые породы (ММП), при этом, значительная часть нефтяных и газовых месторождений располагается в зонах распространения ММП [1-2].

Эксплуатация скважин в зоне ММП имеет много сложностей, именно поэтому практически все месторождения, находящиеся в зонах ММП, подпадают под категорию месторождений с трудноизвлекаемыми запасами [3]. Одной из важных проблем является опасность растепления зоны вокруг скважины, вследствие теплового влияния вещества, перемещаемого по трубам. Это может привести к просадкам грунта в зоне вокруг скважины. Решением данной проблемы является моделирование растепления ММП. В данной статье будут рассмотрены и обоснованы важность и необходимость использования моделей растепления ММП.

Моделирование способно показать характер и степень растепления ММП в зоне вокруг добывающей скважины. Тем самым, наличие моделей растепления дает возможность прогнозировать тепловые режимы этих пород, что позволяет избегать опасных осадок грунта.

На данный момент, моделирование теплофизических процессов производится несколькими способами, которые можно объединить в две группы:

1. аналитически точное;
2. численное моделирование с применением специализированных программ, работающих на основе метода конечных элементов (МКЭ) или метода конечных разностей (МКР).

Аналитически точное моделирование представляет собой создание модели объема грунта со скважиной, которая будет обладать всеми необходимыми свойствами для расчета требуемых показателей. В модели обязательно должны учитываться характеристики для каждого элемента модели, складывающихся моделируемый объем, теплофизические характеристики элементов и влияние основных тепловых потоков. Например, в качестве основной математической модели для учета излучения от каждой скважины может исполь-

зваться уравнение контактной (диффузионной) теплопроводности с неоднородными коэффициентами, включающее локализованную теплоемкость фазового перехода – подход, позволяющий решать задачу типа Стефана, без явного выделения границы фазового перехода [4].

Главная сложность, которая возникает при аналитически точном моделировании, заключается в большом количестве данных для построения надежной модели, результатам расчетов над которой можно доверять. Кроме того, работа над большим количеством информации без допущения ошибок возможна лишь при использовании электронно-вычислительных машин (ЭВМ).

Переходя к второй группе способов моделирования важно отметить, что компьютерные программы, работающие с огромными массивами информации, являются следующим этапом развития инженерных технологий, облегчая большую часть процессов. Итак, использование специализированных компьютерных программ для моделирования теплофизических процессов в грунте позволяет получить более точную, надежную и развернутую информацию по состоянию грунта в зоне вокруг скважин. Таких программ на рынке специализированного программного обеспечения немного, но имеющиеся продукты решают большую часть задач, например, программный комплекс Frost 3D Universal используется для расчетов ореола оттаивания вокруг добывающих скважин, трубопроводов на ММП и прочих технических сооружений, находящихся в криолитозоне. Также стоит отметить программный комплекс QFrost, позволяющий решать разнообразные задачи геокриологии, в частности проводить расчёты теплового взаимодействия инженерных сооружений с ММП.

Однако минусом программных комплексов является их высокая цена, которая формируется за счет сложных процессов реализации математических моделей в численной схеме самих программ. Кроме того, всегда остается опасность неправильной интерпретации данных, которая повлечет за собой неверный расчет.

Хочется отметить важность применимости моделей растепления грунта, которые позволяют избегать аварий на скважинах, тем самым делая добычу нефти и газа более продуктивной. При этом нужно учитывать необходимость правильного и безошибочного моделирования, поскольку неправильный результат в конечной модели может также приводить к авариям на этапах эксплуатации скважин.

В заключении стоит упомянуть о сложности учета совместного влияния тепловых и гидродинамических процессов. Каждый из них по отдельности является в равной степени важным для определения конечного результата. Однако при их совместном учете возникает значительно большее количество вариантов моделей, каждая из которых обязана быть учтена и сформирована должным образом. Таким образом, моделирование растепления ММП является сложным и комплексным процессом, требующим знаний и опыта сразу в нескольких областях науки.

Список использованных источников

1. Атлас СССР. Москва: Главное управление геодезии и картографии при Совете Министров СССР, 1984. - 260 с.
2. Вечная мерзлота и освоение нефтегазоносных районов / Под. ред. Е.С. Мельникова и С.Е. Гречищева. - Москва: ГЕОС, 2002. - 402 с.
3. Ашмян, К. Д. Разработка нефтяных месторождений в зоне распространения вечной мерзлоты / К. Д. Ашмян, О. В. Ковалева // Территория НЕФТЕГАЗ. - 2016. - № 7–8. - С. 88–94.
4. Самарский, А. А. Экономическая схема сквозного счета для многомерной задачи Стефана / А. А. Самарский, Б. Д. Моисеенко // ЖВМиМФ. - 1965. - Т. 5. - № 5. - С. 816-827.

Научный руководитель: Стрекалов А. В., д. т. н., профессор

УДК 622.276

АНАЛИЗ ПРОВЕДЕНИЯ ГТМ НА УРЬЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Курманчук Н.С.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В настоящее время около 70% нефти добывается на месторождениях, эксплуатируемых более 30 лет, находящихся в поздней стадии. Поэтому большая часть компаний занимающихся нефтяной промышленностью фокусируются на восстановлении этих месторождений. Мероприятия по восстановлению известных залежей на 1% принесет прибавку в 10 млрд баррелей нефтяного эквивалента в мировых запасах, поэтому необходимо найти способы развития данных месторождений для поддержания производства. Из-за несовершенства техники и технологии разработки месторождения нефтеотдача нефтеносных пластов, не превышает 30-40%, увеличение коэффициента извлечения углеродов из пластов является важной задачей для всех нефтедобывающих стран.

Проводятся поиски новых методов воздействия на продуктивные пласты, обеспечивается значительная дренированность коллекторов, совершенствуются системы разработки и довыработки запасов объектов в слабо дренируемых зонах. Повышение конечной нефтеотдачи разрабатываемых залежей и увеличение темпов отбора нефти в значительной степени достигаются за счет массового внедрения методов интенсификации добычи нефти. Все мероприятия по интенсификации добычи нефти направлены на увеличение или восстановление проницаемости призабойной зоны и соединение ее с более проницаемыми трещиноватыми нефтенасыщенными участками пласта. Необходимость применения различных методов воздействия на призабойную зону скважин во многом связана с несовершенством способов вскрытия продуктивных пластов бурением. Особенно это относится к пластам с плохими коллекторскими свойствами и низким

пластовым давлением. Чем меньше будет ухудшаться проницаемость призабойной зоны в процессе бурения, тем меньше будет появляться необходимость применения методов обработки призабойной зоны скважины[1].

В данной работе будет проведен анализ применения геолого-технических мероприятий Урьевского нефтяного месторождения, с учетом уточненных данных о геологическом строении и пересчета геологических запасов. Месторождение расположено в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Месторождение условно выделено в пределах лицензионного участка. Предприятием – недропользователем Урьевского нефтяного месторождения является ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Урьевское нефтяное месторождение открыто в 1971 году, введено в промышленную эксплуатацию в 1978 году.

В целом на Урьевском месторождении было проведено 5334 скважинооперации по интенсификации добычи и повышению нефтеотдачи. Дополнительная добыча от мероприятий составили 14597,9 тыс.т или 14,9% добычи месторождения. В результате анализа всех ГТМ можно сделать следующие выводы. За счет бурения и эксплуатации горизонтальных скважин на месторождение добыто 1641,6 тыс.т нефти или 1,6% добычи месторождения. В целом мероприятие для данного объекта можно считать успешным (на скважину отобрано более 24,1 тыс.т. нефти). За счет перевода скважин с объектов отобрано 4351 тыс.т нефти (4,4% добычи месторождения), удельные отборы на переведенную скважину составили 19,8 тыс.т. Эти 2 гтм могут быть рекомендованы для дальнейшего внедрения в первую очередь.

За счет БГС на объекте добыто 293,4 тыс.т нефти или 0,29% добычи месторождения. В среднем на пробуренный боковой ствол добыто 6,9 тыс.т нефти. За счет БС на объекте добыто 896 тыс.т нефти или 0,91% добычи месторождения. В среднем на пробуренный боковой ствол добыто 6,8 тыс.т нефти. За счет ГРП на объекте добыто 2194,6 тыс.т нефти или 2,23% добычи месторождения. В среднем на пробуренный боковой ствол добыто 6,1 тыс.т нефти. За счет дострела неработающих интервалов пласта на объекте добыто 1093,7 тыс.т нефти или 1,12% добычи месторождения. В среднем на пробуренный боковой ствол добыто 5,9 тыс.т нефти. Данные способы показали свою эффективность и могут быть рекомендованы для дальнейшего внедрения.

ОРЭ, РИР, ОПЗ были слабо эффективны, на пробуренный ствол добыто меньше 2,9, 2,5 и 1,7 тыс.т нефти соответственно. Потокотклоняющие технологии, нестационарное воздействие были неэффективны, на пробуренный ствол добыто меньше 0,84 и 0,4 тыс.т нефти соответственно. Данные методы не рекомендуются к дальнейшему использованию.

Анализ проводимых геолого-технических мероприятий позволяет рассмотреть самые эффективные методы и направить основные средства на их реализацию. Данный анализ сможет показать какие мероприятия были эффективны сначала разработки месторождения и перестали быть эффективными на поздней стадии разработки, а так же какие мероприятия стали более эффективными на поздней стадии эксплуатации.

Список использованной литературы

1. Галкин, С. В. Проектирование разработки нефтяных и газовых залежей / С. В. Галкин, А. В. Распопов. – Изд-во Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2014. – 133 с.

УДК 62

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Лесин В.С.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Освоение нефтяных месторождений могут сопровождаться большими объемами добычи попутного нефтяного газа. Этот газ является ценным природным ресурсом, поэтому, нахождение способа его эффективного и рационального использования, очень важная задача.

Для более эффективного использования попутного нефтяного газа можно использовать технологию последовательной закачки углеводородного газа и воды.

Данная технология позволяет высокоэффективно использовать ПНГ, а также повышать нефтеизвлечение в низкопроницаемых и сильно заглинизированных объектах.

Технологии попеременной закачки газа и воды могут достаточно эффективно использоваться для сильно неоднородных и прерывистых коллекторов, а также на высокопроницаемых, однородных объектах, имеющих как первоначально чисто нефтяные, так и обширные водонефтяные зоны.

При высоких значениях буферного давления и газового фактора, попутный нефтяной газ будет отбираться из затрубного пространства одной или нескольких добывающих скважин. После этого, газ будет подаваться в нагнетательную скважину на этом же кусте, увеличивая его давление.

При высоком давлении сепарации для утилизации газа можно проводить закачку газа в пласт вместе с водой через нагнетательную скважину с помощью эжектора. [1]

Анализ результатов внедрения водогазового воздействия на нефтяные пласты, на примере Самотлорского месторождения, позволил сделать выводы:

- При закачки воды и газа в режиме ограниченной взаиморастворимости происходит повышение нефтеотдачи низкопроницаемого, заглинизированного пласта;
- Фонд устойчиво фонтанирующих скважин возрастает;
- Увеличение темпов разработки в 2-3 раза;
- Появляется возможность, разрабатывать объект сравнительно

длительное время при ограничении или снижении объемов закачки газа, без снижения темпов добычи

- Происходит улучшение гидродинамических характеристик пластовых флюидов;

Применение данной технологии позволит нам рационально и эффективно использовать такой ценный ресурс, как попутный нефтяной газ, что позволит решить ряд экономических и экологических вопросов.

Список использованных источников

1. Леонов, В. А. Анализ добычи нефти газлифтным способом. Определение оптимальных границ применения различных видов оборудования скважин, с учетом экономических показателей / В. А. Леонов. – Тюмень, 1991.

2. Разработка методов регулирования газового и водогазового воздействия / А. С. Трофимов [и др.] // Вестник недропользователя. – Тюмень, 2007. – Вып. 17.

Научный руководитель: Коровин К.В., канд. техн. наук, доцент

УДК 544.723.2.023.2

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ТЕПЛООБМЕНА ПРИ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ АДСОРБЦИИ ПАВ И НАНОЧАСТИЦ

Мазитов Р.Ф.¹, Салихов Р.Ш.²,

¹*Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмень*

²*ООО «Научно-исследовательский Инновационный Центр Нефтегазовых Технологий»*

Для эффективной разработки залежей высоковязкой и битуминозной нефти необходимо решение двух принципиальных задач. Первая: эффективная теплопередача теплоносителя, вторая – повышение подвижности углеводородов.

Основным показателем, характеризующим эффективность тепловых методов ПНП является коэффициент теплоотдачи теплоносителя, который можно выразить следующим образом:

$$\alpha = \frac{Nu}{d} \quad (1)$$

где: Nu – число Нуссельта, d – высота кластера.

В общем случае, число Нуссельта оценивается выражением [5,6]:

$$Nu = f \left(\text{Re}, \text{Pr}, \left(\frac{k_p}{k_f} \right), \left(\frac{\rho C_p}{\rho C_p} \right)_p, \phi \right) \quad (2)$$

где Re - число Рейнольдса, Pr - число Прандтля, k_p - теплопроводность кластера, k_f - теплопроводность кластера, ρ - плотность, ϕ - концентрация, C_p - удельная теплоемкость.

В работе [2] приведены эмпирические формулы для оценки числа Nu в шероховатых каналах:

$$Nu = 0.22 Re^{0.22} \times Pr^{0.43} \left(\frac{Pr_{ж}}{Pr_c} \right) \exp(0.085 S/d) \quad (3)$$

где: Re – число Рейнольдса, $Pr(ж)$ – число Прандтля жидкости, $Pr(c)$ – число Прандтля у стенки канала, S – расстояние между кластерами.

Как можно заметить, число Нуссельта зависит от геометрических характеристик адсорбированного кластера – его высоты и расстояния между соседними кластерами (то есть от концентрации адсорбированных агрегатов на единицу площади). А поскольку расстояние между кластерами при их квазипериодическом распределении оказывается соизмеримым с шириной (L) островка, то дополнительным влияющим параметром является сама ширина адсорбированного кластера.

В работах [1,4] приведены результаты исследования устойчивости гидрофобных островков. Критическое значение ширины гидрофобного участка определяется выражением:

$$L = \left(\left(\frac{\sigma}{a} \right)^{1/2} \right) \pi/2 \quad (4)$$

где: σ – поверхностное натяжение, a – параметр, характеризующий наклон изотермы адсорбции.

Параметр a можно оценить выражением:

$$a \approx \frac{2\sigma}{r \times r_c} \quad (5)$$

где: r_c – критический радиус, r – радиус взаимодействия молекул ПАВ и островка.

Ширину гидрофобного участка можно переопределить новым выражением:

$$L \approx \frac{2\sigma}{\rho(\mu_k - \mu_{ж})} \sqrt{r} \approx \frac{2\sigma}{\rho(\mu_k - \mu_{ж})} \frac{1}{n^{1/6}} \quad (6)$$

где ρ – плотность жидкости, $\mu_{ж}$ – химический потенциал молекул ПАВ в жидкости, μ_k – химический потенциал молекул ПАВ в кластере (гидрофобный участок), n – концентрация молекул ПАВ.

С увеличением n расстояние между кластерами уменьшается.

Из выше проведенного математического анализа следует, что морфология адсорбированных кластеров будет оказывать непосредственное влияние на эффективность теплопередачи. В связи с этим, авторами предлагается новое направление для увеличения эффективности теплопередачи тепловых методов ПНП – структурная модификация поверхности капилляров с целью увеличения КПД теплоносителя (пар, горячая вода). С целью дополнительного увеличения КПД теплообмена предлагается исполь-

зование наночастиц совместно с ПАВ, адсорбционные кластеры наночастиц позволят уменьшить среднюю высоту адсорбционных кластеров, уменьшить среднее расстояние между кластерами.

Кроме того, при прочих равных, использование «плоских» наночастиц вместо «сферических», позволит дополнительно увеличить коэффициент теплоотдачи за счёт уменьшения средней высоты адсорбированного слоя кластеров.

Оценим интенсификацию теплообмена при добавлении наночастиц на поверхности капилляров, при фиксированном значении числа Re (от 1 до 80) [3]:

$$\bar{\alpha} = \frac{Nu \cdot \lambda}{\delta} \quad (7)$$

где: δ – размер вязкого подслоя, λ – коэффициент теплопроводности.

В данном случае $\lambda = 1,2\lambda_0$. Подставив все значения в формулы (6) и (7) увеличение коэффициента теплоотдачи оказалось порядка 28%. В экспериментальных работах [7,8] увеличение λ оценивается в 40%.

Дополнительным преимуществом применения наночастиц является их увеличенная нефтевытесняющая способность.

Разработана математическая модель процесса теплопереноса на поверхности твёрдого тела с частичным адсорбционным слоем. Согласно этой модели, коэффициент теплопередачи прямо пропорционально зависит от расстояния между адсорбированными кластерами и обратно пропорционален высоте адсорбированного кластера, что позволяет регулировать тепловые характеристики за счёт изменения размеров и формы кластеров адсорбируемых частиц путём подбора наиболее оптимальных концентраций ПАВ.

Добавление наночастиц в раствор ПАВ будет способствовать улучшению теплопередачи за счёт дополнительного изменения геометрических показателей адсорбционного слоя (уменьшения расстояния между кластерами, и их средней толщины), что позволит улучшить эффективность теплопередачи при правильном подборе концентрации наночастиц. В свою очередь, изменение тепловых характеристик раствора за счёт модификации структуры поверхности позволит повысить эффективность тепловых методов увеличения нефтеотдачи пластов.

Список использованных источников

1. Zerradi, H. New Nusselt number correlations to predict the thermal conductivity of nanofluids / H. Zerradi // *Advanced Powder Technology*. - № 25. - 2014. – P. 1124–1131
2. Xuana, Y. Conceptions for heat transfer correlation of nanofluids / 2. Y. Xuana // *Int. J. Heat Mass Trans.* - № 43. - 2000. – P. 3701–3707
3. Анискин, В. М. Экспериментальное изучение теплоотдачи наножидкости в микроканале / В. М. Анискин, В. Я. Рудяк // *Вестник Новосибирского государственного университета (Серия - Физика)*. - 2016. -№ 2. – Т. 2. – С. 5-11
4. Салихов, Р. Ш. Исследование структуры адсорбционного слоя гидрофобных частиц на поверхности твердого тела и его влияния на филь-

трацию нефти в пористой среде / Р. Ш. Салихов, Ю. В. Пахаруков // Нефтяное хозяйство. - № 1. - 2015. - С. 57-58

5. Периодическая адсорбция гидрофобных частиц на стенках капилляров в процессе фильтрации / Р. Ш. Салихов [и др.] // Естественные и технические науки. - № 1. - 2012. - С. 169-172

6. Измерение коэффициента теплоотдачи наножидкости на основе оксида меди в цилиндрическом канале / Д. В. Гузей [и др.] // Письма в ЖТФ. - 2014. - № 5. - Т. 40. - С. 34-42.

7. Yang, Y.-T. //International Communications in Heat and Mass Transfer / Y.-T. Yang. - 2011. - № 38. – P. 607–614

8. Karimipour, A. // International Journal of Thermal Sciences / A. Karimipour, 2015. - № 91– P. 146-156

Научный руководитель: Пахаруков Ю.В., д.ф.-м.н., профессор

УДК 622.24 (211)

АНАЛИЗ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН В ЗОНАХ МЕРЗЛЫХ ПОРОД

Макаев Р.Р.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Процесс сооружения скважины всегда сопровождается большим количеством решаемых проблем. Что-то в незначительной степени влияет на технологический процесс, а что-то требует острого внимания. В любом случае, строительство скважины, а далее ее эксплуатация, начинается с создания проекта, где учитываются все технические тонкости и геологические особенности, а также ряд других важных пунктов. Беря во внимание месторождения северных регионов, можно с уверенностью сказать, что одной из важнейших проблем, стоящей перед проектировщиками, является наличие многолетне-мерзлых пород (ММП) в разрезе. Это такие породы, температура которых сохраняет отрицательное значение не зависимо от текущего времени года. Данные участки представляют серьезную опасность, если не брать их во внимание при расчете теплового режима бурения и эксплуатации скважины.

Характер и степень тяжести осложнений, возникающих при бурении, консервации и эксплуатации скважин в зоне распространения ММП, существенно зависят от мерзлотной обстановки и, в первую очередь, от температуры и льдистости пород. В связи с этим далее проведен краткий анализ осложнений, обусловленных взаимодействием скважины с мерзлыми породами, рассмотрены геокриологические характеристики основных газо- и нефтедобывающих районов Крайнего Севера и дана классификация месторождений по геокриологическим зонам.

Большинство действующих скважин на месторождениях Крайнего Севера имеют обычную конструкцию и сооружены по технологии, разра-

ботанной для южных районов страны. Имеющийся опыт эксплуатации газовых и нефтяных месторождений в зоне распространения ММП и работы целого ряда отечественных и зарубежных исследователей указывают на недостаточную надежность скважин стандартных конструкций.

Основным фактором, определяющим снижение надежности работы скважины, является нарушение естественного температурного режима мерзлых пород. Проходка скважин через зону мерзлоты с промывкой глинистым раствором, имеющим положительную температуру, приводит к протаиванию и смыву пород, особенно в верхних интервалах разреза, в которых породы сцементированы только льдом. При этом наблюдаются: интенсивное кавернообразование, размыв устья скважины, резкое повышение содержания выбуренной породы в промывочной жидкости, образование пробок, затяжки и прихваты инструмента.

Наличие значительных каверн в интервале ММП резко ухудшает качество цементирования кондуктора. Как правило, цементный раствор не доходит до устья и не полностью замещает промывочную жидкость в стволе скважины. Кроме того, применяемые стандартные цементы в период ОЗЦ зачастую замерзают до схватывания, что и определяет главным образом весьма низкое качество крепления скважины в криолитозоне (область залегания мерзлых пород).

При длительной остановке скважин и наличии в стволе каверны большого диаметра, заполненной незамещенной цементом промывочной жидкостью, из-за неравномерного обратного промерзания пород возникают условия для образования замкнутых полостей. Дальнейшее промерзание приводит к нарастанию давления в них и к последующему смятию колонн. Повреждения колонн могут возникнуть также вследствие замерзания в кольцевых пространствах между кондуктором, технической и эксплуатационной колоннами промывочной жидкости, наличие которой нередко допускается при нарушениях технологии цементирования. Протаивание пород в процессе бурения скважин до проектной глубины и после ввода ее в эксплуатацию может приводить к различным нежелательным явлениям. Так, при длительной эксплуатации радиус протаивания вокруг скважины обычной конструкции достигает 8-10 метров и более. В некоторых случаях, особенно при высокой льдистости пород и наличии больших каверн, это может привести к серьезным осложнениям из-за просадок пород, концентрации напряжений на стенке кондуктора и других механических воздействий, обусловленных снижением несущей способности и изменением удельного объема пород при фазовом переходе.

Осложнения на месторождениях, связанных с наличием ММП, в значительной мере определяются их вертикальным строением и физическими характеристиками, в особенности температурой и льдистостью. Широтных характер изменчивости мерзлотных условий, и, в частности, особенности площадного распространения мерзлых толщ позволяют выделить в пределах Западно-Сибирской низменности три зоны: практически сплошного распространения ММП (северная зона), прерывистого по площади распро-

странения ММП (центральная зона) и реликтовых мерзлых толщ (южная зона). Эти зоны существенно различаются как по характеру распространения талых и мерзлых пород по разрезу, так и по физическим характеристикам пород. Особенности мерзлых толщ в выделенных зонах дают возможность использовать эту классификацию для промысловых задач при обосновании конструкций скважин [1].

Опасность нарушения температурного режима при бурении и эксплуатации скважин в криолитозоне заключается в том, что в окружающем массиве происходят фазовые переходы, которые сопровождаются резким изменением физико-механических свойств пород. Для выбора мероприятий по защите скважин от последствий фазовых переходов необходимо уметь прогнозировать время начала протаивания и темпы продвижения границы талой зоны [2].

Таким образом, при проектировании скважин в северных регионах, целесообразным является расчет времени начала протаивания пород при заданном термическом сопротивлении стенок скважины, необходимость решения задачи о распространении тепла в окружающем массиве и определение динамики изменения температуры на стенках скважины.

Список использованных источников

1. Руководство по расчету темпов протаивания и обратного промерзания пород при выборе конструкции скважин в криолитозоне / А. И. Гриценко [и др.]. - Москва: ВНИИГАЗ, 1981. – 83 с.
2. Стригоцкий, С. В. Основы управления качеством строительства скважин в многолетнемерзлых породах / С. В. Стригоцкий. - Москва: ВНИИОЭНГ, 1991. – 180 с.

УДК 622.276.6

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ, ПРИМЕНЯЕМЫХ НА ОБЪЕКТАХ С НИЗКОЙ ПРОНИЦАЕМОСТЬЮ

Мартынов М.О.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

При разработке каждого месторождения нефти основной задачей является увеличение добычи нефти.

За многолетнюю практику разработки месторождений предложено множество методов и технологий, позволяющих увеличить отбор углеводородов [1].

Важным условием эффективного применения методов увеличения нефтеотдачи пластов является правильный выбор объекта для метода или, наоборот, метода – для объекта [2].

Выбор конкретного метода нефтеотдачи и его эффективность зависят от геологического строения залежи и ее изученности, фильтрационно-

емкостных свойств коллектора, от технологий, примененных с начала разработки, темпов отбора и закачки флюидов. На каждом разрабатываемом эксплуатационном объекте подбирают индивидуальные методы с учетом особенностей геологического строения и ФЕС разрабатываемых залежей.

Методы повышения нефтеотдачи подразделяют на методы интенсификации притока нефти (МИП) и методы увеличения нефтеотдачи (МУН).

Методы интенсификации притока представляют собой технологии, увеличивающие приток флюида к забою добывающей скважины.

Методы увеличения нефтеотдачи воздействуют на объект разработки или его часть.

К МУН относятся: физико-химические методы, гидродинамические методы, газовые методы, термические методы и др.

Ачимовские отложения ввиду сложности геологического строения, глубины залегания и другим особенностям присущим таким условиям разрабатываются в основном с помощью МПН. Экономически целесообразными на ачимовских залежах являются такие методы и технологии как: бурение многоствольных горизонтальных скважин (МГС), проведение многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП), большеобъемного ГРП, резка боковых стволов (ЗБС), применение некоторых химических МУН. Практикуют также совместное использование различных технологий [3].

Рассмотрим методы и технологии, применяемые в отношении ачимовки, по отдельности.

Бурение МГС. Преимущества:

- уменьшение суммарного количества скважин на месторождениях;
- рост уровня извлечения нефти;
- привлечение в разработку новых залежей нефтяных пластов и высоковязкой нефти.

Недостатки:

- стоимость метода по отношению к бурению вертикальных скважин;
- необходимость использования новейшего, дорогого и точного оборудования для минимизации погрешности при применении технологии;
- образуются застойные зоны; их площадь увеличивается с возрастанием количества стволов;
- большая зависимость дебетов от геологической изученности пластов.

Многостадийный и объемный ГРП. Для таких пластов с низкими ФЕС как ачимовские, применение обычного ГРП недостаточно. Существуют различные версии ГРП, позволяющие улучшить ситуацию с добычей. Одними из них являются объемный ГРП и МГРП [4].

Преимущества:

- возможность вести эффективную добычу из низкопроницаемых пластов;
- повышает уровень дополнительной добычи;
- сокращает затраты на бурение.

Недостатки:

- проблемы в азимутальной ориентации трещин;
- сложности определения поинтервального профиля притока;
- расход огромных запасов воды;
- экологические проблемы при применении химреагентов и в утилизации отработанных материалов.

Зарезка боковых стволов. Является эффективной технологией интенсификации добычи, позволяющей учитывать выработку остаточных извлекаемых запасов нефти за счет увеличения площади контакта со скважиной; решать задачи восстановления аварийных скважин.

Преимущества:

- значительно увеличивает площадь контакта скважины с пластом;
- увеличение дебита нефти;
- позволяет вовлечь в добычу незадействованные слои и участки;
- пониженные затраты на материал и оборудование.

Недостатки:

- нельзя исключить технологические риски при бурении, освоении и заканчивании БС, не зависящие от процесса проектирования ЗБС;
- технологические причины повышенной обводненности скважин;
- геологические ограничения в применении метода;
- необходимость построения сложной модели при проектировании.

Химические МУН. Основными объектами применения физико-химического воздействия являются неокомские и ачимовские пласты, а наибольшую эффективность (2–4 тыс.т. на операцию) в первом случае показали вязкоупругие и вязкодисперсные составы (ВУС, ВДС), в т.ч. совместно с ПАВ, во втором случае – бесполимерные составы на основе нефтеноса и бензина.

Преимущества:

- невысокая стоимость применяемых методов;
- окупаемость композиций за счет дополнительной добычи;
- возможность подбора реагентов для отдельно взятого пласта.

Недостатки:

- незначительные объемы закачки реагента в пласт;
- отсутствие качественных лабораторных исследований;
- низкий охват воздействием нагнетательного фонда скважин;
- отсутствие контроля над продвижением реагентов в пласте;
- невысокий прирост в дополнительной добыче;
- экологические риски.

Подводя итог, необходимо отметить, что применение ЗБС на ачимовской свите, в том числе на коллекторах с низкой проницаемостью показал высокую экономическую и технологическую эффективность. Также для увеличения охвата пласта, и соответственно КИН в целом, рекомендуется его освоение ЗБС с горизонтальным окончанием.

Список использованных источников

1. Гуторов, А. Ю. Возможности применения современных методов увеличения нефтеотдачи на поздней стадии разработки нефтяных месторождений / А. Ю. Гуторов. - Уфа: ГУП РБ ОГТ, 2012. – 196 с.

2. Думанский, Ю. Г. Организационно-экономические вопросы повышения нефтеотдачи на месторождениях ОАО «НК «Роснефть» / А. М. Кузнецов, Ю. А. Поддуный // Повышение нефтеотдачи пластов. - 2003. - № 4.

3. Влияние комплексной технологии на эффективность нефтеотдачи пласта / Т. Ю. Юсифов [и др.] // Современные проблемы науки и образования. - 2015. - № 1

4. Паняк, С. Г. Модернизированная методика повторного гидроразрыва пласта / С. Г. Паняк, А. А. Аскеров // Международная научно-практическая конференция «Уральская горная школа – регионам», г. Екатеринбург, 20–21 апреля, 2015 г. (Уральская горнопромышленная декада, г. Екатеринбург, 13–22 апреля 2015 г.): сб. докладов / Оргкомитет: Н. Г. Валиев (отв. за выпуск) [и др.]; Уральский государственный горный университет. Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2015. — С. 72–73.

Научный руководитель: Коротенко В.А., к. т. н, доцент

УДК 622.276.6

МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ ВОСТОЧНО-МЕССОЯХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Меженная Н.А.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация. В данной статье особое внимание уделено вопросам регулирования разработки месторождений и поддержания целевых уровней добычи нефти.

Геолого-технические мероприятия отличаются от прочих мероприятий на нефтяных и газовых скважинах тем, что в результате реализации этих мероприятий предприятия, как правило, получают прирост добычи нефти.

Стабилизация уровня добычи и повышение эффективности разработки месторождения, основным инструментом которого служит проведение большого объема геолого-технических мероприятий, является актуальной и сложной проблемой.

Ключевые слова: скважина, гидроразрыв, ГРП, МГРП, пласт, нефть, дебит, коэффициент извлечения нефти, ОПЗ, РИР, месторождение.

В современном мире во всей нефтедобывающей отрасли наблюдается падение добычи нефти. Для поддержания добычи нефти на высоком

уровне и для ее повышения применяются высококачественные геолого-технические мероприятия (ГТМ) [1].

Каждая нефтедобывающая компания имеет собственные стандарты по отнесению к ГТМ тех или иных мероприятий, проводимых на скважине, тем не менее, обычно к ГТМ относятся следующие виды:

- Гидравлический разрыв пласта (ГРП);
- Обработка призабойной зоны (ОПЗ);
- Бурение боковых стволов;
- Ремонтно-изоляционные работы (РИР).

Практика показывает, что проведение ГРП в настоящее время является одним из эффективных методов повышения продуктивности скважин, как при обработке призабойной зоны пласта, так и при глубокопроникающем воздействии на продуктивный пласт, в компании Газпромнефть широко применяется ГРП и МГРП (многостадийный ГРП) для успешной разработки коллекторов на месторождениях ЯНАО.

Гидроразрыв пласта является следствием увеличения проницаемости призабойной зоны путем создания искусственных или расширения естественных трещин в породе пласта. Достигают этого путем закачки в пласт вязких жидкостей с большим расходом и под большим давлением (выше давления разрыва пород). В образованные трещины жидкостями разрыва транспортируется зернистый материал (проппант), закрепляющий трещины в раскрытом состоянии после снятия избыточного давления [2].

Проведение ГРП необходимо в том случае, когда в скважинах не наблюдается ожидаемый дебит, соответствующий регламенту бурения. Эта проблема обычно связана с повреждением призабойной зоны пласта при бурении и эксплуатации, а также при наличии низких коллекторских свойств пласта [2].

В условиях Восточно-Мессояхского месторождения прогнозируется эффективность от применения ГРП на низкопродуктивных пластах горизонта БУ, также на пластах ПК1-3, проведение ГРП будет способствовать преодолению влияния высокой расчлененности разреза, созданию каналов, по которым высокая нефть пласта будет перемещаться более равномерно.

Для поддержания пластового давления и достижения максимального КИН необходимо использовать заводнение как стартовый метод разработки пласта ПК1-3. Продолжительность заводнения, температура и химический состав закачиваемой воды определяются на основе анализа геолого-физических характеристик пласта и гидродинамических расчетов.

При вытеснении высоковязких нефтей водой нарушаются границы раздела нефти и воды из-за значительного различия в подвижностях флю-

идов. В результате этого происходит быстрый прорыв воды к добывающим скважинам и, как следствие, снижаются темпы отбора нефти [1].

Пласт ПК1-3 по своим характеристикам и свойствам нефти полностью соответствует критериям применения полимерного заводнения. Перед началом работ рекомендуется провести пробную закачку полимера и ОПР на пласте ПК1-3 Восточно-Мессояхского месторождения и на практике подобрать оптимальную концентрацию и технологию закачки.

На месторождении необходимо провести ремонтно-изоляционные работы с целью ликвидации негерметичностей эксплуатационной колонны и ограничения водопритока в скважину. Исходя из литологии, минерального состава, петрофизических свойств отложений пласта, физико-химических свойств пластовых флюидов определить гелеобразующие составы для РИР, условия закачки, время гелеобразования, величины депрессий и условия освоения и эксплуатации скважин. Данные исследования и отработка подобранных технологий на практике позволит снизить объем попутно добываемой воды, обводненность и значительно снизить затраты на добычу нефти в целом.

Таким образом, повысить продуктивность скважин на Восточно-Мессояхском месторождении можно используя следующие методы:

1. Применять заводнение для поддержания пластового давления и первоначального вытеснения запасов.
2. Для повышения эффективности заводнения применять закачку полимера в различных комбинациях с закачкой воды.
3. Бурение горизонтальных скважин с МГРП для разработки пластов группы БУ, пласта ПК1-3.
4. На месторождении необходимо провести исследования по подбору на керне составов и гелей для РИР.

Поддержание продуктивности скважин является важной и неотъемлемой составляющей разработки месторождений нефти и газа. От его качества зависят рентабельность текущей разработки и, в конечном счете, достигаемый коэффициент извлечения нефти.

Список использованных источников

1. Толстоногов, А. А. Оценка эффективности геолого-технических мероприятий в области нефтедобычи / А. А. Толстоногов // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 11-1. – С. 150-154.
2. Хасанов, М. М. Методические основы управления разработкой месторождений ОАО «НК «Роснефть» с применением гидроразрыва пласта / М. М. Хасанов // Нефтяное хозяйство. – 2007. – 38 с.

*Научный руководитель: Рябикова К.О.,
к.т.н., доцент кафедры РЭНГМ, ТИУ*

**ЗАВИСИМОСТЬ ПОТЕРЬ ДАВЛЕНИЯ В ЗАТРУБНОМ
ПРОСТРАНСТВЕ ОТ ДЛИНЫ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ***Михайлов И.С.,**Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Очистка забоя скважины важный технологический процесс бурения скважины. Неверный расчет максимально возможных давлений столба бурового раствора может привести к поглощениям бурового раствора, или к гидроразрыву горных пород. Для исключения негативного результата необходимо учитывать все гидродинамические сопротивления, возникающих при циркуляции бурового раствора.

Расчет максимально возможного давления, нагнетаемой в скважину промывочной жидкости необходим для осуществления гидравлических программ промывки скважин. В данной работе учитывали суммарные потери давлений в затрубном пространстве, затрачиваемые на вынос шлама для всего интервала от забоя до устья. Здесь под термином «интервал» подразумевается часть затрубного пространства, с постоянным гидравлическим сечением. Величина данного сечения зависит от изменения наружного диаметра гладкого тела бурильной трубы, внутренних диаметров обсадных колонн, а также от коэффициента кавернозности открытого ствола скважины. Для более эффективного выноса шлама на поверхность и очистки забоя необходимо учитывать все изменения гидравлической площади живого сечения. Однако все еще при проектировании скважин, и расчете максимально возможных давлений на устье скважины, не учитываются в полной мере все сопротивления, оказывающие влияние на гидродинамику промывочной жидкости.

В работе исследовано зависимость гидродинамического давления от количества соединительных муфт бурового инструмента. На бурильных трубах, используемых при бурении, всегда имеется муфта большего диаметра, чем сам инструмент, необходимая для соединения с другой трубой резьбовым соединением. Обычно бурильные трубы с высаженными концами, а также трубы с приваренными замками наиболее часто применимыми на практике, имеют муфты с большим наружным диаметром, чем гладкое тело трубы.

Для анализа и сравнения были взяты статистические данные пробуренных наклонно- направленных скважин №145 Колвинского месторождения и скважины №3762 Еты–Пуровского месторождения. Выбор скважин произведен на основании близких конфигураций реальных профилей до глубины 689 метров по стволу скважины, одинаковых конструкции скважин, используемых промывочных жидкостей, применяемого режима бурения, а также КНБК, разница только в длине применяемых бурильных труб [1]. Что позволило рассчитать гидравлические потери давлений, связанные с изменением гидравлического сечения кольцевого пространства.

Для скважины №145 максимальные давления на устье, на глубине 689 метров по журналу бурения составили 144 атмосферы, а для скважины № 3762 на той же глубине, максимальные давления на устье составило 132 атмосферы. Разница давлений вызвана разницей длин спускаемых труб. Для 145 скважины были использованы бурильные трубы длиной 9,3 метра, а для 3762 длиной 11,5 метров. Наружные диаметр бурильных труб и наружный диаметр муфт для двух скважин одинаков. Число зон с измененным гидравлическим сечением кольцевого пространства в скважине 3145 равно 75, а в скважине №3762 соответственно равно 60 [1].

Для подтверждения теоретической составляющей данного исследования было использовано программное обеспечение компании Landmark программа WellPlan. Расчет производился при равных параметрах скважин.

Быстрый просмотр			Быстрый просмотр		
Давление на стояке	148.2877	атм	Давление на стояке	145.0006	атм
Потери давл. в назем. обор.	7.0000	атм	Потери давл. в назем. обор.	7.0000	атм
Потери давления на долоте	27.2368	атм	Потери давления на долоте	27.2368	атм
Ударная сила струи	4370.7	Н	Ударная сила струи	4370.7	Н
Гидравл. мощн. на долоте	214.65	л.с.	Гидравл. мощн. на долоте	214.65	л.с.
% мощности на долоте	18.37	%	% мощности на долоте	18.78	%
Гидр. мощн. на ед. площади	3.7	л.с./д...	Гидр. мощн. на ед. площади	3.7	л.с./д...
Скорость истечения	66.10	м/сек	Скорость истечения	66.10	м/сек
ЭПЦ на башмаке:	1140.000	кг/м ³	ЭПЦ на башмаке:	1140.000	кг/м ³
ЭПЦ на долоте:	1241.991	кг/м ³	ЭПЦ на долоте:	1238.757	кг/м ³
Общая площадь насадок 8.774 см ²			Общая площадь насадок 8.774 см ²		
Расход насосов 58.00 л/с			Расход насосов 58.00 л/с		

Рисунок 1 – Данные расчета в программе WellPlan

Результаты расчета по программе свидетельствуют, что в скважине №145 давление составляет 148,2877 атмосфер, а для скважины №3762 = 145,0006 атмосфер [2]. Что подтверждает предположение, о том что при увеличении длины бурильных труб, конечный перепад давлений уменьшится, за счет уменьшенного количества зон с переменным кольцевым пространством. Поэтому при проектировании компоновок бурильной колонны нужно исходить из максимально возможной длины бурильных труб, чтобы уменьшить потери гидравлических давлений в затрубном пространстве

Список используемых источников

1. Статистические данные при бурении скважин “Еты-пуровского” и “Колвинского” месторождения;
2. Данные программного обеспечения Landmark 5000.

Научный руководитель: Паршукова Л.А., к.т.н., доцент

РЕЖИМЫ ТЕЧЕНИЯ В СТВОЛЕ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ

Мясник А.В., Хайруллин, А.А., Кравченко Л.В.,
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В горизонтальных и искривлённых скважинах (с углом наклона более 20°) наблюдается существенная сегрегация потока за счет того, что более тяжелая фаза стремится заполнить и занять нижнюю часть колонны. Поэтому, в горизонтальных каналах выделяют следующие режимы течения (рис. 1).

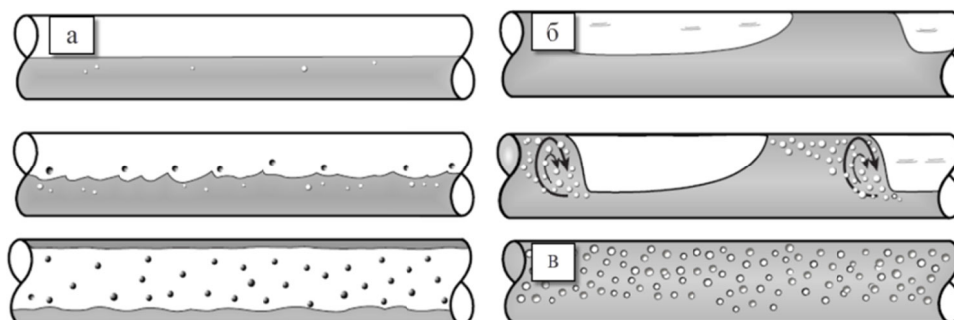


Рисунок 1 – Режимы течения газожидкостного потока в горизонтальной скважине

Расслоенный режим (а). Жидкость и газ разделены гравитационными силами, жидкость течет в нижней части канала, газ – в верхней.

Кольцевой режим (а). Ядро, состоящее из газа и капель жидкости, движется с большой скоростью, а жидкая фаза сосредоточена в виде пленки в пристенной области.

Переходные режимы (б) представлены снарядным и продолговато-пузырьковым.

Распределенный режим (в). Газовая фаза рассредоточена в жидкости и движется со скоростью потока (между фазами нет проскальзывания).

Режимы водонефтяного потока отличаются от режимов газожидкостного потока (рис. 2):

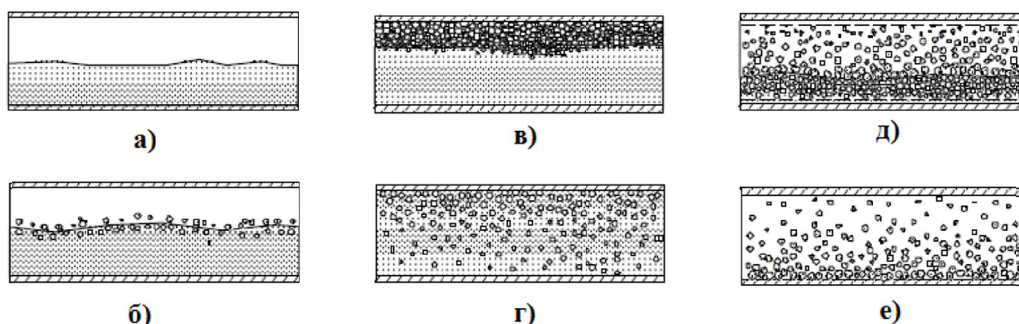


Рисунок 2 – Режимы течения водонефтяного потока
в горизонтальной скважине

- а) Расслоенный; б) Расслоенный со смешиванием на границе;
в) Капли нефти в воде и вода; г) Эмульсия нефти в воде;
д) Капли воды в нефти и нефти в воде; е) Эмульсия воды в нефти

На рисунке 3 показаны возможные режимы течения по стволу горизонтальной скважины в случае трёхфазного потока. Скорость движения и доля фазы в потоке пропорционально возрастают вдоль каждой оси.

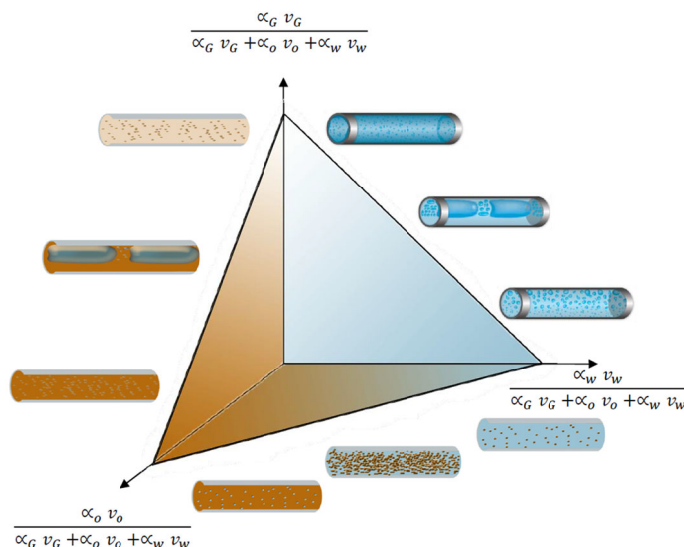


Рисунок 3 – Карта распределения режимов потока для горизонтальных скважин

Рассмотренные режимы течения в существенной степени определяют характер межфазного взаимодействия, а именно обмен массой, импульсом и энергией, что отражается как на продуктивности отдельного участка скважины, так и на общей продуктивности скважины в целом.

На данный момент сложилась практика моделирования каждого режима течения отдельно в зависимости от его структуры. При моделировании и расчёте режимов течения их идентификация осуществляется с помощью карт режимов потока (flow pattern maps). Карты режимов потока, в свою очередь, получают путём проведения лабораторных экспериментов на специальных установках с трубами большого диаметра, сопоставимыми по размерам с применяемыми на промысле.

Карта режимов потока изменяется в зависимости от угла наклона, диаметра трубы, температуры, вязкости и плотности смеси, скоростей движения фаз (рис. 4).

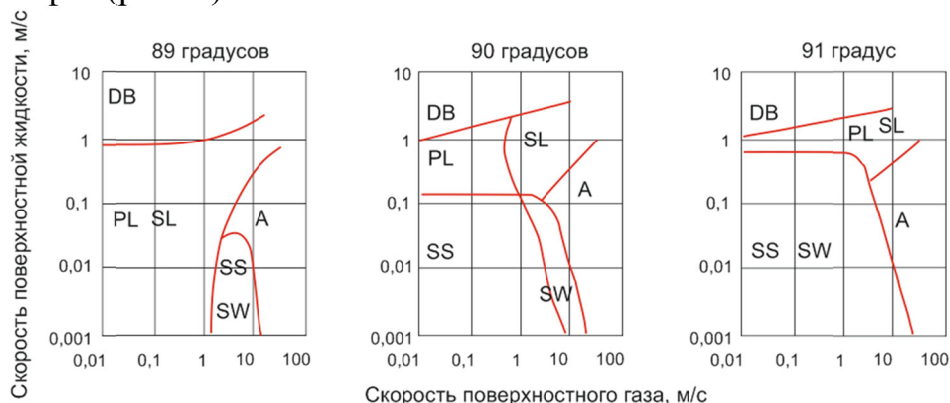


Рисунок 4 – Пример карт распределения режимов потока в зависимости от угла наклона трубы от горизонтали и скоростей газообразной и жидкой фазы

Здесь:

DB – дисперсный режим течения;

SS – сглаженный расслоенный режим течения;

PL – поршневой режим течения;

SL – снарядный режим течения;

A – кольцевой режим течения;

SW – волновой расслоенный режим течения.

Таким образом, в горизонтальных скважинах могут наблюдаться расслоенный, переходный и распределенный режимы потока. Наиболее негативными из перечисленных режимов потока при добыче нефти являются переходные режимы, при которых продвижение нефти от забоя к устью скважины осложняется большими пузырями газа. Из-за влияния на режим потока такого большого количества факторов, исследования по определению возможных режимов потока даже при некоторых фиксированных параметрах занимают значительное время.

Список использованных источников

1. Меркулов, В. П. Экспериментальное исследование фильтрации к горизонтальной скважине конечной длины в пласте конечной мощности / В. П. Меркулов // Изв. Вузов. Нефть и газ. – 1958. – № 3 – С. 24 - 29.
2. Телков, А. А. Гидромеханика пласта применительно к нефтегазовым задачам разработки месторождений наклонно-направленными и горизонтальными стволами / А. А. Телков, С. И. Грачев // Санкт-Петербург: Наука, 2011. – 160 с.
3. Petalas, N. A Mechanistic Model for Multiphase Flow in Pipes / N. A. Petalas, K. Aziz // SPE paper, 1998. – 98-39 p.

Научный руководитель: Хайруллин А. А., к.ф-м.н., доцент

УДК 553.982.231

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ПРИОБСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Насиров А.Р.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Приобское — это гигантское нефтяное месторождение в России. Расположено в ХМАО, недалеко от города Ханты-Мансийск. Открыто в 1982 году. Рекой Обь разделяется на 2 части – левый и правый берег. Освоение началось с левого берега, в 1988 году, к освоению правого берега приступили позднее, в 1999 году. К изучению Приобского месторождения подходят с особым интересом, поскольку оно является одним из крупнейших и занимает первое место по среднесуточной добыче в России [1].

Все залежи Приобского месторождения относятся к категории сложнопостроенных. Сложное геологическое строение месторождения обусловлено сложным строением песчаных тел как по площади, так и по разрезу; слабой гидродинамической связью между пластами. Основные свойства коллекторов продуктивных пластов:

- низкая проницаемость;
- низкая песчанистость;
- повышенная глинистость;
- высокая расчлененность

Геологический разрез южной части Приобского месторождения представлен песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, которые подстилаются метаморфизованными породами палеозойского складчатого фундамента.

В пределах южного лицензионного участка Приобского месторождения, промышленная нефтеносность установлена в терригенных отложениях нижнего мела черкашинской свиты. Основные скопления нефти Приобского месторождения приурочены к горизонтам АС₁₀ и АС₁₂.

Пласт АС₁₀ залегает в южной части Приобского месторождения на глубинах (кровля) 2420-2582 м, при средней глубине кровли 2484 м. Он представлен четырьмя пластами - АС₁₀⁴, АС₁₀¹⁻³, АС₁₀⁰², АС₁₀⁰¹. Эти пласты, в свою очередь, характеризуются большой литологической изменчивостью по площади и разрезу, и состоят из нескольких сложнопостроенных песчано-алевритовых тел.

Пласт АС₁₀⁴ состоит из 6 залежей, расположенных, в основном, в пределах Южной лицензионной территории. Основная залежь вытянута в субширотном направлении. Размеры залежи 17,5×9,0 км. Высота залежи 170 м.

Пласт АС₁₀¹⁻³ состоит из двух полностью литологически ограниченных залежей. Высота залежи 300,0 м. Максимальная нефтенасыщенная толщина составляет 52,4 м, в среднем по залежи - 5,4 м. Расчлененность изменяется от 1 до 43, в среднем $K_{расч.} = 6,91$. $K_{песч.} = 0,53$.

Пласт АС₁₀⁰² представлен одной залежью. Размеры залежи 3,5×2,0 км. Высота 40 м. Фильтрационно-емкостные свойства изучены на 166 образцах керна из шести скважин. Максимальная нефтенасыщенная толщина составляет 10,1 м (скважина 292), средняя мощность - 2,9 м. $K_{расч.} = 2,47$. $K_{песч.} = 0,74$.

Пласт АС₁₀⁰¹ представлен одной залежью, расположенной в западной части южного лицензионного участка и выходящей за его пределы. Размер залежи 44 × 22 км, высота - 320 м.

В целом пласт АС₁₀ характеризуется следующими средними значениями ФЕС: пористость по ГИС -17.6%, по керну -17.4%; проницаемость по ГИС - 8.3мД, по керну - 8.6мД.

- Нефтенасыщенность по пласту, средняя, составляет 68.2%.
- Давление насыщения при пластовой температуре - 8.26 МПа.
- Плотность пластовой нефти - 834 кг/м³.
- Объемный коэффициент – 1.125.
- Газосодержание – 55 м³/т (49 м³/м³).
- Динамическая вязкость пластовой нефти - 1.77 мПа*с.

Кровля пласта АС₁₂ на южной части Приобского месторождения залегает на глубинах 2542-2754 м при средней глубине 2648 м. Глубины залегания горизонта АС₁₂ увеличиваются с севера на юг. Пласт АС₁₂ представлен двумя пластами АС₁₂¹⁻² и АС₁₂³⁻⁴.

Пласт АС₁₂¹⁻². Основная залежь нефти пласта АС₁₂¹⁻² южной части Приобского месторождения вскрыта 29-ю разведочными скважинами. Северная часть залежи находится за пределами лицензионного участка.

Размеры залежи в границах лицензионного участка 51*14 км.

Максимальные эффективные нефтенасыщенные толщины сосредоточены в центральной части залежи, в районе разведочной скв. 427 ($h_{эф} = 22,4$ м). Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина горизонта АС₁₂¹⁻² на основной залежи южного участка Приобского месторождения – 6,9 м.

Пласт АС₁₂³⁻⁴ на большей части рассматриваемой территории представлен непродуктивными породами. Небольшая литологически экранированная залежь нефти вскрыта под основной залежью пласта АС₁₂¹⁻² разведочными скважинами 276, 287.

Размер залежи 7*3 км. Эффективная нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 2,5 м при максимальном значении 5,0 м (скв. 276). Северо-восточная часть залежи (район скв. 287) выделена достаточно условно: по данным ГИС при общей толщине пласта 10 м на эффективную часть приходится 1,0 м. Средняя глубина кровли пласта АС₁₂³⁻⁴ – 2657 м.

В целом пласт АС₁₂ характеризуется следующими средними значениями ФЕС: пористость по ГИС – 17.2%, по керну – 17%; проницаемость по ГИС – 2мД, по керну – 1.7мД.

- Нефтенасыщенность по пласту, средняя, составляет 52.4%.
- Давление насыщения при пластовой температуре - 7.84 МПа.
- Плотность пластовой нефти - 818 кг/м³.
- Объемный коэффициент – 1.144.
- Газосодержание – 58 м³/т (51 м³/м³) [2].

Список использованных источников

1. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России / Р. Д. Абдулмазитов [и др.]. – Москва: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1996. – С. 2

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ СВИТЫ В АЗЕРБАЙДЖАНЕ*Новрузова З.Д.,**Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

В мезозойском разрезе области наиболее древними нефтегазоносными отложениями являются породы нижней и средней юры. Помимо того, что эти отложения содержат коллекторы, могущие быть насыщенными нефтью и газом, они, возможно, являются нефтематеринскими. Содержание битумов в глинах аалеи—байоса достигает в отдельных образцах 0,1—0,2%, а в общем колеблется от 0,002 до 0,07%. Компонентный состав битумов выражается следующими цифрами: асфальтены—5,9%, смолы—35—40%, масла—до 55%.

Люминесцентный анализ этих отложений показывает, что цвета капиллярных вытяжек обычно желтых тонов, в песчаниках более светлые, в глинах—темнее. Сравнение результатов люминесцентного анализа пород аален—байоса и различных свит мелового (а также верхнеюрского) разреза показывает, что содержание битумов в породах первой группы обычно не менее сотых долей процента, а в породах второй группы лишь изредка превышает тысячные доли процента. Цвета капиллярных вытяжек образцов из мелового разреза (независимо от литологического состава), как правило, значительно светлее юрских, доходя до беловато-голубого.

Возможными коллекторами нефти и газа в среднеюрском разрезе области являются:

1) песчаники нижнего аалена, вероятно, продолжающиеся на территорию Азербайджана, в область Кусарской наклонной равнины, со стороны южного Дагестана, где общая мощность т. н. угленосной свиты нижнего аалена составляет около 1500 м, а отдельные пачки песчаников—25—30 м;

2) аташкаинские песчаники средней юры, достигающие общей мощности 100 м, при мощности отдельных пластов, измеряемой метрами. Аташкаинские песчаники установлены в самой юго-западной части области и об их распространении к востоку и северо-востоку пока существуют лишь недостаточно проверенные предположения;

3) хиналугские песчаники байоса, образующие пачки до 50—60 м и пласты до 7—8 м мощностью. Они распространены в юго-западной части области; к северу и востоку эти песчаники выпадают из разреза, срезаясь предверхнеюрским или предмеловым несогласием.

К средней юре относятся также песчаники, обнажающиеся по р. Атачай и вскрытые скважиной № 1 на площади Кешчай. Мощность этой пачки песчаников—20 м, причем песчаники рыхлые, переходящие в пески, хорошо впитывающие воду. Содержание кварца в легкой фракции достигает 30—40%. При анализе коллекторских свойств образцов песчаников, отобранных в обнажениях, пористость их оказалась равной 10—15%, а прони-

цаемость — ничтожной. Но факт получения из этих же, повидимому, песчаников притока газа промышленного масштаба, в Кешчае дает основание считать их наиболее перспективным объектом для поисков юрской нефти в юго-восточной части Прикаспийско-Кубинской нефтегазоносной области.

Среди верхнеюрских отложений области можно ожидать появления аналогов кызылказминских (халтанских) песчаников титона в юго-восточной части Хизинского синклинория, где их метаморфизм должен быть незначительным.

В нижнемеловом разрезе определенный интерес представляет толща песчано-глинистого чередования апта и верхнего баррема, приуроченная к северной окраине области. Песчаники эти вскрыты скважинами в Яламе и Худате. В последнем районе к ним оказались приуроченными газопроявления и нефтепроявления. Проницаемость аптских и барремских песчаников в Яламе не превышает 10,5 миллиарда, общая пористость их — 2—21%, а эффективная пористость — от 0 до 3,2%. Выше по разрезу значительный интерес представляет песчаный горизонт верхнего альба—кюлюлинские песчаники, обнажающиеся в южной части области, и их аналоги на севере, вскрытые бурением в Яламе. Кюлюлинские песчаники, имеющие мощность до 40 м (в Советабаде), обладают неплохими коллекторскими свойствами. Их проницаемость в Советабаде достигает 973,3 миллиарда, а несколько северо-западнее, в обнажениях у сел. Сиазань—250—450 миллиарда. В Яламе общая пористость кюлюлинских песчаников—2—8,7%, а эффективная—не выше 3,5%.

Нефтегазонасыщение кюлюлинских песчаников в Советабаде позволяет считать их одним из наиболее перспективных объектов разведки, но резкая изменчивость мощностей и фаций в пределах юго-восточной части области заставляет подходить к разведке этих песчаников довольно осторожно. На Килиязинской косе кюлюлинские песчаники насыщены нефтью и газом, однако резкие изменения мощностей, вплоть до полного выклинивания, исключают их промышленное значение. Песчаные горизонты верхнего альба в области Кусаро-Дивичинского сичклинория, там, где они достижимы для бурения (район Худат — Ялама) могут представлять определенный промышленный интерес наряду с аптом—барремом. Разрез нижнего мела полосы Худат - Ялама совершенно тождественен разрезу восточной антиклинальной зоны южного Дагестана (Каякент—Хошмензил), где, как известно, эти отложения, в частности апт, являются промышленно-нефтеносными.

Список использованных источников

1. Бакинский нефтегазоносный район // Большая советская энциклопедия : [в 30 т.] / гл. ред. А. М. Прохоров. — 3-е изд. — Москва : Советская энциклопедия, 1969—1978.
2. Ахмедов, А. М. Нефтяная и газовая промышленность Азербайджана и дальнейшие пути ее развития / А. М. Ахмедов // «Геология нефти и газа», 1964. - № 9

3. Лисичкин, С. М. Очерки развития нефтедобывающей промышленности СССР / С. М. Лисичкин. - Москва, 1958.
4. Мир-Бабаев, М. Ф. Краткая история азербайджанской нефти / М. Ф. Мир-Бабаев. - Баку, Азернешр, 2007.
5. Мирчинк, М. Ф. Геология Азербайджана / М. Ф. Мирчинк, 1954.

УДК 62

ГАЗОВЫЕ МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ СЛОЖНОПОСТОРОЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Нуртдинов Т.Р, Павлова А.А.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В целях стимулирования вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов, был введен понижающий коэффициент к налоговой ставке НДС. Это позволило вовлечь в разработку запасы, которые ранее добывать было нерентабельно. Но стандартные технологии, используемые при добыче легкоизвлекаемой нефти, имеют невысокий потенциал на низкопроницаемых коллекторах. Например, в продуктивных коллекторах в составе которых присутствуют глины, происходит их набухание из-за взаимодействия с водой. В этих же условиях закачка газа, невзаимодействующего с породами коллектора, не приводит к уменьшению проницаемости и может оказаться приемлемой для поддержания технологического процесса. Или, к примеру, если проницаемость пласта низкая, то в процессе закачки воды, может происходить автоГРП, раскрытие дополнительных трещин по которым вода может уходить выше- или нижележащие пласты. В таких условиях заводнение не обеспечивает высоких конечных показателей.

Также преимуществом закачки газа является способность увеличивать подвижность нефти. В соответствии с законами термодинамики при высокой степени расширения нефти часть адсорбционного слоя нефти в порах освобождается, вязкость под влиянием растворенного газа понижается, и нефть становится подвижной[1].

По мере изучения технологии было определено, что наибольший эффект достигается при непрерывной закачке газа при условии смешивающегося вытеснения. Давление смесимости зависит от состава нефти и давления насыщения. В лабораторных условиях, при давлении смесимости происходит полное вытеснение нефти из образца керна.

Газ менее вязкий, его подвижность в пласте более высокая по сравнению с водой или нефтью, следовательно, он раньше прорывается на забой добывающей скважины, вытесняя меньший объем нефти. Для того, чтобы увеличить коэффициент охвата, применяют технологию, при которой происходит чередование между закачкой газа и воды. При этом используются преимущества как от закачки газа, так и от воды. Лаборатор-

ные исследования СибНИИНП показывают, что водогазовое воздействие в низкопроницаемых и низкопродуктивных коллекторах более эффективно, чем заводнение или чисто газовое воздействие по отдельности. [2]

Если сравнить два агента (воду и газ) с энергетической стороны, то затраты на закачку сухого газа будут больше ввиду нескольких причин:

- Давление на забое скважины при закачке воды создается за счет гидростатического давления столба жидкости и давления на устье нагнетательной скважины. Давление столба газа примерно в 8-14 меньше давления столба воды. В результате чего, давление на устье необходимо создавать выше, тем самым расходуя больше энергии;

- Как и большинство газов, сухой газ является сжимаемой системой. Объем газа в пластовых условия в несколько раз меньше объема в поверхностных условия, этот факт приводит к увеличению объема закачки. Также на увеличение объема закаченного газа влияет тот факт, что газ растворяется в воде и нефти. По мере растворения газа происходит увеличение коэффициента подвижности, так как вязкость флюидов уменьшается. Опытным путем была установлена зависимость между начальной вязкостью и вязкость при насыщении нефти углекислым газом, которая представлена в таблице 1. [3]

Таблица 1 – Значения вязкости, полученные в ходе лабораторных исследований

Начальная вязкость нефти, мПа·с	Вязкость нефти после насыщения CO ₂ , мПа·с
1000-9000	15-160
100-600	3-15
10-100	1-3
1-9	0,5-0,9

В целом если на месторождении есть мощный источник природного или иного газа, то применение его может сократить капиталовложение на реализацию поддержания пластового давления.

Предпочтительнее всего использовать углекислый газ так как:

1. CO₂ не образует взрывоопасных смесей с углеводородами;
2. Растворимость выше по сравнению с другими газами, что увеличивает коэффициент охвата и КИН в целом;
3. При взаимодействии с водой образует уголекислота, которая растворяет некоторые породы пласта и цементов, увеличивая проницаемость.

Смешивающееся вытеснение сложный технологических процесс, при соблюдении которого можно добиться максимального коэффициента извлечения нефти.

Список использованных источников

1. Синцов, И. А. Повышение нефтеотдачи путем закачки углекислого газа / И. А. Синцов // Нефть и Газ Западной Сибири. – 2015. – № 11. – С. 47-49.

2. Результаты экспериментальных исследований вытеснения нефти различными агентами / С. Ф. Мулявин [и др.] // Нефтепромысловое дело. - 2015. – № 12. – С. 54-57.

3. Трухина О. С. Опыт применения углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов / О. С. Трухина, И. А. Синцов // Успехи современного естествознания. – 2016. – № 3-0. – С. 205-209.

Научный руководитель: Синцов И.А., канд. техн. наук, доцент

УДК 62

ПРИМЕНЕНИЕ И ИССЛЕДОВАНИЕ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ (ПАВ) ДЛЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЯНЫЕ ПЛАСТЫ

Осипян Э.С.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Поверхностно-активные вещества (ПАВ) – химические соединения, которые, концентрируясь на поверхности раздела термодинамических фаз, оказывают понижение поверхностного натяжения, способные вследствие положительной адсорбции изменять фазовые и энергетические взаимодействия на всевозможных поверхностях раздела. Эти вещества, способные снимать грани между всеми различными веществами (жидкость - воздух, жидкость - твердое тело, нефть – вода), ее применяют для гидрофобизации приобойной зоны пласта с намерением увеличения нефтеотдачи. [1].

Уникальность ПАВ в следующем, а именно, молекулы ПАВ содержат в себе одновременно две противоположные по свойствам группы, в природе которой не существует:

- Полярную (гидрофильную)- углеводородная группа «хвост» ;
- Неполярную (гидрофобную) – «голова».

В совокупности эти группы образуют мицеллы. **Мицеллы** - это шарообразные конструкции, способные окутывать какое-либо вещество.

Капелька нефти сидит на поверхности в грунте – крепко, связано, ПАВ имеет такое свойство, оно подходит под него и вымещает нефть, оно садится под него.

ПАВ образует мицеллы, чтобы уменьшить контакт гидрофобных (хвост) частей с растворителем (+), а гидрофильные (головка) части отталкиваются друг от друга, препятствуя агрегации (-).

Важнейшей характеристикой водного раствора ПАВ является «остаточный фактор сопротивления» $R_{ост}$, определяемый как отношение подвижности воды до и после фильтрации водного раствора ПАВ в пористой среде, т.е.

$$R_{ост} = \frac{K_B/\mu_B}{K_{ПВ}/\mu_{ПВ}}, \quad (1)$$

где K_B и $K_{ПВ}$ - соответственно коэффициенты проницаемости пористой среды для воды до и после фильтрации водного раствора ПАВ, $мкм^2$; μ_B и $\mu_{ПВ}$ – соответственно вязкости для воды до и после фильтрации раствора, $мПа \cdot с$.

Недостатки водных пав:

- Метод мало эффективен на поздней стадии разработки и для пластов, с большим содержанием солей;
- Не возможность использования пав для глубокозалегающих пластов, сложенных малопроницаемыми коллекторами и имеющих высокую температуру (более 90 градусов);
- Незначительный эффект от закачки ПАВ в однородный пласт с маловязкой нефтью;
- При проницаемости пласта менее $0,1 мкм^2$ - процесс водного заводнения пав трудно реализуем, в результате чего происходит его кольматация в пзп или механическое разрушение молекул пав.

Преимущества водных пав:

- Увеличение проницаемости пласта-коллектора и повышает охват пласта заводнением за счет биообразований (мицелл) и закупорки;
- Увеличение величины нефтеотдачи и коэффициента вытеснения;
- Происходит изоляция трещин, снижение межфазного и поверхностного натяжения на границе раздела фаз;
- Увеличение фонда добывающих скважин, а также позволяет добыть дополнительную добычу нефти.
- Реакция эксплуатационных скважин на закачку водного раствора пав снижением темпа обводнения, увеличением дебита скважин;
- Ограниченность обводненности добываемой продукции, равной 60-70%.

Выводы

Таким образом, можно сказать, что метод далек от универсальности, он должен использоваться в строго определенных геолого-физических условиях. Эффективность данной технологии, несомненно, зависит от следующих критериев: от свойств ПАВ, оптимальности технологических решений при закачке ПАВ, от состава породы пласта, нагнетаемой воды – правильной пропорции как воды, так и концентрации ПАВ, физические свойства пласта, а именно его температуру и степень истощенности пласта, сдвиговое напряжение, бактериальное воздействие. Также следует отметить, что у неионогенных ПАВ слабая биоразлагаемость (всего 35-40%) и высокая способность загрязнения окружающей среды, сильная чувствительность к качеству воды – содержанию кислорода, микроорганизмов и механических примесей, которые в состоянии свести эффект к ничтожеству (нолю), вследствие разрушения раствора. Применение данной технологии позволит нам рационально и эффективно добывать такой ценный ресурс, как нефть, что позволит решить ряд экономических и экологических вопросов.

Список использованных источников

1. Аметов, И. М. Исследование особенностей вытеснения нефти раствором ПАВ / И. М. Аметов, В. Е. Гальцев, А. М. Кузнецов // Нефтяное хозяйство. - 1995. - № 7. - С. 43-44.

2. Рузин, Л. М. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика) : учеб. пособие / Л. М. Рузин, О.А. Морозюк. - Ухта: УГТУ, 2014. - 127 с.

Научный руководитель: Грачев С.И. профессор, доктор техн. наук

УДК 622.276.63

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ «ГЕЛИЙ» ПРИ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА НА ДОБЫВАЮЩЕМ ФОНДЕ СКВАЖИН ЛОКОСОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Остапенко А.А, Газдиев А.И.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Для восстановления первоначальных свойств пласта применяются различные химические методы воздействия, наиболее эффективными из которых являются комплексные методы воздействия на ПЗП многокомпонентными химическими составами с последующим удалением продуктов реакции из скважины.

Традиционная технология обработки призабойной зоны пласта соляной кислотой имеет ряд недостатков, для устранения этих недостатков и повышения эффективности обработки призабойной зоны требуются новые технологии и совершенствование состава, которым происходит обработка ПЗП.

На основных объектах разработки Локосовского месторождения - пластах БВ-5 и БВ-6 в период с 2012-2016 годы с целью повышения продуктивности добывающих скважин были проведены ОПЗ по технологии «Гелий» предлагаемой ЗАО НПП, с помощью состава «Гелий-1К2». В этот состав кроме соляной кислоты, входят различные модифицирующие добавки, повышающие эффективность кислотных обработок.

[1] Состав «Гелий-1К2»:

- соляная кислота (HCl) 7-9 %;
- неионогенный ПАВ (Неонол АФ9-12) до 10%;
- плавиковая кислота (HF) до 1 %;
- лимонная кислота 1-3 %;

Объем кислотного состава определяется из расчета 1-2 м³ композиции на 1 м интервала перфорации.

На рисунке 1 представлены результаты проведенных 2012-2016г. ОПЗ по технологии «Гелий» на объекте БВ-6

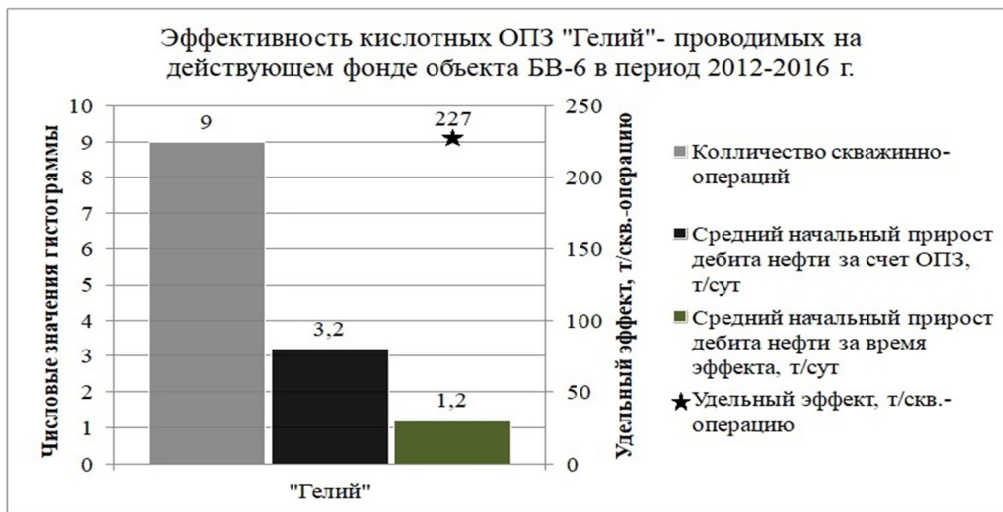


Рисунок 1 – Гистограмма эффективности ОПЗ по технологии «Гелий»

На рисунке 2 представлены результаты проведенных 2012-2016г. ОПЗ на объекте БВ-5 по технологии «Гелий» в сравнении с ОПЗ по технологии «СКО».

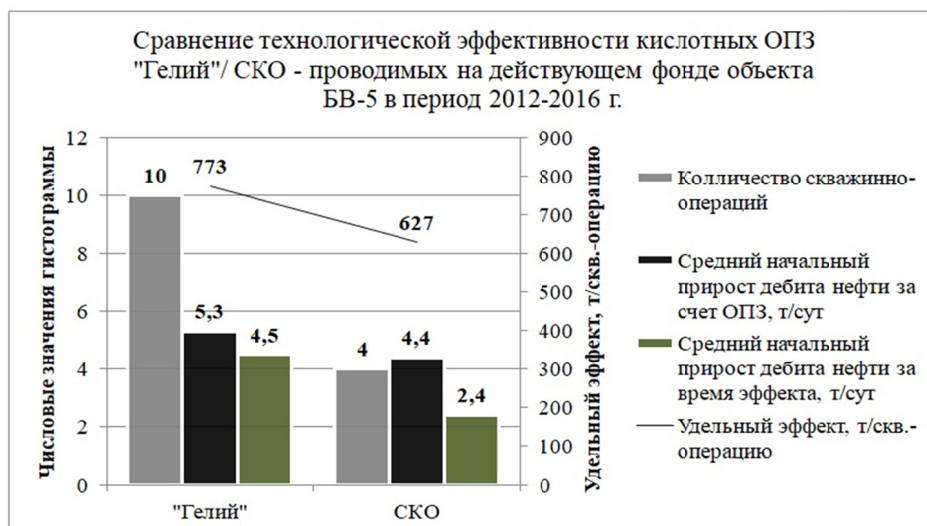


Рисунок 2 – Гистограмма эффективности проведенных ОПЗ на объекте БВ-6 по технологиям «Гелий» и «СКО»

Высокие показатели эффективности получены по ОПЗ с помощью технологии «Гелий».

Технология СКО (серийная соляно-кислотная обработка) также дает хороший результат, но она более трудозатратна, и в пересчете на одну скважинную операцию проигрывает по удельному эффекту технологии «Гелий».

Таким образом технологическая эффективность ОПЗ по технологии «Гелий», выполненных в период 2012-2016г на действующем фонде представлена на рисунке 3

Технология	Кол-во скважино-операций	Доп. добыча нефти, тыс. т	Удельный эффект, т/скв.-опер.	Средний начальный прирост дебита нефти за счёт ОПЗ, т/сут	Средний прирост дебита нефти за время эффекта, т/сут
«Гелий»	19	9,8	514	4,3	2,9

Рисунок 3 – Распределение объемов и технологическая эффективность ОПЗ в период 2012-2016г для пластов БВ-5 и БВ-6

Следуя данному анализу можно сделать вывод, что при проведении кислотных обработок по технологии «Гелий» были получены положительные результаты ОПЗ на скважинах ТПП «Лангепаснефтегаз» на объектах БВ-5 и БВ-6, подтверждающие целесообразность применения и дальнейшего развития данной технологии.

Следует также взять во внимание тот факт, что снижение эффективности кислотных ОПЗ может объясняться естественной выработкой запасов нефти и увеличением обводнённости скважин.

Список использованных источников

1. Кислотный состав Гелий1К2 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://n-ts.ru/chemistry.php>
2. Проект разработки Локосовского месторождения. – Тюмень: СибНИИНИП, 2002. – 634 с.
3. Дополнение к технологической схеме разработки Локосовского месторождения: ООО КогалымНИПИнефть, 2015.
4. Луценко, В. Н. Вопросы повышения эффективности кислотных составов для обработки скважин / В. Н. Луценко, О. В. Поздеев. - Москва: ВНИИОЭНГ, 1992. – 51 с.
5. Увеличение продуктивности скважин в карбонатных коллекторах составами на основе соляной кислоты / Ю. Л. Вердеревский [и др.] // Нефтяное хозяйство. - 2000. - № 1. - С. 39-40.

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ СООРУЖЕНИЯ СКВАЖИН ПРЕДНАЗНАЧЕННЫХ ДЛЯ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ

Павельева О.Н.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Современные технологии и технические средства разработки месторождений образуют целостную систему нефтяного промысла. Расширение объема научно-технической информации коренным образом влияет на настоящие представления о добычи высоковязких нефтей (ВВН).

Строительство скважин предусматривает обеспечение выполнения проектных решений, а так же разработку новых технико-технологических средств для добычи углеводородов.

Основная цель при бурении скважины для добычи нефти – это безопасность конструкции скважины, которое регулируется рабочим персоналом при организации буровых работ. [1]

Существует несколько определяющих факторов строительства скважин:

1. Эффективное применение используемого оборудования;
2. Оптимальные способы и режимы эксплуатации скважин;
3. Поддержание пластового давления в продуктивных горизонтах;
4. Свойства коллекторских свойств вмещающих пород;
5. Фракционный состав добываемых флюидов, минерализация вод;
6. Контроль крепи скважины.

Одним из отрицательных факторов является наличие сероводорода в добываемой продукции. Сульфатовостанавливающие бактерии способствуют дополнительному образованию сульфидов железа в продуктивном пласте, а так же коррозии обсадных труб НКТ и выходу из строя нагнетательных насосов. Решением данной проблемы являются ингибиторы коррозии.

Система «обсадная труба – цементное кольцо – пласт» подвергается физико-химическому воздействию пластовой среды и воздействию бактерий. В процессе бурения скважины могут возникнуть проблемы, связанные с разрушением ее крепи, появление межпластовых перетоков, грифонов, потери герметичности обсадных труб.

Сульфатовостанавливающие бактерии способствуют коррозии цементного кольца и обсадных труб, что способствует преждевременному прорыву воды к скважине, затруднению эксплуатации скважины, и в итоге, к снижению добычи нефти из пластов. [2]

Оптимизация сооружения скважин предназначенных для добычи высоковязких нефтей является актуальной проблемой. К важным задачам можно отнести:

1. Достижение максимальных показателей работы скважины;
2. Совершенствование знаний и навыков, анализ выполняемых работ, корректировка программ на бурение, создание новых усовершенствованных технологий;

3. Разработка оптимальных показателей бурения ;
4. Анализ программ бурения и методик сооружения скважин, а также совершенствование организации буровых работ;
5. Обеспечение тесного взаимодействия между заказчиком и подрядчиком по проводке скважины.

Согласно анализу проектирования скважин можно сделать следующие выводы:

1. Использовать достижения и опыт буровой отрасли в Западной Сибири;
2. Использовать при строительстве скважин оборудование и технику российского производства;
3. Сочетать западные технологии для обеспечения качественной проводки скважин с большим смещением забоя от вертикали и с большими зенитными углами отклонения ствола;
4. Применить разработанную Ростехнадзором систему безопасности труда и охраны окружающей среды для предотвращения несчастных случаев и аварий, улучшить качество техобслуживания и ремонта оборудования, а также улучшить условия проживания;
5. Анализировать возможности оптимизации конструкции скважин и режимов бурения для ускорения их строительства.

Выводы:

1. Цементный камень и подземное оборудование подвергается воздействию биохимической коррозии, которая имеет техногенное происхождение. Источниками поступления микроорганизмов являются технологические жидкости и нагнетаемая вода;
2. Разработка, эксплуатация и реконструкция конструкции скважины должна строго регламентироваться программой на бурение;
3. Контроль повышения надежности на каждом этапе строительства скважины должен быть обоснован на существующих методиках, технологиях и технических решений разрабатываемого месторождения нефти.

Список использованных источников

1. Балаба, В. И. Промышленная безопасность строительства и реконструкции скважин: науч. издание / В. И. Балаба; Под ред. А. И. Владимирова, В. Я. Кершенбаума. – Москва: МФ «Национальный институт нефти и газа», 2006. – 456 с.
2. Василенко, И. Р. «Повышение надежности эксплуатации скважин при добыче высоковязких нефтей в осложненных условиях / И. Р. Василенко // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – Москва : ООО Интеллект Дриллинг Сервисиз, 2008. – 8 с.

Научный руководитель: Овчинников В.П., профессор, д.т.н.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЗАЛЕЖИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ И ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ

Павельева О.Н.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Современные технологии и технические средства разработки месторождений образуют целостную систему нефтяного промысла. Расширение объема научно-технической информации коренным образом влияет на настоящие представления о добычи высоковязких нефтей (ВВН).

Строительство скважин предусматривает обеспечение выполнения проектных решений, а так же разработку новых технико-технологических средств для добычи углеводородов.

В настоящее время существуют различные способы разработки высоковязкой нефти (ВВН) и природных битумов (ПБ). Современные технологии различаются технологическими, экономическими и экологическими характеристиками. Влияние геологических особенностей строения и условия залегания пластов, физико-химических свойств пластовых флюидов и других факторов является очень важными при разработке месторождений. [1]

Основные способы добычи ВВН и ПБ являются:

1. Технология шахтной разработки месторождений;
2. Карьерные способы разработки месторождений;
3. «Холодные» способы добычи;
4. Методы теплового воздействия на пласт. [2]

У каждого из методов имеются свои недостатки и преимущества.

Карьерный способ разработки и шахтный метод ограничиваются глубиной залегания пластов, однако обладают хорошим коэффициентом конечной нефтеотдачи.

«Холодный» метод добычи ВВП и ПБ так же имеет ряд существенных недостатков. Одним из плохих является низкий темп разработки месторождения.

Методы теплового воздействия на пласт имеет высокую эффективность воздействия на пласт при добычи ВВН и ПБ и является наиболее рациональным методом.

Методы теплового воздействия на пласт различают:

1. Пароциклические обработки скважин;
2. Прогрев призабойной зоны скважин;
3. Вытеснение нефти перегретым паром;
4. Внутрипластовое горение.

Также существуют комбинированные методы:

5. Термоакустическая обработка;
6. Термохимическая обработка. [3]

Анализ технологии и технических средств строительства скважин для добычи ВВН и ПБ с использованием термического воздействия на продуктивные пласты показал:

- для решения надежности крепи ствола скважины предложено натяжение обсадной колонны (ОК) для обеспечения ее устойчивого равновесия при нагреве или охлаждении;
- бурение горизонтальных стволов неглубоких скважин предусматривает добычу углеводородов с термическим воздействием на залежь;
- необходимо дополнительное изучение воздействия на продуктивный пласт паронагнетательных скважин при добычи ВВН и ПБ.

Кроме того, развитие добычи ВВН и ПБ в России и за рубежом замедлено по некоторым причинам:

- недостаточно эффективны технологии добычи ВВН и ПБ, имеют низкие экономические показатели (средняя внутренняя норма рентабельности проектов добычи тяжелых нефтей составляет 16 %, а традиционных – 28 % [4]);
- необходимость установления высоких цен на нефть (330 долл/т [5]) для обеспечения экономической эффективности проектов добычи;
- важность экологического фактора, влияние на окружающую среду от значительных объемов отходов и выбросов CO₂ [6];

Таким образом, каждый из методов может быть эффективно применен лишь в определенных геолого-физических условиях и с учетом особенностей залегания продуктивных пластов и физико-химических свойств пластового флюида. Поэтому при внедрении того или иного нового метода важно выбрать соответствующие эксплуатационные объекты.

Список использованных источников

1. Мищенко, И. Т. Скважинная добыча нефти / И. Т. Мищенко. - Нефть и газ. - Москва, 2003. - 816 с.
2. Николин, И. В. Методы разработки тяжелых нефтей и природных битумов / И. В. Николин // Наука – фундамент решения технологических проблем развития России. - 2007. - № 2.
3. Стебельская, Г. Я. Некоторые особенности разработки залежей высоковязких нефтей и природных битумов // Молодой ученый. — 2015. — № 13. — С. 329-333.
4. Тяжелая нефть: проблемы и возможности. Глобальная ситуация и выводы для России: материалы The Boston Consulting Group, июнь 2011 г.
Научный руководитель: Овчинников В.П., профессор, д.т.н.

КОНСТРУКЦИЯ И ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ

Павлова А.А., Нуртдинов Т.Р.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

При проектировании ПСД на строительство горизонтальных скважин необходимо предусмотреть до начала бурения горизонтального ствола бурение пилот-ствола, с целью изучения геологического разреза и отбивки глубин кровли и подошвы пласта, установления реперных отметок. Пилот-ствол бурится как наклонно-направленная скважина до максимального значения величины зенитного угла, равного 40–45° (вскрытие продуктивного пласта под этим углом). Глубина пилот-ствола регламентируется геологическими службами в каждом случае отдельно. После отбора керна и проведения комплекса геофизических исследований пилот-ствол ликвидируется путем установки цементного моста. По результатам исследований окончательно выбираются параметры ствола скважины и траектории горизонтального участка.

Требования по ограничению в интервале установки насосного оборудования аналогичны требованиям для наклонно-направленных скважин.

– в интервале набора зенитного угла интенсивность искривления не более 1,5° на 10 м ствола скважины;

– в интервале стабилизации зенитного угла интенсивность искривления не более 3° на 100 м ствола скважины (работа насосного оборудования);

– в интервале снижения зенитного угла интенсивность искривления не более 5° на 100 м ствола скважины.

С учетом опыта ранее пробуренных скважин в зависимости от величины смещения забоя скважины от вертикали рекомендуются к применению:

– при смещении до 300 м трехинтервальный профиль с вертикальным участком, участком набора и естественного уменьшения зенитного угла;

– при смещении более 300 м четырехинтервальный профиль с вертикальным участком, участком набора, стабилизации и естественного уменьшения зенитного угла.

Требования и ограничения в интервале перехода на горизонтальный участок и требования к горизонтальному участку указываются в техническом задании при разработке ПСД на строительство горизонтальных скважин.

При проектировании траектории каждой конкретной скважины должны учитываться:

– положение соседних скважин для исключения пересечения стволов скважин;

– требования эксплуатации глубинно-насосного оборудования.

Проектный профиль горизонтальной скважины представлен на рисунке 1



Рисунок 1 — Проектный профиль горизонтальной скважины

Конструкция скважин должна отвечать условиям охраны окружающей среды. Кроме того, она должна предотвращать загрязнение пластовых вод и межпластовых перетоков флюидов как при бурении так и при эксплуатации, даже после окончания работ и ликвидации скважины. Поэтому необходимо создавать условия для качественного разобщения пластов.

Конструкция типа - кондуктор и эксплуатационная колонна, не всегда является рациональной. Прежде всего, данная конструкция не подходит для скважин глубиной 4000 м и более, вследствие образующихся осложнений, связанных с вскрытием отложений, обладающих различными свойствами.

Следовательно, рациональной можно назвать конструкцию, соответствующую геологическим условиям бурения, учитывающую назначение скважины и создающую условия для бурения интервалов между креплениями в наиболее сжатые сроки. Практика буровых работ показала, что сокращение времени на бурение интервала ствола между креплениями, уменьшает количество и тяжесть возникших осложнений, а, следовательно, меньше стоимость проходки.

Заключение

Выбор конструкции скважины является основным этапом её проектирования. Правильно подобранная конструкция должна: обеспечивать

изоляцию пресноводных горизонтов от загрязнения, предохранять от размыва буровым раствором рыхлых пород, предотвращать аварии и осложнения в зонах, несовместимых по условиям бурения.

Список использованных источников

1. Алиев, З. С. Определение производительности горизонтальных скважин вскрывших газовые и газоконденсатные пласты / З. С. Алиев, В. В. Шеремет. - Москва, 1995. - 7 с.
2. Миронов, И. В. Применение горизонтальных скважин / И. В. Миронов // Академический журнал Западной Сибири. - 2015. - № 5 (60). - С. 21-22.
Научный руководитель: Синцов И.А., канд. техн. наук, доцент

УДК62-8

ПРИМЕНЕНИЕ МУЛЬТИФАЗНЫХ ВИНТОВЫХ НАСОСОВ

Панов С.С.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация

В статье рассматриваются способы применения мультифазных насосов, их преимущества и недостатки, характеристики и описание

Применение мультифазных насосов, предназначенных для перекачивания рабочей среды, содержащей разные агрегатные состояния вещества в различных пропорциях, но имеют ограничения по предельному состоянию газовой фазы в рабочей среде

Ключевые слова: производственные процессы, мультифазные винтовые насосы, характерная особенность. принцип работы, расходомеры (production processes, multiphase screw pumps, characteristic feature. the principle of operation, flowmeter)

Производственные процессы в большинстве случаев требуют разнообразного оборудования, включая такие хорошо известные всем устройства, как насосы. К примеру, чрезвычайно востребованными сегодня являются мультифазные винтовые насосы, сильно отличающиеся от многих других разновидностей насосов по основным характеристикам и показателям.

Мультифазные винтовые насосы предназначены для откачивания различных жидких веществ, например, нефти. Поскольку такое оборудование способно перекачивать даже очень плотные жидкости, оно незаметно при выкачивании таких субстанций, как грязи, часто скапливающихся в разного рода резервуарах. Еще один большой плюс в пользу мультифазных винтовых насосов — это высокая производительность. Такое оборудование способно быстро перекачивать большие объемы жидкостей, что под силу далеко не всем типам насосов.

Другая характерная особенность мультифазных винтовых насосов — это способность выкачивать не только жидкости, но и газы. Это чрезвычайно полезное и важное свойство, поскольку иногда случаются утечки, например, природного газа, который представляет большую опасность для людей и который следует быстро вывести из помещения. Ведь далеко не всегда можно проветрить помещение, что к тому же занимает много времени. В подобных ситуациях незаменимыми будут именно винтовые мультифазные насосы.

Принцип работы Многофазных насосных установок. Насосные агрегаты, классифицируются как объёмные насосы. Основными рабочими органами являются подвижный ротор и стационарный статор. Роторное устройство (шнек эксцентриковой конструкции) представляет собой винт, сечение которого выполнено в форме круга. Шнек с резьбой, профиль которой имеет большой шаг и высоту, совершает осциллирующее движение в неподвижно установленном статоре, геометрия которого является таким же шнеком, но отличается двойным числом витков, и смещён на 2 оборота (180°).

Благодаря расположению и геометрии винтовой пары между роторным и статорным устройством созданы камеры для подачи сред, которые за счёт вращения ротора в статорном устройстве, непрерывно, в щадящем режиме подаются от всасывающей части к напорному узлу.

Некоторые задачи, успешно решаемые с помощью винтовых мультифазных насосов. Увеличение сроков выработки старых месторождений с рентабельной отдачей

Снижение негативного влияния на экологию посредством эффективного использования газа, а также отсутствия факелов. Возможность перекачки газовых и водяных пробок.

Небольшое воздействие на поток рабочей жидкости, что существенно снижает уровень эмульгирования нефтяной и водной фаз — основное отличие от насосного оборудования центробежной конструкции.

Мультифазное винтовое насосное оборудование для нефти отличаются способностью всасывать, достигающей 0,8 атм, что позволяет выкачивать нефть из любых ёмкостей, спуская трубопровод на 8-метровую глубину. Такая высокая степень всасываемости даёт возможность решить главную проблему, при перекачке холодной нефтяной массы или мазута, так как мультифазная насосная установка способна без дополнительного подогревания обеспечить перекачку вязких холодных рабочих смесей.

Мультифазная насосная техника для нефти и нефтепродуктов может перекачивать одновременно нефть с газом по общему трубопроводу, разделяя их на любом подходящем для этого участке, что позволяет не использовать дополнительную технику. Помимо этого, такое оборудование обеспечивает одновременную перекачку нефти с газом (до 90 % со-

держания) и с включением твёрдых частиц (кокс, песок – содержание, достигающее 70 %).

Использование винтовых мультифазных насосов для перекачки не только загазованной нефти, но и асфальта, мазута, гудрона с включением твёрдых частиц даёт возможность не устанавливать фильтры (дорогостоящие и постоянно требующие очистки). Их используют при такой технологии только на станциях подготовки и обработки нефтепродуктов.

Заключение

Как видно, насосное оборудование является незаменимым элементом любого промышленного производства. Более того, его можно использовать в быту, где с помощью подобных агрегатов выполняют самые разнообразные работы. Технология мультифазного перекачивания нефти и нефтепродуктов давно зарекомендовала себя, как наиболее эффективная и перспективная. Основное преимущество данного технологического решения связано с большим экономическим эффектом при его применении. Это обусловлено тем, что при использовании мультифазных насосных установок существенно снижается устьевое давление скважины, а это увеличивает продуктивность добычи.

Список использованных источников

1. Российский инновационный индекс / Под ред. Л. М. Гохберга. – Москва : Национальный исследовательский университет «Высшая школа экономики», 2011. – 84 с.

2. Мурзабеков, Т. К. Инновационные технологии в нефтедобыче / Т. К. Мурзабеков // Огни Мангистау. – Актау, 27.08.2014. 3.

3. Мультифазные насосы для нефти и нефтепродуктов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ng-razvitie.ru/multifaznyie-nasosyi-dlya-nefti-i-nefteproduktov.html>

Научный руководитель Грачёв С.И., д.т.н., профессор

УДК 62

МЕТОД МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА ПРИ ПОДСЧЕТЕ ЗАПАСОВ ГАЗА

Паутов А.М.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Объем запасов углеводородов определяет стратегию разработки месторождения. К сожалению, однозначно определить количество запасов невозможно по ряду причин: количество и качество исходной информации, степени изученности месторождения, выбор метода подсчета и т.д. От

достоверности объема запасов зависит дальнейшая эффективность разработки месторождения, объемы капитальных затрат на строительство скважин, подготовку и транспортировку углеводородов.

Наиболее распространены методы подсчета запасов: объемный метод и методы, основанные на истории разработки месторождения. Объемный метод основан на определении геометрического объема залежи, объема порового пространства, коэффициента начальной насыщенности, для чего бурят значительное число разведочных скважин с большим отбором керна из продуктивных пластов. В неоднородных, особенно в карбонатных и трещиноватых коллекторах достоверные параметры, такие как эффективная пористость и эффективная толщина пласта или их произведение (коэффициент емкости коллектора), трудно определить. Широко распространен этот метод, поскольку им можно пользоваться на любой стадии разведки и разработки месторождения.

Метод, основанный на истории разработки – метод материального баланса, применяется для оценки начальных, текущих и дренируемых запасов в процессе разработки месторождения, определения режимов разработки, объема внедрившейся воды в залежь, проверке моделирования. Для оценки запасов газовых месторождений данным методом, необходимы замеры пластового давления, объемы флюидов (добыча газа, нефти, воды), свойства флюидов (PVT). Материальный баланс позволяет оценивать дренируемые запасы углеводородного сырья посредством анализа технологических показателей разработки месторождения. [2]

В ходе разработки оценка дренируемых запасов выполняется методом падения пластового давления от накопленных отборов, основанный на уравнении материального баланса. Данный метод используется как в целом по залежи, так и для отдельных блоков, в нем используется средние пластовые давления, и накопленные отборы флюидов. Основной задачей является точный учет количества добытого газа и правильность определения среднего пластового давления, которое при соблюдении нужной точности должно быть средневзвешенным по всему газонасыщенному объему. [3]

Методы определения среднего пластового давления:

- среднеарифметическое значение пластовых давлений по скважинам;
- значения удельных объемов дренирования по скважинам;
- карты изобар (средневзвешенные по заданной модели распределения газонасыщенных объемов)
- квадрат среднего давления как средневзвешенный по дебитам скважинквadrat пластового давления.

Все перечисленные методы определения среднего пластового давления обладают определенными недостатками и преимуществами, кото-

рые можно оценивать только для конкретных месторождений путем проведения экспериментальных расчетов с использованием различных промысловых данных. Точность данных зависит как от технических характеристик контрольно-измерительных приборов, так и от правильности проведения замеров. [1]

Метод падения давления может быть использован как для оценки запасов газа, так и для оценки всех запасов, которые дренируются сейчас и будут дренироваться позже. Все определяется тем, какие участки залежи будут использоваться для определения давления. Так же, стоит отметить, что данный метод оценки запасов газа применим при отборе газа на месторождении свыше 30% от начальных геологических запасов, когда уже накоплен необходимый объем информации для проведения геолого-промысловых расчетов, тем самым минимизируются количество погрешностей.

Для оценки запасов, как с практической, так и с теоретической точки зрения применимо использование метода материального баланса. Главным преимуществом метода являются использование при расчете промыслово-технической информации, а не различных вариаций объемного метода подсчета запасов, в значительной степени опирающихся на условную информацию, получаемую в результате геолого-технических исследований и возможность проверки полученных результатов на соответствие действительному характеру отборки залежи. На практике, метод показывает достаточную точность и не требует значительных временных и материальных затрат. Подобные расчеты могут проводиться регулярно для определенного пересчета запасов разрабатываемых газовых залежей с целью осуществления контроля и внесения своевременных корректив в проекты разработки или, в случае необходимости, проведения дополнительных исследовательских работ.

Список использованных источников

1. Ефремов, А. А. Оценка эффективности методов подсчета запасов для газовых залежей / А. А. Ефремов // Нефть и газ. - 2013. - № 5 – С. 2-3
2. Воронков, А. А. Системный подход к применению уравнения материального баланса для газовых месторождений / Е. Л. Журова // Газовая промышленность. - 2014. - № 11. – С. 1-2
3. Колбиков С. В. Теория и практика подсчета запасов газа методом удельных объемов дренирования на примере разработки газоконденсатных залежей / С. В. Колбиков, М. Ю. Климов, Р. Р. Рамазанов // SPE 187851 Материалы Российской нефтегазовой технической конференции, Москва, 2017. – С. 2-3

Научный руководитель: Кадочникова Л.М., к.ф.м.н., доцент

ВОССТАНОВЛЕНИЕ ПРОДУКТИВНОСТИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ КИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ СЕРИИ «ФЛАКСОКОР» НА АЛИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Пашков А.О.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Объектом разработки на Алинском нефтегазоконденсатном месторождении является пласт В₁₀. Пласт представлен терригенными коллекторами кавернозно-порового типа с высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Особенности этих коллекторов следующие:

- ангидритизация;
- битуминизация породы;
- наличие кварцевого регенерационного цемента.

Битуминизация наряду с ангидритизацией оказывают наиболее негативное влияние на сохранение фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта в процессе эксплуатации скважин. Осложняет ситуацию выпадение асфальтосмолопарафиновых отложений при снижении забойного давления в ПЗП, влекущее значительное увеличение скин-фактора, снижение продуктивности скважин и ухудшение гидродинамической связи с пластом в связи с кольматацией капиллярных каналов коллектора.

При первичном вскрытии терригенных коллекторов буровыми растворами на водной основе происходит кольматация призабойной зоны пласта, и скважины с высокими ФЕС по данным геофизических исследований характеризуются низкими стартовыми дебитами после запуска их из бурения [1].

Одним из перспективных методов воздействия на низко- и средне-проницаемые пласты-коллекторы является применение кислотных составов серии «Флаксокор». Основные направления воздействия кислотных составов:

- разрушение стойких водонефтяных эмульсий, образующихся при взаимодействии фильтрата бурового раствора с углеводородами;
- деструкция кольматационной корки;
- растворение битумов органическими кислотами.

Данные химические составы обладают высокой пенообразующей способностью, за счет чего продукты реакции не выпадают в призабойной зоне пласта в виде труднорастворимого осадка, а удаляются с пеной при освоении.

«Флаксокор 110» обеспечивает деструкцию глин, полимеров, буровых растворов и предназначен для применения как в процессах освоения скважин после бурения, так и при последующей эксплуатации скважин в качестве стимулирующего добычу нефти агента при обработках терригенных

коллекторов. Ингредиенты кислотного состава «Флаксокор 110» обеспечивают эффективное разрушение корки бурового раствора на пристеночном слое скважины и ликвидацию кольматационного повреждения коллектора породы его фильтратом в области прискважинной зоны пласта [2].

Базовый кислотный состав «Флаксокор 210 марки О» обладает высокой проникающей способностью в пустотное пространство коллекторов вследствие низкого межфазного натяжения на границе с нефтью и пониженной скоростью реакции со слагающими скелет породы минералами, высокой степенью диспергирования кольматирующих пористую среду полимер-глинистых частиц буровых растворов и АСПО, в том числе предотвращает образование водо- и кислотонефтяных эмульсий, нерастворимых в воде осадков солей и оксидов железа. Состав закачивается перед обработкой скважины «Флаксокором 110», при этом обеспечивается полная совместимость с нефтью и пластовыми водами. После кислотной обработки за счет очистки фильтрационных каналов и удаления кольматирующих осадков из ПЗП, вынесенных в процессе разработки, восстанавливается продуктивность скважин.

На скважине №154 Алинского НГКМ выполнены работы по испытанию данной технологии. Скважина была пробурена на солевом биополимерном буровом растворе, при освоении обработка пласта кислотными составами не проводилась. В процессе эксплуатации наблюдалось снижение продуктивности. Перед обработкой скважина работала в периодическом режиме.

На скважине выполнены гидродинамические исследования методом кривой восстановления давления с применением струйного насоса. По результатам ГДИС выявлено высокое значение скин-фактора – 9,7.

После была произведена последовательная закачка кислотных составов «Флаксокор 210» в объеме 6 м³, «Флаксокор 110» в объеме 10 м³, «Флаксокор 210» в объеме 10 м³ с продавкой реагентов товарной нефтью в объеме 80 м³ и проведением освоения. Затем скважина была запущена в работу в периодическом режиме. Параметры скважины до и после обработки представлены в Таблице 1.

Таблица 1 – Параметры скважины №154 до и после проведения обработки

Параметр	До обработки	После обработки
Средний динамический уровень, м	1006	650
Дебит жидкости, т/сут	4	15
Дебит нефти, т/сут	3,3	12,5
Обводненность, %	0,5	0

Прирост дебита нефти составил 9,2 т/сут. Таким образом, благодаря проведению обработки призабойной зоны с применением кислотных составов «Флаксокор» была увеличена продуктивность скважины со значительным загрязнением ПЗП.

Опытные работы, проведенные на данной скважине, показали возможность значительного увеличения дебитов скважин в результате воздействия на призабойную зону пласта кислотными составами «Флаксокор», что подтверждается параметрами работы скважины после обработки.

Список использованных источников

1. Мищенко, И. Т. Скважинная добыча нефти: учеб. пособие для вузов. - Москва: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003. - 816 с.
2. Демахин, С. А. Освоение скважин после бурения с помощью кислотного состава ФЛАКСОКОР 110 / С. А. Демахин, А. П. Меркулов, Д. Н. Касьянов // Нефть и капитал. - 2015.- № 4. - С. 64 – 65.

Научный руководитель: Забоева М.И., к.т.н., доцент

УДК62

ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНЫХ СПОСОБОВ РАЗРАБОТКИ СЕНОН-ТУРОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЯМАЛА

Пономарева Д. В.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В связи с выработанностью значительной части традиционных запасов сеноманских газовых залежей на севере Западной Сибири возникла необходимость поиска новых, альтернативных объектов газодобычи. Одним из таких перспективных объектов являются сенон-туронские отложения, из которых удалось получить промышленные притоки газа.

Опыт добычи туронского газа в промышленных масштабах в России отсутствует [1], несмотря на достаточно большой объем ресурсов – более 3 трлн. м³ газа по восточной части Западной Сибири

В настоящий момент добыча газа Западной Сибири ведется примарно из сеноманских залежей, находящихся на стадии падающей добычи. Это и послужило поводом обратить внимание на надсеноманский газовый мегакомплекс. Продуктивность надсеноманских отложений установлена практически на всех месторождениях с продуктивными сеноманскими пластами. Туронские залежи наиболее изучены на Южно-Русском, Харампурском, Ново-Часельском, Заполярном и Ленском месторождениях [2]. Также перспективные участки туронских залежей газа присутствуют на Тэрэльском, Медвежьем и Вынгапуровском месторождениях. Стоит отметить, что для туронских отложений предусмотрена льгота на сложность извлечения газа по налогу на добычу полезных ископаемых.

Туронский комплекс имеет локальное распространение и относится к верхнему гидрогеологическому этажу, залегая на глубинах 600÷1000 м

внутри мощной глинистой толщи, являющейся региональной покрывкой для крупных скоплений газа в сеномане. Значения пластовых температур изменяются в диапазоне 10÷22 °С, пластовых давлений – 7÷12 МПа.

До недавнего времени, туронские залежи не представляли промышленного интереса по причине следующих трудностей:

- ухудшенные коллекторские свойства пластов и, соответственно, низкая продуктивность скважин;
- значительная неоднородность коллекторов и их фациальная изменчивость как по разрезу, так и по площади, что затрудняет отработку запасов газа в объеме залежи [3];
- близкое расположение границы многолетнемерзлых пород;
- относительно небольшие рабочие дебиты скважин;
- низкая пластовая температура и аномально высокое пластовое давление, определяющие эксплуатацию скважин в гидратном режиме.

Вышеперечисленные сложности вынуждают специалистов активизировать усилия по поиску и внедрению методов интенсификации добычи на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами, в частности запасов газа туронских залежей.

Одним из возможных решений по повышению эффективности разработки является бурение и эксплуатация многозабойных скважин. Также повышение эффективности может достигаться за счет гидроразрыва пласта и бурения горизонтальных скважин.

Заключение: Анализ мирового опыта по освоению объектов с трудноизвлекаемыми запасами газа показывает, что к основным направлениям совершенствования разработки и способам повышения эффективности освоения аналогичных залежей относятся бурение горизонтальных скважин с достаточно протяженными стволами, горизонтальных скважин (ГС) с проведением многостадийного гидроразрыва пласта (ГРП), массивированных ГРП в наклонно направленных скважинах.

Список использованных источников

1. Разработка технологии освоения газовых залежей в туронских низкопроницаемых коллекторах [Текст] / О. А. Лознюк [и др.] // Коллектив авторов. - 2015. - № 5 (16). - С. 46-51.
2. Якимов, И. Е. Возможности освоения трудноизвлекаемых запасов газа туронских залежей севера Западной Сибири / И. Е. Якимов, А. И. Мальцев // Геология, география и глобальная энергия. - 2008. - № 2 (29). - С. 87-90.
3. Истомин, В. А. Гидратообразование в призабойной зоне пласта при освоении туронских залежей Западной Сибири / В. А. Истомин [и др.] // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. - 2013. - № 5 (16). - С. 99-45.

Научный руководитель: Синцов И.А., канд. техн. наук, доцент

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СУПЕРДЛИННЫХ ПАРНЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ

Пуртов С.А., Саабесагр К., Янгиров Р.Р.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Расположение пар скважин поперек залежи снижает эффективную длину нагнетательной горизонтальной скважины и, соответственно, рабочий интервал добывающей скважины. Меньшая изогнутость вдоль простирания баровых тел позволяет расположить пары горизонтальных скважин с вовлечением максимального количества запасов СВН [1].

Технология парогравитационного дренирования предусматривает создание паровой камеры над добывающей скважиной путем закачки пара в нагнетательную скважину. Смещение «носка» нагнетательной скважины в горизонтальной плоскости относительно добывающей скважины (Рисунок 1, а) приведет к нежелательному изменению формы паровой камеры в сторону уменьшения ее объема [1].

Из-за погрешности измерений инклинометра траектория ствола будет находиться в конусе неопределенностей, и носок горизонтального ствола скважины длиной 1600 м может расходиться с проектной траекторией на 52 м влево/вправо на горизонтальной плоскости и на 3,5 м вверх/вниз в вертикальной плоскости (рисунок 1).

Кроме того, что при увеличении расхождения к «носку» скважин по горизонтали уменьшается возможная потенциальная добыча нефти, момент выхода на максимальную добычу нефти сдвигается на более поздний срок ввиду изменения формы паровой камеры и необходимости закачки большего объема тепла для получения притока нефти из неработающего интервала добывающей скважины (рисунок 2) [2].

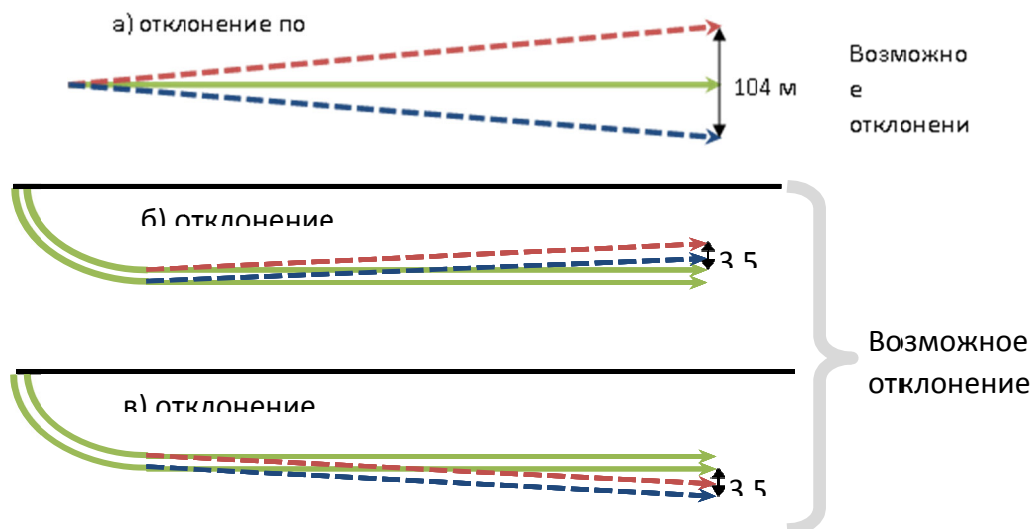


Рисунок 1 – Возможные отклонения горизонтальных скважин

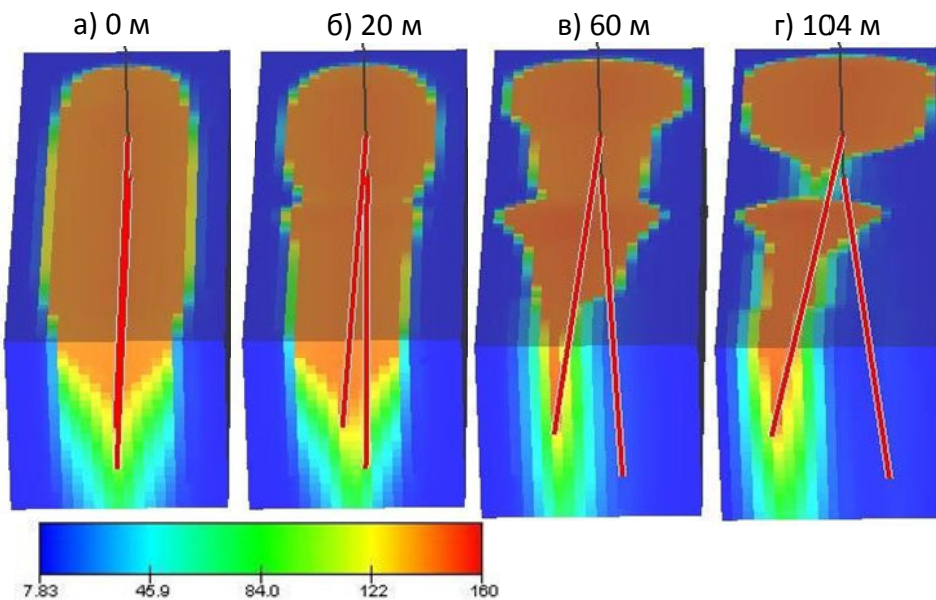
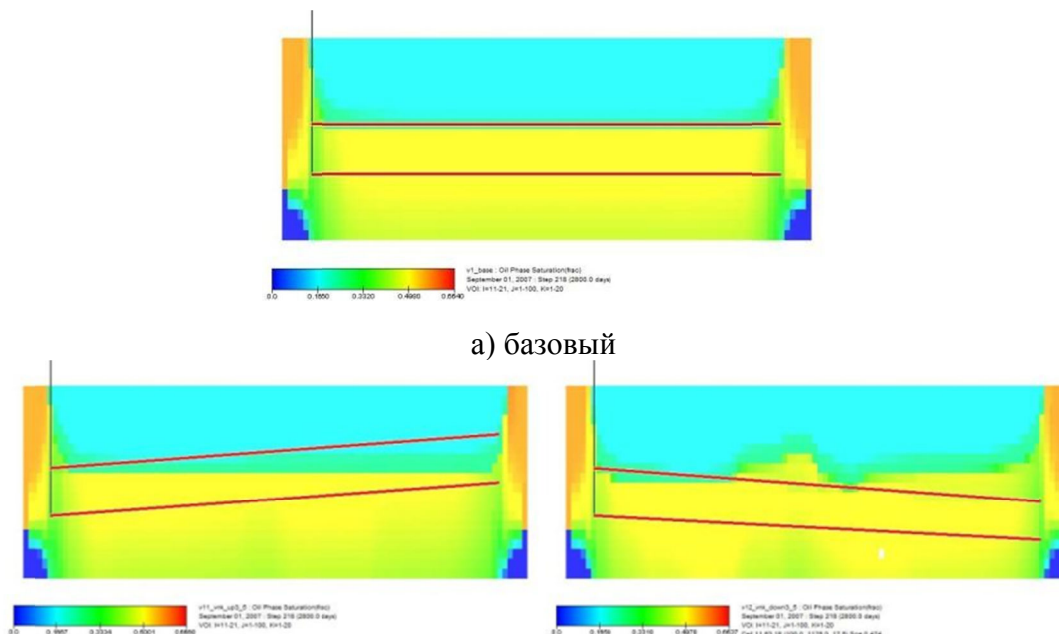


Рисунок 2 – Распределение температуры в пласте при разном расхождении «носков» скважин относительно друг друга (вид в плане)

На рисунке 3 представлено распределение нефтенасыщенности при отклонении забоев скважин в вертикальной плоскости от проектных точек.

На рисунке 4 представлено распределение температуры вдоль ствола пары скважин с длиной горизонтального участка 1600 м. Горизонтальные участки скважин параллельны друг другу, расстояние между ними выдержано в требуемых пределах (без учета погрешности).



б) отклонение забоя вверх на 3,5 м в) отклонение забоя вниз на 3,5 м
Рисунок 3 – Распределение нефтенасыщенности и форма паровой камеры при отклонении скважин длиной горизонтального участка 1600 м в вертикальной плоскости от проектной точки

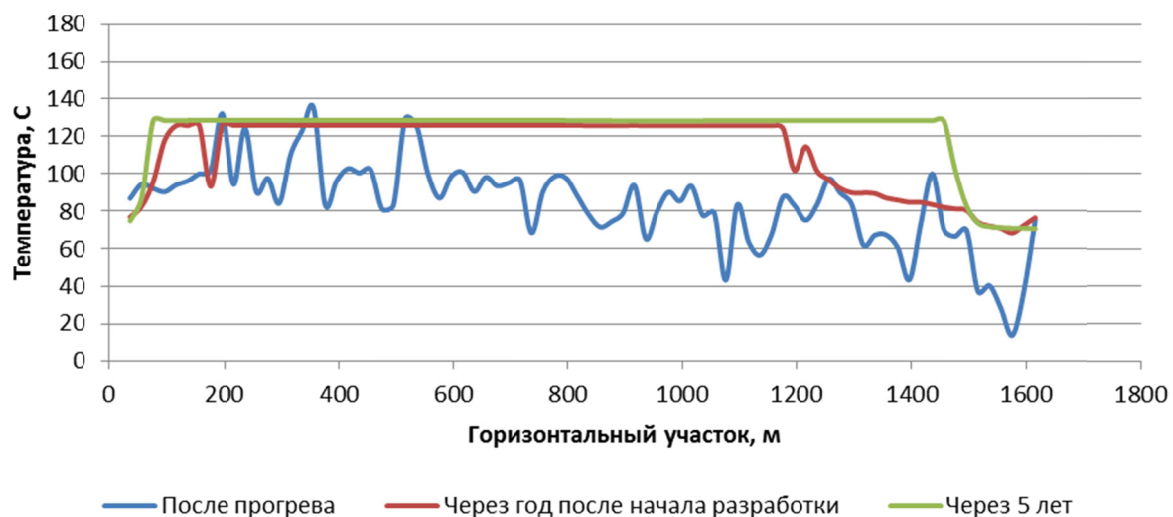


Рисунок 4 – Температурный профиль добывающей скважины

Расчет распределения температуры по длине горизонтальной скважины с длиной транспортного ствола 300 м и фильтровой части 1600 м показывает, что из-за тепловых потерь качество пара у носка горизонтального участка на начальном этапе будет низким (порядка 0,45 д.ед в первые дни и 0,6 д.ед через три месяца) [2].

По мере продолжения закачки пара и внесения тепла в пласт температура в интервале носка скважины постепенно повышается (Рисунок 3.12), что означает отставание формирования паровой камеры на расстоянии более 1500 м от устья (соответствует 1200 м по рисунку 4) скважины.

Список используемой литературы

1. Исследование эффективности применения супердлинных парных горизонтальных скважин на месторождениях сверхвязкой нефти / А. Т. Зарипов [и др.] // Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов : материалы Междунар. науч.-практ. конф., 2-3 сент. 2015 г. – Казань : Ихлас, 2015. – С. 153-157.

2. Определение оптимального режима освоения парных горизонтальных скважин как одного из важных этапов реализации технологии парогравитационного дренирования / Я. В. Захаров [и др.] // Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов : материалы Междунар. науч.-практ. конф., 2-3 сент. 2015 г. – Казань : Ихлас, 2015. – С. 157-160.

*Научный руководитель: Колев Ж. М.,
к. т. н., доцент*

**ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ
ПАРОЦИКЛИЧЕСКИХ ОБРАБОТОК ПЛАСТА ЧЕРЕЗ
ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ В ЗАВИСИМОСТИ
ОТ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ, ОБЪЕМОВ ЗАКАЧКИ
И ПАРАМЕТРОВ ПАРА**

Пуртов С.А.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Одной из сложных и актуальных задач топливно-энергетического комплекса России в настоящее время является вовлечение в разработку запасов СВН. На сегодняшний день самым распространенным методом разработки месторождений СВН является закачка пара.

Опыт разработки залежи СВН Ашальчинского месторождения показал возможность эффективного освоения по технологии парогравитационного дренирования [1].

В то же время, данная технология имеет ряд ограничений, основные из которых – значительные потери тепла и малые удельные запасы при толщине пласта менее 10 м, что не позволяет применять ее в малых толщинах. Выработка запасов краевых зон с малыми толщинами требует иного технического решения, одним из которых является бурение одиночных в вертикальном разрезе горизонтальных скважин и их эксплуатация в режиме пароциклического воздействия.

В настоящее время в опытно-промышленной эксплуатации по технологии пароциклического воздействия низкого давления находится ГС № 15078, пробуренная в интервале нефтенасыщенных толщин 7,6-10,0 м (средняя по участку – 8,9 м). Средний дебит нефти в шестом цикле – 9,6 т/сут., максимальный – 15,3 т/сут. Средний за все шесть циклов дебит составил 5,5 т/сут. Добыча нефти от цикла к циклу возрастает по мере постепенного повышения средней температуры в окрестности скважины и увеличения радиуса прогретой зоны [2].

Введены в эксплуатацию еще более 10 пароциклических скважин. В процессе промышленной реализации на Ашальчинском месторождении технологии пароциклической обработки одиночных горизонтальных скважин появилась необходимость в определении оптимальных объемов закачки пара и определении оптимального темпа его закачки в горизонтальные скважины.

Для изучения эффективности работы пароциклических скважин на секторных моделях, описывающих геологические условия Ашальчинского месторождения, были рассмотрены различные варианты реализуемого режима эксплуатации. Для обеспечения соответствия полученных на модели дебитов фактическим дебитам выполнена адаптация секторной модели по фактическим данным работы ГС № 15078. При сопоставлении историче-

ских данных с результатами по модели показатели приводились к удельным на 100 м длины ГС (Рисунок 1) [3].

В результате была получена модель, способная с достаточной степенью точности воспроизводить пластовые процессы, происходящие при работе пароциклической скважины.

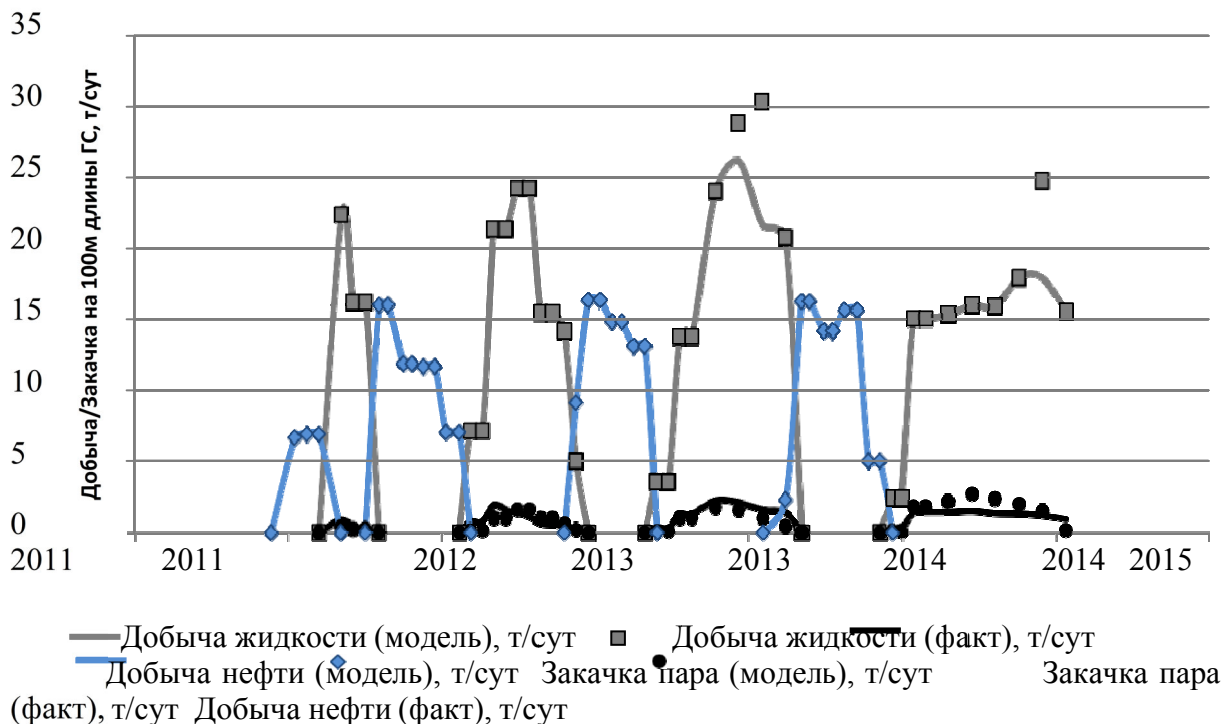


Рисунок 1 – Результат адаптации секторной модели по данным работы пароциклической скважины № 15078 Ашальчинского месторождения

В первые циклы работы пароциклической скважины наблюдается низкий дебит нефти, что связано с недостаточным разогревом СВН в призабойной зоне скважины. По мере увеличения зоны прогрева промышленный приток нефти от цикла к циклу увеличивается. Для оценки эффективности работы пароциклической скважины в зависимости от технологического режима и геологических условий анализировалась накопленная добыча нефти за третий цикл работы скважины.

Наибольшее влияние на эффективность третьего цикла работы пароциклической скважины оказывают технологические параметры закачки рабочего агента – его объем и температура. Причем для увеличения эффективности работы пароциклической скважины достаточно увеличить один параметр - либо только объем закачки пара, либо его температуру. Например, для увеличения добычи нефти на 100 т можно повысить температуру пара с 200 до 250 °С, либо увеличить только количество закачанного пара на 600 т.

Однако увеличение температуры, также, как и увеличение объема, закачиваемого пара влияет на эффективность работы пароциклических скважин нелинейно. То есть, с каждым шагом увеличения количества вво-

димого в пласт теплоносителя мы получаем все меньший прирост к дополнительной добыче нефти. Соответственно наступает момент, когда затраты на увеличение закачиваемого теплоносителя начинают превышать выручку от дополнительной добычи нефти.

Если изменчивость таких геологических параметров, как проницаемость, нефтенасыщенная толщина и пористость оказывает влияние на эффективность работы пароциклических скважин практически по линейной зависимости, то уменьшение начальной нефтенасыщенности пагубно сказывается на накопленной добыче нефти. Это связано со снижением удельных запасов нефти на скважину и подвижности нефти относительно воды. С определенного значения минимальной начальной нефтенасыщенности практически не удастся получить дополнительную добычу нефти ни при каких объемах и температурах закачки теплоносителя.

Список используемых источников

1. Анализ эффективности технологий добычи сверхвязкой нефти для условий месторождений ПАО «Татнефть» / А. Т. Зарипов [и др.] // Территория "Нефтегаз". – 2016. – № 7-8. – С. 42-50.

2. Шайхутдинов, Д. К. Исследование эффективности работы пароциклических горизонтальных скважин в зависимости от параметров пара и геолого-физических параметров продуктивного пласта / Д. К. Шайхутдинов, А. Т. Зарипов // Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов: материалы Междунар. науч.-практ. конф., 2-3 сент. 2015 г. – Казань : Ихлас, 2015. – С. 367-370.

3. Шайхутдинов, Д. К. Изучение влияния темпа закачки пара и времени термокапиллярной пропитки на эффективность работы пароциклических скважин в условиях Ашальчинского месторождения / Д. К. Шайхутдинов, А. Т. Зарипов // Нефтегазовый комплекс: образование, наука и производство : материалы Всерос. науч.-практ. конф., 30 марта-3 апр. 2015 г. / М-во образования и науки РТ ; Совет Альметьевского муницип. р-на ; ОАО "Татнефть" ; АГНИ. – Альметьевск, 2015. – Ч. 1. – С. 76-78.

Научный руководитель: Вольф А.А., доцент, к. ф.-м. н.

УДК 622.276.8

АНАЛИЗ ОПАСНОСТИ И РАБОТОСПОСОБНОСТИ ЗАКОНЧЕННЫХ СТРОИТЕЛЬСТВОМ ОБЪЕКТОВ. МЕТОДИКА HAZOP

Рогов Д.С., Коркишко А.Н.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Любая авария на производстве приводит к большим экономическим, экологическим последствиям. Для уменьшения аварий были разработаны специальные методики. Они позволяют рассмотреть производство с раз-

ных сторон еще на этапе проекта, что позволяет снизить риск аварии на производстве. Одна из таких методик – это исследование HAZOP.

Исследование HAZOP применяется для определения работоспособности системы к искусственно смоделированным отклонениям. Отклонения могут быть вызваны системными сбоями, природными катаклизмами, нежелательным вмешательством, человеческим фактором, работой системы в аварийном режиме и т.п. Применение данного метода наиболее эффективно на ранних стадиях проектирования объекта, т.к. поведение системы закладывается именно на этом этапе, а так же при любой последующей значительной модификации технологического процесса. HAZOP позволит своевременно внести в проект необходимые корректировки, которые повышают безопасную эксплуатацию объекта в дальнейшем.

Для эффективного применения данной методики собирается отдельная команда, которая в течение определенного времени проводит полный анализ работоспособности системы. Данное мероприятие проводят в атмосфере положительного размышления и откровенного обсуждения [1]. В первую очередь назначается председатель. Именно он назначает людей, необходимых для проведения мероприятия.

Состав команды:

- Председатель - это специалист, имеющий опыт в проведении HAZOP. Занимается сбором вводных данных. Организует место проведения мероприятия. Назначает секретаря и экспертов. Готовит вопросы для дискуссии. Проводит инструктаж. Следит за проведением мероприятия. Не дает экспертам отойти от поставленного вопроса.

- Секретарь - записывает обсуждение и составляет наглядный протокол дискуссии. Фиксирует рекомендации или действия. Составляет отчет собрания.

- Эксперты – специалисты различных дисциплин с соответствующими навыками и опытом (проектировщик, представитель с эксплуатирующей организации и т.д.).

Для проведения исследования необходима вся имеющаяся информация об объекте исследования, например: технологические схемы, спецификации, паспорта, опыт прошлых исследований на данном производстве, опыт других исследований на идентичном производстве и т.д.

Процесс проведения HAZOP заключается в следующем:

1. Разделить систему на узлы и обозначить их на схемах трубопроводов и чертежах КИП.

На первом этапе разбивкой на узлы занимается председатель с помощью технолога проектной/эксплуатирующей организации. Узел - это часть технологического процесса, в котором технологические параметры (давление, температура, поток, уровень, фазовое состояние, состав) претерпевают значительные изменения.

Границей узла является:

- Изменение параметра системы.
- Меняется цель/функция технологического процесса.
- Меняется фазовое состояние (жидкость-газ).
- Между крупными элементами оборудования.

2. Выбрать параметр и управляющее слово.

Для исследования каждого узла используется серия параметров и управляющих слов (нет, больше, меньше, отличный от, обратный)[1]. При их комбинации происходит отклонение параметра от номинального показателя, но некоторые комбинации невозможны.

3. Определить возможные причины.

Существует много причин для отклонения параметра от номинального значения (отказ оборудования, нарушение технологического процесса и т.д.). Критически важно, чтоб все выявленные причины были обсуждены и задокументированы. Причины выявляются внутри узлов, но последствия могут быть во всем технологическом процессе. Зачастую разные причины часто приводят к одинаковым последствиям.

4. Оценить последствия отклонений.

Происходит выявление будущих последствий на производство, охрану труда и экологию. Каждое отклонение обсуждают и анализируют по отдельности.

5. Выявить меры контроля и защиты для предотвращения или снижения последствий.

Методы защиты рассматриваются для каждого последствия в отдельности. Происходит оценка вероятности последствий без учета метода контроля и с учетом существующих барьеров. После чего можно оценить является ли риск приемлемым.

6. Вынесение рекомендации.

Если методы защиты не являются достаточными или их адекватность вызывает сомнения, выносят рекомендации, направленные на принятие каких-то мер или последующее исследование проблемы. Все рекомендации должны быть задокументированы и закрыты.

Чем детальней будет проанализирован каждый этап процесса, тем более эффективным будет исследование.

Преимущества данного метода:

- 1) Систематический и комплексный метод.
- 2) Большое количество методических документов.
- 3) Легко освоить.
- 4) Широкое применение.
- 5) Легко адаптируется к сфере применения.

Недостатками данного метода:

- 1) Может быть дорогостоящим и затратным по времени.
- 2) Нужны опытные участники команды с определенным уровнем знаний.

3) Как правило, рассматривает только случаи с одной проблемой/ошибкой.

Порядок организации НАЗОР заключается в следующем:

1. Подготовка технического задания (ТЗ).

Включает в себя определение задач и рамок исследования, разработку расписания, выбор экспертов. Подготавливается за 30 календарных дней до начала исследования. Направляется председателю для ознакомления.

2. Проверка и согласование ТЗ.

Согласование и утверждение ТЗ с председателем не позднее 20 календарных дней до начала. Подготовка приказа на проведение исследования.

3. Изучение исследуемого объекта председателем.

Происходит сбор вводных данных по объекту. Организация места проведения. Не позднее 14 календарных дней до начала.

4. Направление ПД и другой необходимой документации.

Председатель разбивает систему на узлы, назначает барьеры. Не позднее 7 календарных дней до начала.

5. Приказ на проведение исследования

Рассылка приказа всем членам команды не позднее 7 календарных дней до начала. Отправка нормативной документации участникам для анализа в соответствии со своей ролью.

6. Исследование НАЗОР.

Разработка списка вопросов для дискуссии. Инструктаж участников. Продолжительность мероприятия 5-7 рабочих дней.

Процедура НАЗОР является закрытой, если:

❖ Были выполнены все рекомендации в соответствии с утвержденными мероприятиями.

❖ Ответственный в Управлении ПЭБ (промышленная и экологическая безопасность), ОТ (охрана труда) и ГЗ (гражданская защита) вносит информацию о закрытии процедуры НАЗОР в ежеквартальную справку.

Список используемых источников

1. ГОСТ Р 51901.11-2005. (МЭК 61882:2001) "Менеджмент риска. Исследование опасности и работоспособности. Прикладное руководство": Росстандарт 30 сентября 2005 г. — Москва: Стандартинформ, 2006 год. — 46 с.

2. Бураков, В. А. Технический надзор за строительством как гарантия качества законченных строительством объектов / В. А. Бураков, А. Н. Коркишко; Отв. ред. А. Н. Халин // Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе: сб. материалов Междунар. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов, молодых ученых и специалистов, 2016. - С.141-144.

ДОБАВКИ К ТАМПОНАЖНЫМ РАСТВОРАМ ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН С ПОВЫШЕННЫМИ ПЛАСТОВЫМИ ДАВЛЕНИЯМИ И ТЕМПЕРАТУРАМИ

Рожкова О.В., Картоев М.Ю.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация. Цементный камень на основе портландцемента, как известно, при повышенных температурах и давлениях, теряет свою прочность, поэтому для крепления скважин в осложненных условиях используют тампонажные композиции с различными минеральными добавками, однако, все добавки различаются по своим свойствам, поэтому их исследования и анализ являются достаточно актуальным вопросом.

Известно, что камень на основе тампонажного портландцемента уже при температурах превышающих 80 °С подвержен термическому разрушению. Причиной этого, является разный характер растворимости основных соединений, составляющих кристаллогидраты – кремния (Si) и оксидов кальция (CaO). Если растворимость первого с увеличением температуры окружающей среды возрастает, то соответственно растворимость второго уменьшается. В следствие, возникающие на начальных этапах твердения высокоосновные гидросиликаты кальция, со временем стремятся к фазовому переходу в более стабильные соединения – низкоосновные гидросиликаты кальция.

Одним из решений создания термоустойчивого тампонажного материала и обеспечения цементирования обсадных колонн большой глубины в одну ступень является использование микросфер.

Полые стеклянные микросферы обладают следующими достоинствами: низкой и средней плотностью, позволяющей получать легкие материалы; малой пористостью и отношением поверхности к объему; химической стойкостью и инертностью к полимерной матрице, негорючестью; возможностью шлифования композитов; стабильностью свойств [1].

Отмечено, что в производственных условиях часто не удается получить положительных успехов при экспериментальных исследованиях. Получение разных экспериментальных данных от внедрения микросфер в состав тампонажного раствора, можно объяснить тем, что при начальном химическом составе алюмосиликатные микросферы имеют не стабильный характер, поэтому может различаться и размер самих гранул микросфер, что в свою очередь влияет на плотность данного вещества.

Также для создания качественной крепи сверхглубокой скважины в тампонажный раствор добавляют кварцевый песок[2].

Данный материал, хотя и характеризуется высокой реакционной способностью с продуктами гидратации портландцемента, однако ему присущи такие недостатки, как низкая плотность тампонажного раствора, повы-

шенная водоотдача, водоотделение и усадочные деформации тампонажного раствора, а так же в процессе его приготовления, песок часто выпадает в осадок и прокачивание раствора невозможно.

Исходя, из анализируемых добавок можно сделать вывод, что используемые данные добавки для крепления глубоких скважин имеют как положительные, так и отрицательные характеристики, что в свою очередь приводит к необходимости использования и внедрения каких либо других добавок в тампонажный цемент, для качественного крепления высокотемпературных и глубоких скважин.

Минеральные добавки из техногенного сырья имеют разнообразное количественное содержание минералов, входящих в *состав* и различную дисперсность, в связи с чем обладают различным влиянием на бетонную смесь, что определяет область их применения. Характеристики минеральных добавок представлены в табл. 1.

Микрокремнезём состоит из остатков производства сплавов содержащих кремний: ферросилиция, кристаллического кремния (кремниевый скрап, Pot-скрап) и др. Выгодно отличается от иных активных минеральных добавок очень малым размером частиц и высокой удельной поверхностью. Рассредоточиваясь в порах цементного камня, он улучшает плотность, а следовательно, имеет ряд благоприятных свойств, таких как увеличение прочности, непроницаемости и долговечности цементного камня[4].

Таблица 1 – Характеристики минеральных добавок

















	Фактор прочности	Размер частиц, Мкм	Удельная поверхность	Пуццолановая активность
Портландцемент	1,0	1-100	2800-3500	
Микрокремнезём	1,8-2,0	≤1,0	≥15000	85-98%
Доменный шлак	0,9	≤50	4900-5200	≥55%
Кремнистая зола – унос	0,8-1,0	1-100	1500-3000	≥70%
Основная зола – унос	0,5-0,7	1-100	1500-3000	≥50%

Шлак доменный гранулированный представляет собой материал, производимый мелким дроблением вторичных продуктов при изготовлении чугуна. Шлак как правило содержит 30-45% CaO, 35-45% SiO₂, 8-16% Al₂O₃, 6-15% MgO.

Зола-унос – это тонкодисперсный материал, возникающий на тепловых электрических станциях в ходе горения углей в топках котельных агрегатов и собираемый золоулавливающими установками.

Преимущества и недостатки описанных выше добавок представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Преимущества и недостатки минеральных добавок

Характеристика \ Мин. добавка	Микрокремнезём	Доменный шлак	Зола уноса
Долговременная прочность			
Сроки схватывания			
Водоотделение			
Химическая инертность			
Коррозионная стойкость			
Растекаемость			

Из приведенных выше таблиц, по общему числу показателей, учитывая стоимость материала, можно сделать вывод, что молотый доменный шлак имеет лучшие характеристики, по сравнению с другими активными минеральными добавками. На основании этих данных принято решение о дальнейшем исследовании молотого доменного шлака.

Для создания термоустойчивого тампонажного материала и обеспечения цементирования обсадных колонн большой глубины в одну ступень так же используют шлакопортландцементы.

Шлаковый цемент – продукт помола доменного гранулированного шлака. Шлакопортландцемент тампонажный - тампонажный цемент, вяжущей основой которого является одновременно шлак и портландцемент.

Шлакопортландцемент получают совместным помолом портландцементного клинкера и гранулированного шлака в количестве 30 - 60 % от самой массы портландцемента.

Шлаковый цемент представляет собой веществом гидравлически вяжущим, который получается с помощью общего узкого измельчения клинкера и осушаемого доменного шлака при простой добавке гипса, этот же продукт можно приготовить точным перемешиванием одних и таких же продуктов, которые измельчены по отдельности.

Исследования проводились на образцах цементного камня 50x50 мм при повышенных температурах и 40x40x160 мм при нормальных температурах, образцы получены из цементного теста нормальной плотности (1650-1850 кг/м³), твердели в среде, представленной технической водой по режиму: подъем температуры до максимального предела (75, 90, 120, 150, 200, 250 и 300 °С) в течение двух часов, выдержка в данной температуре в течение 24, 48, 72 часов, 10 и 28 суток.

Молотый доменный шлак вводился в количестве: 0 %, 10 %, 20 %, 30 %, 40 %, 50 %, 60 %, 70 %, 80 %, 90 % от массы клинкера, представленной ПЦТ-I-G-CC-1, сухая смесь тщательно перемешивалась. В таблице 3 представлена сравнительная характеристика тампонажных составов и камня с добавлением вышепредставленного количества доменного шлака и условий твердения.

Таблица 3 – Результаты сравнительных испытаний влияния добавки доменного шлака на физико-механические свойства тампонажного раствора и цементного камня

№	Состав смеси, мас. %		Условия твердения		Плотность, кг/м ³	Прочность на изгиб (2/28 суток), МПа	Нач. схв. ч-мин.
	ПЦТ I-G	Шлак доменный					
			T, °C	P, МПа			
3	80	20	75	10	1740	10,5/10,6	3-00
			90	10	1740	12,9/11,8	2-50
			120	30	1740	9,9/9,8	2-20
			150	50	1740	10,3/9,1	2-00
			200	70	1740	7,4/7,0	2-25
			250	70	1740	6,9/6,9	2-50
			300	70	1740	7,0/6,3	3-45
5	60	40	75	10	1740	16,2	3-45
			90	10	1740	20,1	2-45
			120	30	1740	12	1-50
			150	50	1740	9,7	1-30
			200	70	1740	12,1	2-45
			250	70	1740	12	1-50
			300	70	1740	8,6	1-30
6	50	50	75	10	1730	9,9	4-00
			90	10	1730	12	3-20
			120	30	1730	12,9	2-05
			150	50	1730	19	1-25
			200	70	1730	37,5	2-00
			250	70	1730	38,3	2-45
			300	70	1730	38,3	1-50
8	30	70	75	10	1750	9,3	4-30
			90	10	1750	9	4-00
			120	30	1750	21,3	2-25
			150	50	1750	15,6	1-55
			200	70	1750	42,0	1-45
			250	70	1750	41,8	2-25
			300	70	1750	33,9	1-35

Использование шлаков эффективно и целесообразно для приготовления тампонажного раствора. Обычно в этом случае шлак используется совместно с портландцементом и его содержание приблизительно выше 50 %. При этом ожидается улучшение следующих свойств: увеличение ре-

акционной способности с повышением показателей водонепроницаемости адгезии; коррозионно- термо- и трещиностойкости за счет уплотнения и упрочнения структуры; пониженными величинами усадочных деформаций обусловленной явлениями контракции; имеется возможность введения дисперсных заполнителей из некондиционных силикатных материалов, химических добавок (пластификаторов, суперпластификаторов, регуляторов сроков твердения, фильтратоотдачи и фильтратоотделения, и др.) для регулирования эксплуатационных и технологических свойств[4].

Список использованных источников

1. Пахарев, А. В. Пористость и проницаемость облегчённых тампонажных растворов / А. В. Пахарев // Известия Томского политехнического университета. - 2014. - Т. 324. - № 1. - С. 173-176
2. Скобля, С. Р. Технология заканчивания скважин / С. Р. Скобля, Л. С. Поляков // Бурение и нефть. - 2013. - № 1. - С. 25-27
3. Исследование сульфатостойкости цементно-песчаных тампонажных растворов в условиях пониженных температур, содержащих добавку микрокремнезема и углеродных нанотрубок / А. Н. Гуменюк [и др.] // Интеллектуальные системы в производстве. - 2017. – Т. 15, № 1. - С. 99-104
4. Шлакопортландцементный тампонажный материал для крепления высокотемпературных скважин / В. П. Овчинников [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2016. - № 1. - С. 61-67

УДК 622.276.6

КРИТЕРИЙ ВЫБОРА СКВАЖИН ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП ПО ТЕХНОЛОГИИ NiWAY

Саабесагр К.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: В яростно конкурентном мире добычи нефти и газа нестандартными способами, операторы постоянно ищут новые технологии, у которых дополнительное преимущество. Среди этих технологий - новая технология гидравлического разрыва ГРП NiWAY, разработанная компанией Schlumberger, повышает создание открытых каналов, что обеспечивает более высокую добычу нефти и газа [3].

Суть технологии заключается в создании стабильных высокопроводящих каналов внутри пропантной упаковки, снимая ограничения проводимости накладываемые проницаемостью пропанта. Эти каналы тянутся от ствола скважины к концу трещины гидроразрыва, увеличивая эффективные полудлины трещины и повышая обратный приток флюидов и полимеров (рисунок 1). Все это должно привести к максимальному увеличению коэффициента продуктивности скважины [1].

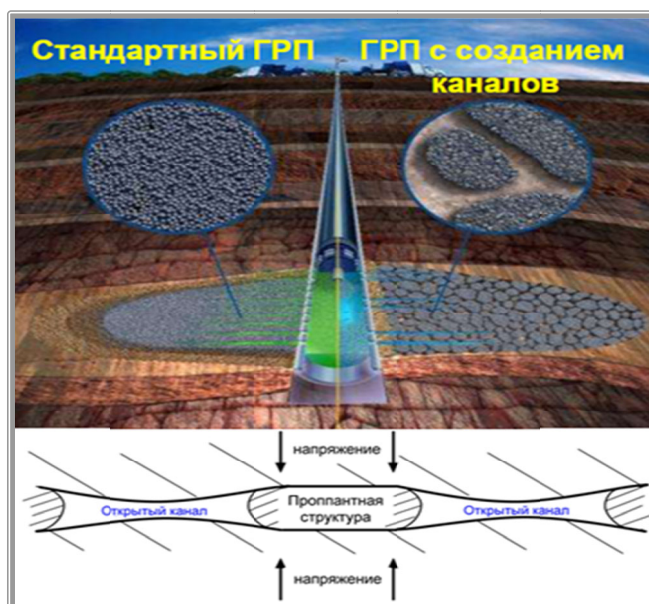


Рисунок 1 – Отличие упаковки трещины ГРП по технологии с созданием каналов от стандартного ГРП

Технология HiWAY может применяться для гидроразрыва пластов, состоящих из твердых пород, в однослойных и многослойных нефтяных и газовых скважинах .

Для создания каналов используется специальная система заканчивания скважин с использованием кластерной перфорации (рисунок 2), в процессе ГРП закачка пропанта производится пульсацией (попеременной закачкой жидкости с пропантом и чистой жидкости ГРП), для консолидации пропантной структуры во время закачки и предотвращения оседания в жидкость добавляется Fiber-волокно [1].



Рисунок 2 – Процесс создания каналов при проведении ГРП по технологии HiWAY

По данным компании Schlumberger технология HiWAY уменьшает время обратного притока, увеличивает эффективные полудлины трещины, а также улучшает отбор полимеров, что приводит к существенному повышению уровня добычи углеводородов.

Критерий подбора скважин:

1. Скважина должна быть герметична (ранее не перфорирована)
2. Отсутствие близко расположенных водоносных объектов.
3. Мощность продуктивного пласта не менее 5 м.
4. Эффективность жидкости не менее 45 %
5. Наличие большого количества скважин в окружении со стандартным ГРП [1].

Выводы

При выполнении ГРП по технологии HiWAY вскрывают пласты большей мощности, чем при стандартных обработках [1].

При ГРП по технологии HiWAY в пласт закачивают чуть больше проппанта в сравнении со стандартными обработками [2].

После операций ГРП по технологии HiWAY получается высокая эффективность по нефти по сравнению со стандартными ГРП. В дальнейшем рекомендуется продолжить применение данной технологии в условиях высокопродуктивных скважин, производительность которых ограничивается проницаемостью проппантной пачки [1].

Список использованных источников

1. Гидроразрыв пласта с созданием открытых каналов: быстрый путь к добыче [Электронный ресурс] // Нефтегазовое обозрение. – Осень 2011. – С. 4-21. - Режим доступа: <https://goo.gl/G7npbW>
2. Channel Fracturing: Schlumberger's stimulation technology aims for higher production and recovery rates [Electronic resource]. - Access mode: <https://goo.gl/Fzf2qX>

*Научный руководитель: Колев Ж.М.,
канд. технич. наук, доцент кафедры Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений*

УДК 544.723.2.023.2

ИССЛЕДОВАНИЕ СТРУКТУРЫ АДСОРБЦИОННЫХ СЛОЕВ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ НА ПОВЕРХНОСТИ ТВЕРДОГО ТЕЛА

Салихов Р.Ш.¹, Мазитов Р.Ф.²

¹ООО «Научно-Исследовательский Инновационный Центр Нефтегазовых Технологий», г. Тюмень

²Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмень

Большинство месторождений Западной Сибири разрабатывается с применением метода заводнения. Выбор данной технологии обусловлен преобладающей гидрофильностью нефтяных коллекторов. Вытеснение

нефти водой в таком коллекторе происходит более эффективно за счет капиллярных и поверхностных сил.

Разработка месторождений закачкой воды в пласт неизбежно ведет к прорыву закачиваемой воды к забоям добывающих скважин, и как следствие, к росту водонасыщенности призабойной зоны и обводненности продукции.

Одной из технологий решения возникающей проблемы повышенной водонасыщенности призабойной зоны добывающих скважин является метод гидрофобизации.

Эффективность технологии гидрофобизации на сегодняшний день является спорной. От части, низкая эффективность применения технологии может быть связана с отсутствием учета структуры образующегося адсорбционного слоя гидрофобных частиц на поверхности коллекторов.

Существует ряд теорий, описывающих строение адсорбционных слоев:

- модель монослойной адсорбции (модель Ленгмюра) [1];
- модель полислойной адсорбции (модель БЭТ) [2];
- модель частичной адсорбции.

Изучение структуры образующихся адсорбционных слоев согласно [3] возможно разделить на косвенные и прямые методы.

Для изучения свойств поверхности предоставленных образцов был использован зондовый микроскоп «Интегра - Аура» производства фирмы NT-MDT, Россия.

При подборе поверхностно-активных веществ нужно выбирать такие, которые являются недефицитными, выпускаются в промышленных масштабах, имеют широкую область применения, удобны в транспортировке и хранении и по возможности – наиболее дешёвые. В данной работе были выбраны ПАВ Неонол БС-1, ГКЖ-11, Бетанол.

Результаты исследований представлены на рисунках 1-3.

По результатам проведенных исследований, установлено, что для исследуемых ПАВ существует зависимость между концентрацией и структурой адсорбционного слоя. Для концентрации 0,1% для «Неонол БС-1» и «ГКЖ-11» отмечается частичное покрытие поверхности адсорбатом.

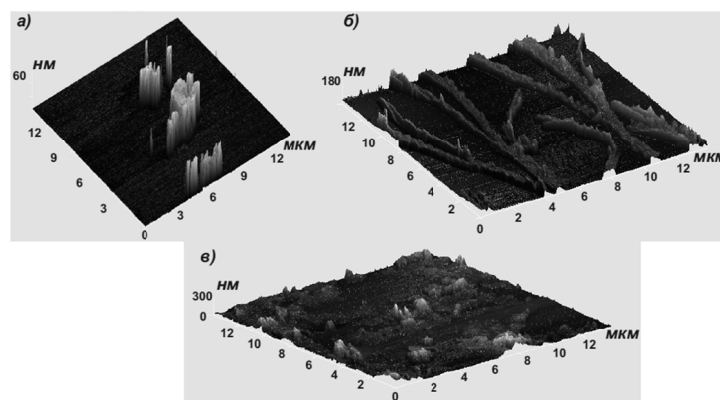


Рисунок 1 – Трехмерное изображение поверхности с нанесенным адсорбционным слоем, концентрация ПАВ 0.1% (а-Неонол БС-1; б-ГКЖ-11; в-Бетанол)

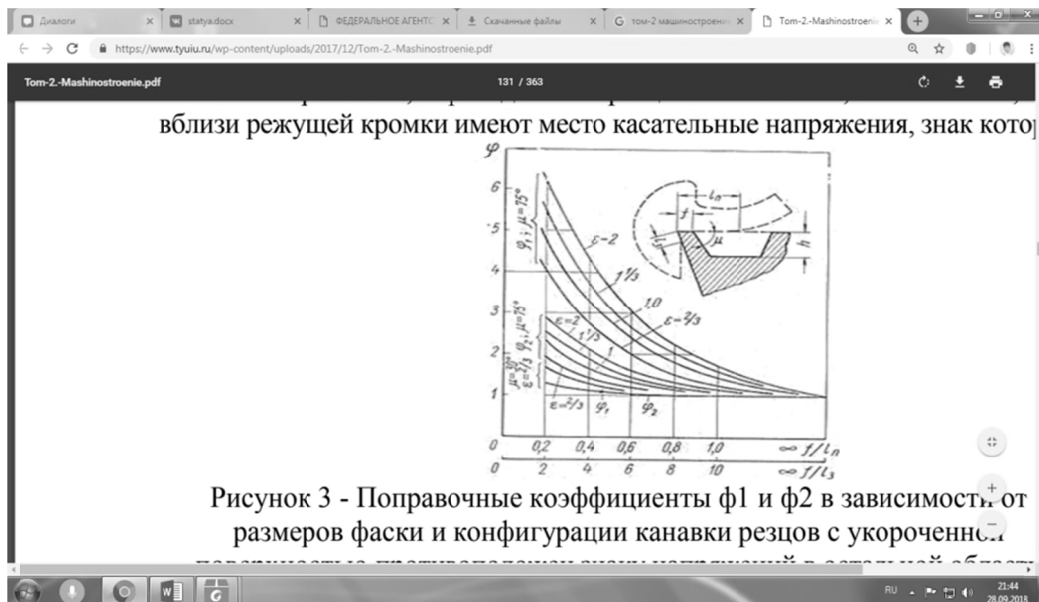


Рисунок 2 – Трехмерное изображение поверхности с нанесенным адсорбционным слоем, концентрация ПАВ 1.0%

Повышение концентрации до 5% приводит к образованию сплошного адсорбционного слоя. Значения толщины адсорбционного слоя на уровне микрометров для концентрации вещества в растворе 5% вероятнее всего связано с образованием нескольких адсорбционных слоев (образование полислоя адсорбированного вещества).

Таким образом, установлено, что строение адсорбционных слоев имеет прямую зависимость от концентрации активного вещества в растворе. Учет полученных данных, может позволить повысить технологическую и экономическую эффективность применения технологии.

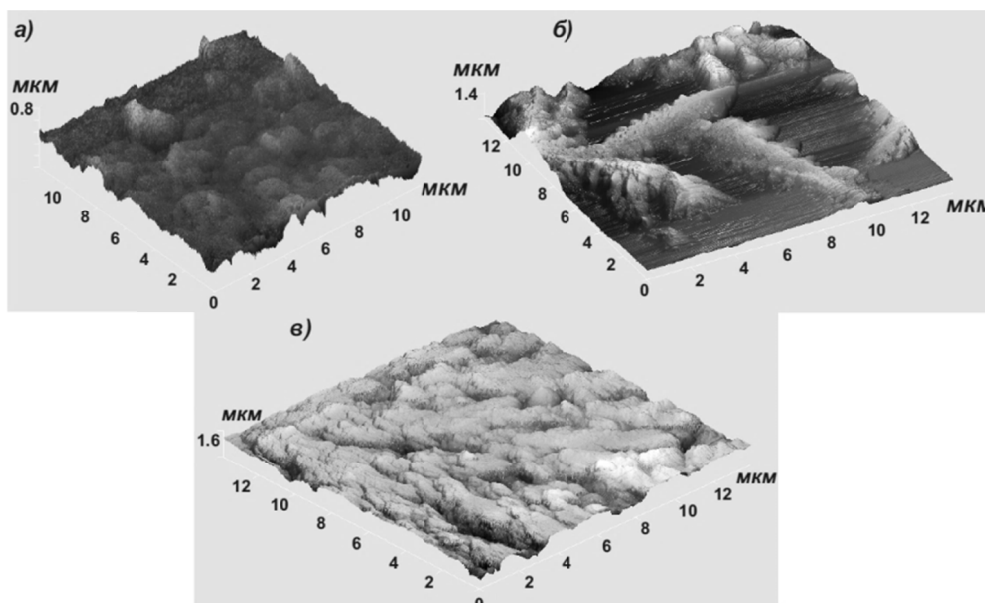


Рисунок 3 – Трехмерное изображение поверхности с нанесенным адсорбционным слоем, концентрация ПАВ 5.0%

Список использованных источников

1. Langmuir I., J. Amer. Chem. Soc. / I. Langmuir, 1916. – Vol. 38. - P. 2221.
2. Chem. Soc / S. Brunauer [et al.], 1940. – Vol. 62. – P.1723.
3. Рощина, Т. М. Адсорбционные явления и поверхность / Т. М. Рощина // Соросовский образовательный журнал. - 1998. - № 2. - С. 89-94.
Научный руководитель: Пахаруков Ю.В., д.ф.-м.н., профессор

УДК 69.05

К ВОПРОСУ ОРГАНИЗАЦИИ ПРОВЕДЕНИЯ ПУСКОНАЛАДОЧНЫХ РАБОТ

Серебрякова С.Г., Чухлатый М.С.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Важной частью всего строительного и эксплуатационного процесса является специализированные мероприятия, которые называются пусконаладочные работы. Данная процедура может проводиться как отдельно, так и одновременно с такими работами как ремонтными или СМР. При проведении данной процедуры проходит проверка оборудования объекта строительства на ее техническую безопасность, ввода в эксплуатацию.

Главной целью пусконаладочных работ является пуск в работу всего оборудования на объекте с устранением за ранее всевозможных неисправностей. При проведении данного мероприятия решаются следующие задачи:

- проверка и настройка оборудования, обнаружение и ликвидация различного рода отклонений от запроектированных характеристик;
- обнаружение нарушений, возможно допущенных при монтаже;
- обеспечить безотказную работу оборудования. После проведения пусконаладочных работ заказчик получит гарантию на 5 лет, что гарантирует безопасность всего оборудования;
- осуществление диагностики после окончаний работ, что позволит осуществлять контроль параметров;

Обычно, начало мероприятий по пусконаладке на объекте строительства приходит на конец строительно-монтажных работ. В данный период специалисты раскрывают различие отклонения оборудования от норм и проекта, которые могут привести к дефектной работе оборудования при эксплуатации и решают данные проблемы. Именно поэтому данное мероприятие очень важно для гарантий будущего объекта.

Пусконаладочные работы разделяют на следующие виды:

1) По способу проведения работ:

- ПНР «вхолостую» - это комплекс связанных между собой технических и организационных процедур, которые отражают расходы капитального характера на пусконаладочные работы, которые проводятся в периоды: подготовительный и индивидуальных испытаний;

- ПНР «под нагрузкой» - это комплекс связанных между собой технических и организационных процедур, которые отражают расходы некапитального характера на пусконаладочные работы, которые проводятся в период комплексного опробования.

2) По диапазону:

- Индивидуальные испытания (ИИ) – это комплекс монтажных и ПН работ, которые гарантируют осуществление требований, которые предусмотрены требованиями, стандартами и рабочей документацией, чтобы определить готовность к вводу отдельно механизмов, машин и различных агрегатов, а также готовность оборудования для проведения комплексного опробования;

- Комплексное опробование (КО) – это мероприятия по подготовке к пуску и сам пуск. КО производится обязательно после индивидуальных испытаний и в строго назначенном порядке.

ПНР выполняются в определенном порядке.



Рисунок 1 – Порядок проведения ПНР

Этапы ПНР:

1) Подготовительный этап включает в себя:

- организационное обеспечение – выбор подрядчика и заключение договора на выполнение работ, начало финансирования пусконаладочных работ, а также разработка и анализ сметной документации;

- материально-транспортное обеспечение – материалы, оборудование, агрегаты, транспорт, питание, связь;
- техническое обеспечение – рассмотрение рабочей документации и производство программы и графиков ПНР.

2) Второй этап (наладочных работ) включает в себя осуществление предпусковых мероприятий и испытания разного рода режимов. Сюда относятся ПНР «вхолостую» и «под нагрузкой».

3) Третий этап (комплексного опробования) включает проверку оборудования на объекте в комплексе, т.е. их взаимосвязанная работа. А также выполняются проверки оборудования во всех режимах работы по утвержденной программе комплексного опробования.

В процессе выполнения ПНР участвуют две стороны:

— производитель ПНР (подрядчик) – это юр. лицо, которое имеет допуск от СРО для проведения ПНР;

— заказчик – какое-либо подразделение компаний либо дочернее общество, по его заявке выполняются услуги (работы).

После того, как пуско-наладочные работы выполнены, подрядная организация должна предъявить документы о выполнении: КС-2, КС-3, КС-6, КС-6а, отчет о проведенных работах, акт о завершении работ по договору.

За окончание ПНР можно считать законченное комплексное опробование и подписание Акта рабочей комиссией о приёмке оборудования. По итогу, можно сказать о том, что пусконаладочные работы являются неотъемлемой и очень полезной процедурой процесса строительства. Она обеспечивает гарантию безопасной и долгосрочной службы оборудования [3].

Список использованных источников

1. Тесля, А. В. Особенности проведения пусконаладочных работ на объектах нефтедобычи / А. В. Тесля, А. Н. Коркишко // Российская наука в современном мире: сб. статей VIII междунар. науч.-практ. конф., 2017. - С. 62-64.

2. Камнев, В. Н. Пусконаладочные работы при монтаже электроустановок: учеб. пособие для СПТУ / В. Н. Камнев. - Москва: Высшая школа, 1997. - 352 с.

3. Серебрякова, С. Г. Стадии проектирования / С. Г. Серебрякова, А. Н. Коркишко // Северный морской путь, водные и сухопутные транспортные коридоры как основа развития Сибири и Арктики в XXI веке: сб. докладов XX Междунар. науч.-практ. конф. - Тюмень, 2018. - С. 218-220.

*Научный руководитель: Чухлатый М.С.,
к.т.н., доцент базовой кафедры «Газпром нефть»*

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА МНОГОСТАДИЙНОГО ГРП С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СЕЛЕКТИВНОГО (ЧАШЕЧНОГО) ПАКЕРА НА ЗАПАДНО-ЭПАССКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Серёдкин В.В.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Гидравлический разрыв – это процесс, при котором давление жидкости воздействует непосредственно на породу пласта вплоть до её разрушения и возникновения трещины. Многостадийный ГРП – последовательное выполнение нескольких работ ГРП на одной скважине. [1]

Цель МГРП – повышение продуктивности скважины, увеличение охвата пластов выработкой и коэффициента извлечения углеводородов (КИН), возможность изоляции обводненных интервалов, интенсификация разработки трудно извлекаемых запасов (ТРИЗ) и, как следствие, экономической эффективности разработки месторождения.

С целью равномерного охвата пласта разработкой и интенсификации добычи нефти на Западно-Эпасском месторождении, расположенном в Уватском районе Тюменской области, в пределах Усть-Тегусского лицензионного участка (ЛУ), используются технологии многостадийного гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах, пробуренных на залежи ТРИЗ. Длина горизонтального ствола скважин на 600м. в рамках проектного документа разработки месторождения.

Многостадийный ГРП проводится с компоновкой заканчивания скважины с открыванием муфт ГРП растворимыми или нерастворимыми шарами (специальными шарами сферической формы, имеющими разный размер). При использовании нерастворимых шаров применяется технология гибкой трубы (ГНКТ) для освоения с азотом для разфрезеровки (разбуривания) шаров и портов (муфт ГРП). Для растворимых шаров для освоения ГНКТ не используется.

Такая обычная «шаровая» технология позволяет использовать упрощенное заканчивание скважины без цементирование и перфорации хвостовика, однако, применяемая для данной технологии конструкция портов не позволяет производить их закрытие. [2]

Стандартная компоновка шарового МГРП малоэффективна при разработке сложных низкопроницаемых коллекторов с плохими фильтрационно-емкостными свойствами и имеет определенные ограничения. Тюменской компанией ООО «СибБурМаш» внедряется новый вид компоновки для гидроразрыва — с использованием селективного (чашечного) пакера. Для обеспечения селективности между зонами ГРП, устанавливаются пакера.

Условная схема компоновки хвостовика под МГРП с селективным пакером включает в себя направление хвостовика управляемое, клапан обратный (ловушка шара диаметром 25мм.), клапан гидравлический ($P_{акт.} = 25 \text{ МПа}$), якорь ($P_{акт.} = 12 \text{ МПа}$), центратор пружинный, пакер заколон-

ный ($P_{\text{акт.}} = 18 \text{ МПа}$), подвеску гидравлическую ($P_{\text{акт.}} = 12 \text{ МПа}$), пакер верхний, шар и пакер селективный (Рисунок 1). Количество клапанов гидравлических, центраторов пружинных и пакеров закоронных в компоновке соответствует числу стадий МГРП.



Рисунок 1 – Пакер селективный для ГРП

Направление хвостовика управляемое обеспечивает улучшенную работу в «проблематичных породах», глинистых пластах, осыпающихся породах, уступчатых стволах, скважинах с большим отходом забоя от вертикали, в наклонных и горизонтальных скважинах, снижает риски по недохождению компоновки обсадной колонны до проектной глубины, повышает эффективность производства при низких затратах.

Принцип работы: при каждом одноразовом подъёме и спуске хвостовика во время получения посадки в открытом стволе, срабатывает храповый механизм, который принудительно поворачивает направление хвостовика на 45 градусов.

Клапан обратный с седлом под шар обеспечивает долив обсадной колонны буровым раствором во время спуска и после активации шаром выполняет функцию обратного клапана.

Клапан гидравлический предназначен для проведения МГРП с применением селективного пакера.

Якорь предназначен для фиксации обсадной колонны в открытом стволе скважины с целью предотвращения перемещения участка обсадной колонны хвостовика, оборудованной закоронными пакерами, при повышении давления в процессе активации узлов компоновки.

Пакер закоронный предназначен для установки в составе обсадной колонны хвостовика диаметром 114 мм:

- при установке в кровле пласта предотвращает воздействия высокого гидродинамического давления на продуктивный пласт при продавке цементного раствора в затрубное пространство;
- при установке в интервале МГРП обеспечивает разделение зон ГРП.

Пакер селективный (чашечный) предназначен для последовательного открытия нескольких клапанов гидравлических за одну спускоподъёмную операцию и проведения МГРП.

Достоинствами данной технологии являются механическая простота, упрощенность спуска и заканчивания скважины, применение как для цементируемых, так и для нецементируемых колонн, отсутствие потребности в промывке скважины после ГРП, быстрая нормализация забоя после «СТОПа» без привлечения ГНКТ.

Имеются и определённые недостатки – риски недостаточной герметичности установленных пакеров, развития многотрещинности.

По большей части скважин Западно-Эпасского месторождения ГРП проводился непосредственно перед их вводом в эксплуатацию, и, как следствие, данные о потенциале таких скважин до ГРП отсутствуют (скин=0). Также, наряду с остальными Российскими компаниями, на месторождениях Усть-Тегусского лицензионного участка проводятся исследования с целью повысить эффективность данного метода, а также оптимизировать затраты на него. [3]

Список использованных источников

1. Волохин, А. В. Выполнение работ по поддержанию пластового давления [Текст]: учебник / А. В. Волохин, Д. В. Арсибеков, В. А. Волохин. – Москва: Академия, 2017. - 192 с.

2. Дорожкина, М. А. Применение горизонтальных скважин с многостадийным ГРП / М. А. Дорожкина // Западно-Сибирский нефтегазовый конгресс: сб. научных трудов XI Междунар. науч.-техн. конгресса студенческого отделения общества инженеров-нефтяников. - Тюмень, 2017. - С. 22-25

3. Каунов, А. С. Обзор опыта применения технологии МГРП в России и за рубежом [Электронный ресурс] / А. С. Каунов, А. А. Хайруллин // Научная электронная библиотека: Академический журнал Западной Сибири, 2016. - № 5 (66). - Том 12. - Режим доступа: <https://elibrary.ru>.

*Научный руководитель: Самойлов А.С.,
кандидат технических наук, доцент кафедры
Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений*

УДК 622

ЗАВИСИМОСТЬ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛОВЫХ ПРОЦЕССОВ ОТ ПОРИСТОСТИ (ОСНОВЫВАЯСЬ НА РАЗРАБОТКУ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ)

Спасич В.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

С уменьшением доступности нефти, восстановление оставшейся нефти в старых месторождениях выдвинулось на первый план. Методы повышения нефтеотдачи совершенствовались для повышения эффективности извлечения нефти из известных и истощенных месторождений. Одними из

этих методов являются тепловые методы. Тепловые методы – это способы улучшения добычи и непосредственно способы повышения функционирования уже действующих установок, которые основываются на искусственном увеличении температуры в их стволе и зоне, примыкающей к нему.

Тепловые методы, которые включают в себя воздействие на пласт посредством пара, горение внутри пласта и пароциклические обработки скважин, в основном используются для извлечения тяжелой, высоковязкой нефти. Они могут применяться в наиболее сложных физико-геологических условиях и позволяют добывать нефть вязкостью до 10000 мПа·с и вдобавок конечная нефтеотдача увеличивается до 30 – 50% [1]. При искусственному увеличению температуры главными целями тепловых процессов являются уменьшение вязкости нефти, и испарение ее части, чтобы уменьшить коэффициент мобильности (отношение проницаемости породы к вязкости жидкости). На эффективность этих процессов влияют многие факторы (свойств горных пород, теплопроводность и теплоемкость находящихся фаз и т.д.), но теперь рассмотрим упрощенный случай влияния пористости на эффективность тепловых процессов.

Рассмотрим объем пористой горной породы $V=1\text{м}^3$, насыщен водой и нефтью ($S_v=0.4$, $S_n=0.6$). К этому объему подводится теплота Q . Учитывая, что вода и нефть размещаются в пустотах этого объема, подведенная теплота Q , распределяется на воду, нефть и твердую фазу. Часть теплоты, которая тратится для повышения температуры твердой фазы, считается потерянной теплотой. Удельная теплоемкость горной системы определяется известным выражением [2]:

$$C = \frac{dQ}{m \cdot dT} \quad (1)$$

Пусть плотности воды, нефти и твердой фазы будут $\rho_n = 1005 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$, $\rho_v = 997 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$, $\rho_{zp} = 2400 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ соответственно. Рассчитывая разные пористости ($\emptyset=0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,65; 0,7$), насыщенности $S_v=0.4$ и $S_n=0.6$, удельные теплоемкости нефти $C_n = 2100 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$, воды $C_v = 4180 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$ и например песчаника $C_n = 2100 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$ с помощью основного уравнения плотности $\rho = \frac{m}{V}$ и уравнения (1), получается, что количество теплоты, которое тратится на повышение температуры каждой фазы из этих трех будет:

$$\text{При } \emptyset=0,3 - Q_n = 379.89 \frac{\text{кДж}}{\text{К}}; Q_v = 500.0952 \frac{\text{кДж}}{\text{К}}; Q_{zp} = 1848 \frac{\text{кДж}}{\text{К}};$$

$$\text{При } \emptyset=0,4 - Q_n = 506.52 \frac{\text{кДж}}{\text{К}}; Q_v = 666.7936 \frac{\text{кДж}}{\text{К}}; Q_{zp} = 1584 \frac{\text{кДж}}{\text{К}};$$

$$\text{При } \emptyset=0,5 - Q_n = 633.15 \frac{\text{кДж}}{\text{К}}; Q_v = 833.492 \frac{\text{кДж}}{\text{К}}; Q_{zp} = 1320 \frac{\text{кДж}}{\text{К}};$$

$$\text{При } \emptyset=0,6 - Q_n = 759.78 \frac{\text{кДж}}{\text{К}}; Q_v = 1000.19 \frac{\text{кДж}}{\text{К}}; Q_{zp} = 1056 \frac{\text{кДж}}{\text{К}};$$

$$\text{При } \emptyset=0,65 - Q_n = 823.095 \frac{\text{кДж}}{\text{К}}; Q_v = 1083.54 \frac{\text{кДж}}{\text{К}}; Q_{zp} = 924 \frac{\text{кДж}}{\text{К}};$$

$$\text{При } \emptyset=0,7 - Q_n = 886.41 \frac{\text{кДж}}{\text{К}}; Q_v = 1166.889 \frac{\text{кДж}}{\text{К}}; Q_{zp} = 792 \frac{\text{кДж}}{\text{К}}.$$

Если эффективность рассчитываем как

$$\eta = \frac{(Q_n + Q_{\theta})}{Q} \quad (2)$$

то можно визуально показать ее зависимость от пористости:

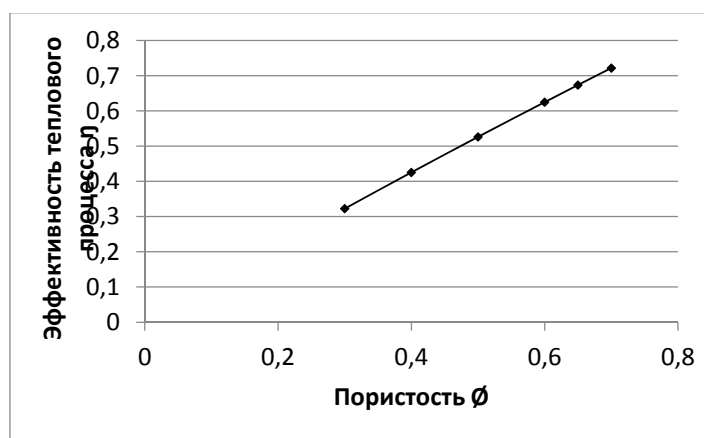


Рисунок 2 – Зависимость эффективности тепловых процессов от пористости

Исходя из этого расчета, можно прийти к выводу, что эффективность теплового процесса имеет линейную зависимость от пористости горной системы.

Список использованных источников

1. Антонаиди, Д. Г. Научные основы разработки нефтяных месторождений термическими методами / Д. Г. Антонаиди. – Москва, «Недра», 1995. – 313 с.
2. Симкин, Э. М. Основы термодинамики горных пород / Э. М. Симкин. – Москва – Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2011. – 220 с.

УДК 622.691

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ЗАКАЧКИ И ОТБОРА ГАЗА В ПОДЗЕМНОЕ ХРАНИЛИЩЕ ЛИНЕЙНОГО ТИПА

Старшинов Л.С., Кобелева П.В.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Для определения перемещения ГВК и колебания давления в газовой полости хранилища используется простейшая модель подземного газохранилища - расчет линейного ПХГ (закачки и откачки газа через галерею скважин) [Лурье, 2001, с.48].

Представим, что подземное хранилище газа представляет тонкий пласт постоянной мощности h_0 , который наклонен к горизонту под углом α , причем α меньше 0, рисунок 1.

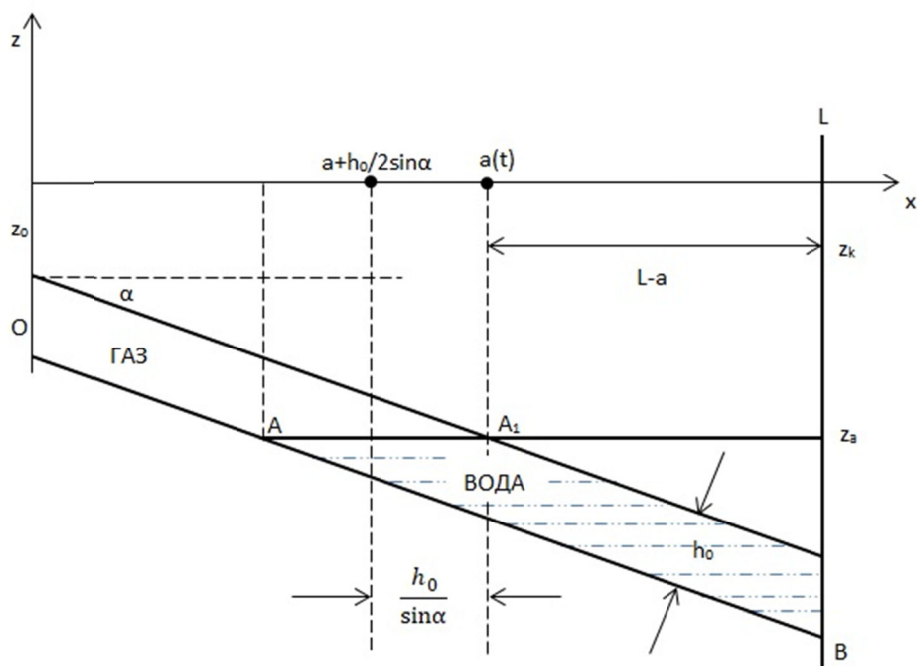


Рисунок 1 – Схема линейного ПХГ с галереей скважин

Отборы и закачки газа через галерею при том, что фильтрация фаз осуществляется в перпендикулярном ряду направлении. Возьмем проекцию последнего на горизонтальную плоскость как ось Ox . Линейный ряд эксплуатационных скважин находится в сечении $X=0$ пласта, а в сечении $X=L$ – галерея разгрузочных скважин, которая поддерживает в сечении неизменное давление P_k .

Поверхность раздела «газ-вода» AA_1 горизонтальная, где $x=a(t)$ – это закон движения точки A пересечения кровли пласта с этой поверхностью. Данная граница разделяет пласт на части OAA_1 (газ) и A_1AB (нефть).

Давление $p(t)$ газа не зависит от пространственной координаты (так как вязкость газа мала), а в водоносной зоне скорость $v(x,t)$ фильтрации воды и фильтрационный потенциал $\Phi=p(x,t)+\rho_w g z(x)$ связаны законом Дарси:

$$v = -\frac{k}{\mu_w} \cdot \frac{\partial \Phi}{\partial x}, \quad (1)$$

Скорость воды не зависит от координаты X (вода считается несжимаемой жидкостью), поэтому фильтрационный потенциал Φ изменяется линейно:

$$v = -\frac{k}{\mu_w} \cdot \frac{\Phi[a(t),t] - \Phi_k}{a(t) - L}, \quad (2)$$

или:

$$v = -\frac{k}{\mu_w} \cdot \frac{\Phi[p(t) - p_k] + \rho_w g \cdot (z_w - z_k)}{a(t) - L} = -\frac{k}{\mu_w} \cdot \left(\frac{p(t) - p_k}{a(t) - L} + \rho_w g \cdot \operatorname{tg} \alpha \right) \quad (3)$$

Условие $\overline{D}_n = da/dt$ на границе ГВК позволяет привести уравнение к обыкновенному дифференциальному для функции $a(t)$:

$$m \frac{da}{dt} = -\frac{k}{\mu_g} \cdot \left(\frac{p(t) - p_{\kappa}}{a(t) - L} + \rho_g g \cdot \operatorname{tg} \alpha \right), \quad (4)$$

Для определения неизвестной функции давления в области, занятой газом $p(t)$, используем уравнение общего баланса газа, который находится в пласте, отбирается или закачивается в него, показывающее, что изменение массы $M_r(t)$ газа в пласте равно массовому расходу q_r :

$$\frac{dM_z}{dt} = \frac{d}{dt} \left[\rho_z \cdot \frac{a(t) + h_0 / (2 \sin \alpha)}{\cos \alpha} \cdot h_0 \cdot m \right] = q_z(t), \quad (5)$$

Плотность газа ρ_r уравнением состояния связана с давлением:

$$p = Z \cdot \rho_z \cdot RT, \quad (6)$$

где Z – коэффициент сверхсжимаемости газа; R – универсальная газовая постоянная; T – абсолютная температура. Используя уравнение (6) и считая процесс изотермическим, уравнение материального баланса примет следующий вид ($\sin \alpha < 0$):

$$\frac{d}{dt} \left[\frac{p(t)}{Z(p, T)} \cdot \left(a(t) + \frac{h_0}{2 \sin \alpha} \right) \right] = \frac{RT \cdot \cos \alpha}{m \cdot h_0} \cdot q_z(t), \quad (7)$$

Система уравнений (5) и (7) – замкнутая система уравнений для определения неизвестных функций $p(t)$ и $a(t)$. Необходимы начальные условия, чтобы ее решить, которые задают начальное состояние газохранилища.

При заданном расходе $q_r(t)$ уравнение (7) свободно интегрируется и дает алгебраическое соотношение представленное ниже:

$$\frac{p(t)}{Z(p, T)} \cdot \left[a(t) + \frac{h_0}{2 \sin \alpha} \right] = \frac{p_0}{Z_0} \cdot \left[a_0 + \frac{h_0}{2 \sin \alpha} \right] + \frac{RT \cdot \cos \alpha}{m \cdot h_0} \cdot \int_0^t q_z(t) dt, \quad (8)$$

где Z_0 – значение коэффициента сверхсжимаемости газа, соответствующее давлению p_0 и температуре T .

Данное соотношение позволяет выразить давление $p(t)$ через координату $a(t)$ ГВК.

Список использованных источников

1. Лурье, М. В. Механика подземного хранения газа в водоносных пластах / М. В. Лурье. - Москва: Нефть и газ, 2001. – 350 с.

Научный руководитель: Колев Ж.М., к.т.н., доцент

**АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО
СОСТОЯНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ ВСКРЫТИИ ПЛАСТОВ
НА ПРИРАЗЛОМНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ
ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ**

Тагиров А. С.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Исследовательская работа посвящена исследованию фильтрационных и механических свойств пород шельфового нефтегазового месторождения Приразломное на установке истинно трехосного нагружения. Разработка данного месторождения на сегодняшний день является единственным действующим в России проектом по добыче углеводородного сырья на шельфе Арктики. Поэтому изучение и физическое моделирование процессов в его продуктивном пласте имеет особую актуальность.

На основе проведенного анализа напряженно-деформированного состояния горных пород при вскрытии пластов на Приразломном месторождении измерения проницаемости показали существенную зависимость проницаемости этих пород от напряженно-деформированного состояния, а именно падение проницаемости образцов в ходе моделирования снижения давления в скважине.

Исследования влияния реально возникающих в окрестности горизонтальной скважины напряжений на фильтрационные свойства горных пород продуктивного пласта морского месторождения Приразломное показали, что проницаемость исследуемых пород существенно зависит от напряженно-деформированного состояния - проницаемость пород при снижении давления в скважине сильно падает.

Полученные экспериментальные данные свидетельствуют о том, что разрушение стенок скважины может происходить при давлениях на забое скважины, превосходящих пластовое, то есть при репрессии на забое. Определены значения репрессии, необходимые для поддержания устойчивости ствола скважины.

По результатам моделирования вычислена минимальная плотность бурового раствора, при которой не происходит разрушения стенок скважины.

Измерение проницаемости показало существенную зависимость проницаемости этих пород от напряженно-деформированного состояния, а именно падение проницаемости образцов в ходе моделирования снижения давления в скважине.

Показано, что неравномерность поля начальных напряжений в пласте достаточно сильно влияет на процессы деформирования и разрушения горных пород. При наличии бокового распора разрушение образцов происходило при моделировании более высоких величинах репрессии и, следовательно, для обеспечения устойчивости ствола требуется буровой рас-

твор большей плотности. Необходимы мероприятия по усовершенствованию эффективности реализуемой системы разработки на подавляющей части разрабатываемой площади залежи.

Таким образом, в процессе исследования были выявлены основные особенности геологического строения месторождения, изучена реализуемая система разработки, обосновано ее несовершенство, а соответственно, и неэффективность применения на разрабатываемой площади.

В качестве метода повышения эффективности работы сеток скважин был рассмотрен метод гидравлического разрыва пласта (ГРП), выявлены критерии подбора скважин для проведения ГРП, изучена технология его проведения на изучаемом объекте.

В ходе исследования обоснована эффективность применения гидро-разрыва пласта, которая заключается в улучшении условий вытеснения нефти из продуктивного пласта и дополнительном вовлечении в разработку малодренируемых низкопроницаемых пропластков, а так же увеличении нефтеотдачи пласта, дополнительной добыче нефти за счет повышения нефтеотдачи пласта и снижении обводненности объекта Приразломного месторождения.

Таким образом, в результате проведенных исследований обосновано усовершенствование реализуемой системы разработки посредством применения метода гидравлического разрыва пласта и рекомендовано его применение на 3-рядной, 5-рядной, 1-рядной и 9-точечной системах разработки.

Список использованных источников

1. Перспективный способ интенсификации выработки запасов нефти из низкопроницаемых коллекторов / Ю. В. Баранов [и др.] // Нефтяное хозяйство. - 2000. - № 11. - С. 12–15.
2. Повышение нефтеотдачи пластов с применением системной технологии воздействия / Х. Х. Гумерский [и др.] // Нефтяное хозяйство. - 2000. - № 12. - С. 12–15.
3. Гусев, С. В. Эффективность методов повышения нефтеизвлечения на месторождениях Западной Сибири / С. В. Гусев // Нефтяное хозяйство. - 2009. - № 2. - С. 45–49.
4. Сургучев, М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М. Л. Сургучев. – Москва: Недра, 2005. – 30 с.
5. Шайретдинов, Н. Ш. Прогнозирование методов увеличения нефтеотдачи для крупных нефтегазоносных регионов / Н. Ш. Шайретдинов. – Уфа, 2005.
6. Камалова, Н. С. Влияние слабых импульсных магнитных полей на механические и адсорбционные свойства модифицированной древесины: автореф. дис. канд. физ.-мат. наук / Н. С. Камалова. – Воронеж, 2008. – 22 с.

Научный руководитель: Герасимов Д.С. к.т.н., доцент

СТРУКТУРА МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНОГО ПИЛОТНОГО ЭНЕРГОБЛОКА ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА ШЕЛЬФАХ

Аде -Заки Теофилус,

*Российский химико-технологический университет им. Д.И. Менделеева,
г. Москва*

Добыча нефти на шельфах, удаленных от источников энергии, требует разработки автономных энергоблоков, способных обеспечить не только работоспособность промышленных платформ, но и повысить рентабельность нефтедобычи за счет дешевых методов повышения нефтеотдачи. Для месторождений Арктического шельфа такие энергоблоки помимо электроэнергии должны дополнительно вырабатывать тепловую энергию.

Наиболее рентабельным способом повышения нефтеотдачи при добыче нефти на шельфах является применение газовых методов [1] с использованием уловленного и выделенного на месторождении диоксида углерода. Таким образом, энергоблоки для добычи нефти на шельфах, включая арктический шельф, должны одновременно выполнять несколько функций: выработка электроэнергии, теплоты и диоксида углерода в жидком или сверхкритическом состояниях, то есть быть мультифункциональными. При этом увеличение сложности должно компенсироваться высокой энергоэффективностью установок. Сформулируем требования, предъявляемые к разработке таких мультифункциональным энергоблоков:

- автономность (использование только ресурсов месторождения и окружающей среды);
- высокий термодинамический (эксергетический) КПД;
- ко– и тригенерация;
- глубокое улавливание диоксида углерода;
- обеспечение увеличения нефтеотдачи.

Одним из известных технических решений (прототипом) является мультифункциональный энергоблок компании Mayfair Energy Group (MEG) – *VENZ 4* [2], блок-схема которого представлена на рис. 1.

Представленный энергоблок предназначен для генерации максимально до 9,5 МВт электрической мощности за счет энерготехнологического использования попутного нефтяного газа (ПНГ). Установка *VENZ 4* имеет оригинальный элемент высокотемпературную ионотранспортную мембрану и позволяет улавливать и получать диоксид углерода в жидком состоянии. В качестве элемента энергетического модуля используется газопоршневой двигатель, имеющий ограниченную мощность и требующий

существенных затрат на эксплуатацию, включая затраты на доставку и хранение расходных материалов на его периодическое техническое обслуживание, что в условиях добычи нефти на шельфах нерентабельно. В силу этого, например, на месторождении Арктического шельфа России – платформе «Приразломная» установлено два газотурбинных агрегата, реализующих цикл Брайтона мощностью по 28 МВт каждый, являющихся малообслуживаемыми и развивающими большую мощность при небольших габаритах.

Для повышения показателей энергоэффективности цикл Брайтона целесообразно усилить паротурбинной установкой, реализующей цикл Ренкина. Рабочими телами в цикле Ренкина могут служить как водяной пар, так и низкокипящие рабочие тела (НРТ). В работе [3] было показано, что в качестве одного из рабочих тел цикла Ренкина можно использовать пентан или его изомеры.

Цикл Ренкина представляет собой замкнутый термодинамический цикл, в котором НРТ циркулирует в замкнутом контуре, исключая его попадание в окружающую среду. Возможны два варианта структуры цикла Ренкина: классический и с регенератором, который предназначен для частичного подогрева рабочего тела, нагнетаемого насосом в испаритель за счет остаточной теплоты после турбины. На рис. 2 представлена принципиальная схема цикла Ренкина.

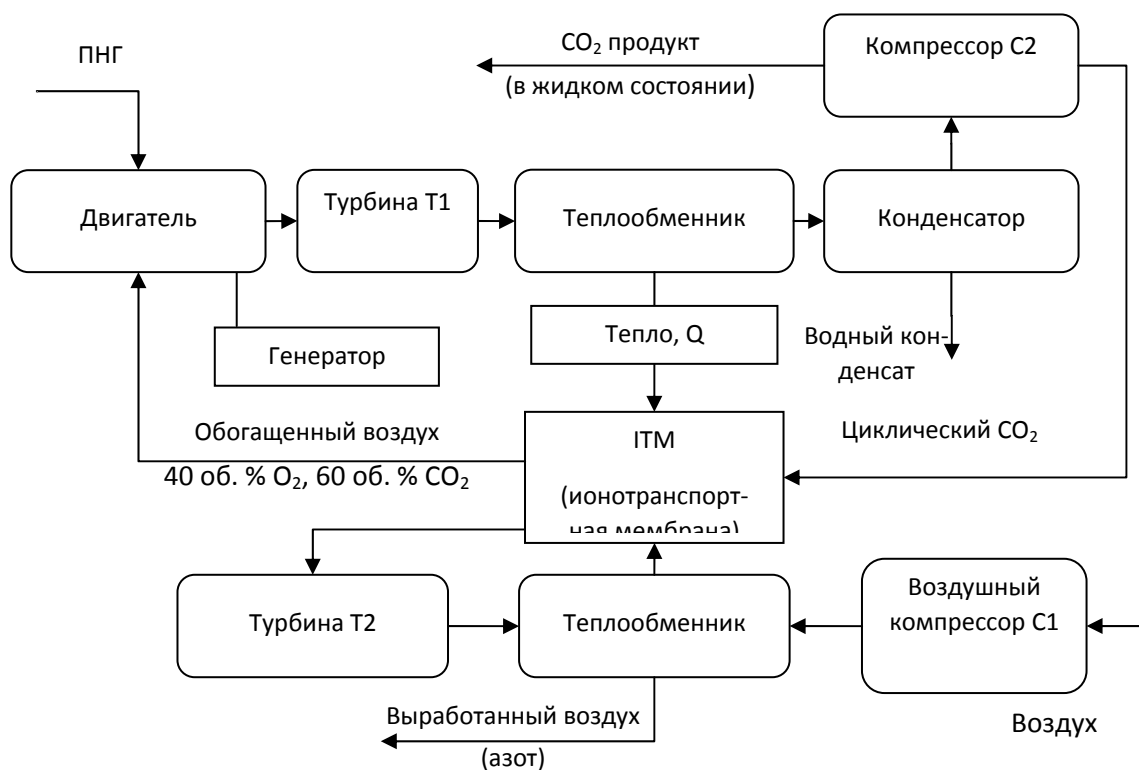


Рисунок 1 – Блок-схема установки VENZ-4

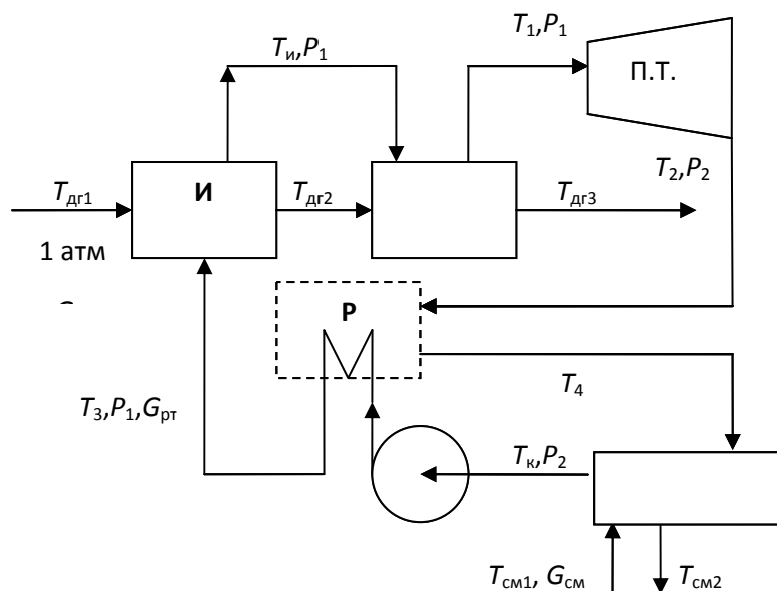


Рисунок 2 – Схема цикла Ренкина

Обозначения: **И**, **П** – испаритель – пароперегреватель НРТ; **П.Т** – паровая турбина; **К** – конденсатор; **Н** – насос по перекачке НРТ; **Р** – регенератор

Хладагентами в цикле Ренкина, используемого при добыче нефти на шельфовых, в том числе арктических месторождениях, являются морская вода, либо воздух. Для улавливания диоксида углерода из образовавшихся дымовых газов при энерготехнологическом использовании ПНГ целесообразно применить традиционный сорбционный способ улавливания CO_2 химическими растворителями. На рис. 3 представлена принципиальная схема улавливания диоксида углерода из дымовых газов с помощью аминов.

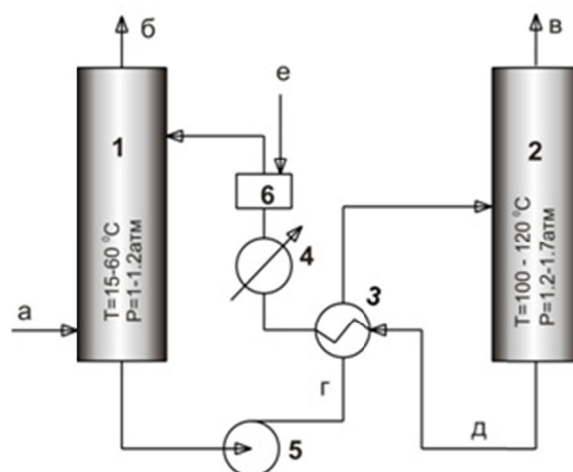


Рисунок 3 - Принципиальная технологическая схема очистки дымовых газов от диоксида углерода. Обозначения: а – дымовые газы; б – очищенный газ; в – выделившийся CO_2 ; г – насыщенный раствор абсорбента; д – обедненный («тощий») раствор абсорбента; е – подпиточная вода; 1 – блок абсорбции; 2 – блок десорбции; 3 – рекуперативный теплообменник; 4 – холодильник; 5 – насос; 6 – емкость для подпиточной воды

Особенностями данной технологии являются возможность улавливания диоксида углерода при давлениях от 0,01 до 0,6 МПа и температурах входного потока дымовых газов от 15 до 85 °С при достижении степеней улавливания диоксида углерода более 87%. В аппарате десорбции требуется подвести значительное количество теплоты для выделения уловленного диоксида углерода из раствора абсорбента.

Энергетический и сорбционный модули должны быть объединены в единый энергоблок по правилу оптимальной интеграции тепловых потоков в системе. С этой целью в цикле Ренкина предлагается использовать водяной пар, имеющий высокие калорические свойства и теплоту фазовых переходов. В пилотном энергоблоке возможно получать диоксид углерода в жидком или сверхкритическом состояниях для повышения нефтеотдачи. Для этого предусмотрен модуль сжатия CO₂. В таблице приведены некоторые характеристики пилотного энергоблока и баланс мощности.

Таблица 1 – Характеристики энергоблока и баланс мощности

Расход попутного нефтяного газа, Нм ³ /ч	3500
Выработка сверхкритического CO ₂ , кг/ч	8451,054
Суммарный расход воды на охлаждение, кг/ч	533253
Баланс мощности, кВт	
Воздушный компрессор	14575,6
Компрессор ПНГ	612,1374
Насосы	7,15
Турбина газовая	26322
Турбина цикла Ренкина	1464,4
Суммарная выработка без учета затрат на сжатие	12592,5
Затраты на сжатие CO ₂ (20 МПа)	1147,948
Суммарная выработка мощности с учетом затрат на сжатие	11401,41

Согласно данным таблицы затраты на сжатие диоксида углерода до сверхкритических параметров, необходимых для реализации газовых методов повышения нефтеотдачи, не превышают 10% от вырабатываемой мощности энергоблока.

Список использованных источников

1. Abu El Ela M. An integrated approach for the application of the enhanced oil recovery projects/ Abu El Ela M., Sayyoub H., El Tayeb S. // Journal of Petroleum Science Research, 2014, - № 3(4). - Pp. 176–188.
2. Пат. WO 2008077200 А (Евразийский патент). Способ повышения нефтеотдачи продуктивного пласта/ Кушников В., Янговский Ю., Шокотов Н ЕР2096257А1, F23С7/00, E21В43/16, В01D71/00..., 2006.
3. Налетов, В. А. Разработка многофункциональной установки на попутном нефтяном газе для шельфовых месторождений / В. А. Налетов // Технологии нефти и газа. – 2017. - № 2 (109). - С. 38-43.

ПРИМЕНЕНИЕ ПОТОВОТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ НА ОСНОВЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ НА КАЛЬЧИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Уткин Н.П.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Технологии направлены на выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин и вовлечение в разработку малоподвижных запасов нефти за счет кольматажи и высоко проводящих каналов.

Первые испытания технологии на месторождении проводились в 2001 году. В нагнетательные скважины был закачан дисперсный состав на основе гидролизного лигнина(состав ЛДС). Проведено 15 операций на 12 нагнетательных скважинах при среднем объеме закачки композиции 85 м³ на одну скважину. Накопленный технологический эффект к концу 2001 года составил 6.8 тыс.т нефти или 452 тонн в среднем на одну операцию.

Внешним проявлением воздействия на пласт явилось снижение обводненности добываемой продукции реагирующих скважин. По результатам анализа можно было констатировать о снижении обводненности на 4% в период 02-09.2001г, а по отдельным реагирующим скважинам - 5-6 % в течение 4-6 месяцев.

В таблице 1 приведено распределение дополнительной добычи нефти по обработанным нагнетательным скважинам. Наиболее эффективными оказались обработки нагнетательных скважин 500 и 170, по скв.262,323,132 и 208 технологического эффекта получено не было, по скв.323 произошло снижение добычи нефти на 322 т. Динамика основных показателей разработки по реагирующим скважинам приведена на рисунке 3.1.

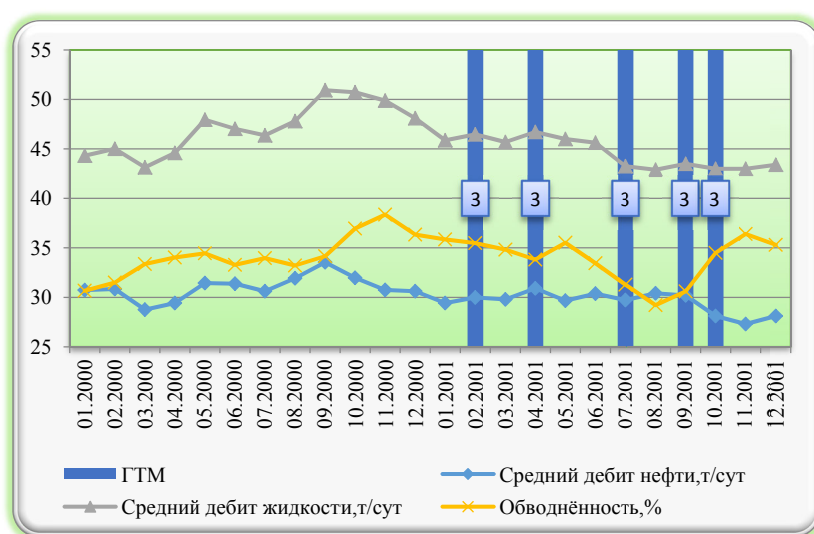


Рисунок 1 – Динамика основных показателей разработки по реагирующим скважинам Кальчинского месторождения

В 2007-2008 г.г. были возобновлены работы по увеличению нефтеотдачи с применением физико-химического воздействия на пласты Кальчинского месторождения. Объемы и результаты внедрения методов увеличения нефтеотдачи пластов представлены ниже.

Проведены работы по ВПП для объекта Ач с применением трёх технологий – модифицированная технология ОВС+ПГ, технология ПКР и технология ВУГ.

Технология ОВС + ПГ (осадко-волоконистая система + полимеризованный гель) основана на закачке в пласт осадкообразующего состава (силикат натрия) и композиции «Термогель», состоящей из хлорида алюминия и карбамида, который в пласте под воздействием температуры преобразуется в гель. Выбор композиции «Термогель» обосновывается ее высокой водоизолирующей эффективностью при пластовой температуре выше 70⁰С, что наиболее применимо для объекта Ач Кальчинского месторождения, пластовая температура которого составляет 83 - 84⁰С.

Таблица 1 – Результаты внедрения технологий МУН (состав ЛДС)

№. наг.скв.	Дата обработки	Доп. Q нефти, тонн
170	02.2001	1969
141	02.2001	405
500	02.2001	1991
208	04.2001	83
138	04.2001	746
157	04.2001	761
103	07.2001	640
109	07.2001	254
323	07.2001	-322
132	09.2001	39
170	09.2001	0
262	09.2001	0
138	10.2001	0
241	10.2001	204
141	10.2001	0
Итого		6770

Образующийся гель препятствует фильтрации воды из водонасыщенной части продуктивного пласта и приводит к перераспределению фильтрационных потоков, выравниванию профиля приемистости нагнетательных скважин. Дополнительным положительным эффектом является то, что образующийся диоксид углерода повышает подвижность нефти в пористой среде. Реологические свойства геля и подвижность его в пористой среде регулируются степенью разбавления закачиваемого рабочего раствора.

Технология ПКР заключается в последовательно чередующейся закачке в пласт через нагнетательные скважины водных растворов полиакриламида (полиэтиленоксида) с бентонитом и полиакриламида с древесной мукой.

В результате взаимодействия закачанных в пласт реагентов дисперсные частицы связываются полимером и осаждаются в поровых каналах пласта, образуя дисперсно-полимерно-коллоидную систему. Набухание древесной муки и глинопорошка усиливает закупоривающий эффект. Образование полимерно-коллоидной системы в пласте, на стенках поровых каналов и в свободном пространстве пор приводит к локальному возрастанию фильтрационного сопротивления из-за частичного или полного блокирования отдельных поровых каналов, вследствие чего, изменяется направление фильтрационных потоков и повышается охват пласта заводнением.

Технология ВУГ (вязкоупругий гель) основана на закачке водного раствора полимера со сшивателем, который в пласте с течением времени полимеризуется с образованием вязкоупругого геля. В результате, в высокопроницаемых промытых интервалах пласта создается потокоотклоняющий экран. Блокирование промытых зон пласта в нагнетательных скважинах оказывает влияние на снижение обводненности окружающих добывающих скважин. Изменение направления фильтрационных потоков и подключение застойных зон коллекторов способствует увеличению нефтеотдачи.

В 2007-2008г.г. работы по выравниванию профиля приемистости с применением физико-химических методов воздействия проведены на Центральном поднятии (участок 2) и в северной части Южного поднятия[1].

По данным эксплуатации реагирующих добывающих скважин произведена оценка дополнительной добычи нефти участков по состоянию на 01.2012г. Дополнительная добыча нефти оценивалась по характеристикам вытеснения в программном комплексе «Baspro-Explore», составленном в соответствии с “Методическим руководством по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов”. Используемая в программе методика, основана на определении характеристик вытеснения, аппроксимирующих наилучшим образом фактические данные истории добычи нефти. Для расчетов использованы характеристики Сазонова, Пирвердяна, Назарова-Сипачева, Камбарова, Максимова, Черепахина-Мовмыга, Гарб-Циммерманн. По показателям качества их настройки определялись три наилучшие, по которым строилась базовая (обобщенная) характеристика и рассчитывался эффект.

Список использованных источников

1. Технологическая схема опытно-промышленной разработки Кальчинского месторождения ООО «РН-УВАТНЕФТЕГАЗ», 2012. – 181 с.

ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЗАВОДЕНИЯ ДЛЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

Уфимцева М.Н.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

К новым методам воздействия на пласт обычно относятся все методы, отличающиеся от традиционного заводнения. Однако такое деление на традиционные и новые методы довольно условно, т.к. часть методов, относимых к новым, в той или иной мере связана с традиционным заводнением или базируется на нем.

В настоящее время заводнение – самый распространённый в мире вид воздействия на пласты разрабатываемых месторождений.

Рациональная разработка нефтяных месторождений включает применение различных методов воздействия на пласт, направленных на максимально эффективное и экономически рентабельное извлечение нефти, а также проведение комплекса мероприятий, направленных на достижение максимального использования пробуренного фонда. По площади влияния, методы могут быть условно разделены на локальные (работающие с эксплуатационной колонной или воздействующие на призабойную зону пласта) и воздействующие на пласт в целом. Основным методом воздействия на пласт, используемым при разработке терригенных коллекторов в Западной Сибири, является заводнение, которое может применяться как самостоятельно, так и в комплексе с применением различных химреагентов, направленных на изменение фильтрационных потоков, увеличения нефтеотдачи путем снижения поверхностного натяжения на границе нефть-порода либо выравнивание вязкостей закачиваемого и вытесняемого флюидов. При воздействии на призабойную зону пласта (ПЗП) наибольшее распространение получили методы интенсификации притока – перестрелы, обработки с использованием кислотных составов, растворителей и различных технических средств, проведение гидравлического разрыва пласта, обработка призабойной зоны гидрофобизаторами, способствующие повышению эффективности проводимых работ. В области ограничения водопритока применение нашли методы восстановления целостности цементного камня за эксплуатационной колонной, изоляции промытых интервалов. Своевременность и системность (массовость) применения технологий по добывающему фонду увеличивает долю охвата воздействием скважин залежи либо ее крупных участков.

Наиболее доступной и эффективной технологией воздействия на пласт является закачка воды (заводнение). Использование заводнения обеспечивает поддержание необходимого пластового давления и энергетики пласта и способствует активной выработке запасов нефти. Согласно ранее подготовленным проектным документам на разработку

Новомолодежного месторождения этот метод выбран в качестве основного. Закачка воды на объекте ЮВ₁¹ Новомолодежного месторождения началась с 08.1988 г. и продолжается до сих пор.

В качестве рабочего агента для поддержания пластового давления в настоящее время на месторождении источником водоснабжения является подтоварная вода. В начале 2006 г. на месторождении завершены работы по реконструкции ДНС. Монтаж УПСВ позволил решить проблему источника воды за счет сброса собственной подтоварной воды на БКНС и ее последующей закачкой в пласт.

При разбуривание северной части месторождения район скважин (бр, 20р) планируется строительство двух водозаборных скважин, для забора воды из апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса. Мощность комплекса на Новомолодежном месторождении составляет 800 м.

Воды сеноманского комплекса хорошо изучены на Самотлорском месторождении. Этот комплекс наиболее обильный, дебиты пластовой воды составляют от десятков до нескольких сотен кубометров в сутки. Воды комплекса характеризуются минерализацией 12-21 г/л и плотностью - 1.01 г/см³. По классификации Сулина В.А. воды комплекса относятся к хлоридно-кальциевому типу и отличаются высоким содержанием ионов натрия и хлора. Из микрокомпонентов присутствуют аммоний (до 30 мг/л), бром (до 58 мг/л), йод (до 15 мг/л).

Важной технологической особенностью данных вод является их относительно высокая температура, которая на устье колеблется от 38 до 42°С. Кроме этого, воды сеноманского комплекса обладают лучшей отмывающей способностью и несут в себе меньшую опасность отложения неорганических солей.

Вода – удобный, дешевый агент, но эффективность выработки запасов нефти при закачке воды в продуктивные пласты снижается в силу различия физических свойств нефти, воды и породы. Так, при закачке менее вязкой воды по сравнению с нефтью в пласт, образуются «языки» прорывов по высокопроницаемым пропласткам агента к забоям скважин. Фронт закачиваемой воды проходит не равномерно по разрезу пласта, оставляя целики нефти, не вовлеченные в процесс дренирования. Появляется первая проблема – неравномерное продвижение фронта закачиваемой воды и преждевременное обводнение добывающих скважин.

При последующей закачке воды, как правило, не появляется новых путей дренирования, а «промываются» коллектора уже подверженные воздействию агента. Но, даже в них остается остаточная нефть, которая имеет структуру пленки на поверхности породы. Возникает вторая проблема – после прохождения фронта закачиваемой воды, остаточные запасы нефти приобретают структуру пленки на поверхности породы, эффективность выработки этих запасов при обычной технологии заводнения очень низка.

При закачке чужеродной воды в пласт некоторые компоненты коллектора могут набухать, тем самым способствовать кольматированию проводимой части разреза.

Несмотря на вышеперечисленные отрицательные последствия закачки воды в пласт, пока не найдено конкурентоспособная замена воде. По этой причине приходится модернизировать закачку воды различными технологиями.

Для выравнивания фронта продвижения закачиваемой воды и перераспределение потоков в пласте применяются различные агенты, ухудшающие фильтрационные свойства высокопроницаемой (промытой) части коллектора. При этом увеличивается коэффициент охвата выработкой пласта – вовлекается в активную разработку не дренируемая часть коллекторов.

Несомненно, нужно знать теорию и технологические возможности разработки нефтяных месторождений при естественных режимах.

Список использованных источников

1. Желтов, Ю. П. Разработка нефтяных месторождений / Ю. П. Желтов. - Москва: Недра, 1998.

УДК 622.276.5

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СКВАЖИН

Уфимцева М.Н.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Эффективность эксплуатации нефтяных месторождений во многом определяется режимами добычи углеводородов и закачки воды в пласт по скважинам, которые прямым образом влияют на динамику изменения контура водонефтяного контакта (ВНК), отчего собственно и зависят сроки эксплуатации скважин, заводнения, коэффициент нефтеотдачи пласта.

Процесс оптимизации режима работы скважин включает в себя выявление фонда скважин для технологических мероприятий по оптимизации режимов работы насосных установок, их подбор и практическое осуществление рекомендаций. [1]

Оптимизация технологических режимов эксплуатации добывающих скважин, включающая наряду с созданием условий для эффективного притока нефти из пласта в скважины (работа с околоскважинными зонами пласта), выбор скважинного оборудования и установление режима его работы в соответствии с продуктивными характеристиками и другими факторами, создает необходимые условия для улучшения всех технико-экономических показателей нефтедобычи.

Оптимизация режимов работы скважин механизированного фонда нацелена на согласование гидродинамических характеристик пласта и добывающего скважинного оборудования с целью эффективного использования потенциала скважины, максимизации добычи нефти в экономически обоснованных пределах.

На одном из рассмотренных месторождении Западной Сибири весь механизированный фонд эксплуатируется с помощью электроцентробежных насосов. Основным показателем, характеризующим работу таких насосов, является коэффициент подачи. Оптимальной считается режим, когда коэффициент подачи скважин находится в пределах 0,7 - 1,2 д. ед. В случае если коэффициент подачи ниже или выше данного предела, то необходима замена центробежного насоса на меньшего или большего типоразмера соответственно.

Для обеспечения проектных уровней добычи нефти на скважинах рассмотренного месторождения планируется проведение комплекса геолого-технических мероприятий (ГТМ) и методов увеличения нефтеотдачи (МУН) – ГС, БГС, ГРП, ОПЗ, РИР, перфорационные методы, оптимизация режимов работы, ВПП.

Список использованных источников

1. Уметбаев, В. Г. Геолого-технические мероприятия при эксплуатации скважин / В. Г. Уметбаев. - Москва: Недра, 1989. — 215 с.
2. Желтов, Ю. П. Разработка нефтяных месторождений / Ю. П. Желтов. - Москва: Недра, 1998.

УДК 622.276.3

ПРОБЛЕМА ВЫРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

Уфимцева М.Н.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В настоящее время в России в разработке находятся сотни нефтяных залежей и месторождений. Наиболее крупные месторождения в значительной мере уже выработаны. Новые методы разведки позволили открыть много малопродуктивных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Возросло число месторождений нефтегазовых, нефтегазоконденсатных, имеющих трещиновато–пористые коллекторы, пластов, содержащих высоковязкую нефть. Запасы нефти в сложнопостроенных коллекторах относятся к трудноизвлекаемым.

Современная стадия развития нефтяной отрасли характеризуется осложнением условий разработки нефтяных месторождений, определяю-

щим фактором которого, является существенное ухудшение структуры запасов, сложностью их извлечения и увеличением доли трудноизвлекаемых запасов. Обусловлено это тем, что вступление большого числа высокопродуктивных залежей и месторождений в позднюю стадию разработки, характеризуется интенсивным снижением добычи нефти и резким ростом обводненности, так и неблагоприятными качественными характеристиками запасов нефти в залежах, вновь вводимых в разработку. Большая часть этих месторождений находится на поздней стадии разработки, большая часть остаточных запасов нефти по ним относится к трудноизвлекаемым – это низкопроницаемые пласты небольшой толщины, подгазовые залежи, высоковязкие нефти и т.д. Сложное техническое состояние фонда. Большая доля аварийных скважин.

Увеличение *трудноизвлекаемых запасов нефти* в стране делает особенно актуальной проблему создания и применения эффективных технологий для соответствующих геолого-физических условий, использования более новых и совершенных методов моделирования разработки.

Большинство старых уникальных нефтяных месторождений, обеспечивающих ранее основную долю добываемой нефти, истощено. Эксплуатационные объекты новых месторождений или новые пласты старых, истощенных месторождений обладают низкими фильтрационно – емкостными свойствами, неоднородностью, сложностью геологического строения. Для извлечения нефти, выбора соответствующих технологий необходимо учитывать физические и химические процессы, оказывающие существенное влияние на выработку трудноизвлекаемых запасов.

Вводимые в разработку новые залежи и месторождения приурочены к коллекторам низкой проницаемости, характеризуются сложным строением продуктивных пластов, значительными размерами водонефтяных зон, повышенной вязкостью нефти. Большую роль в разработке играет эффективность программы ГТМ, связанная с отсутствием отработанных прогрессивных технологий РИР, БС и сложной структурой остаточных запасов месторождений.

Извлечение остаточных или вновь вводимых трудноизвлекаемых запасов нефти связано со значительными осложнениями процессов разработки пластов, строительства и эксплуатации скважин. Новой инфраструктурой месторождения в целом. Как правило, разработка этих запасов с применением традиционных технологий заводнения характеризуется низкими темпами добычи нефти и коэффициентами ее извлечения из пласта.

Похожая ситуация характерна и для нефтяной отрасли многих ведущих компаний мира, которые также подвергаются угрозе падения добычи нефти при неизменном или даже повышенном росте ее потребления.

Решение задачи по повышению степени выработки запасов нефти связано с прогнозированием и предотвращения ряда причин формирования остаточной нефти. Как правило, к этим причинам относятся неоднородное

строение коллектора, различия в свойствах пластовой нефти и вытесняющего агента, усиливающиеся в условиях проявления аномально вязких свойств нефти, неоднородное поле скоростей фильтрации и градиентов давления.

Также, большую роль в разработке трудноизвлекаемых запасов играет техническое состояние фонда. Промысловый контроль за выработкой запасов геофизическими методами один из ключевых инструментов позволяющих понять внутрипластовые процессы, влияющие на эффективность разработки. На месторождении вопросам контроля за выработкой запасов должно уделяться должное внимание.

В условиях сложной структуры запасов на ряде месторождений доказана высокая эффективность применения технологий ВПП с целью выравнивания профилей приемистости нагнетательного фонда и увеличения охвата продуктивных пластов процессом заводнения. Результаты промыслово-геофизических исследований нагнетательного фонда до и после ВПП показали увеличение коэффициента работающей толщины после проведения обработки, что является важным аргументом для рекомендации работ ВПП на месторождении.

Список использованных источников

1. Ленченкова, Л. Е. Повышение нефтеотдачи пластов физикохимическими методами / Л. Е. Ленченкова // Москва: Недра, 1998. – 394 с.
2. Коротенко, В. А. Физические основы разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи: учеб. пособие / В. А. Коротенко [и др.]. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. - С. 159.

УДК 622.279

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ СКВАЖИН ГОРИЗОНТАЛЬНОГО ПРОФИЛЯ НА ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Ушакова А.В., Мурашин К.О., Флоря Г.И.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В ближайшее десятилетие планируется ввод в эксплуатацию многих крупных и уникальных газовых месторождений на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, в том числе на труднодоступных полуостровах Гыданский и Ямал. По мнению многих именно Ямал, после выработки крупнейших континентальных месторождений природного газа, таких как Уренгойское, Ямбургское и Медвежье, станет главным сырьевым экспортоориентированным регионом в Российской Федерации.

Важнейшей характеристикой, во многом определяющей технико-экономические показатели строительства скважин и их последующей эксплуатации, а следственно, и рентабельность проектов в условиях отдален-

ности северных месторождений от главной газотранспортной системы, является выбор конструкции и профиля ствола скважин, особенно в условиях большого количества продуктивных горизонтов.

В середине двадцатого века, когда газовые месторождения Крайнего Севера только начинали осваиваться, добывающие скважины имели исключительно вертикальный профиль. Отчасти это объяснялось несовершенством отечественных резьбовых соединений обсадных колонн и высокой вероятностью возникновения негерметичности крепи скважин в процессе их эксплуатации, а также недостаточным развитием технологий наклонно-направленного бурения.

Широкому внедрению технологии наклонно-направленного бурения на газовых месторождениях способствовал успешный опыт кустового бурения на Медвежьем газовом месторождении, что значительно снизило затраты на обустройство месторождения по сравнению с использованием одиночных скважин. Впоследствии разработка газовых месторождений кустовым бурением стало основным способом в нефтегазовой промышленности.

В настоящий момент развитие технологий строительства скважин значительно продвинулось по сравнению с технологиями прошлого века, так на Бованенковском месторождении с начала 1990-х годов средний зенитный угол профиля скважин увеличился более чем в два раза – со средних 30 градусов до 75 градусов на эксплуатационном фонде новых скважин. Соответственно, увеличилась интенсивность пространственного искривления стволов скважин и величина смещения забоев.

Несмотря на распространенность наклонно-направленных скважин на газовых месторождениях ЯНАО, скважины с горизонтальными окончаниями применяются ограниченно. Решение о разработке газовых месторождений горизонтальными скважинами должно быть обосновано исходя из следующих условий [1]:

- одновременности вовлечения в разработку всех пропластков;
- равномерности дренирования залежи по площади;
- максимальной продолжительности периода безводной эксплуатации;
- необходимости предотвращения образования песчаных пробок;
- необходимости вскрытия одного или нескольких пропластков при освоении неоднородных пластов.

Одним из главных преимуществ внедрения горизонтальных скважин на газовых месторождениях является возможность увеличения периода их безводной эксплуатации при заданной постоянной величине депрессии. Так, поступление воды в горизонтальные скважины, происходит в среднем в 2,5 раза медленнее по сравнению с наклонно-направленными. При этом необходимо достичь максимальной продуктивности скважин в период постоянной добычи при минимизации эксплуатационного фонда.

Наиболее характерными факторами, от которых зависит продуктивность скважин с горизонтальным окончанием являются [2]:

- длина горизонтального ствола,
- диаметры обсадных колонн и фонтанных труб, глубины их спуска,
- расположение горизонтального ствола по толщине и относительно контуров питания и профиль вскрытия,
 - форма зоны дренирования, связанная с расположением горизонтальных скважин и полнота вскрытия такими скважинами удельной площади, приходящейся на долю каждой из них;
 - изменчивость забойного давления по длине горизонтального ствола.

Таким образом для повышения эффективности применения горизонтальных скважин необходимо на этапе проектирования обосновывать их конструкцию, расположение и архитектуру горизонтального участка.

Из анализа работ [3,4,5,6], посвященных этой проблеме, наилучшие показатели разработки газовых месторождений будут получены при выполнении следующих условий:

- подбор оптимальной конструкции скважины должен осуществляться с учетом технико-экономических показателей: обеспечение максимального накопленного отбора за период работы скважины, максимального периода безводной эксплуатации, не в последнюю очередь, для снижения операционных затрат на подготовку газа;
- подбор оптимальной длины горизонтального участка для достижения максимальной продуктивности при минимальных затратах на строительство скважины;
- выбор симметричного расположения горизонтального участка относительно кровли и подошвы пласта позволит достичь потенциально возможной продуктивности скважины при увеличенном периоде безводной эксплуатации и величине допустимой депрессии на пласт;
- скоростной режим работы скважины должен обеспечивать вынос мех. примесей и конденсационной воды с забоя;
- применение горизонтальных скважин снижает риск гидратообразования за счет увеличения их продуктивности по сравнению с наклонно-направленными скважинами.
- Для увеличения степени вскрытия нескольких пропластков необходимо рассмотреть возможность применения восходящих/нисходящих профилей горизонтального ствола.

Список использованных источников

1. Алиев, З. С. Разработка месторождений природных газов: учеб. пособие для вузов / З. С. Алиев, Д. А. Марakov. — Москва: МАКС Пресс, 2011. — 340 с.
2. Алиев, З. С. Исследование горизонтальных скважин: учебное пособие / З. С. Алиев, В. В. Бондаренко. — Москва: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004. — 300 с.

3. Алиев, З. С. Определение производительности горизонтальных скважин, вскрывших газовые и газонефтяные пласты / З. С. Алиев, В. В. Шеремет. – Москва: Недра, 1995. – 125 с.

4. Алиев, З. С. Обоснование и выбор оптимальной конструкции горизонтальных газовых скважин / З. С. Алиев, Б. Е. Сомов, С. А. Рогачев. – Москва: Техника, 2001. – 95 с.

5. Алиев, З. С. Эксплуатация газовых скважин / З. С. Алиев, Б. Е. Сомов, С. А. Рогачев. – Москва: Техника, 2001. – 95 с.

6. Сохошко, С. К. Моделирование пологих и горизонтальных нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие / С. К. Сохошко. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 137 с.

Научный руководитель: Вольф А.А., к.ф.-м.н., доцент

УДК 553.982.2

**РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ
ПО УПРАВЛЕНИЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПРОЦЕССОМ
ПРОИЗВОДСТВА ЖИДКИХ СИНТЕТИЧЕСКИХ
УГЛЕВОДОРОДНЫХ ПРОДУКТОВ
НА ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

Фишер Г. Ю., Фишер Н. С.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

По различным оценкам, ресурсы природного газа России, которые являются нерентабельными, или станут нерентабельными в перспективе 10-15 лет, составляют от 4 до 7 трлн. м³. Причина данной проблемы заключается в несопоставимости эксплуатационных и капитальных затрат со себестоимостью добычи газа. В случае выработанных месторождений, из-за низкого пластового давления необходимо использовать дожимную компрессорную станцию, стоимость которой может составлять 10% от капитальных затрат. Если речь идёт о труднодоступных и малых месторождениях, большая доля затрат связана со строительством инфраструктуры и газопровода.

Решением данной проблемы будет использование технологий, позволяющих снизить значимую часть расходов.

GTL - это технология преобразования метана в жидкие углеводороды. Например, по технологии GTL из природного газа можно сделать бензин или дизельное топливо. При внедрении GTL технологии отпадает необходимость в строительстве ДКС и газопровода, а так же необходимость в поставке ингибиторов гидратообразования и горюче-смазочных материалов, что может снизить затраты на четверть.

Достижение полного уровня автоматизации добычи газа в перспективе позволит снизить капитальные затраты приблизительно на 10%, и

эксплуатационные на 15, что связано с сокращением численности персонала на промысле до нуля.

Нами были изучены альтернативные варианты решения проблемы. Для части месторождений целесообразен традиционный вариант, что связано с удобным географическим местоположением. Производство на месторождении электричества или метанола подразумевает наличие потенциальных потребителей в непосредственной близости в связи с конкурентностью этих рынков. Реализация сжиженного природного газа требует дорогостоящих условий транспортировки, ее следует рассматривать для крупных удаленных месторождений.

Данный проект подразумевает разработку программного обеспечения по управлению процессом добычи газа и производства жидких углеводородных продуктов на месторождении без вмешательства человека. Совершенствование алгоритмов, направленное на оптимизацию технологического процесса, будет осуществляться на основании анализа поступающих данных.

Интеллектуализация месторождений – перспективное и приоритетное направление развития нефтегазовых компаний. Согласно исследованию StepChange Global, внедрение безлюдных технологий в процессы добычи полезных ископаемых на шельфовых месторождениях может сократить капитальные затраты на 13-48%, операционные - 48-53%. Крупнейшие игроки рынка Норвегии, такие как Conoco Phillips, BritishPetroleum, получили одобрение от правительства Норвегии о создании автоматизированных платформ в Северном море. В то же время, использование автоматизированных нефтяных установок является преобладающей тенденцией в Персидском заливе и на Ближнем Востоке, где около половины платформ полностью автоматизированы, и в Великобритании, где автоматизирована четверть.

Для разработки программного обеспечения необходимо моделирование отдельных производственных процессов. Для исследования влияния термобарических параметров и свойств газа на технологический процесс преобразования газа в конечный продукт, а также для анализа эффективности различных катализаторов, используемых в технологии, необходимо получение эмпирических данных с экспериментальной установки. На основе данных, полученных с установки, будет сформирована многопараметрическая модель.

Предположительно, пик производительности установки для жирного газа будет наблюдаться при большем расходе. Данный эффект связан с уменьшением количества тяжелых компонентов (C_3-C_4) в единице реакционного пространства. Чтобы увеличить производительность, необходимо ускорить подток свежих порций в единицу реакционного пространства, что приводит к увеличению расхода газа. И чем меньше концентрация пропана (бутана), тем больше будет объемный расход газа, соответствующий максимуму производительности.

Список использованных источников

1. Klerk A. Gas-to-liquids conversion (Department of Chemical and Materials Engineering University of Alberta, Edmonton, Canada) / A. Klerk, 2015. - 89 p.
2. GTL-технологии по переводу газа в жидкое состояние [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://neftegaz.ru/science/view/725-GTL-tehnologii-po-perevodu-gaza-v-zhidkoe-sostoyanie> - Загл. с экрана (дата обращения 01.10.2018).
3. Черкасов, М. «Умные» технологии в нефтегазовой отрасли [Электронный ресурс] / М. Черкасов. - Режим доступа: <http://controlengrussia.com/otraslevye-resheniya/umny-e-tehnologii-v-neftegazovoj-otrasli> - Загл. с экрана (дата обращения 01.10.2018).

Научный руководитель: Саранча А. В., к.т.н., доцент

УДК 553.981.2

ОБОСНОВАНИЕ АГЕНТОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТЫ И СПОСОБЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА УРЕНГОЙСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Хабибуллин Л.Р.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Газовые и газоконденсатные участки объектов

Действующими проектными документами разработана разработка газовых и газоконденсатных залежей Уренгойского месторождения в пределах Усть-Ямсовейского Л.У. предусмотрена в режиме истощения пластовой энергии.

Учитывая сложившуюся практику разработки газовых и газоконденсатных месторождений Западной Сибири поддержание пластового давления за счет закачки в продуктивные пласты пластовой (либо подтоварной) воды не целесообразно.

Обратная закачка «сухого» газа в пласт («сайклинг-процесс») на данном месторождении не рекомендуется в связи с отсутствием необходимого обустройства, а также опыта реализации такой технологии поддержания пластового давления на соседних месторождениях Западной Сибири.

Следует отметить, что гидродинамические расчеты, выполненные авторами НИР «Технологическая схема разработки четвертого опытного участка ачимовских отложений Уренгойского месторождения лицензионной территории ООО «Уренгойгазпром» с выделением периода опытно-промышленной эксплуатации», показали, что реализация «сайклинг-процесса» при снижении пластового давления до уровня 30-35 МПа теоретически может обеспечить существенный прирост в конденсатоотдаче. Но при этом существенно ухудшается экономическая составляющая проекта. Также на сегодняшний день слабо изучен процесс растворения выпавшего

в пласте конденсата закачиваемым газом. Не исключена возможность того, что на практике данный процесс может протекать по-другому.

В настоящей работе рассмотренные варианты разработки газовых и газоконденсатных залежей учитывают реальные возможности недропользователя ООО «Уренгойская газовая компания» по вводу мощностей и обеспечению уровней добычи УВ на режиме истощения пластовой энергии с учетом нового представления о запасах свободного газа пласта ПК₁.

Нефтяные участки объектов

В пределах рассматриваемого месторождения нефтесодержащие объекты разработки Ач и ЮГ₂¹⁺² характеризуются низкой проницаемостью и высокой расчлененностью разреза. Ввиду низких коллекторских свойств, одним из основных факторов, сдерживающих освоение нефтяных залежей, является относительно низкая продуктивность скважин без выполнения интенсификации притока, а также отсутствие достоверного массива данных по исследованию пластового флюида, способного надежно обосновать состав и свойства нефти.

Действующими проектными документами разработка нефтяных залежей Уренгойского месторождения в пределах Усть-Ямсовейского Л.У. предусмотрена с поддержанием пластового давления. В качестве рабочего агента для ППД и повышения эффективности вытеснения нефти запланировано использование подтоварной воды. Недостаток подтоварной воды может быть компенсирован подземными водами апт-альб-сеноманского горизонта (после получения недропользователем ООО «УГК» соответствующей лицензии).

Промысловый опыт внедрения заводнения на нефтяных месторождениях показывает, что наиболее эффективное вытеснение нефти происходит при использовании минерализованной воды, химический состав которой соответствует составу пластовой воды. В этом случае обеспечивается сохранение коллекторских свойств пласта, отсутствуют негативные явления (кольматация ПЗП нагнетательных скважин, отложение солей и набухание глин) и достигается максимальный коэффициент вытеснения нефти для данного коллектора.

Согласно технологическим показателям закачка воды осуществляется на объекте Ач – со второго года разработки, на объекте ЮГ₂¹⁺² – с первого года разработки залежи.

Для оперативного регулирования показателей разработки в условиях заводнения могут широко применяться разные технологии стимулирующих обработок призабойной зоны пластов как в добывающих, так и в нагнетательных скважинах (ГРП, ОПЗ кислотными составами, обработки растворами ПАВ, гидрофобизаторов и др.).

Таким образом, разработка газовых и газоконденсатных залежей Уренгойского месторождения в пределах Усть-Ямсовейского Л.У. предусмотрена в режиме истощения пластовой энергии, нефтяных объектов – с применением традиционного заводнения с использованием подтоварной воды и воды апт-альб-сеноманского комплекса.

Список использованных источников

1. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа / М. М. Иванова [и др.]. - Москва: Недра, 1985. – 256 с.

2. Карнаухов, М. Л. Гидродинамические исследования скважин испытателями пластов / М. Л. Карнаухов // Новые технологии – нефтегазовому региону: материалы Всерос. с междунар. участием науч.-практ. конф. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – Т. 1 – С. 370-372

Научный руководитель: Юрецкая Т.В., к.т.н., доцент

УДК 622.276.58

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ПРИТОКА ПЛАСТОВЫХ ВОД В НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЕ

Цилибин В.В.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В последние годы на территории Западной Сибири открываются глубокозалегающие низкоамплитудные, сложнопостроенные залежи нефти, приуроченные к переходным водонефтяным зонам. Большинство нефтяных и газовых залежей подстилаются частично или полностью подошвенными водами либо оконтуриваются краевыми водами. В процессе освоения и опытно-промышленных работ, особенно при эксплуатации скважин, в результате активного продвижения границ раздела получают, как правило, двухфазные притоки с опережающим движением воды [1].

Предлагаемая технология [2] предотвращения притока пластовых вод в скважине, вскрывшей водонефтяную залежь, включает бурение добывающей скважины, вскрытие нефтенасыщенной части и водонасыщенной части пласта на 10 м ниже уровня водонефтяного контакта, спуск обсадной колонны, проведение работ по цементированию и креплению ствола скважины, ожидание времени затвердевания цемента, спуск перфоратора до уровня ВНК, проведение перфорации, спуск компоновки на насосно-компрессорных трубах, состоящей из двух пакеров надувного действия, между которыми с помощью муфтовых соединений прикреплен перфорированный патрубок длиной от 5 до 9 м, до уровня ВНК. После спуска компоновки, производится сброс шара в НКТ, производится закачка тампонажного состава в необходимом объеме в колонну НКТ (рисунок 1). В процессе закачки тампонажного состава резиновые уплотнительные элементы пакеров находятся в разжатом состоянии, тампонажный состав через перфорационные отверстия перфорированного патрубка закачивается в пласт на границе ВНК. После проведения работ по закачке тампонажного состава, производится отсоединение колонны НКТ от компоновки, скважина остается на ОЗЦ, после этого в скважину спускается бурильная колонна с фрезой (рисунок 2), проводятся работы по разбуриванию компо-

новки с вымывом металлической стружки и остатков тампонажного состава в скважине на поверхность. По окончании разбуриваемых работ от забоя скважины до кровли водоизоляционного экрана ставится цементный мост, в скважину спускается перфоратор в интервале нефтенасыщенной части пласта (рисунок 3), скважина перфорируется и выводится на режим.

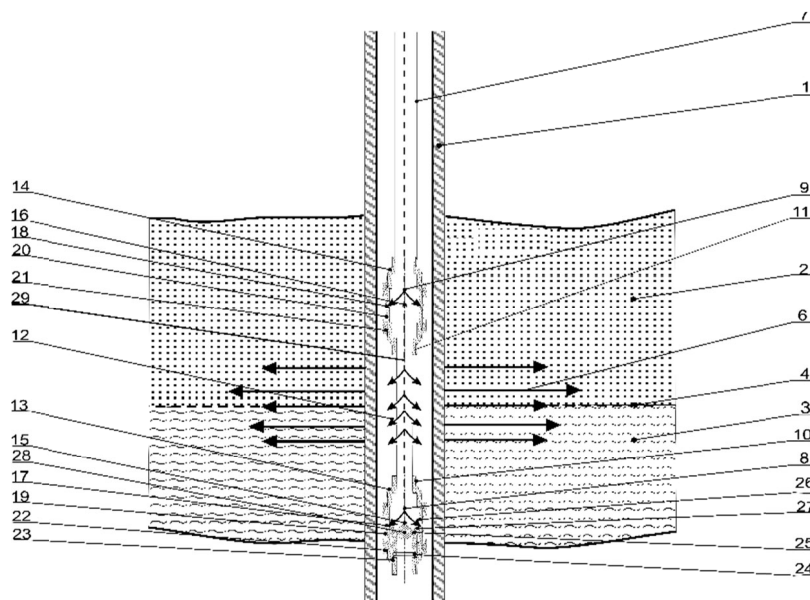


Рисунок 1 – Закачивание тампонажного состава

- 1 – скважина; 2 – нефтенасыщенная часть пласта; 3 – водонасыщенная часть пласта;
 4 – ВНК; 6 – перфорация; 7 – НКТ; 8, 9 – пакеры; 10, 11 – муфтовые соединения;
 12 – перфорированный патрубок; 13, 14 – корпуса пакеров; 15, 16 – каналы в виде
 отверстий; 17, 18 – полости; 19, 20 – резиновые уплотнительные элементы;
 21, 22 – стопорные кольца; 23 – буртик; 24 – пружина; 25 – подвижная втулка;
 26 – выступ; 27 – седло; 28 – шар; 29 – направление закачивания тампонажного состава

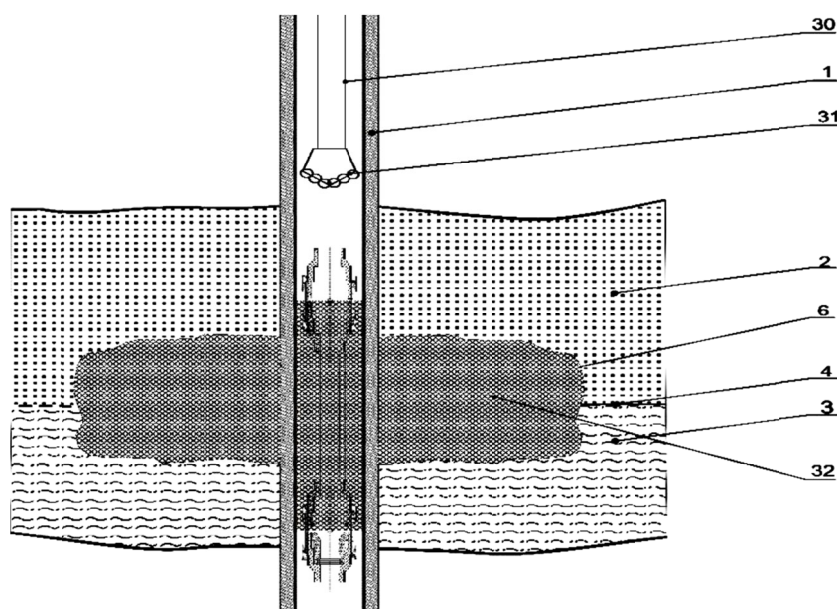


Рисунок 2 – Работы по разбуриванию компоновки

- 1 – скважина; 2 – нефтенасыщенная часть пласта; 3 – водонасыщенная часть пласта;
 4 – ВНК; 6 – перфорация; 30 – бурильная колонна; 31 – фреза;
 32 – водоизоляционный экран

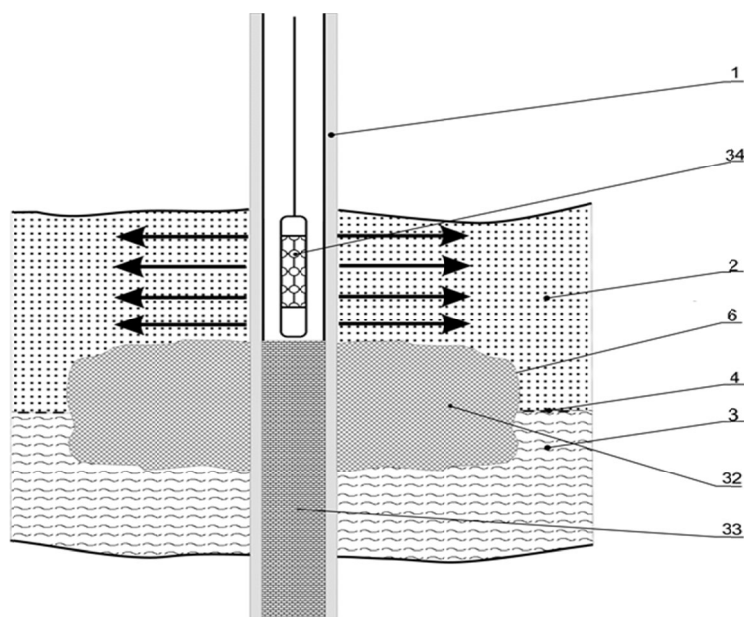


Рисунок 3 – Перфорация нефтенасыщенной части пласта
 1 – скважина; 2 – нефтенасыщенная часть пласта; 3 – водонасыщенная часть пласта;
 4 – ВНК; 6 – перфорация; 32 – водоизоляционный экран;
 33 – цементный мост; 34 – перфоратор

Список использованных источников

1. Теория и практика выбора технологий и материалов для ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах: учеб. пособие / Г. П. Зозуля [и др.]. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2002. - 138 с.

2. Пат. 2 665 769 Российская Федерация, МПК E21B 43/32 (2006.01), E21B 33/10 (2006.01) Способ предотвращения притока пластовых вод в скважине, вскрывшей водонефтяную залежь / Д. С. Леонтьев, И. И. Клещенко, Н. А. Леонтьева. и др.; заявитель и патентообладатель Тюменский индустриальный университет. – № 2017133581; заявл. 26.09.2017; опубл. 04.09.2018. - Бюл. № 25.

*Научный руководитель: Леонтьев Д.С.,
 ассистент по кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин»*

УДК 622.276

СТОИМОСТНОЙ ИНЖИНИРИНГ

Челпанов Д.А.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация.

Нефтегазовая отрасль сталкивается с рядом проблем, в том числе ценовой волатильностью, неопределенной энергетической политикой, сдерживанием расходов, ухудшением фискальных условий и повседневными

оперативными вызовами. Успех требует способности быстро и эффективно реагировать на эти динамические условия. От того, насколько правильно и грамотно будут учтены все финансовые вложения в проект и его рентабельность, будет зависеть успех его реализации и количество извлекаемой из него прибыли. Также реализуемая инвестиционная деятельность нефтегазодобывающей компании должна соответствовать стратегическим целям. В статье рассматриваются важные экономические аспекты, оценка рисков проекта. Дерево решений – это метод прогнозирования, который позволяет из нескольких проектов выбрать наиболее успешный.

Ключевые слова: проект, нефтегазодобывающая компания, инвестиции, оценка эффективности, технико-экономическое обоснование.

PERMISSIBLE DOCUMENTATION

Annotation.

The oil and gas industry faces a number of problems, including price volatility, uncertain energy policy, cost containment, deteriorating fiscal conditions, and day-to-day operational challenges. Success requires the ability to react quickly and effectively to these dynamic conditions. The success of its realization and the amount of profit derived from it will depend on how correctly and competently all financial investments in the project and its profitability are taken into account. Also, the investment activities of the oil and gas producing company should be consistent with strategic goals. The article considers important economic aspects, risk assessment of the project. The decision tree is a forecasting method that allows you to select the most successful of several projects.

Keywords: project, oil and gas production company, investment, efficiency assessment, feasibility study.

Стоимостную инженерию можно определить как организованное усилие, направленное на анализ проектируемых строительных функций, систем, оборудования и выбор материалов для достижения основных функций при минимальных затратах на жизненный цикл, соответствующих требуемой производительности, качеству, надежности и безопасности [1].

Оценка и управление инвестициями в новый проект предполагает сложное взаимодействие многих переменных. Любая крупная организация будет иметь проекты для выполнения, поэтому для принятия решений по лучшему проекту требуется использование экономических инструментов и оценка риска для каждого проекта [2]. Неопределенность – это параметр, который влияет на экономическое исследование, поэтому исследование должно рассчитать оценку риска проекта с использованием различных методов.

Основными рисками в любом проекте будут следующие:

- Экономический риск и стоимость
- Технический риск
- Политический риск

На экономический риск влияют рыночные прогнозы, изменение валюты, уровень инфляции, цена на нефть и другие [5]. Технический риск зависит от инженерного исследования с применением новых технологий, поскольку можно бурить скважины, а колодцы сухие. Политический риск зависит от страны, поскольку некоторые страны имеют политическую стабильность, а в других странах политические проблемы нестабильны [6].

Чистый денежный поток (NCF) является ключом ко всем инвестиционным решениям, поскольку он преобразует все элементы проекта в стоимость, и из этого можно сравнить различные проекты в зависимости от экономического исследования [3]. Чистый денежный поток используется по следующим причинам:

1. Измерять отдачу проекта и ликвидность над работой проекта
2. Рассчитать экономическую прибыль по чистой приведенной стоимости NPV
3. Для расчета оценки риска проекта
4. Снизить налоги на срок действия проекта

Чистый денежный поток каждый год рассчитывается как доход от проекта после вычитания стоимости расходов каждый год:

Чистый денежный поток = доход - (операционная стоимость + дополнительные косвенные расходы + налоги + инвестиции + амортизация)

Доход - это прибыль владельца от проекта каждый год в зависимости от объема производства, который производит проект, умноженного на цену за этот продукт.

Операционная стоимость состоит из прямых затрат, стоимости материалов, используемых в продукте, косвенных затрат, заработной платы для уровня управления, компьютеров, мебели и других.

Налоги - очень важный элемент, поскольку они являются наиболее трудоемкими при разработке оценок НКФ. Существуют различные виды налогов - налоги на добычу, налоги с продаж, налоги на имущество, налоги на прибыль в государстве или регионе. Таким образом, эти виды налогов и их стоимость зависят от местоположения проекта и законов, которые его регулируют в стране, где расположен проект.

Хорошее эмпирическое правило состоит в том, что любой инвестиционный проект должен быть направлен на извлечение прибыли. Поэтому заказчик обычно участвует в стадии технико-экономического обоснования, проводя сравнение между несколькими проектами, чтобы определить соответствие дохода требуемой процентной ставке, которую он сочтет уместной для целей компании. Существуют различные экономические методы расчета, которые помогают в принятии решений. Проведение сравнения очень важно в технико-экономических обоснованиях для любого проекта. Важно, чтобы в любом из этих методов определился чистый денежный поток.

Для начала проекта будет потрачено много денег на строительство инфраструктуры, приобретение и доставку машин и другого необходимого оборудования, подключение к коммуникациям и т.д. Стоимость этих активов называется капитальной стоимостью (CAPEX), и они обычно проводятся только в начале проекта [2].

Предположим, что проект начнется через год. В этом году вы продали свой продукт, поэтому, зная цену и количество продуктов, которые вы продадите, вы сможете определить доход в первый год и повторить его на второй год, третий год и на всю жизнь проекта.

Но также нужно учитывать расходы на эксплуатацию, ремонт и обслуживание оборудования и техники. Следовательно, это будет отрицательный денежный поток для проекта. Стоимость эксплуатации и обслуживания называется OPEX [2]. В дополнение к стоимости операции будут взиматься налоги, которые будут выплачиваться правительству, что обычно будет составлять процент от производства.

Дерево решений является одним из основных инструментов и ключей для менеджеров в каждом процессе принятия решений, поскольку считается разумным и логичным способом, который приводит к выбору правильного решения. Этот метод является наиболее традиционным в нефтегазовых проектах и общепромышленных проектах. Метод дерева решений основан на вероятности появления А, В и С и рассчитывается по:

$P_s = P_A \times P_B \times P_C$. Вероятность трех событий, А, В и С, возникающих в одно и то же время, будет представлена пересечения от круга. Основным определением риска является вероятность возникновения события, умноженная на результат этого события: Оценка риска = вероятность×следствие [4].

Эта концепция является основным инструментом принятия решений, который вы бы использовали, если у вас есть несколько проектов, и вы хотите выбрать один из этих проектов. Поэтому важно знать, как рассчитывать вероятность успеха каждого проекта, а также ценность этого успеха.

Поэтому, применяя метод дерева решений, например, в начале решения любой технической проблемы или в технико-экономическом обосновании, необходимо указать ожидаемые и возможные результаты. Одновременно решать инженерную задачу – определить вероятный успех всех возможных результатов. Основное внимание следует уделить выявлению всех различных способов определения вероятности возникновения того или иного события, поскольку оно полностью зависит от опыта на всех этапах реализации проекта.

Дерево решений очень просто в использовании, но проблема заключается в том, как рассчитать вероятность для каждого события. Вы можете предположить значение вероятности, используя свой опыт, но это повлия-

ет на результат. Наиболее подходящим способом расчета этой вероятности является использование метода моделирования Монте-Карло [4]. В каждом случае начинается создания модели в нефтегазовом проекте и определения среднего стандартного отклонения и распределения вероятности, которые присутствуют в модели, например, площадь, высота, пористость и другие параметры. В то же время строится модель для вычисления текущего значения и определите параметры для каждой переменной.

Таким образом, использование различных методов и различных сценариев позволяет снизить фактор неопределённости, минимизировать риск погрешности при оценке стоимости предприятия, что позволяет более объективно оценить величину справедливой стоимости согласно сложившейся международной практике [7].

Список использованных источников

1. Ковалев, А. И. Анализ финансового состояния предприятия/ А. И. Ковалев, В. П. Привалов. - Москва: Центр экономики и маркетинга, 2010. 208 с.

2. Ижбердеев, Р. Р. Механизм формирования оптимальной инвестиционной программы нефтяной компании [Электронный ресурс] / Р. Р. Ижбердеев, Л. М. Казаева, М. А. Халикова // Интернет – журнал «Наукосведение», 2014. – Режим доступа: <https://naukovedenie.ru>

3. Баканов, М. И. Теория экономического анализа / М. И. Баканов, А. Д. Шеремет. - Москва: Финансы и статистика, 2010. - 332 с.

4. Мирзаджанзаде, А. Х. Этюды о моделировании сложных систем нефтедобычи. Нелинейность, неравновесность, неоднородность / А. Х. Мирзаджанзаде, Р. Н. Хасанов, Р. Н. Бахтизин. – Уфа: Гилем, 1999. – 421 - 487 с.

5. Шадькова, Д. К. Стоимостной инжиниринг как основа управления проектом обустройства месторождения на примере компании ПАО «Газпром Нефть» [Электронный ресурс] / Д. К. Шадькова, А. Н. Коркишко // Фундаментальные исследования. - 2016. – № 12-4. – С. 930-934. - URL: <https://fundamental-research.ru/ru/article/view?id=41196> (дата обращения: 16.01.2017)"

6. Сапожникова, С. А. Формирование преискуранта укрупненных единичных расценок для обустройства нефтегазовых месторождений / А.Н. Коркишко // Проблемы современной экономики. - 2017. - № 1 (61). - С. 142-146.

7. Разов, И. О. Проблемы и перспективы внедрения BIM технологий при строительстве и проектировании / О. И. Разов, А. В. Березнев, О. А. Коркишко // BIM-моделирование в задачах строительства и архитектуры: сб. материалов Всерос. науч.-практ. конф., 2018. - С. 27-31.

Научный руководитель: Набоков А.В.

**ТЕЗИСЫ К МАГИСТЕРСКОЙ ДИССЕРТАЦИИ НА ТЕМУ:
«АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАБУРИВАНИЯ БОКОВЫХ
СТВОЛОВ СКВАЖИН НА ОБЪЕКТАХ КРАЙНЕГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ»**

Чепало А.В., Зомарева Е.В.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Актуальность темы: В современном мире одним из популярных методов увеличения нефтеотдачи, степени вовлеченности недр в эксплуатацию, а также ремонта скважин является зарезка боковых стволов скважин (ЗБС и ЗБГС). Данный метод основан на бурении дополнительного ствола рядом со скважиной, наклонно-направленного ствола или ствола с горизонтальным окончанием из уже пробуренной скважины путем вырезания участка колонны и бурения с отклоняющего клина.

Забуривание новых (боковых) стволов в обсаженных скважинах производится в следующих случаях:

- ликвидация сложных аварий (снятие эксплуатационной колонны, заклинивание инструмента, незапланированное цементирование колонны бурильных или лифтовых труб и т.п.), возникших в процессе эксплуатации скважины или при проведении ремонтных работ;

- вскрытие дополнительных продуктивных мощностей путем проводки ответвлений (в том числе горизонтальных) из ствола низкопродуктивных эксплуатационных скважин;

- восстановление бездействующего фонда скважин, в том числе ранее ликвидированных по техническим или иным причинам (при достаточной сохранности крепи скважины и экономической целесообразности), с целью вскрытия новым стволом участков с неизвлеченными запасами углеводородного сырья (целики, экранированные зоны и т.п.).

Цель работы: Анализ эффективности забуривания боковых стволов скважин на объектах Крайнего месторождения.

Объект исследования: Выработка остаточных запасов объекта Ю₁₋₂ Крайнего месторождения.

Предмет исследования: Эффективность зарезки боковых стволов и боковых горизонтальных стволов на объекте Ю₁₋₂ Крайнего месторождения.

Основные этапы исследования:

Необходимо проанализировать текущее состояние разработки Крайнего месторождения, в частности состояние разработки объекта Ю₁₋₂ Крайнего месторождения.

Оценить количество скважин, находящихся в эксплуатационном фонде, а также отношение действующих скважин и скважин, находящихся в простое и (или) консервации по каким-либо причинам.

Проанализировать каждый из предлагаемых проектным документом вариантов разработки конкретно объекта Ю₁₋₂.

Провести анализ способов зарезки боковых стволов скважин на уровне мирового опыта применения технологии, на уровне российского опыта, а также близлежащих месторождений и в частности Крайнего месторождения.

Провести анализ эффективности применения исследуемой технологии на уровне мирового опыта применения, на уровне российского опыта, а также близлежащих месторождений и в частности Крайнего месторождения.

Провести детальный анализ каждого из способов зарезки боковых стволов и выбрать наиболее подходящий для данного конкретного месторождения с учетом геолого-физических, физико-химических и экономических факторов, влияющих на эффективность, рациональность и рентабельность применения данной технологии на объекте Ю₁₋₂.

Разработать оптимальный вариант прокладки, заканчивания, обсаживания и компоновки оборудования бокового ствола скважины, учитывая геологические особенности строения продуктивных пластов объекта Ю₁₋₂.

Рассчитать какие из скважин, предлагаемых для проведения зарезок боковых стволов, находящихся в простое и (или) консервации, а также предлагаемых для перевода на другой объект разработки будут наиболее рентабельными для возможности применения исследуемой технологии.

Предложить свое видение наиболее оптимального варианта применения исследуемой технологии на объекте Ю₁₋₂ крайнего месторождения.

Математически и экономически аргументировать свое видение применения технологии.

Предложить для внедрения на Крайнем месторождении своего варианта применения технологии для более полной выработки запасов объекта Ю₁₋₂.

Методы исследования: В работе будут использованы методы теоретического и системного анализа, корреляционного и регрессионного анализа, математической статистики, прикладное программное обеспечение, современные методы и технические средства трехмерного моделирования.

Научная новизна работы: будут разработаны оптимальные варианты применения исследуемой технологии на месторождениях, имеющих достаточное количество скважин, находящихся в простое и (или) консервации, а также скважин, предназначенных для перевода на другой объект разработки.

Практическая значимость: будет проведен анализ разработки объекта Ю₁₋₂ Крайнего месторождения, предложен оптимальный вариант применения исследуемой технологии в качестве одного из способов повышения нефтеотдачи пласта, спроектирована оптимальная конструкция скважины применимая для разработки пластов имеющих малую нефтенасыщенную толщину и низкие фильтрационные свойства.

Научный руководитель: Мулявин С.Ф., д.т.н., профессор

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ВОВЛЕЧЕНИЯ В РАЗРАБОТКУ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

Чубаков Е.С.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

На данный момент Россия занимает лидирующую позицию в мировой добыче нефти, но для того чтобы удержать данную позицию необходимо вовлекать в разработку трудноизвлекаемые запасы.

На сегодняшний день промышленная разработка месторождений баженовской свиты с применением эффективных технологий, учитывающих нетривиальный характер строения ее отложений, фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), твердой и жидкой форм содержания углеводородов, отсутствует. Общее количество добытой нефти с использованием естественной упругой энергии составило 12 млн.т.нефти, за последние три десятилетия. При этом величина извлекаемых запасов не будет превышать 3-5%. Поэтому запасы баженовской свиты в основном отнесены к категории забалансовых. Это связано с отсутствием эффективных способов разработки баженовской свиты.

Данные задачи не могут быть решены с применением традиционных способов разработки. С применением зарубежной технологии скважины с многостадийным гидроразрывом пласта (ГРП), в настоящее время не обеспечивает повышение естественного режима разработки.

Наибольшие перспективы увеличения нефтеотдачи запасов баженовской свиты связаны с применением термогазового воздействия(ТГВ).

Для повышения эффективности разработки баженовской свиты необходимо осуществить следующие задачи:

- максимальное извлечение из недренируемой матрицы легкой нефти, углеводороды из керогена, который содержится в дренируемой и недренируемой матрице;
- эффективность извлечения легкой нефти из дренируемой зоны;
- максимальное развитие дренирования зоны в макротрещиноватых породах.[1]

Создан опытный участок на Средне-Назымском месторождении ОАО «РИТЭК» для обработки технологии термогазового воздействия на Баженовской свите.

На опытном участке расположено пять скважин для проведения опыта(одной нагнетательной и четырех добывающих), наземного оборудования (которая состоит из насосной установки, дизельной , операторной, замерной установки на устьях каждой из добывающих скважин, и другого необходимого оборудования). Забор воздуха происходит из атмосферы, который поступает в компрессорный блок, и сжимается до необходимого давления. Далее воздух поступает в скважину, куда так же поступает вода из артезианской скважины, которая подается через насосный блок.

Исследования керна Баженовской свиты, нагретый до 250-350°C из микротрещиноватой породы, показали, что происходит извлечение легкой нефти, общий объём которой не превышает объёма легкой нефти, извлекаемый из макротрещиноватых пород.

При проведении опытных работ ТГВ, были зафиксированы в добывающих скважинах показатели содержания газа. Также изменились основные показатели, плотность нефти уменьшилась, также изменились показатели динамической и кинематической вязкости.

Чтобы подтвердить воздействие термогазового метода необходимы дальнейшие испытания данной технологии. Для реализации данного метода потребуются большие затраты в эксплуатации. Также существует ряд и других проблем, таких как купить дорогие компрессоры из зарубежья и отсутствие координирующего центра по проведению работ.

Список использованных источников

1. Сонич, В. П. Проблемы и перспективы освоения Баженовской свиты / В. П. Сонич // Нефтяное хозяйство. - 2001. – № 9. – С. 63– 65.
2. Кокорев, В. И. Инновационный подход к разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти / К. В. Кокорев // Нефтяное хозяйство. - 2009. – № 8. – С. 58– 59.

Научный руководитель: Коровин К.В., канд. техн. наук, доцент

УДК: 532.546

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕЛИНЕЙНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ В НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Чублов С. А.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В наши дни структура запасов углеводородов (углеводородного сырья) постепенно ухудшается. Эта проблема наблюдается по всему миру. Ежегодно растет актуальность разработки низкопроницаемых и сверхнизкопроницаемых коллекторов. Процессы протекания фильтрации и законы по которым она происходит в низкопроницаемых пластах различаются с фильтрацией в высокопроницаемых пластах, так как поровое пространство состоит из субкапиллярных пор, имеющих сложную структуру, диаметром меньше 0,1 микрометра, и на фильтрационные процессы влияют поверхностные силы. Согласно многочисленным экспериментальным данным по фильтрации нефти известно, что при низких градиентах давления происходят отклонения от линейного закона Дарси [1, 2]. Полученные отклонения обусловлены присутствием предельного градиента давления.

Многими исследователями были предложены эмпирические зависимости [3, 4] с предельным градиентом давления, описывающие полученные эксперименты. Важное значение в теории фильтрации играет нелинейный закон фильтрации с предельным градиентом давления Мирзаджанзаде А.Х. На его основе в работах Баренблатта Г.И. представлены автомодельные решения задач фильтрации упругой жидкости. Подобные решения задач соответствуют специальным начальным и граничным условиям и не достаточно описывают практические потребности. При отыскании задач прикладного характера приходится использовать приближенные методы, представляющие собой разновидности метода интегральных соотношений.

Результаты измерений величин скорости фильтрации от градиента давления лабораторных исследований [4] представлены в виде зависимости коэффициента эффективной проницаемости от градиента давления. Из-за ограничений возможностей измерительного оборудования, становится невозможным получить зависимости скорости фильтрации от градиента давления во всем диапазоне градиентов давления.

Для простоты идеализации примем, что при величине градиента давления, ниже определенного предельного значения q , фильтрационное течение полностью отсутствует. Следовательно, фильтрация флюида протекает лишь в зонах превышения градиентом давления этой предельной величины. В работе предложена простейшая теоретическая модель, описывающая, полученные в опытах, зависимости скорости фильтрации от градиента давления.

Для учета нелинейных эффектов обобщенный закон Дарси запишем в виде:

$$u = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \eta, \quad (1)$$

где μ – коэффициент динамической вязкости жидкости; η – безразмерный коэффициент, определяющий наличие нелинейности:

$$\eta = 1 - \left(q / \left| \frac{\partial p}{\partial r} \right| \right)^\gamma \text{ при } \left| \frac{\partial p}{\partial r} \right| \geq q, \quad (2)$$

$$\eta = 0 \text{ при } \left| \frac{\partial p}{\partial r} \right| < q,$$

где q – предельный градиент; γ – степенной показатель, обуславливающий скорость выхода фильтрационного закона к линейному закону Дарси с ростом градиента давления.

Стоит подчеркнуть, что фильтрационный закон, предложенный А.Х. Мирзаджанзаде [5], соответствует величине степенного показателя равной единице. Также, представляющими интерес, являются значения $\gamma = 1/2$, и $\gamma = 2$, обуславливающие низкую и высокую скорости выхода к линейному фильтрационному закону.

Для этих значений, взяв за основу модель (1), методом последовательной смены стационарных состояний и численно, получено решение задачи о плоскоодномерной фильтрации. Рассмотрены следующие режимы эксплуатации скважины: режим, когда жидкость отбирается постоянно и режим поддержания постоянного перепада Δp между пластовым и забойным давлениями.

Выявлено, что решения, полученные методом последовательной смены стационарных состояний, хорошо согласуются с численным решением уравнения фильтрации в полной постановке.

Список использованных источников

1. Коробов, К. Я. О нарушении линейного закона фильтрации при низких градиентах напора / К. Я. Коробов, Ю. В. Антипин // Нефтяное хозяйство. - 1968. - Т. 8. - С. 26–28

2. Liu Sh. Well test interpretation model on power-law non-linear percolation pattern in low-permeability reservoirs / Sh. Liu, F. Han, K. Zhang, Z. Tang // SPE 132271. - 2010. - P. 1-9

3. Нестационарная фильтрация в сверхнизкопроницаемых коллекторах при низких градиентах давлений / В. А. Байков [и др.] // Нефтяное хозяйство. - 2014. - Т. 10. - С. 52-56

4. Дударева, О. В. Особенности нелинейной фильтрации в низкопроницаемых коллекторах / О. В. Дударева // Материалы XI Всероссийского съезда по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики. - Казань, 2015. - С. 1237-1238

5. Мирзаджанзаде, А. Х. Моделирование процессов нефтедобычи / А. Х. Мирзаджанзаде, М. М. Хасанов, Р. Н. Бахтизин // Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 368 с.

Научный руководитель: Колев Ж. М., к.т.н., доцент

УДК 62

КАЧЕСТВО ПРИРОДНОГО ГАЗА

Шевчук К. А.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В работе приводится анализ нескольких научных статей, позволяющий рассмотреть проблему качества добычи природного газа. А также какие существуют проблемы, от которых напрямую зависит качество природного газа.

Природный газ играет ведущую роль в экономики нашей страны. Российская Федерация занимает 2-ое место по добыче природного газа в мире. На планете имеются большие запасы природного газа и практически

четверть от них находится на территории России. В настоящее время природный газ является замечательным видом топлива, экологически и экономически наиболее удобным и надежным источником энергии, а также существенную роль играет относительная дешевизна газа.

Контролировать качество природного газа необходимо для того, чтобы выбрать условия наиболее эффективного транспорта и подачи газа потребителям. В первую очередь качество природного газа определяется условиями постоянства его состава, отсутствием механических примесей и жидкой фазы, ограничением содержания тяжелых углеводородов и соединений серы. [1] Опять-таки на качество добычи природного газа может отрицательно влиять и человек, из-за стремления к какому-либо умышленному обману, а чаще всего из-за низкой квалификации специалистов, занимающихся учётом. Требование к качеству природного газа приводит к необходимости повышения качества аналитических измерений. А это фактически является метрологической проблемой. Несовершенство, а порой и отсутствие измерительных приборов, недоработанность нормативной базы вызывают ошибки, которые ведут к серьезным потерям.

Для того, чтобы постараться избежать серьезных потерь природного газа, а также ухудшения его качества необходимо, чтобы:

- Узел учета, по требованию правил, принадлежал потребителю;
- Узлы учета должны быть только с полуавтоматическим измерением параметров газа;
- Узел учета должен быть как надежно защищен от несанкционированного вмешательства в его работу, так и одновременно легко диагностируем на уровне поставщика газа. [2]

Вдобавок качество природного газа зависит и от способа его хранения. Основной компонент природного газа – это метан. Он составляет около 98% от основной массы. Дополнениями в природном газе выступают вещества близкие к метану по молекулярной структуре такие, как пропан, этан, бутан и др. Состав компонентов топлива непосредственно определяет его горючесть и легковоспламеняемость. Именно поэтому для хранения природного газа необходимо использовать материалы, препятствующие перегреванию и возможному возгоранию газа. То есть для поддержания качества природного газа, его необходимо хранить в изотермических резервуарах с двойной алюминиевой оболочкой, одинарной герметизацией, внутренняя сторона которых защищена от атмосферных воздействий. В дополнение к этому природный газ должен храниться в подземных хранилищах, которые позволяют обеспечивать потребителей ресурсом в любое время года.

Качество природного газа напрямую зависит и от способа транспортировки. Самый распространенный трубопроводный, но его основное неудобство состоит в постоянной потребности обеспечения труб нужным давлением, которое позволит бесперебойно передавать топливо потреби-

телю, и необходимостью защищать газопровод от несанкционированных врезок и механических повреждений. Имеется несколько видов газопроводов: подземный, наземный, надземный, надводный и подводный. В России в основном используют трубопроводный способ транспортировки природного газа.

Для сохранения качества природного газа, необходимо правильно хранить его в изотермических резервуарах с двойной алюминиевой оболочкой, правильно транспортировать природный газ до места назначения, а также необходимо, постоянное совершенствование методов, средств и систем аналитического контроля.

Список использованных источников

1. Определение показателей качества природного газа / О. И. Волкова [и др.] // Технологии и оборудование химической, биотехнологической и пищевой промышленности. - ФГБОУ ВПО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова» (АлтГТУ), 2016 – С. 164-165.

2. Дроздов Ю. Ю. Организация учета газа по измерительным комплексам потребителей / Ю. Ю. Дроздов, В. С. Тищенко, В.А. Хазнаферов // Сантехника, отопление, кондиционирование. - 2010 – С. 42-47

Научный руководитель: Василега Д.С., канд. техн. наук, доцент

УДК 62

МЕТОДЫ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ЗАВЕРШАЮЩЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ

Шендерук М.В., Щербаченя А.С.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Скопление жидкости в газовой скважине происходит при неспособности добываемого газа выносить её из ствола, что приводит к так называемому самозадавливанию, то есть снижению добычи вплоть до полной остановки. Проблема особенно актуальна для газовых месторождений западной Сибири, введенных в разработку ещё в прошлом столетии и сейчас находящихся на завершающем этапе. Так на уникальном по запасам газа Медвежье-ем месторождении за период с 2004г. по первое полугодие 2010г. количество самозадавливающихся скважин увеличилось с 81 до 116 единиц [2]. В данной статье проанализированы актуальные методы борьбы с самозадавливанием скважин и даны рекомендации по их применению. Автором статьи [2] выявлено, что следствием обводнения призабойной зоны пласта как пластовыми, так и конденсационными водами являются размыв порового цемента, вынос пластового песка и образование отдельных каналов повышен-

ной проводимости. При этом на забое происходит образование песчаных пробок, которые находятся в псевдосжиженном состоянии. Постепенно накапливаясь, песчано-жидкостная пробка перекрывает интервал перфорации, что существенно влияет на снижение дебита скважины.

Рассмотрим основные геолого-технические мероприятия по поддержанию работы самозадавливающихся скважин, а также их преимущества и недостатки.

1. Капитальный ремонт скважин, включающий крепление призабойной зоны пласта и ограничение водопритока. Метод является эффективным при поступлении пластовой воды, но не предотвращает образования конденсационной воды на стенках скважины. Возможно создание дополнительных фильтрационных сопротивлений в результате неизбирательного проведения изоляционных работ. В зависимости от технологии ограничения водопритока и состава применяемых растворов эффект длится от 5 до 24 месяцев.

2. Периодическая продувка ствола скважины с выпуском газа в атмосферу. Продувка ствола скважин - наиболее простой способ с точки зрения используемой техники, оборудования и материалов мероприятием. Продувка обладает массой недостатков, такими как кратковременное увеличение депрессии на пласт, безвозвратные потери газа в атмосфере, вред окружающей среде, длительность эффекта 7 – 14 дней.

3. Обработка забоя скважин твердыми и жидкими поверхностно-активными веществами. Одним из путей повышения производительности скважин является использование твердых и жидких поверхностно-активных веществ, позволяющих обеспечить вынос пластовой и конденсационной воды с забоев [1]. Поверхностно-активное вещество спускают на забой скважины. Свойства поверхности раздела жидкость-газ изменяются, вследствие чего образуется пена, которая удаляется из скважины потоком газа. Метод прост и не требует установки дорогостоящего оборудования, к недостаткам можно отнести: низкую пенообразующую способность при высокоминерализованной воде, возможность образования стойких эмульсий, длительность эффекта 105 дней для жидких составов и 10 дней для твердых.

4. Замена насосно-компрессорных труб на трубы меньшего диаметра. Новое оборудование позволит эксплуатировать скважину, превышая критическую скорость газа. Недостатками являются: дорогостоящее оборудование; большее сопротивление на трение вследствие меньшего диаметра труб; ухудшение фильтрационных свойств призабойной зоны скважины вследствие ее глушения [3].

5. Установка плунжера в лифтовой колонне (плунжерный лифт). Для извлечения жидкости из скважины устанавливается в имеющиеся насосно-компрессорные трубы летающий клапан. Открытый клапан спускается вниз и закрывается при ударе о нижний ограничитель; под клапаном растет давление до тех пор, пока он вместе с жидкостью не начнет подни-

маться; вода вместе с газом уходит в сборный коллектор; клапан, ударяясь о верхний ограничитель, открывается и цикл повторяется. Ресурс плунжера до 8 месяцев. К преимуществам можно отнести: низкую стоимость оборудования; быструю установку без глушения скважины. Технология обладает рядом недостатков: невозможностью применения в скважинах с сужением, овальностью, несоосностью элементов подъемника; частое обслуживание по сравнению с другими скважинами; заклинивание плунжера зимой, из-за обледенения стенки скважины.

6. Применение концентрических лифтовых колонн. Технология эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам заключается в том, что в имеющуюся основную лифтовую колонну спускается центральная лифтовая колонна меньшего диаметра, по которой обеспечивается необходимый дебит для выноса жидкости с забоя, в то время как по межколонному пространству газ движется со скоростью ниже критической. Потоки газа соединяются в газосборном коллекторе. В центральной лифтовой колонне автоматически поддерживается дебит, превышающий на 10 – 20 % необходимый для выноса жидкости с забоя. Управление технологическими параметрами работы скважины по обоим каналам осуществляется с помощью автоматизированного комплекса. Недостатками метода являются: дорогостоящее новое оборудование, незначительное увеличение сопротивления трения. К преимуществам новой технологии можно отнести: возможность установки центральной лифтовой колонны без глушения скважины; прекращение продувок скважин в атмосферу; увеличение и стабилизация дебита за счет постоянного выноса жидкости и тем самым предотвращения образования водяных пробок на забое скважины; возможность производить добычу по внутренней лифтовой колонне до конца эксплуатации месторождения без смены оборудования скважин.

Анализируя преимущества и недостатки вышеперечисленных методов эксплуатации самозадавливающихся скважин, можно рекомендовать каждый из них к применению в особых условиях. Так при активном проявлении пластовых вод реальным решением проблемы будет только крепление призабойной зоны с ограничением водопритока, остальные методы несут только временный характер. При образовании конденсационной воды в порядке увеличения планируемого срока эксплуатации будут эффективны: применение поверхностно-активных веществ, плунжерного лифта, замены насосно-компрессорных труб на трубы меньшего диаметра или применение концентрических лифтовых колонн. Причем установка концентрических лифтовых колонн имеет серьезное преимущество над установкой насосно-компрессорных труб меньшего диаметра, так как не требует глушения скважины, что играет большую роль в условиях завершающей стадии разработки и при низких пластовых давлениях. Так же с использованием концентрических лифтовых колонн могут быть решены вопросы эффективного удаления песчаных пробок из скважин, оборудованных па-

керами, так как длинномерная лифтовая колонна может быть спущена на требуемую глубину ниже пакера в зону перфорации. Проводить эксплуатацию по концентрическим лифтовым колоннам до последнего дня работы, вывода из эксплуатации и полной ликвидации скважины.

Список использованных источников

1. Козинцев, А. Н. Опыт использования поверхностно-активных веществ на Медвежьем месторождении / А. Н. Козинцев [и др.] // Наука и техника в газовой промышленности. - 2013. – № 3. – С. 35 – 38.

2. Кустышев, А. В. Проблемы и пути повышения эффективности эксплуатации газовых скважин на завершающей стадии разработки / А. В. Кустышев, А. С. Епрынцева // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2011. – № 9. – С. 59 – 64.

3. Новый этап совершенствования технологий эксплуатации скважин сеноманских залежей / В. З. Минликаев [и др.] // Газовая промышленность. - 2014. – № 3. – С. 85 – 88.

4. Мормышев, В. В. Особенности диагностики источников обводнения газоконденсатных скважин Уренгойского НГКМ при планировании геолого-технических мероприятий / В. В. Мормышев [и др.] // Газовая промышленность. - 2014. – № 7. – С. 27 – 32.

Научный руководитель Забоева: М.И., к.т.н., доцент кафедры

УДК62

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТРЕХМЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Шульгин П.А.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

При разработке нефтегазоконденсатных месторождений возникают режимы течения флюидов и переходные процессы в стволе скважины, которые проблематично воспроизвести при анализе результатов гидродинамических исследований скважин (ГДИС). Моделирование притока к забоям горизонтальных скважин намного сложнее, чем аналогичный процесс с вертикальными скважинами, так как отклик весьма чувствителен к исходным допущениям, а именно однородности пласта, участка эффективной добычи горизонтальной скважины, геометрии скважины или поведения многофазного потока в стволе скважины.

Также усложняют интерпретацию ГДИС следующие факторы: вторжение газа в нефтяную часть, нефти в газовую, перераспределение давления и проницаемости в пласте по вертикали, расчлененность пласта и т.д.

Было выдвинуто предположение, что указанные выше проблемы при анализе ГДИС может решить трехмерное моделирование пластовых систем. Ввиду того, что в трехмерные модели закладываются геологическое строение коллектора, перераспределение флюидов, а также моделируется пространственная фильтрация нефти, газа и воды, вероятнее всего, возможно с помощью таких моделей объяснить поведение кривой производной Бурде, характеризующей параметры скважины и продуктивного пласта.

В данной работе были исследованы процессы моделирования разных коллекторов в двух программных комплексах: наиболее популярном продукте для интерпретации ГДИ Ecrin Saphir [1] и гидродинамическом симуляторе, воспроизводящем сложную фильтрацию флюидов Tempest MORE.

Несмотря на все преимущества модуля Saphir, был выделен существенный недостаток: программа не обладает ресурсами для интерпретации данных, полученных в результате исследования скважин, вскрывших сложный нефтегазоконденсатный коллектор.

Все скважины моделей, представленных в данной работе: работали 1 сутки с дебитом $230 \text{ м}^3/\text{сут}$; 3 следующих суток были закрыты. Эффект влияния ствола скважины не учитывался, так как в трехмерном гидродинамическом симуляторе Tempest MORE нет возможности задать этот параметр.

Было установлено, что обе программы работают адекватно друг другу в простейших случаях, когда пласт однороден, насыщен одной фазой (нефтью) и вскрыт вертикальной скважиной (рисунок 1).

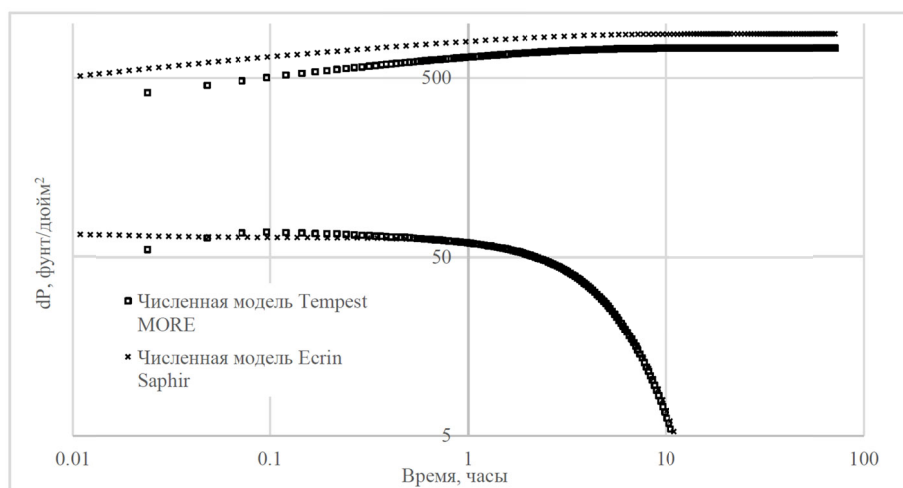


Рисунок 1 – Сравнение численных моделей однородных пластов

Однако если приток осуществляется к горизонтальной скважине, отклонения ощутимы. Для количественной оценки разницы построенных моделей использовались аналитические модели, которые в некоторых случаях давали неадекватные результаты, несмотря на то что модели просты (рисунок 2).

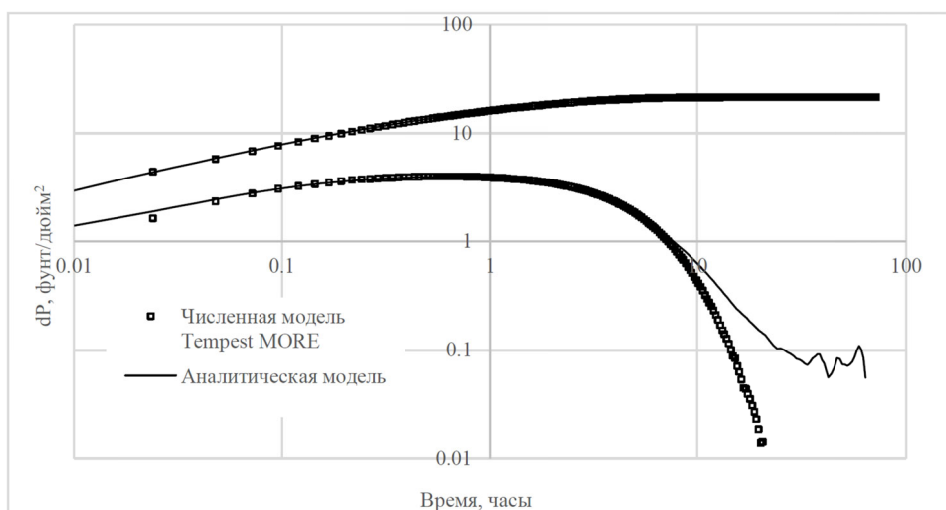


Рисунок 2 – Сравнение численной и аналитической моделей однородного пласта, вскрытого горизонтальной скважиной

Искажение аналитической модели происходило из-за высокой преезопроводности пласта, близко расположенных к скважине непроницаемых границ; большой длины горизонтального ствола, большого размера ячейки модели Tempest MORE. В случае прямоугольного пласта, горизонтальной скважины и горизонтальной анизотропии равной 1 импульс давления быстрее достигает двух границ, перпендикулярных расположению горизонтального ствола (рисунок 3).

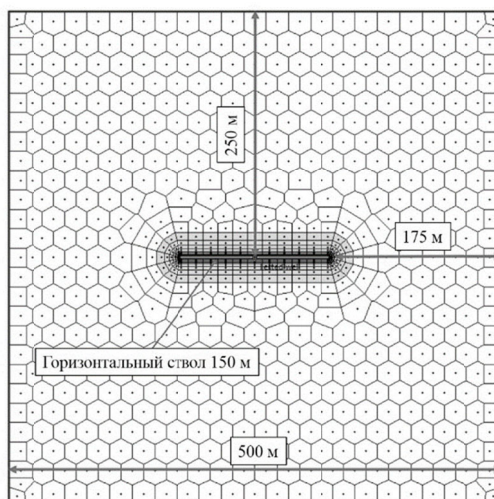


Рисунок 3 – Расположение горизонтальной скважины в пласте 500x500 м

В результате интерференции происходит искажение псевдоустановившегося режима.

В случае с многофазным притоком программы моделируют один и тот же процесс с большими отличиями, обусловленными сложной фильтрацией флюидов, которую воспроизводит трехмерный симулятор Tempest MORE (рисунок 4).

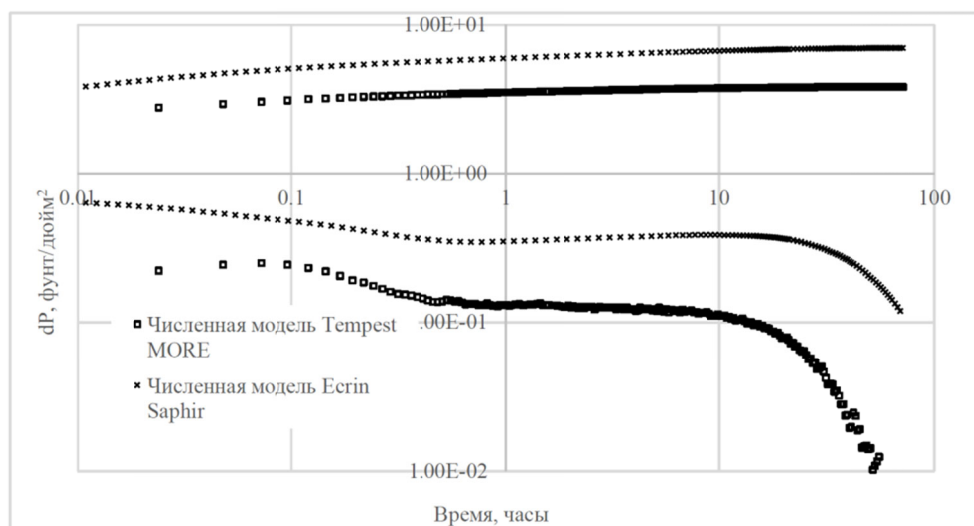


Рисунок 4 – Сравнение численных моделей двухфазных пластов, вскрытых горизонтальной скважиной

В данной работе было доказано, что трехмерные мерные модели могут применяться для интерпретации ГДИС.

Список использованных источников

1. Узе, О. Анализ динамических потоков: теория и практика интерпретации данных ГДИС и анализа добычи, а также использование данных стационарных глубинных манометров: методическое пособие / О. Узе, Д. Витура, О. Фьярэ. – Москва: KAPPA Inc., 2008. – 359 с.

Научный руководитель: Синцов И.А., к.т.н., доцент

УДК 622.279

РАЗРАБОТКА БОВАНЕНКОВСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В СЛОЖНЫХ ГЕОКРИОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Щипанов П.А.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Полуостров Ямал представляет наиболее мощный нефтегазоносный район Западной Сибири. Здесь сосредоточено 20% запасов российского газа, открыто 26 месторождений углеводородов (УВ), общие доказанные запасы которых оцениваются в 16 трлн. м³ газа, жидких УВ – более 500 млн. т. Бованенковское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) расположено в северо-западной части полуострова Ямал. Территория характеризуется суровым арктическим климатом и повсеместным распространением многолетнемерзлых пород. Месторождение открыто одним из первых на

Ямале в 1971 году. Попытки его освоения принимались несколько раз. И только в 2012 г. рамках «Программы комплексного промышленного освоения месторождений полуострова Ямал» (2002 г.) состоялся пуск месторождения в эксплуатацию. [1].

Геологические запасы газа Бованенковского НГКМ категории С₁ составляют 4,375 трлн. м³. На основании геолого-геофизических данных и разведочного бурения в разрезе выделено два эксплуатационных объекта (таблица 1). Коллектора песчаные и алевролитовые разности, поровые, высокопроницаемые, характеризуются высокой продуктивностью. В разрабатываемых объектах распространена зона аномального высокого пластового давления (АВПД) с коэффициентом аномальности от 1,6 до 2,0 [2].

Таблица 1 – Эксплуатационные объекты Бованенковского НГКМ

Объект	Залежь	Глубина залегания, м	Запасы газа, млрд. м ³	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С	Характеристика УВ-сырья
I	ПК ₁ (Се-номан)	530-690	871	6,9	16	Газ метановый (99,0%) сухой
II	ПК ₉ +ПК ₁₀	920-1011	28	9,6	27	Газ метановый (96,4%) с присутствием этана, имеется конденсат
	ХМ ₁ + ХМ ₂	1070-1350	424	13,4	36	
	ТП ₁₋₆	1180-1480	2031	14,4	45	

В 2012 году на месторождении был введен в эксплуатацию первый газовый промысел (ГП-2) мощностью 60 млрд м³ газа в год. В декабре 2014 года — второй (ГП-1), мощностью 30 млрд. м³ газа в год. Проектом предусмотрена эксплуатация трех газовых промыслов, что позволит довести суммарную производительность до 115 млрд. м³ газа в год. Общий эксплуатационный фонд скважин составляет 775 единиц, сгруппированных в 56 кустов [3].

Геокриологические условия Ямала значительно сложнее, чем в Надым-Пур-Тазовском регионе, где на тот момент «Газпром» имел опыт успешного строительства скважин в условиях распространения многолетнемерзлых пород (ММП). На Бованенково ММП имеют сплошное распространение и приурочены к толще терригенных отложений четвертичного и палеогенового возраста, морского, ледово-морского и озерно-аллювиального происхождения, что свидетельствует об их сильной засоленности [4]. Вследствие этого, а также высокой дисперсности поверхностных отложений, породы имеют низкие прочностные и деформационные характеристики. Мощность ММП оценивается от 150 м (под

крупными озерами) до 320 м (на севере). Разрез ММП характеризуется наличием мощных толщ пластового и полигонально-жильного льда, локальных скоплений свободного газа и газовых гидратов. Мощность пачки льдистых и высокольдистых мерзлых пород может достигать в приповерхностной части разреза 60 м [5]. Увеличение среднегодовых температур по профилю пород, вызванное техногенным воздействием, изменением природно-климатических условий местности, может привести к негативным последствиям. Так, увеличение мощности сезонно-талого слоя (СТС), затрагивающего границы ледяных тел повлечет за собой активизацию рельефообразующих криогенных процессов: термоэрозии, термоденудации и криогенного оползания [6]. Ситуацию осложняет и гидрогеологический режим территории: 65% площади приурочено к поймам рек Се-Яха и Морды-Яха, около 20% площади занято болотами и озерами.

Все вышеперечисленное приводят к осложнениям как при строительстве добывающих скважин, так и при их эксплуатации, главные из которых:

- 1) образование каверн и трещин с обрушением стенок скважины;
- 2) поглощение цементного раствора, снижение качества цементирования крепи в интервале ММП;
- 3) оттаивание и смещение пород может вызвать сверхнормативные нагрузки на обсадные трубы, что приведет к их разгерметизации;
- 4) газопроявления;
- 5) потеря устойчивости и смятие обсадных колонн при формировании ореолов промерзания/протаивания. Скважины таноупчинской свиты с пластовой температурой 45°С имеют высокую температуру газа на устье, порядка 28-30°С, что приводит к формированию ореолов оттаивания радиусом 9-12 м;
- 6) образование термокарстовых просадок на устьевых площадках, фундаментах промыслового оборудования.

Начиная с 1991 г. и до 2008 г. на месторождении производились работы по исследованию глубинного строения ММП: на всех кустовых площадках пробурено от 1 до 3 мерзлотных параметрических скважин, выполнен термокартаж, отбор керн и лабораторные исследования по изучению состава и физико-механических свойств пород. Итогом этих исследований стала разработка «Карты геокриологического районирования по условиям строительства и эксплуатации добывающих скважин Бованенковского НГКМ» масштаба 1:25000. Так, 8 кустовых площадок в процессе проектирования перенесено на участки с более благоприятными мерзлотно-геологическими условиями [7]. Кроме того, спроектирована новая конструкция добывающих скважин:

- предусмотрено «шахтное направление» - дополнительная обсадная колонна диаметром 426 мм (с толщиной стенки 20 мм) с глубиной спуска 120 м и креплением башмака в твердо-пластичном горизонте глин;

- разработаны специальные теплоизолированные лифтовые трубы (ТЛТ) по принципу «труба в трубе» (внешний и внутренний диаметр, соответственно, 114 и 168 мм) с вакуумным межтрубным пространством, спускаемые в скважину на глубину 50 м.

Используется система парожидкостной термостабилизации ВЕТ СТС (вертикальная естественно действующая трубчатая система тепловой стабилизации) в приустьевой зоне на глубину до 10-12 м. Данные решения, в комплексе, позволяют сократить радиус ореола оттаивания до 3,5-5 м для скважин танопчинской свиты [3,7], для скважин, разрабатывающих сеноманские горизонты, - полностью исключить оттаивание.

Список использованных источников

1. Меньщиков, С. Н. Проблемы комплексного освоения месторождений полуострова Ямал и прилегающих акваторий [Электронный ресурс] / С. Н. Меньщиков. – Режим доступа: <http://federalbook.ru/files/FS/Soderjanie/FS-24/I/Menshikov.pdf>

2. Ипполитов, А. А. Особенности геологического строения Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения / А. А. Ипполитов, А. А. Хайруллин // Научный форум. Сибирь, 2015. – Вып. 1. – С. 43-45.

3. Мегaproект «Ямал» - 2008 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/projects/yamal/>

4. Инженерная защита объектов Бованенковского НГКМ от воздействия опасных экзогенных процессов / С. Н. Меньщиков [и др.] // Наука и техника в газовой промышленности. - 2014. - № 2. – С. 14-22.

5. Малюков, В. П. Особенности разработки Бованенковского нефтегазового месторождения на Ямале. Защита окружающей среды / В. П. Малюков, М. К. Хадзиев // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). - 2016. - № 11. – С. 286-294.

6. Дворников, Ю. А. Процессы термоденудации в криолитозоне и их индикация по растворенному органическому веществу [Текст]: дис. ... на соиск. ученой степени канд. геолого-минералогических наук (25.00.08) / Юрий Александрович Дворников; Институт криосферы Земли СО РАН. – Тюмень, 2016. – 177 с.

7. Технические решения и новые разработки отечественных труб для обеспечения добычи углеводородов в многолетнемерзлых неустойчивых породах / А. Г. Филиппов [и др.] // Нефть, газ и бизнес, 2016. - № 12. – С. 45-50.

*Научный руководитель: Колев Ж. М.,
доцент кафедры РЭНГМ, кандидат технических наук*

ВОЗДЕЙСТВИЕ СВЧ – ИЗЛУЧЕНИЯ НА УГЛЕВОДОРОДЫ ДЛЯ ИЗМЕНЕНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ

Яковлев А.Е., Секачëв А.Ф.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Омский государственный технический университет, г. Омск

Введение

Одним из факторов экономической составляющей РФ является топливно-энергетические ресурсы. В данном случае мы имеем дело с нефтяной отраслью. Данная сфера стратегически важна для РФ. Так как запасы нефти малой и средней вязкости истощаются, применение альтернативных углеводородных топлив является одной из важных проблем энергетического комплекса. Исходя из растущего энергопотребления, возникает необходимость в разработке месторождений тяжелых нефтей. По оценкам, мировые запасы тяжелых нефтей составляют от 790 млрд. т до 1 трлн. т., что в 5-6 раз больше остаточных извлекаемых запасов традиционных нефтей, составляющих примерно 162 млрд. т. Для России запасы таких нефтей также являются важнейшей составляющей сырьевой базы нефтяной отрасли [1][2][3].

Такие проблемы, как повышение нефтеотдачи пласта (ПНП), увеличение дебита скважины, добыча, транспорт и хранение высоковязкой нефти являются актуальными задачами, имеющими большое практическое значение. [1][4][5]

В качестве решения данных проблем предлагается использование высокочастотного электромагнитного поля. В настоящее время изучением влияния электромагнитных полей на нефтяные среды посвящены теоретические и экспериментальные работы Великанова В.С., Евдокимова И.Н., Елисеева Н.Ю., Дыбленко В.П., Зиннатуллина Р.Р., Саяхова Ф.Л., Суфьянова Р.Р., Сюняева Р.З., Ковалевой Л.А., Кислицина А.А., Туфанова И.А., Хакимова В.С., Хабибуллина И.Л., Хамзина А.А., Чистякова С.И., Ван Ин, Цзян Хуаи, Abernety E.R., Bridges J.E., Bosisio R.G., Homer L., Jackson C., Spenser Jr., Snow R.N., Taflove A., Tanner D.D. и др.

В нефтяной промышленности СВЧ электротермия применяется при разрушении водонефтяных эмульсий; очистки насосно – компрессорных труб от АСПО; повышении нефтеотдачи из природных битумов; добычи нефти из нефтешламов и песчаников и т. д. [6]

Таким образом использование СВЧ электротермии, является перспективным методом для решения множества проблем, связанных с высоковязкими углеводородами.

I. Теория

В процессе добычи происходит снижение температуры и давления нефтеносного пласта, которое усиливается при естественном или искус-

ственном заводнении пласта. Вследствие этого происходит отложение парафина в призабойной зоне, что приводит к снижению притока нефти в скважину. Снижение температуры и давления приводит также к уменьшению вязкости нефти, фильтрация ее через пористые породы снижается и объем добычи нефти резко падает. Часто асфальто-парафиновые отложения могут образовываться в оборудовании нефтяных скважин — на поверхности насосно-компрессорных труб, которые могут полностью заполнить пространство между трубами и таким образом полностью остановить работу скважины. Аналогичные отложения парафинов, смол могут происходить и на этапе транспортировки нефти к потребителям в магистральных нефтепроводах. [7]

Для увеличения добычи нефти обычно используются тепловые и механические методы. Под тепловыми подразумевают использование нагретого пара или жидкости, при помощи которых поднимают температуру в нефтяном пласте, в следствии чего изменяются реологические свойства нефти, происходит плавление битумов в порах горных пород скелета, в около трубном пространстве скважины. При механической очистке нефтепровода от отложений парафина используют скребки. Данные способы имеют высокую стоимость, вследствие их малой эффективности, и сложны в использовании. Такая ситуация вынуждает искать новые, более дешевые технические методы для увеличения добычи и транспортировки нефти и хранения нефти.

Указанные способы имеют высокую стоимость, вследствие их малой эффективности, и сложны в реализации. Такая ситуация заставляет искать новые, более дешевые технические методы для интенсификации добычи и транспортировки нефти. Одним из таких новых и перспективных методов является метод, основанный на использовании СВЧ излучения.

Тяжелые нефти (битумы) являются слабо проводящими жидкостями, поэтому целесообразно использование сверхвысокочастотных (СВЧ) электромагнитных полей для изменения их реологических свойств, которые обладают большей энергией по сравнению с энергией колебаний ультразвуковой частоты.

Преимуществом СВЧ – электротермии по сравнению с традиционными технологиями нагревания заключаются в том, что это объемный нагрев является экологически чистым, имеющий не только высокий коэффициент превращения СВЧ - энергии в тепловую, но и её многофункциональность. Так как имеется возможность применения, гибридных схем разогрева диэлектриков, поскольку в многокомпонентной их смеси будут разогреваться те её части, которые имеют высокие значения диэлектрических потерь.

Нагрев углеводородной смеси осуществляется посредством сил трения, возникающих на молекулярном уровне: в переменном электромагнитном поле дипольные молекулы будут очень быстро поворачиваться на 180°

и подвергаться трению друг о друга. Выделяющееся при этом тепло является причиной нагрева углеводородов.[8]

Для разжижения углеводородов требуется создание теплового слоя, которое обеспечит генератор сверхвысоких частот. Технология базируется на использовании НМСВЧ – нагревательный модуль сверхвысоких частот. Количество модулей в системе напрямую зависит от объема разогреваемой среды и мощности излучателей.

Данный модуль может быть использован как при добыче, так и при нагреве битумов при очистке резервуаров от АСПО. В зависимости от функций будет меняться конструкция, но принцип работы останется неизменным.

Если рассматривать технологию очистки резервуара, то особенностью НМСВЧ является объемное выделение тепла за счет излучения высоких частот с минимальным излучением наружу, так как стенки резервуара и его днище, выполненные из металла, будут служить экранами.[9]

Количество модулей в системе и их расположение внутри резервуара будет зависеть не только от объема самого резервуара, но и от его конструкции, степени его загрязненности и объема времени, за которое требуется очистить ёмкость.

Конструкция:

НМСВЧ (рис. 1) представлен в виде металлической шайбы в форме цилиндра, диаметр которой зависит от размеров излучателя. В сечении шайбы находятся два рупора, которые являются волноводами. В полости волновода находится твердый диэлектрик, который увеличивает проходимость электромагнитных волн, с механической точки зрения, он является каркасом для верхней и нижней поверхностей шайбы. К верхней поверхности шайбы прикреплен высоковольтный источник электромагнитного поля (магнетрон на 915 МГц), который соединен с трансформатором и преобразователем. Поверх этих устройств к шайбе прикреплен защитный кожух, так как в соответствии с РД 153-39.4-078-01: «5.6.6 Технические средства АСУ ТП РП, устанавливаемые на резервуарах и имеющие непосредственное соприкосновение с взрывоопасной средой, должны быть взрывобезопасными, как правило, с искробезопасными электрическими цепями с уровнем или со специальным видом взрывозащиты.»

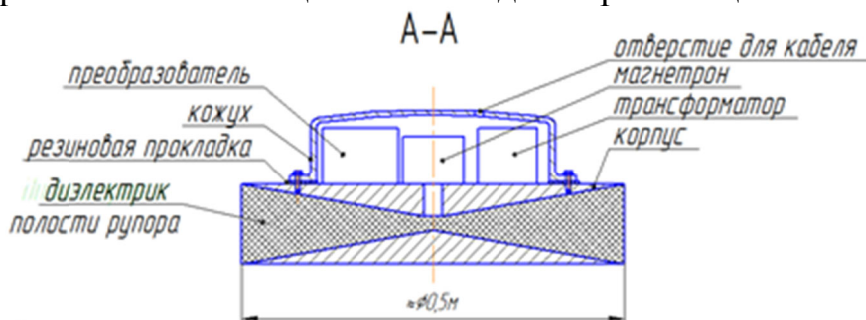


Рисунок 1 – Конструкция НМСВЧ

Магнетрон является устройством для генерации СВЧ энергии. Разрешено использование источников ЭМП только на «промышленных» частотах: 460, 915 и 2450 МГц, в зависимости от частоты излучения изменяется глубина проникновения, чем ниже частота, тем глубже в среду проникает электромагнитная волна. Глубина проникновения электромагнитной волны при частоте излучения в 915 МГц превышает аналогичный показатель при частоте в 2450 МГц. Излучение с частотой 460 МГц обладает большей областью нагрева, однако возникают трудности ввиду высоких затрат, что не является оптимальным решением.

Существует несколько вариантов расположения НМСВЧ: на днище (рис. 2), в подвешенном состоянии (рис. 3) и комбинированное размещение. Распределение по днищу резервуара производится персоналом: через люк-лаз модули располагаются внутри резервуара и распределяются по днищу. Если уровень шлама настолько велик, что не позволяет воспользоваться люк-лазом, возможно использование световых люков, через которые модули могут быть опущены на дно или находиться в подвешенном состоянии для очистки стенок. [10]

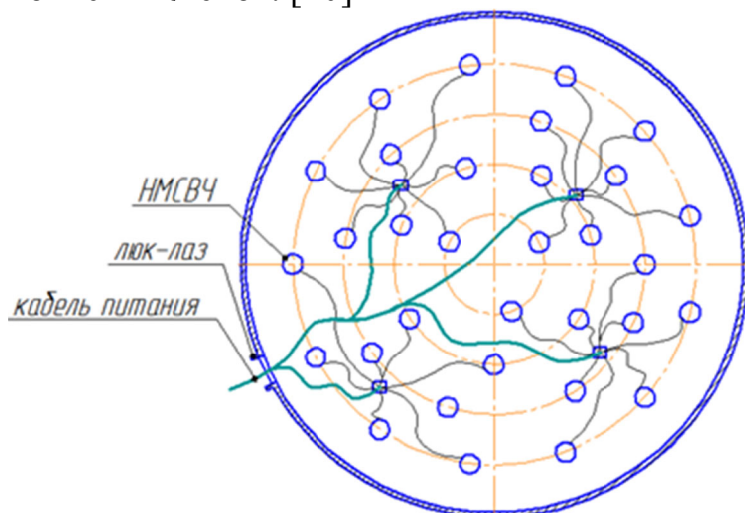


Рисунок 2 – НМСВЧ на днище резервуара

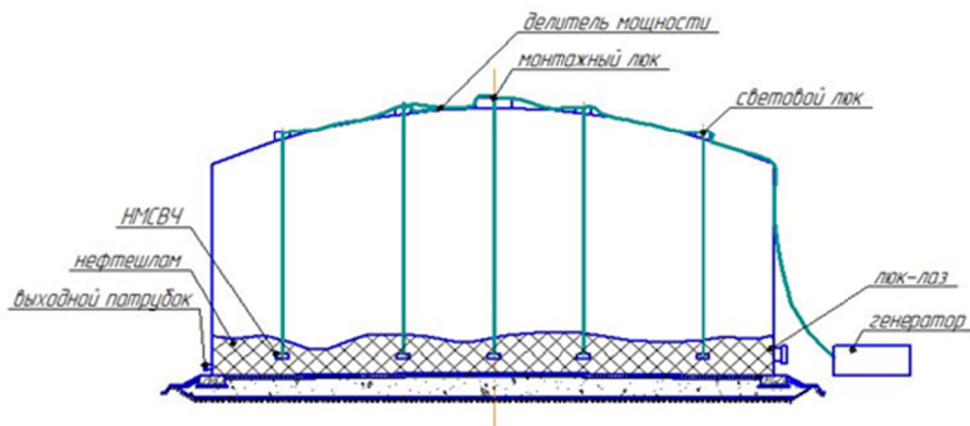


Рисунок 3 – НМСВЧ в подвешенном состоянии

Если же рассмотреть технологию ПНП, то НМСВЧ будет служить для нагрева призабойной зоны пласта, модуль примет форму цилиндра, по коаксиальному кабелю спускаемый в скважину, обеспечивающий объемный нагрев призабойной зоны, в следствии чего увеличивая дебит самой скважины. Метод нагрева призабойной зоны при помощи СВЧ энергии рассмотрен в работе [7]

III. ВЫВОД

Воздействия СВЧ на углеводороды, является перспективным направлением исследований, имеющих ряд возможных практических применений для создания новых технологий. Уникальные особенности СВЧ нагрева такие как объёмное выделение тепла, возможность избирательного нагрева компонента многокомпонентной среды и безынерционность процесса подтверждают перспективность исследований в данном направлении. Развитие технологичности этого метода основным образом определяет функционал устройств, генерирующих и распределяющих СВЧ энергию. Использование магнетронов в НМСВЧ определяет ресурс работы устройства порядка 15000 часов с КПД 75-80%, что является достаточными показателями для многократного и эффективного использования модуля.

Список использованных источников

1. Рачевский, Б. С. Высоковязкая тяжелая нефть – альтернатива традиционной нефти / Б. С. Рачевский, Бо Цао // Транспорт на альтернативном топливе, 2015. – № 6 (48). – С. 49 - 55.
2. Мао, Чэндун. Рекомендация ускорения скорости разведки и разработки ресурсов тяжелой нефти / Чэндун Мао, Чэнлун Чжан // Экономика земельных и природных ресурсов Китая. - 2013. – № 10. – С. 40 - 44.
3. Ян, Юй. Особенность распределения доказанных запасов и эволюция пространственной структуры мировых нефтей / Юй Ян, И Лю, Фэнцзюнь Цзинь // Исследование всемирной географии, 2014. – № 1. – С. 19 - 28.
4. Смыков, В. В. О проблеме утилизации нефтесодержащих отходов / В. В. Смыков, Ю. В. Смыков // Нефтяное хозяйство. - 2005. - № 3. - С. 3033
5. Бахонина, Е. И. (к.т.н. доц. Современные технологии переработки и утилизации углеводородсодержащих отходов. Сообщение 2. Физико-химические, химические, биологические методы утилизации и обезвреживания углеводородсодержащих отходов: // Башкирский химический журнал. - 2015. - Том 22. - № 2
7. Микроволновые методы интенсификации добычи нефти (Обзор) / В. А. Балакирев [и др.]. - Харьков, 2000. - 255-287 с.
8. Кухлинг, Х. Справочник по физике / Х. Кухлинг. - Москва, 1985. - 520 с.
9. Баширов, В. В. Техника и технология поэтапного удаления и переработки амбарных шламов / В. В. Баширов. - Москва: Высшая школа. -1992. - 120 с.
10. Секачев, А. Ф. Разработка СВЧ модуля для разжижения нефтешлама [Электронный ресурс] / А. Ф. Секачев [и др.] // Трубопроводный транспорт углеводородов : науч. текст. электрон. изд. локального пространства : материалы Всерос. науч.-практ. конф. с междунар. участием, 28-29 сент. 2017 г. / ОмГТУ. – Омск, 2017. – С. 125–128.

ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ЗАКАЧКИ ВОЗДУХА В ПЛАСТ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Янгиров Р.Р.,

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В соответствии с механизмом химических превращений углеводородов взаимодействие кислорода воздуха с нефтью при термическом воздействии происходит с тепловыделением в две стадии: низкотемпературное и высокотемпературное окисление. Между ними происходит реакция разложения углеводородов. В низкотемпературной области протекают реакции присоединения кислорода к углеводородам и дегидрогенизации, в высокотемпературной – реакции горения. Количество теплоты, выделившейся в процессе сгорания образца нефти, определяется на дифференциальном сканирующем калориметре, нагрев которого осуществляется с линейной скоростью. Нефть представляет собой комплекс сложных углеводородных, гетероатомных и гетероциклических высокомолекулярных соединений. В зависимости от происхождения и местоположения формируется состав нефти с индивидуальными физико-химическими свойствами и соответственно реакционной способностью углеводородов, проявляющейся в процессе окисления [1, 2]. Для моделирования процессов, протекающих в нефти при закачке воздуха, широко применяется метод ее разделения на фракции по принципу растворимости SARA (saturates, aromatics, resins, asphaltenes), т.е. разделение на насыщенные углеводороды, ароматические соединения, смолы и асфальтены [3]. При проведении исследований, выполненных АО «ВНИИ нефть», процесс разделения

Фракции по методике АО «ВНИИнефть»		SARA-фракции
Парафины	Парафиновые углеводороды	Saturates
Масла	Нафтеновые углеводороды	Aromatics
	Ароматические углеводороды	
Смолы	Смолы	Resins
Асфальтены	Асфальтены	Asphaltenes

Рисунок 1 – Состав фракций по методике АО «ВНИИнефть» и SARA анализу по углеводородным группам

Исследования на ДСК 1

Согласно формализованной схеме химических превращений углеводородов предварительно составляются общие уравнения реакции, соответ-

ствующие трем стадиям окисления. Исследования на ДСК 1 включают нагрев образцов нефти, нефтесодержащей породы и продуктов реакции (асфальтенов, смол, парафинов, масел), полученных в результате экспериментов в реакторе, с различными скоростями в воздухе и инертной среде для определения кинетических параметров основных реакций на каждой стадии окисления. С помощью ДСК 1 методом безмодельной кинетики определяются оценочные кинетические параметры: пред экспоненциальный множитель, энергия активации и порядок реакции [3].

Исследования в термохимическом реакторе Изучение химических превращений углеводородов в термохимическом реакторе при пластовых условиях позволяет оценить составы продуктов протекающих реакций по зонам. В результате экспериментов уточняются кинетические параметры и уравнения реакций, характеризующие индивидуальный механизм углеводородных преобразований в нефти в соответствии с зоной окисления. Газообразные продукты реакции исследуются на углеводородный и неуглеводородный (водород, кислород, азот, оксид углерода и диоксид углерода) составы, жидкая фаза разделяется на асфальтены, смолы, масла и парафины, тяжелый остаток – на кокс, асфальтены и мальтены. Определяются молекулярная масса и плотность продуктов реакции, рассчитываются стехиометрические коэффициенты участвующих в реакции компонентов. На основании полученных на ДСК 1 и в реакторе параметров строится модель химических превращений углеводородов с использованием системы линейных алгебраических уравнений [4].

Исследования в «трубе горения»

Влияние различных факторов на протекание процесса горения также исследуется в «трубе горения», позволяющей моделировать условия, близкие к пластовым. Разработанная во ВНИИнефти «труба горения» разделена на дискретные секции, каждая из которых оснащена индивидуальным нагревателем и термопарами. Нагреватели предназначены для компенсации теплотерь в окружающую среду и инициации «поджига». Термопары осуществляют непрерывный контроль температуры как на поверхности каждой секции, так и по центральным точкам секций вдоль оси «трубы горения». На границах секций для исключения перетоков тепла по трубе установлены специальные теплоотводящие радиаторы. Входная линия «трубы горения» соединена с сосудами высокого давления, обеспечивающими дозированную подачу воздуха, азота, газовых смесей и жидкостей. Выходная линия «трубы горения» последовательно соединена с конденсатором, блоком противодавления, сепаратором, газоанализатором и газовыми часами (рис. 2).

По экспериментальным данным, полученным в «трубе горения», таким как температурный профиль зон процесса горения и состав продуктов реакций, строится модель химических превращений с учетом подвижностей фаз (рис. 2). Комплексный подход к изучению механизма протекания внутрипластового горения основан на его разделении на стадии, которые различаются физико-химическими процессами, характерными химическими превращениями углеводородных и неуглеводородных компонентов

нефти, а также на определении основных параметров для моделирования вытеснения нефти при термическом воздействии кислорода воздуха.

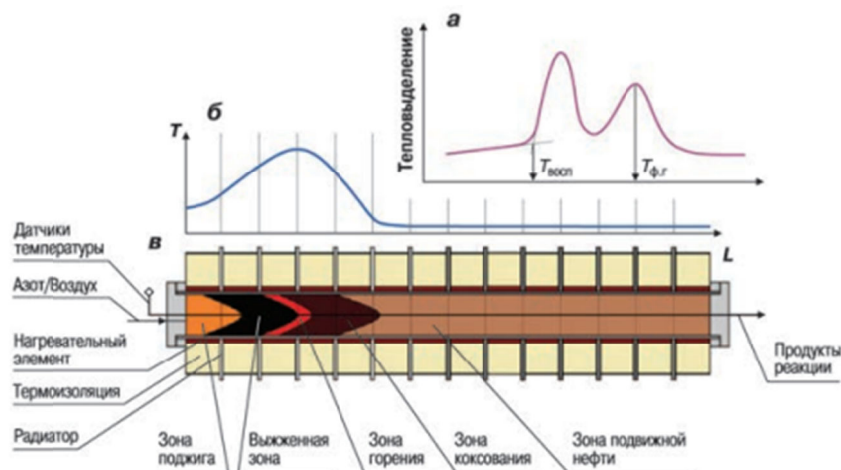


Рисунок 2 – Схема процесса высокотемпературного окисления в «трубе горения»: а – оценка температуры воспламенения $T_{\text{восп}}$ и температуры фронта горения $T_{\text{ф.г}}$; б – температурный профиль; в – схема «трубы горения» с зонами, образованными в процессе высокотемпературного окисления; T – температура внутри «трубы горения»; L – длина «трубы горения»

Согласно механизму химических превращений углеводородных групп при взаимодействии с кислородом воздуха в области низких температур протекает наибольшее число различных реакций, соответственно при внутрипластовом горении большую роль играет область низкотемпературного окисления, которая не всегда учитывается при моделировании данного термического метода.

Комплексная методика направлена на изучение реакций, характерных для области низких температур, и построение модели химических превращений, полностью учитывающей процесс окисления пластовой нефти при ее контакте с кислородом воздуха.

Список использованных источников

1. Химия углеводородов нефти / Б. Т. Брукса [и др.]. – Т. 2. – Ленинград: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1958. – 391 с.
2. Черножуков, Н. И. Окисляемость минеральных масел / Н. И. Черножуков, С. Э. Крейн. - 3-е изд. – Москва: Гостоптехиздат, 1955. – 372 с.
3. Асфальтены: проблемы и перспективы / К. Акбарзаде [и др.] // Нефтегазовое обозрение. - 2007. – Лето. – С. 22–43
4. Плынин, В. В. Построение модели химических превращений при гидродинамическом моделировании внутрипластового горения (окисления) / В. В. Плынин, А. В. Фомкин, С. С. Уразов // Нефтяное хозяйство. - 2011. – № 12. – С. 100–103.

ФЗ №436-ФЗ	Издание не подлежит маркировке в соответствии с п. 1 ч. 4 ст.11
------------	--

Научное издание

**МАТЕРИАЛЫ
МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ
МОЛОДЫХ ИССЛЕДОВАТЕЛЕЙ ИМ. Д. И. МЕНДЕЛЕЕВА,
ПОСВЯЩЕННОЙ 10-ЛЕТИЮ
ИНСТИТУТА ПРОМЫШЛЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ
И ИНЖИНИРИНГА**

Том 3

**Машиностроение и материаловедение.
Проблемы промышленного, гражданского и дорожного строительства.
Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений,
бурение нефтяных и газовых скважин**

В авторской редакции

Подписано в печать 14.11.2019. Формат 60x90 1/16. Печ. л. 31,9.
Тираж 500 экз. Заказ № 1485.

Библиотечно-издательский комплекс
федерального государственного бюджетного образовательного
учреждения высшего образования
«Тюменский индустриальный университет»
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса.
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.