

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

**ОПЫТ, АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ
И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ
НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА**

Материалы

*XIII Международной научно-практической конференции
обучающихся, аспирантов и ученых
(Нижневартовск, 20 апреля 2023 г.)*

Тюмень
ТИУ
2023

УДК 622.276+550.832
ББК 33.36+26.3
О-629

Ответственный редактор:
кандидат педагогических наук, доцент Н. Н. Савельева

О-629 **Опыт, актуальные проблемы** и перспективы развития нефтегазового комплекса: материалы XIII Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых (Нижневартовск, 20 апреля 2023 г.) / отв. ред. Н. Н. Савельева. – Тюмень: ТИУ, 2023. – 474 с. – Текст: непосредственный.
ISBN 978-5-9961-3143-3

В сборник вошли научные статьи обучающихся магистрантов, аспирантов, профессорско-преподавательского состава и специалистов нефтегазодобывающих предприятий Российской Федерации, Белоруссии, Узбекистана, Туркменистана, Казахстана, Кыргызстана по широкому кругу вопросов, представленных к участию в работе конференции.

Сборник может быть полезен обучающимся магистрантам, аспирантам, преподавателям высшей школы и специалистам нефтегазовых предприятий, которые интересуются актуальными проблемами современной науки и техники.

УДК 622.276+550.832
ББК 33.36+26.3

ISBN 978-5-9961-3143-3

© Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Тюменский индустриальный университет», 2023

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	12
-----------------------	----

СЕКЦИЯ 1.

СТАНОВЛЕНИЕ И РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ	13
Сарвилова П. В. ИСТОРИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ В РОССИИ.....	13
Реджепова А. О. РАЗВИТИЕ ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ ТУРКМЕНИСТАНА	17
Велханов Б., Велханова Дж., Велханова Ч. ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ ТЕХ- НОЛОГИЙ БУРЕНИЯ СКВАЖИН.....	21
Аймаммедов Д. М. РАЗВИТИЕ НЕФТЕПЕРЕРАБОТЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ ТУРКМЕНИСТАНА	25
Махнева А. Б. ИСТОРИЯ СТАНОВЛЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ В ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ.....	29
Кильдеева К. Р. ИССЛЕДОВАНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ТАМ- ПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ С СУПЕРПЛАСТИФИКАТОРОМ NTRF -29 ..	33
Паскина Е. С. ВЛАДИМИР ШУХОВ – ИЗВЕСТНЫЙ В МИРЕ ИНЖЕ- НЕР.....	36
Поддубная К. Е. РАЗВИТИЕ ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫ- ВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В РОССИИ.....	40
Мирошников Д. А., Шипков В. И. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРЕДИКТИВНОЙ ДИАГНОСТИКИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ НАСОСНЫХ АГ- РЕГАТОВ	43
Эльмурзаева Д. Х. ЭФФЕКТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫМ РЕГИОНОМ КАК ФАКТОР ПОВЫШЕНИЯ КОНКУРЕНТОСПОСОБНО- СТИ ГОСУДАРСТВА.....	48
Крапивин П. П. ОСОБЕННОСТИ СТАНОВЛЕНИЯ НЕФТЕДОБЫВАЮ- ЩЕЙ ОТРАСЛИ И ЕЕ РАЗВИТИЕ В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ	51

СЕКЦИЯ 2.

ГЕОЛОГИЯ И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТО- РОЖДЕНИЙ	54
Велиев Р. А., Савельева Н. Н. ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНАЯ ЭКС- ПЛУАТАЦИЯ ПЛАСТОВ ОДНОЙ СКВАЖИНОЙ	54
Александров С. С., Шаров В. Е. ОПИСАНИЕ И АНАЛИЗ МЕТОДОВ ИН- ТЕНСИФИКАЦИИ УГЛЕВОДОРОДА ИЗ ПЛАСТА	57
Аймаммедов Р. Н. Гуллыев Б. Н. ВЕРХНЕЮРСКОЕ НАПРАВЛЕНИЕ ПО- ИСКОВЫХ РАБОТ ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГАЛКЫНЬШ	60
Байкабулова А. Б. РЕЖИМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ МЕСТО- РОЖДЕНИЙ	64

Велиев Р. А., Савельева Н. Н. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ОРЭ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ.....	67
Колычев П. А., Гайниев А. В. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГРП НА ПОВХОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	70
Гизатуллин М. Н. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В РАЙОНАХ ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЫ.....	73
Дудина А. С. ПОСТРОЕНИЕ ДЕТАЛЬНОЙ СЕДИМЕНТАЦИОННОЙ МОДЕЛИ ОТЛОЖЕНИЙ ПЛАСТА ЮВ2 ВЫНГАПУРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	75
Ефимов М. Э. ЭВОЛЮЦИЯ УСТРОЙСТВ КОНТРОЛЯ ПРИТОКА: ОТ ПАССИВНЫХ ДО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО ЗАКАНЧИВАНИЯ.....	78
Исхакова Г. Р. АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ВЫБОР РАСПОЛОЖЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ.....	82
Кааров Ж. З. ТЕХНОЛОГИЯ ВОЛНОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ КОНДЕНСАТООТДАЧИ.....	87
Калмыков А. М. СОКРАЩЕНИЕ ЗАТРАТ ОНСС НА ЗАКУПКУ НКТ ЗА СЧЕТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММЫ ПЕРЕВОДА ЦЕЛЕВОГО ФОНДА С НКТ 2,5" НА НКТ 2" И ЗАМЕНЫ НКТВ НА НКТ ДЛЯ НУЖД ЭКСПЛУАТАЦИИ.....	91
Белоусова С. В. ОПТИМИЗАЦИЯ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ В НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ.....	93
Савельев Я. В. ПОГРУЖНЫЕ НАСОСЫ: ИННОВАЦИИ И ПЕРСПЕКТИВЫ.....	98
Захарова А. А. АНАЛИЗ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА С ПРИМЕНЕНИЕМ ЦИЛИНДРИЧЕСКОГО ПРОПАНТА.....	101
Популова Т. П., Чернышов А. К., Княгинкин К. С., Белозерова Е. А., Родионов К. В. ПРЕДСКАЗАНИЕ ВЫБИТИЯ НАСОСА НА ОСНОВЕ КОСВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ.....	105
Кожевникова А. Р. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЗАВОДНЕНИЯ НА АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ.....	108
Комеков Р., Бердимуратова О. ОЦЕНКА НЕОДНОРОДНОСТИ И ХАРАКТЕРИСТИК ЗАВОДНЕНИЯ ПЛАСТОВ ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОЧАК.....	112
Корецкий П. Э. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОДБОРА ОБОРУДОВАНИЯ К СКВАЖИНАМ ЧРФ.....	115
Кривова Н. Р., Леонтьев С. А. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ЗАКАЧИВАЕМОЙ В ПЛАСТ ВОДЫ С ЦЕЛЬЮ ППД НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ.....	118
Малашко А. Н., Зуевич С. А. РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В БЕЛАРУСИ.....	122

Марданов Н. Р., Коноваленко А. А. ГЕНЕТИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ КОНУСОВ ВЫНОСА НИЖНЕМЕЛОВОГО ОТДЕЛА ФРОЛОВСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ.....	124
Мартынов А. С. ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ И РИСКОВ ПОИСКОВОГО И РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДИК ОЦЕНКИ СТРУКТУРНЫХ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ.....	129
Михайлов И. А., Маннанов И. И. ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПЗП МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ ПАРАФИНА В НЕФТИ.....	133
Исаков А. А., Моденов Д. П. МОДЕЛЬ ДЛЯ АСИММЕТРИЧНЫХ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РАЗЛОМОВ С НЕРАВНОМЕРНЫМ РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ НАПРЯЖЕНИЙ.....	137
Мурадова Дж. А., Ходжаева Ш. О. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ДЛЯ ПОИСКОВ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	144
Мухаметдинова А. Д., Трегубов Д. В. ОБЗОР ТЕХНОЛОГИИ ЗАКАЧКИ СО ₂ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	146
Орипова Ш. К. ПРОГРАММА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ДОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ АЛАН.....	150
Раскин И. Ю., Рябков А. В. ПЕРСПЕКТИВЫ КОНТРОЛЯ НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТИ ГРУНТОВОГО ОСНОВАНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ В ЗОНАХ РАСПРОСТРАНЕНИЯ МНОГОЛЕТНЕ-МЕРЗЛЫХ ПОРОД.....	152
Савельев Я. В. ОЧИСТКА СТОЧНЫХ ВОД ПРИ ПОМОЩИ ГАБИОННЫХ КОНСТРУКЦИЙ.....	156
Синицина Т. С. РАЗРАБОТКА И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ БОВАНЕНКОВСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	160
Александров С. С., Шаров В. Е., Макридин М. В. ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ РАЗЛИЧНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА, ИХ СИСТЕМ КЛАССИФИКАЦИИ.....	162
Салтанова Т. А. ТРАНСФОРМАЦИЯ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА ОСАДОЧНЫХ ПОЛИМИКТОВЫХ ПОРОД ПРИ ХИМИЧЕСКОМ ВОЗДЕЙСТВИИ.....	167
Бердимуратова О. Б., Аманова А. Ю. ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ДОВЛЕТАБАТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	170
Еремеев И. А. МЕТОДЫ УЛУЧШЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА.....	172
Исхакова Г. Р. ФОРМИРОВАНИЕ БУФЕРНОЙ ЗОНЫ С ЦЕЛЬЮ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ НЕЭФФЕКТИВНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ ВОДЫ ОТ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ К ДОБЫВАЮЩИМ СКВАЖИНАМ ПО ТЕКТОНИЧЕСКИМ РАЗЛОМАМ.....	174
Перов С. Д., Погребная И. А. АНАЛИЗ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ, СОДЕРЖАЩИХСЯ В ПЕРЕКАЧИВАЕМЫХ ЖИДКОСТЯХ.....	178

СЕКЦИЯ 3.

ДОБЫЧА, ПОДГОТОВКА И ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ И ГАЗА. ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ	184
Глушков С. В. АВТОМАТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА КОНТРОЛЯ ИСПАРЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ ИЗ РЕЗЕРВУАРА	184
Павлов В. И., Павлов Д. И., Сивков Ю. В. ОЦЕНКА СТЕПЕНИ БИОЛОГИЧЕСКОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПОЧВЫ.....	187
Ортобаев Н. К., Давлетшин Д. Э. ИЗГОТОВЛЕНИЕ МАКЕТА ФОНТАННОЙ АРМАТУРЫ.....	190
Абдуллин А. Р. ИЗГОТОВЛЕНИЕ СИМУЛЯТОРА ТУРБИННОГО ОБЪЕМНОГО РАСХОДОМЕРА.....	193
Бабаева М. А. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ УСТАНОВКИ РАННЕГО ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО СБРОСА ВОДЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬЮ 10000 МЗ/СУТ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ УСТАНОВКИ НА ОБЪЕКТАХ САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	196
Березов К. М. АНАЛИЗ ПРИЧИН ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ	201
Березов К. М. ОПТИМИЗАЦИЯ СТАРЕЮЩИХ ТРУБОПРОВОДОВ ...	204
Белоусова С. В. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОПЗ НА ОБЪЕКТЕ АВ1(1-2) САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	207
Велханов Б.; Велханова Дж.; Велханова Ч. ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ БУРЕНИЯ СКВАЖИН.....	209
Дульченко А. А. АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ НЕФТЕПРОВОДА ПРИ УТЕЧКАХ И НЕСАНКЦИОНИРОВАННЫХ ВРЕЗКАХ	214
Ефимов М. Э. ВНЕДРЕНИЕ ИНГИБИТОРА СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГРП НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ».....	216
Коннов Т. В., Рябков А. В. АНАЛИЗ ФАКТОРОВ КОРРОЗИОННОГО РАЗРУШЕНИЯ ТРУБ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ	221
Коннов Т. В., Рябков А. В. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ.....	225
Корецкий П. Э. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОДБОРА НАЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ К СКВАЖИНАМ ЧРФ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ АО «ТОМСКНЕФТЬ» ВНК.....	229
Косарев В. С., Коркишко А. Н. МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ПРОМЫСЛОВЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ	233
Курасов Д. А., Ботникова Е. Д., Лосева А. В., Емельянова Е. И. К ВОПРОСУ КЛАССИФИКАЦИИ НАСОСОВ ДЛЯ ПЕРЕКАЧКИ ВЯЗКИХ СРЕД.....	235
Курасов О. А. РОЛЬ МЕЖДУНАРОДНЫХ СТАНДАРТОВ И СЕРТИФИКАЦИИ В ПРОЦЕССЕ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ И ГАЗА.....	238

Мамаева Н. Л., Петров С. А. КРУГОВОРОТ АЗОТА В КОМПОНЕНТАХ СЕВЕРНЫХ ЭКОСИСТЕМ	240
Мирошников Д. А., Шипков В. И. ПРОИЗВОДСТВО МАСЕЛ И ПРИСАДОК С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НЕФТИ КАК ОДИН ИЗ СПОСОБОВ РАЗВИТИЯ РЕГИОНА	243
Паскина Е. С. К ВОПРОСУ О ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ.....	247
Подгальний Н. А., Подорожников С. Ю. ОЦЕНКА ТЕПЛООВОГО ВЛИЯНИЯ НЕФТЕПРОВОДА С ОТСЫПКОЙ В ЗОНЕ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД	252
Проворова К. Р. ПЕРЕРАБОТКА ОТХОДОВ НЕФТЯНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ МЕТОДОМ БИОЛОГИЧЕСКОЙ ОЧИСТКИ	255
Раскин И. Ю., Рябков А. В. ПЕРСПЕКТИВЫ КОНТРОЛЯ НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТИ ГРУНТОВОГО ОСНОВАНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ В ЗОНАХ РАСПРОСТРАНЕНИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД.....	258
Сабитов М. И.; Сивкова М. В. ДОСТИЖЕНИЕ «ЦЕЛИ 0» В ОБЛАСТИ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ РОССИЙСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА	262
Сивкова М. В., Сабитов М. И. ОПЫТ И ПЕРСПЕКТИВЫ РЕАЛИЗАЦИИ РОБОТИЗИРОВАННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ УВС....	265
Солодовников А. Ю. ВКЛАД НГК «СЛАВНЕФТЬ» В ДОБЫЧУ УГЛЕВОДОРОДОВ ХМАО-ЮГРЫ В XXI ВЕКЕ	266
Тушев М. Ю., Мошкин А. А. РЕЗУЛЬТАТЫ ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН ЕН-ЯХИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	271
Халилов Ж. А., Нуркулов Ф. Н., Джалилов А. Т. РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ АЗОТСОДЕРЖАЩИХ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ	274
Ху Ханьвэнь ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ОСОБЕННОСТИ МОБИЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ НА ОСНОВЕ ПЛОСКОСВОРАЧИВАЕМЫХ РУКАВОВ	276
Дряхлов В. С. РАЗВИТИЕ МЕТОДОВ ИНТЕГРИРОВАННОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ ОСВОЕНИЯ ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ	280
Косьянов П. М. ИССЛЕДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ПОЛЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ	284
Нестерова О. В., Разманова С.В. ПОТЕНЦИАЛ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ТРАДИЦИОННОЙ И «ЗЕЛеной» ЭНЕРГЕТИКИ В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ.....	290

Старикова П. В., Гадалова А. В., Наумова С. В. ОЦЕНКА ПОЖАРНОГО РИСКА НА КУСТАХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН БЕЗ ОГРАЖДЕНИЯ ЗЕМЛЯНЫМ ВАЛОМ	293
---	-----

СЕКЦИЯ 4.

БУРЕНИЕ, ОСВОЕНИЕ И КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН	298
Рожкова Д. С. ПРОБЛЕМЫ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН В НЕУСТОЙЧИВЫХ ГЛИНИСТЫХ ПОРОДАХ СРЕДНЕБОТУОБИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	298
Бабаева М. А. ТЕХНОЛОГИЯ ЗАКАЧКИ ГРАВИЙНОЙ НАБИВКИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН	302
Быков В. Д. ИССЛЕДОВАНИЯ И ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СУПЕРПЛАСТИФИКАТОРА СП-1	306
Валеев А. И. ПРОБЛЕМЫ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД С ПОМОЩЬЮ УЛЬТРАЗВУКА ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН.....	309
Байрамова Г. М. БУРОВОЙ ШЛАМ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА СТРОИТЕЛЬНОЙ КЕРАМИКИ ПЛАСТИЧЕСКОГО ФОРМОВАНИЯ	314
Галеева В. Э. ПРЕИМУЩЕСТВА ГОРИЗОНТАЛЬНО НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН	317
Еремеев И. А. ИННОВАЦИИ В БУРЕНИИ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН.....	320
Ерохин М. А., Григорьев М. А. КОМПЛЕКСНАЯ ПЕРЕРАБОТКА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН	322
Ерохин М. А., Григорьев М. А., Казанцева Н. Н., Подымова О. А., Белов А. Е. ИССЛЕДОВАНИЕ И ПОДБОР ЭФФЕКТИВНЫХ МЕТОДОВ СИСТЕМЫ ОЧИСТКИ ОТРАБОТАННЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ..	326
Захарова А. А. АНАЛИЗ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА С ПРИМЕНЕНИЕМ ЦИЛИНДРИЧЕСКОГО ПРОППАНТА	331
Зимонина О. Р. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ДОБАВКИ «НЕФТЕНОЛСДИ» МАРКИ СДИН-5 НА СМАЗЫВАЮЩУЮ СПОСОБНОСТЬ БУРОВОГО РАСТВОРА И ЕГО АНТИПРИХВАТНЫЕ СВОЙСТВА.....	334
Левенец Н. А. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВОГО РАСТВОРА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН НА СРЕДНЕБОТУОБИНСКОМ	336
Овчинников В. П. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ К СОЗДАНИЮ ТЕХНОЛОГИЙ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ТРУДНО-ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ.....	340
Паскина Е. С. ПРИМЕНЕНИЕ ЦАНГОВОГО КЕРНОРВАТЕЛЯ БОЦК-100.01 ДЛЯ СЛАБОСЦЕМЕНТИРУЕМЫХ ПОРОД (УГЛЯ).....	343

Рожкова Д. С. ПРОБЛЕМЫ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН В НЕУСТОЙЧИВЫХ ГЛИНИСТЫХ ПОРОДАХ СРЕДНЕБОТУОБИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	348
Рожкова Д. С. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ ТЕЛГЕС-ПИТСКОГО ГОРИЗОНТА СРЕДНЕБОТУОБИНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ... ..	353
Рожкова О. В. ВОЗМОЖНОСТЬ ЗАМЕЩЕНИЯ ЧАСТИ ЦЕМЕНТНОГО КЛИНКЕРА ДОМЕННЫМ ГРАНУЛИРОВАННЫМ ШЛАКОМ.....	357
Семеньков Н. Н. НОВЫЕ МЕТОДИКИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ИМЕНИ Н. К. БАЙБАКОВА.....	361
Быков В. Д. ИССЛЕДОВАНИЯ И ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СУПЕРПЛАСТИФИКАТОРА СП-1	365
Ярметов Р. А., Гаваев А. С. ТЕРМИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ШПИНДЕЛЯ... НИЖНЕГО ПАТРОНА ВРАЩАТЕЛЯ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ СКБ – 4	367
Еремеев И. А. ИННОВАЦИИ В БУРЕНИИ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН.....	372
Аксенова Н. А., Сивилькаева К. К. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СИЛИКАТНЫХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ БЕЗАВАРИЙНОЙ ПРОВОДКИ СКВАЖИН.....	373

СЕКЦИЯ 5.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРАНСПОРТНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МАШИИ И КОМПЛЕКСОВ.....	379
Бабюк Г. Ф. ПЕРСПЕКТИВЫ ПЕРЕХОДА РОССИИ НА ВОДОРОДНОЕ ТОПЛИВО.....	379
Рустамов К. А. КРИТЕРИЙ ОЦЕНКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СВОЙСТВ МОТОРНОГО МАСЛА	381
Алешина А. В., Булгаков А. Л. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ МАШИИНОГО ОБУЧЕНИЯ ПРИ АНАЛИЗЕ БОЛЬШИХ НЕСТРУКТУРИРОВАННЫХ МАССИВОВ ДАННЫХ	386
Егоров М. А. УСТРОЙСТВО И ПУТИ РАЗВИТИЯ ПОЖАРНЫХ АВТОЛЕСТНИЦ.....	389
Косарев В. С., Коркишко А. Н. ОПТИМИЗАЦИЯ ЗАТРАТ НА ВАХТОВЫЕ АВИАПЕРЕВОЗКИ.....	392
Краснов В. Г., Обозов А. Дж. ВОДЯНЫЕ КОЛЕСА-РЕЗЕРВ МАЛОЙ ГИДРОЭНЕРГИТЕКИ.....	395
Лаврова С. В. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ С ВОЗМОЖНОСТЬЮ ТРАНСПОРТИРОВКИ МЕТАНО-ВОДОРОДНОЙ СМЕСИ.....	403

Мукамбеткалиева А. Н. ОСНОВНЫЕ ВИДЫ РАСТИТЕЛЬНЫХ МАСЕЛ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ПРИ ПОЛУЧЕНИИ БИОДИЗЕЛЯ	405
Русмиленко А. К., Егоров А. Л. ПРИМЕНЕНИЕ ПНЕВМОКОЛЕСНОГО КАТКА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ АВТОЗИМНИКОВ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	408
Тимушева Н. Н., Днистрян Н. Н. АНАЛИЗ РОССИЙСКОГО АВТОРЫНКА	412
Мартынов Д. С. АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРАНСПОРТНЫХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МАШИН И КОМПЛЕКСОВ	416

СЕКЦИЯ 6.

ПОДГОТОВКА СПЕЦИАЛИСТОВ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ	419
Акыева Ш. Ч., Тулемедов Ш. Д. ПОДГОТОВКА СПЕЦИАЛИСТОВ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ТУРКМЕНИСТАНА	419
Бабюк Г. Ф. ПАТРИОТИЗМ МОЛОДЕЖИ В УСЛОВИЯХ ИНФОРМАЦИОННОЙ ВОЙНЫ	422
Бабюк Г. Ф. МЕДИА ВИЗУАЛЬНЫЕ ОБРАЗЫ В ФОРМИРОВАНИИ ПАТРИОТИЧЕСКИХ ЧУВСТВ МОЛОДЕЖИ	425
Бабюк Г. Ф. ПЕДАГОГИЧЕСКАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ ПРЕПОДАВАТЕЛЯ	428
Байрамова Г. М., Байрамов М. С. БЫСТРОЕ И УДОБНОЕ РЕШЕНИЕ В РАСЧЕТАХ ХИМИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ	432
Куделевич Н. А. СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ ПСИХОЛОГИЧЕСКОЙ АДАПТАЦИИ МОЛОДЫХ СПЕЦИАЛИСТОВ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ КОМПАНИЙ	434
Михайлова С. В. К ВОПРОСУ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ ПОДГОТОВКИ БУДУЩИХ БАКАЛАВРОВ НЕФТЯНИКОВ В СИСТЕМЕ НЕПРЕРЫВНОГО ОБРАЗОВАНИЯ	438
Михайлова С. В. К ВОПРОСУ ФОРМИРОВАНИЯ ПРОФЕССИОНАЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ОПЫТА В ОБРАЗОВАТЕЛЬНОМ ПРОЦЕССЕ ВУЗА	440
Михайлова С. В. О ИНФОРМАЦИОННОЙ КОМПЕТЕНТНОСТИ В ОБРАЗОВАТЕЛЬНОМ ПРОЦЕССЕ ВУЗА ПРИ ПОДГОТОВКЕ БУДУЩИХ БАКАЛАВРОВ ТЕХНИЧЕСКИХ НАПРАВЛЕНИЙ	442
Михайлова Е. Е. ОБЗОР АКТУАЛЬНЫХ ПРОБЛЕМ ПОДГОТОВКИ СПЕЦИАЛИСТОВ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ	444
Остапченко Г. С. АКТУАЛЬНОСТЬ ПРОФЕССИОНАЛЬНО-ОРИЕНТИРОВАННОГО ОБУЧЕНИЯ ИНОСТРАННОМУ ЯЗЫКУ В ТЕХНИЧЕСКОМ ВУЗЕ	446

Пашина А. В. ПРОБЛЕМА ПОДГОТОВКИ СПЕЦИАЛИСТОВ НЕФТЕ- ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ НА ЗАНЯТИЯХ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ ИНО- СТРАННОМУ ЯЗЫКУ	450
Погосян С. А. ТРАДИЦИОННЫЕ МЕТОДИКИ ПРЕПОДАВАНИЯ АН- ГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА	452
Сарвилова П. В. ДУХОВНО-ПАТРИОТИЧЕСКОЕ ВОСПИТАНИЕ МО- ЛОДЕЖИ В ВУЗЕ	453
Синицина Т. С. ПРОБЛЕМЫ НЕХВАТКИ ТРУДОВЫХ РЕСУРСОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ В СЕВЕРНЫХ РЕГИОНАХ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ	456
Сперанская Н. И. ФОРМИРОВАНИЕ ЦЕННОСТНОГО ОТНОШЕНИЯ СТУДЕНТОВ К СОБЛЮДЕНИЮ ПРАВИЛ НЕТИКЕТА	458
Тимушева Н. Н. АНАЛИЗ МОТИВАЦИИ ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ВЫ- БОРА СТУДЕНТА В НЕФТЕГАЗОВОМ НАПРАВЛЕНИИ	461
Тихонов С. И., Набоков А. В. ОПЫТ ПОДГОТОВКИ МАГИСТРАНТОВ НА БАЗОВОЙ КАФЕДРЕ ПАО «ГАЗПРОМНЕФТЬ» С ПОЗИЦИИ ОБУ- ЧАЮЩЕГОСЯ	465
Ударцева О. В. ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДИСТАНЦИОННЫХ ОБРА- ЗОВАТЕЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ СПЕЦИАЛИСТОВ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ	468
Савельева Н. Н. Минин М. Г. МЕТОД ИНЖЕНЕРНЫХ КЕЙСОВ КАК СРЕДСТВО ФОРМИРОВАНИЯ ПРОФЕССИОНАЛЬНЫХ И НАДПРО- ФЕССИОНАЛЬНЫХ КОМПЕТЕНЦИЙ	471

ВВЕДЕНИЕ

XIII Международная научно-практическая конференция обучающихся, аспирантов и учёных «Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса» проводится с целью развития научно-исследовательского потенциала молодых ученых Российской Федерации и зарубежных стран, привлечения их к активной публикационной деятельности, выявления и поддержки наиболее активных будущих специалистов из числа обучающихся и потенциальных абитуриентов, а также повышения рейтинга филиала как современного наукоёмкого образовательного учреждения. Общее количество участников составило 218 человек. География участников была представлена российскими и зарубежными участниками.

Белорусский национальный технический университет (г. Минск, Беларусь), Национальный детский технопарк (г. Минск, Беларусь), Западно-Казахстанский инновационно-технологический университет (г. Уральск, Республика Казахстан), Кыргызский Государственный Технический Университет им. И. Раззакова (г. Бишкек, Кыргызская Республика), Ташкентский химико-технологический исследовательский институт (г. Ташкент, Узбекистан), Каршинский инженерно-экономический институт (Карши, Кашкадарьинская область, Узбекистан), Научно-исследовательский институт природного газа (Ашхабад, Туркменистан), Международный университет нефти и газа имени Ягшигельди Какаева (Ашхабад, Туркменистан)

Тюменский индустриальный университет (г. Нижневартовск), Тюменский индустриальный университет (г. Тюмень), Многопрофильный колледж ТИУ (г. Тюмень), Нижневартовский государственный университет (г. Нижневартовск), Индустриальный институт (филиал) ФГБОУ ВО «Югорский государственный университет» (г. Нефтеюганск), Муниципальное бюджетное общеобразовательное учреждение «Средняя школа № 31» (г. Сургут), Российский Университет Дружбы Народов (г. Москва), Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова (г. Москва), РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина (г. Москва), Санкт-Петербургский горный университет (г. Санкт-Петербург), АО «ТомскНИПИнефть» (г. Томск), ПАО «Сургутнефтегаз» (г. Сургут), ООО «СибГеоПроект» (г. Нижневартовск), филиал ООО «Газпром ВНИИ-ГАЗ» в г. Ухта, Казанский государственный энергетический университет (г. Казань), Пермский государственный национальный исследовательский университет (г. Пермь), Омский государственный педагогический университет (г. Омск), Национальный исследовательский Томский политехнический университет (г. Томск), Уфимский государственный нефтяной технический университет (г. Уфа), Брянский государственный инженерно-технологический университет (г. Брянск), ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет» (г. Ухта), Курганский государственный университет (г. Курган).

СЕКЦИЯ 1. СТАНОВЛЕНИЕ И РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Сарвилова П. В.

Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

ИСТОРИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ В РОССИИ

Выделяется 5 главных периодов в истории добычи нефти в России:

- Дореволюционный период (до 1917 г.);
- Период до Великой Отечественной войны (1917-1941 гг.);
- Период Великой Отечественной войны (1941-1945 гг.);
- Период до распада СССР (1945-1991 гг.);
- Современный период (с 1991 г.);

Дореволюционный период

Известность нефть приобрела в начале 16 века на Руси. Первая нефть была добыта на реке Ухта в 1721 году, ее называли «густа вода горяща». В 1745 году купец Прядунов Ф. построил нефтяной завод и поставлял ее в Санкт-Петербург. Так был построен первый в России нефтеперерабатывающий завод.

В 1823 г. Баку и Дербент вошли в состав Российской империи с богатыми запасами нефти. Туркменистан был одним из основных регионов России по добыче нефти. В 1821 г. Жители Туркмении отправили на корабле в Персию 640 т нефти. Нефтяная промышленность в России начала свое развитие в 1848 году, когда была пробурена первая в мире нефтяная скважина в Биби-Эйбате под руководством архитектора В. Н. Семенова и горного инженера Н. И. Воскобойникова. В 1868 году в районе левобережья р. Ухты была пробурена скважина для купца из Архангельска М. Сидорова, из которой была добыта первая нефть. В 1872 году из другой скважины также была получена нефть, и ее образцы были представлены купцом на различных выставках по всему миру. Начиная с 1876 года, Товарищество братьев Нобель начало бурение нефтяных скважин в Туркмении. С 1908 года добыча нефти в этом регионе стремительно возрастала, и в 1911 году достигла отметки 213 тыс. тонн в год. Украина начала добывать нефть в 17 веке, используя ямы-копанки, однако с 1891 года начали применять бурение скважин, что привело к значительному увеличению добычи нефти.

До революции в Сибири не было и следа нефти, но в начале 20 века Министерство земледелия и государственных имуществ выделило десятину на разведку нефти в некоторых губерниях. Производственным товариществом стали Пономарев и компания. Ему дали разрешение на поиски нефти в реке Конда. В том же году на острове Сахалин была открыта первая нефтяная скважина. Разведка и добыча нефти ведется по всей стране.

В начале 19 века из нефти делали фотоген, но он не стал популярным. В конце 19 века самое большое изменение произошло в результате изобретения львовскими аптекарями безопасной керосиновой лампы. Изобретение двигателя внутреннего сгорания, добыча нефти и использование мазута в качестве топлива стимулировали развитие нефтедобычи.

Период до Великой Отечественной войны

Нефтяной промышленности нашей страны были причинены огромные убытки в результате первой мировой войны, гражданской войны и иностранной интервенции. Многие месторождения были уничтожены, а оборудование было извлечено за пределы страны. По окончании гражданской войны восстановление нефтяной промышленности стало приоритетной задачей России.

Кроме того, было отмечено увеличение добычи нефти в других нефтяных районах страны. С началом 1927 года на острове Сахалин было основано первое крупное нефтедобывающее предприятие, а в 1931 году в Коми АССР был создан первый нефтепромысел, где начали добывать тяжелую нефть, имеющую высокую вязкость, шахтным способом. Первый нефтяной фонтан был получен совершенно случайно при проведении буровых работ по разведке месторождений калийных солей в Пермской области в 1929 году, и это открытие было особенно важно для академика И. Губкина, который выступал за изучение нефтедобывающих возможностей восточных районов. Таким образом, открытие нефти в Прикамье символизировало начало «Второго Баку».

Инициировано освоение новых нефтяных районов на Урале и в Поволжье организатором советской нефтяной геологии И. Губкиным. В 1931 году первая скважина была пробурена в Башкирии, а в 1932 году был получен первый фонтан нефти на правом берегу реки Белой. В 1938 году в областях "Второго Баку" было добыто около 1,3 миллиона тонн нефти.

Период Великой Отечественной войны

Вторжение Германии в Россию приостановило нефтяную промышленность в стране. Месторождения, которые располагались рядом с линией фронта, были ликвидированы. Шансы перевозки нефти с Кавказа в центральную часть России уменьшились.

Российский нефтедобывающий сектор расширился благодаря разведке месторождений на восточных территориях, несмотря на сокращение добычи из скважин, Верхнечусовский промысел продолжил функционировать до 1945 года. Полное производство в конце было направлено на поддержание боевых усилий России и достижения победы. В то же время Пермский край приступил к освоению Краснокамского нефтяного района, который был обнаружен в 1934 году. За период с 1941 по 1945 годы регион произвел около 1 миллиона тонн нефтепродуктов. В 1941 году, трест "Азнефтеразведка" был перевезен в Башкирию со всем необходимым оборудованием и персоналом.

Вместе с посещением Академией наук СССР, он принимал участие в исследованиях нефтеносности в республике и смежных областях, что привело к обнаружению качественных и высокодебитных фонтанов нефти в различных районах Башкирии. Увеличение добычи нефти на «новых» месторождениях не компенсировало снижение добычи нефти на «старых» месторождениях, поэтому общая добыча нефти в 1945 году составила 19 млн. тонн.

Период до распада СССР

В послевоенный период были обнаружены значительные запасы нефти в различных месторождениях, что привело к увеличению ее добычи. Большая часть нефти приходилось на долю России в 1957 году, а Татария стала лидером по добыче нефти в стране. Важным событием этого периода стало открытие и освоение месторождений в Западной Сибири. Сначала были собраны данные о наблюдениях естественных нефтяных выходов в 1932 году, затем геологоразведочные группы начали работать в этом районе с 1935 года. Однако, не было обнаружено «большой нефти». Открытие Шаимского нефтяного месторождения в 1960 году стало началом промышленной нефтедобычи в Западной Сибири, что привело к тому, что СССР стал лидером мировой нефтедобычи.

В 1961 году первый источник нефти был обнаружен на месторождениях Западного Казахстана, промышленная разработка которых началась в 1965 году. Эти месторождения содержат сотни тысяч тонн нефти, но большой проблемой были высокая парафинистость и низкое содержание летучих веществ. А вот в 1970-е годы добыча нефти достигла миллиона тонн. В то же время начали изучать месторождения в Коми АССР.

Современный период

После распада СССР Россия столкнулась с продолжающимся упадком нефтедобычи. В 1998 году было зафиксировано наименьшее количество добычи нефти. Эта тенденция обусловлена несколькими факторами, включая продолжающиеся последствия скандалов и событий. Отрасль потеряла свою сырьевую базу. Разработка и выработка месторождений в различных регионах являются очень неравномерными. Открытие новых месторождений замедлило разработку запасов нефти. Отсутствие финансирования геологоразведочных организаций замедлило геофизические исследования и разведочное бурение. На новые депозиты распространяются ограничения. Добыча нефти осложняется высоким содержанием воды в пласте. Это означает меньшие производственные затраты и количество добываемой нефти при тех же условиях. В результате было упразднено жесткое централизованное управление промышленностью за счет старых моделей организации хозяйства и стали развиваться новые.

На техническое оснащение месторождения могут влиять цены на нефть и оборудование. Хотя большая часть оборудования устарела, оно

очень полезно в промышленности благодаря вытеснению производственных насосов. В прошлом также существовало заблуждение, что в 1970-е годы считалось, что запасы нефти не уменьшатся, что привело к недооценке промышленных компаний. Сейчас нефть продается за границу, а вместе с нею покупается готовая промышленная продукция. Для сохранения образа благополучия в советском обществе были выделены большие финансовые средства, однако минимальное финансирование было направлено на нефтяную отрасль. В 70-х и 80-х годах 20 века на Сахалине нашли крупные месторождения, которые не будут эксплуатироваться, несмотря на большую востребованность в странах Азиатско-Тихоокеанского региона. В связи с этим возникает вопрос о дальнейшем развитии нефтяной структуры России.

В 1992 году началась структурная перестройка нефтяной промышленности России, целью которой являлось создание вертикально интегрированных нефтяных компаний, которые занимались добычей и переработкой нефти, а также распределением получаемых из нее нефтепродуктов. Примером для России при этом стали западные страны. Государственное предприятие Роснефть стало одной из первых таких компаний. Компания ЛУКОЙЛ была основана в 1993 году, а за ней последовали другие компании, такие как ЮКОС, Сургутнефтегаз, СИДАНКО, Оренбургская нефтяная компания, КомиТЭК, Восточная нефтяная компания, Славнефть, Тюменская нефтяная компания и многие другие.

Библиографический список

1. Коршак А. А. Основы нефтегазового дела : Учебник для вузов. / А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – Уфа : ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2005. – 528 с. – Текст : непосредственный.
2. Антипова К. А. История нефтегазовой отрасли : учебное пособие / К. А. Антипова, О. А. Кулакова. – Самара : Самар. гос. техн. ун-т, 2020. – 53 с. – Текст : непосредственный.
3. Матвейчук А. А. Краткий очерк истории нефтяного дела России / А. А. Матвейчук. – Москва : Издательство «ОнтоПринт», 2021. – 202 с. ISBN 978-5-00121-404-5. – Текст : непосредственный.
4. Савельева Н. Н. Нефтегазовое оборудование. Оборудование скважин / Н. Н. Савельева. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2020. – 102 с. – ISBN 978-5-9961-2223-3. – Текст : непосредственный.
5. Савельева Н. Н. Машины и оборудование для бурения, добычи, подготовки и транспорта нефти и газа / Н. Н. Савельева, С. Н. Шедь. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2021. – 131 с. – ISBN 978-5-9961-2744-3. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель – Савельева Наталья Николаевна, канд. пед. наук, доцент кафедры Нефтегазовое дело.

Реджепова А. О.
Международный университет нефти и газа имени Ягшыгелди Какаева,
г. Ашхабад

РАЗВИТИЕ ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ ТУРКМЕНИСТАНА

Обладая огромными природными богатствами Туркменистан, в результате стремительного развития национальной экономики за годы независимости, активно сотрудничает в мировом экономическом пространстве. Как подчёркивает Президент Сердар Бердымухамедов, мы ведём большую системную работу по развитию нефтегазовой промышленности и диверсификации маршрутов транспортировки природного газа на внешние рынки. В соответствии с государственной энергетической стратегией углеводородный потенциал нашей страны реализуется в интересах туркменистанцев и других народов планеты. Предпринимаемые в данном направлении практические меры дают положительные результаты.

Как известно, нефтегазовая промышленность – ключевая отрасль национальной экономики. Сырьевая ресурсная база страны, развитая топливно-энергетическая промышленность и транспортно-энергетическая инфраструктура превращают Туркменистан в мощное государство. В этой связи данная сфера остаётся приоритетным направлением экономического развития страны. В «Программе развития нефтегазовой промышленности Туркменистана на период до 2030 года» предусматриваются реализация крупных проектов и эффективные работы, нацеленные на дальнейшее увеличение производственной мощности топливно-энергетического комплекса.

Концепция развития газовой отрасли страны нацелена на энергетическую безопасность и экономическую эффективность. Её цель – на основе геологических закономерностей распространения углеводородных скоплений, проведения нефте- и газоразведки – обеспечить перевод вновь открытых месторождений на государственный баланс. Концепция обосновывает добычу углеводородного сырья в требуемых объёмах и качестве, включая и попутно обнаруженные полезные ископаемые, переработку и реализацию природного газа как на внутреннем, так и на внешнем рынках. В ней учтены имеющиеся и предполагаемые к заключению контракты с указанными экспортными объёмами газа, а также полное удовлетворение внутреннего спроса, увеличение выпуска продукции из переработанного природного газа.

В числе важнейших аспектов – диверсификация структуры экономики за счёт роста добычи газа и его переработки путём внедрения технологических новаций.

Развитие газохимической отрасли, считающейся новым, перспективным вектором нефтегазовой промышленности, – одна из выдвигаемых стратегий по рациональному и эффективному использованию богатых углеводородных ресурсов нашего суверенного государства. Претворение в

жизнь новых проектов в газовой промышленности направлено на выполнение задач по комплексной индустриализации регионов страны, поступательный рост национальной экономики, увеличение объёмов и ассортимента востребованной на мировом рынке продукции. Вызывают гордость работы по переработке природного газа на основе инновационных технологий и производство высококачественной продукции, диверсификации поставок углеводородных ресурсов на международные рынки.

Так, супергигантское газовое месторождение Галкыныш, запасы которого оцениваются более чем в 26,2 триллиона кубометров газа, является вторым в мире по величине запасов газа. Уже несколько лет – это месторождение успешно разрабатывается Государственным концерном «Туркменгаз» при тесном сотрудничестве с иностранными компаниями в рамках подписанных с ними сервисных контрактов.

Запланированные объёмы добычи газа в настоящее время поддерживаются в основном за счёт месторождений Галкыныш, Довлетабад, Малай, 10 лет независимости, Елгуйы, Багаджа, Газлыдепе, Корпедже, Небитлидже, Акпатлавук, Чекишлер и в рамках договорной территории Багтыярлык, а также туркменского сектора Каспийского моря.

В будущем для обеспечения потребителей природным газом как на внешнем, так и на внутреннем рынках планируется ввод в эксплуатацию новых и переоснащение старых месторождений, а также освоение перспективных на нефть и газ регионов, включая туркменский шельф Каспийского моря. При этом основной упор будет сделан на поиск бессернистого газа и месторождений жидких углеводородов (нефть и конденсат). Газовые месторождения с низким энергетическим потенциалом в последующем намечается использовать на внутреннем рынке.

Такие грандиозные проекты, как строительство газопроводов в Китай и Иран, осуществляемая прокладка газопровода Туркменистан – Афганистан – Пакистан – Индия, могут рассматриваться как вклад нашего государства в развитие международного энергетического сотрудничества.

Проект ТАПИ (Туркменистан–Афганистан–Пакистан–Индия) – очередной действенный шаг в реализации энергетической стратегии Туркменистана, ключевыми аспектами которой являются комплексная модернизация национального топливно-энергетического комплекса, наращивание его потенциала с расчётом на перспективу, создание новых систем транспортировки энергоносителей на мировой рынок [1].

Ожидается, что в ближайшем будущем произойдут коренные изменения в структуре нефтехимического рынка в связи с тем, что на смену традиционным продуктам нефтехимии (олефины, арены, предельные соединения) придут технологии переработки природного газа.

Поскольку наша страна обладает богатейшими запасами газа, внедрение новейших технологий по его переработке, а также современного оборудования позволит производить поливинилхлорид, появится возможность наладить производство каустической соды, полистирола, полиэтилентере-

фталата и других материалов. Диверсификация газохимической промышленности даст толчок росту производства таких энергоэффективных видов, как синтетическое жидкое топливо, полимерная продукция, синтетический каучук и волокна, строительные материалы, а также некоторых других.

Реализация новых проектов в газовой промышленности – в числе ключевых векторов политики нашего государства. В соответствии с экономической стратегией Президента Туркменистана решение задач, ориентированных на диверсификацию всего народнохозяйственного комплекса, нацелено на увеличение объёмов и расширение ассортимента производимой в стране продукции, пользующейся повышенным спросом за рубежом.

Приоритетные направления научно-технических работ: создание банка информации и разработок, широкое использование международного опыта и внедрение новаций, повышение профессионального уровня отраслевых специалистов, интеграция науки, образования и производства.

Таким образом, решение предусмотренных концепцией задач развития газовой отрасли Туркменистана будет способствовать укреплению экономической мощи и инновационному развитию страны.

Природный газ является основой для энергетики будущего, учитывая необходимость принятия срочных мер по борьбе с изменением климата и его последствиями. На это нацелено подписанное большинством государств Парижское соглашение, которое регулирует меры по снижению содержания углекислого газа в атмосфере с 2020 года.

Производство полимеров является одной из крупных подотраслей нефте- и газохимической промышленности. Основные задачи подотрасли связаны с производством широкой гаммы продуктов, таких как полиэтилен, полипропилен, полистирол, поливинилхлорид и т. п. Важность отрасли подтверждается расширением использования полимерных материалов и изделий из пластика в промышленности и производстве товаров народного потребления. Наиболее ёмкими областями применения полимерных материалов являются машиностроение, строительство, легкая промышленность, производство упаковочных материалов.

В октябре 2018 года государственных концерном «Туркменгаз» совместно с зарубежными партнёрами – компаниями «LG International

Corp», «Hyundai Engineering» (Корея) и «TOYO Engineering Corporation» (Япония) был реализован крупный инвестиционный проект в посёлке Гыянлы Балканского веляята. Производственные мощности нового комплекса составляют 386 тонн в год полиэтилена высокой плотности и 81 тонн в год полипропилена. Реализация данного проекта была предусмотрено «Программой развития нефтегазовой промышленности Туркменистана на период до 2030 года» и стал воплощением крупных планов по глубокой переработке углеводородного газа [2].

Второе, очень значимое направление переработки углеводородных газов – это производство жидких топлив. Производство синтетических моторных топлив является основной задачей газохимии XXI века. Это объ-

есняется тем, что запасов природного газа на много больше, чем запасов нефти и углеводородные газы являются более подходящей альтернативой нефти при производстве моторных топлив.

В июне 2019 года был торжественно открыт газохимический комплекс по производству синтетического бензина из природного газа. И первые партии синтетического топлива были отправлены отечественным потребителям и на экспорт. На открытии крупного индустриально-инновационного комплекса участвовали высокопоставленные зарубежные гости и торжество продолжилось церемонией вручения заводу сертификатов. Представитель компании “Guinness World Records” вручил Сертификат «Первый в мире завод по производству бензина из природного газа». Координатор по Европейскому региону Фонда охраны окружающей среды США вручил Сертификат «Экологически чистый» и соответствующий знак. А руководитель энергетического департамента Швейцарского федерального технологического института вручил Сертификат и знак «Инновационные технологии».

Здесь по технологии, разработанной датской компанией «Haldor Topsoe», производится бензин марки ЕСО-93 отвечающий самым высоким экологическим требованиям стандарта EURO-5, а также побочные продукты сжиженный газ и дизельное топливо.

Применение топлива марки ЕСО-93 снижает содержание оксидов серы в выхлопных газах автомобилей в 50 раз, оксидов азота – в 5 раз, оксида углерода – в 2 раза и углеводородов – на 20 процентов, что позволяет значительно снизить уровень выброса вредных газов в атмосферу. Помимо этого, уменьшается нагар, образующийся в двигателе автомобиля, что продлевает технический срок его службы в 2 раза [3].

В соответствии с Программой развития нефтегазовой промышленности Туркменистана до 2030 года, в ближайшее время в регионах Отчизны планируется построить новые газохимические комплексы, в том числе по выпуску линейного полиэтилена низкой плотности, изобутана, метанола, поливинилацетата, жидкого хлора, сульфата натрия и др. Особое внимание будет уделено налаживанию

производства водорода, разрабатываемого в качестве стратегии «топлива будущего» в развитых странах мира. Всё это позволит усилить инновационную составляющую экономики, увеличить в экспорте долю продукции с высокой добавленной стоимостью.

В соответствии с инновационной политикой Президента Сердара Бердымухамедова, дальнейшее наращивание производственных мощностей отрасли тесно связано с обеспечением энергетической безопасности, целями устойчивого экономического развития на глобальном и региональном уровнях, что послужит дальнейшему процветанию Отчизны, благополучию народа в эру Возрождения новой эпохи могущественного государства.

Научный руководитель – Акыева Ш. Ч., заведующая кафедрой химической технологии переработки нефти и газа, старший преподаватель.

¹Велханов Б., ²Велханова Дж., ³Велханова Ч.

¹Международный университет нефти и газа имени Ягшигельды Какаева,
Туркменистан;

²Институт инженерно-технических и транспортных коммуникаций
Туркменистана;

³Политехническая школа среднего профессионального образования
агентства «Туркменарагатнашык»

ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Самые ранние известные нефтяные скважины были пробурены в Китае в 6 веке. Используя сверла, прикрепленные к бамбуковым шестам, они выкопали колодцы глубиной около 240 м. Добытая нефть транспортировалась по бамбуковым трубопроводам и использовалась для раннего освещения и отопления.

Последствия промышленной революции привели к увеличению спроса на более дешевое и эффективное топливо, чем уголь. Этот спрос привел к знаменитому открытию нефти полковником Эдвином Дрейком в 1859 году в Пенсильвании, что ознаменовало собой первую коммерческую скважину, пробуренную в Северной Америке. Первые современные скважины были пробурены с использованием системы «трос-инструмент», которая поднималась и опускалась на землю с ударом для создания ствола скважины. 1901 год отмечен тем, что на нефтяном месторождении Шпиндлтоп, расположенном в юго-восточном Техасе, была пробурена самая известная и влиятельная нефтяная скважина. Успех этого нефтяного месторождения повлиял на внедрение и популярность системы роторного бурения, которая стала общепризнанным предпочтительным методом бурения.

МЕТОДЫ БУРЕНИЯ

Вертикальное бурение

Вертикальное бурение считается традиционным методом бурения для доступа к резервуарам непосредственно под поверхностью. Когда-то единственный метод добычи нефти и газа, вертикальное бурение стало менее распространенным методом бурения из-за развития технологий горизонтального и направленного бурения. Вертикальные скважины считаются простыми и обеспечивают некоторую экономию первоначальных затрат при запуске за счет меньшего количества оборудования и рабочей силы. В более крупных зонах пласта для эффективной добычи нефти и газа требуется несколько вертикальных скважин, что может свести на нет часть первоначальной экономии затрат. Сегодня вертикальные скважины в основном используются на этапе разведки при оценке потенциала новых нефтегазоносных зон.

Горизонтальное бурение

По мере того, как 20-й век подходил к концу, технологии быстро развивались, прокладывая путь к более точному бурению за счет использования наклонно-направленного или управляемого бурового оборудования. Скважины считаются горизонтальными, когда они приближаются к углу бурения 85-90° от вертикали. Горизонтальное бурение, также называемое наклонно-направленным бурением, способствует увеличению объемов добычи из одного ствола скважины за счет доступа к большей площади нефтегазовой зоны.

Типы/цели буровых растворов (использование нашей продукции)

Буровой раствор, впервые использованный во время бурения знаменитого нефтяного месторождения Шпиндлтоп в 1900 году, был изобретен для удаления рыхлой смеси песка и глинистых обломков, образующихся в процессе бурения. Эта смесь очень нестабильна, что приводит к ее обрушению на вершину бурового долота и усложняет операции бурения. Чтобы решить эту проблему, была введена циркуляция пресной воды, чтобы помочь в удалении мусора. Пресная вода, смешанная с песком и глиной, образовала вязкий раствор, который позже будет называться «грязью» или буровым раствором. Грязь не только удаляла мусор из ствола скважины. Он также образовывал пленочный слой на стенках ствола скважины, что повышало устойчивость скважины. Со временем и развитием знаний системы циркуляции бурового раствора стали неотъемлемой частью всех операций буровых установок. Составы буровых растворов с годами стали более сложными, и теперь они разрабатываются на заказ с учетом конкретных типов пластов, регионов и экологических требований. Три наиболее распространенных типа буровых растворов: на водной, масляной и синтетической основе. В зависимости от местоположения и местных природоохранных норм в процессе бурения может использоваться любая из трех типов или их комбинация.

Системы бурового раствора в настоящее время используются не только для удаления обломков. Они также помогают повысить скорость бурения, контролировать пластовое давление и продлить срок службы буровых долот, обеспечивая охлаждение и смазку. Лигносульфонаты естественным образом подходят для снижения вязкости буровых растворов на водной основе благодаря их растворимости в воде и хорошо известной способности к дефлокуляции.

Миграция жидкости – FLCA (использование наших продуктов)

Добавки для контроля водоотдачи, или FLCA, были разработаны для стабилизации буровых растворов, сталкивающихся с различными проблемами в процессе бурения. FLCA уменьшают тенденцию бурового раствора затекать в микропоры пласта, образуя барьер, называемый фильтрационной коркой. FLCA создают фильтрационные корки, физически закупоривая сами эти поры или действуя в качестве дефлокулянта глины, позволяя частицам глины закупоривать поры. Отсутствие надлежащего контроля водоот-

дачи может привести к необратимым изменениям плотности и реологии бурового раствора, что приведет к нестабильности ствола скважины. Обычно используемыми FLCA являются глины, диспергаторы и полимеры.

Химические проблемы – использование поглотителей H_2S .

Сероводород (H_2S) является чрезвычайно опасным веществом, встречающимся при некоторых вариантах бурения. Даже в относительно небольшой концентрации газообразный H_2S может быть весьма смертельным. Помимо опасности для здоровья, H_2S также может вызывать дорогостоящие коррозионные повреждения оборудования из-за его коррозионного воздействия на металл. Поглотители H_2S добавляются в буровые растворы для непосредственного взаимодействия с H_2S , переводя его в более инертную форму.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЗАЦЕМЕНТИРОВАННОГО ОТВЕРСТИЯ В КОРПУСЕ

Корпус

Обсадная колонна была впервые представлена в начале 1900-х годов как часть процесса бурения. Обсадная труба была вбита в землю по частям, чтобы создать первые несколько сотен футов скважины. Его назначение заключалось в предотвращении попадания на буровую компоновку обломков из мелководных зон. Позже был добавлен цемент для укрепления колодца и защиты пресноводных и других жизненно важных подземных зон. Цемент закачивается внутрь обсадной колонны и по мере увеличения сопротивления продавливается резиновой пробкой. Цемент также закачивается за пределы обсадной колонны через забой под давлением в пространство между стволом скважины и за пределами обсадной колонны, известное как затрубное пространство. Как только цемент затвердеет в затрубном пространстве, операция бурения может перейти к следующему участку бурения, или скважина будет готова для добычи. Некоторые скважины имеют несколько зацементированных секций обсадной колонны, диаметр которых уменьшается по мере увеличения глубины. По мере увеличения глубины ствола скважины температура внутри скважины также увеличивается за счет естественного тепла, выделяемого пластом, и трения при бурении. Эти температуры могут достигать $+400\text{ }^{\circ}\text{F}$ ($+205\text{ }^{\circ}\text{C}$). Чтобы предотвратить преждевременное схватывание цемента, в процессе смешивания добавляют добавки, замедляющие водоотдачу, и диспергаторы.

Использование замедлителей (и сложности, например, температура, давление и т. д.)

Замедлители схватывания цемента увеличивают время, необходимое для затвердевания цемента, замедляя процесс реакции, когда вода вводится в сухой цемент. Желаемое время загустевания определяется временем, которое требуется для закачки цемента через обсадную трубу в затрубное пространство, а также дополнительным временем для учета проблем с

оборудованием. Требуемое количество замедлителя схватывания цемента определяют в лаборатории с помощью консистометра. Консистометр позволяет моделировать условия ствола скважины, с которыми цемент будет сталкиваться во время закачки, такие как изменения температуры, давления и скорости закачки. Как только желаемое смоделированное время загустевания будет достигнуто путем корректировки концентрации добавок в лабораторных условиях, расчетный состав цементного раствора готов и готов к масштабированию до больших объемов. Замедлители схватывания и другие добавки могут быть добавлены к цементу в виде сухого порошка путем смешивания непосредственно с цементом на предприятиях по производству сухих смесей. Массовое сухое смешивание является наиболее распространенным методом добавления различных добавок к цементу перед смешиванием для закачки в скважину. Также возможно смешивать жидкие добавки с цементом во время процесса смешивания на строительных площадках непосредственно в цементный раствор или при необходимости смешивать с водой. Жидкие добавки для смешивания в основном используются при морских буровых работах или при отсутствии оборудования для сухого смешивания. Наиболее распространенными замедлителями схватывания являются лигносульфонаты. Также возможно смешивать жидкие добавки с цементом во время процесса смешивания на строительных площадках непосредственно в цементный раствор или при необходимости смешивать с водой. Жидкие добавки для смешивания в основном используются при морских буровых работах или при отсутствии оборудования для сухого смешивания. Наиболее распространенными замедлителями схватывания являются лигносульфонаты.

Использование диспергаторов цемента (Использование наших продуктов).

В цементные растворы добавляют диспергаторы для улучшения перемешивания и прокачиваемости. Они используются для того, чтобы цементный раствор не стал чрезмерно вязким при требуемой плотности раствора. Плотность цемента увеличивается за счет уменьшения отношения содержания воды к цементу, что также вызывает увеличение вязкости. Другими добавками, способствующими увеличению вязкости, являются коллоидный кремнезем, а также добавки, контролирующие водоотдачу и свободную воду. Хотя диспергаторы не должны замедлять загустевание, большинство доступных диспергаторов умеренно увеличивают время загустевания. Концентрации диспергаторов необходимо тщательно контро-

лизовать, чтобы предотвратить нежелательные условия, такие как чрезмерное диспергирование или чрезмерное замедление. Распространенными типами диспергаторов являются нафталинсульфонаты, гидроксикарбоновые кислоты и лигносульфонаты.

Заканчивание ствола скважины начинается после бурения и цементирования последней секции скважины. Ствол скважины заполнен соляным раствором, также называемым жидкостью заканчивания. Содержание жидкости заканчивания может варьироваться в зависимости от типа пласта и наличия химических реагентов. Наиболее распространенным типом жидкости заканчивания является соляной раствор хлорида калия или «вода KCL», который используется для предотвращения набухания глин и сланцев при перфорации обсадной колонны для добычи. Другие добавки, такие как агенты, контролирующие фильтрацию, загустители, поглотители, поверхностно-активные вещества и ингибиторы коррозии, также могут быть добавлены в жидкости заканчивания, в зависимости от состояния скважины.

Библиографический список

1. Золотухин А. Б. Основы разработки шельфовых нефтегазовых месторождений и строительство морских сооружений в Арктике / Золотухин А. Б., Гудместад О. Т., Ермаков А. И. – Москва : Нефть и газ, 2000. – 770 с. – Текст : непосредственный.
2. Harish R. Cost Effective Recovery of Low-TDS Frac Flowback Water for Reuse. / R. Harish. GE Global Research. U.S. DOE NETL, 2011. – Direct text.
3. Черножуков Н. Я. Технология переработки нефти и газа. Переработка нефтепродуктов и производство специальных продуктов / Н. Я. Черножуков. – Москва : Химия, 1966. – 360 с. – Текст : непосредственный.

Аймаммедов Д. М.

*Международный университет нефти и газа имени Ягшыгелди Какаева,
Туркменистан*

РАЗВИТИЕ НЕФТЕПЕРЕРАБОТЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ ТУРКМЕНИСТАНА

Нефтегазовая промышленность Туркменистана является ведущей отраслью национальной экономики. Масштабные инвестиционные проекты, реализуемые нашей страной в данной сфере, имеют не только важное экономическое значение, но и играют существенную роль в укреплении региональной и глобальной энергетической безопасности.

Наладив тесные контакты с ведущими нефтегазовыми компаниями и авторитетными финансовыми структурами, а также значительно расширив географию прямого энергодиалога с зарубежными партнёрами, Туркменистан, обладая колоссальными природными ресурсами, богатейшими зале-

жами углеводородов, стремится использовать их в интересах всего человечества. Туркменистан ведёт большую системную работу по развитию нефтегазовой промышленности и диверсификации маршрутов транспортировки на внешние рынки. В соответствии с государственной энергетической стратегией углеводородный потенциал нашей страны реализуется в интересах туркменистанцев и других народов планеты. Предпринимаемые в данном направлении практические меры дают положительные результаты [1].

Расширение международного сотрудничества в энергетике – приоритет экономической стратегии Туркменистана, которому уделяется большое внимание как важнейшему фактору успешной реализации «Повестки дня в области устойчивого развития на период до 2030 года», принятой на Генеральной Ассамблее ООН. Проводимая в этой сфере политика строится на принципах долгосрочности, открытости, учёта национальных интересов и взаимной ответственности. Широкой поддержкой в мире пользуются конструктивные инициативы нашей страны, направленные на формирование новой архитектуры глобальной энергобезопасности. Это – диверсификация отрасли, строительство современных комплексов, специализирующихся на переработке нефти и газа, ускоренное промышленное освоение новых месторождений, в том числе туркменского сектора Каспийского моря и месторождения «Galkynyş», а также эффективное использование в работе цифровых технологий.

В этом контексте систематически наращивают свой потенциал современные индустриальные гиганты, специализирующиеся на глубокой переработке углеводородного сырья.

Наряду с увеличением добычи нефти и газа, укреплением сырьевой базы отрасли, созданием многовариантной системы транспортировки туркменских энергоносителей на мировые рынки большое внимание уделяется техническому и технологическому переоснащению предприятий энергетического сектора, строительству крупных промышленных объектов, специализирующихся на переработке углеводородного сырья [1].

Геологическое строение территории Туркменистана сложное и разнообразное. Здесь выделяют два крупных региона: геосинклинальную область Юго-Западного Туркменистана и платформенную часть. Геотектонически Западно-Туркменская нефтегазоносная область представляет собой часть крупной межгорной впадины-Южная Каспия, заполнена мощным комплексом осадочных образований, где по характеру геологического строения и закономерностям размещения и залежей нефти и газа выделяют Прибалханский и Гограньдаг-Окаремский нефтегазоносные районы. В Гограньдаг-Окаремском районе открыты нефтегазоконденсатные месторождения. В платформенной части страны также выделяют области нефтегазонакопления. На востоке Туркмении нефть были открыты месторождения Шараплы и Саракамыш [2].

Нефти Западной Туркмении отличаются низким содержанием серы (0,08-0,26 %), количество азота не превышает 0,24 %. В нефтях содержится

от 45 до 50 % фракций, выкипающих до 350 °С, а выход бензина (н. к. – 200 °С) изменяется в пределах 18-22 %. Общим для нефтей Западной Туркмении является низкое содержание углеводородов С3-С6, что обуславливает низкую упругость паров нефтей. Другие свойства и состав нефтей разных месторождений и участков изменяются в широких пределах. Однако по общности физико-химических свойств, технологии получения нефтепродуктов, их качеству и выходу нефти можно объединить в две группы. К первой относятся средне и низкопарафинистые, содержащие от 0,8 до 6,5 % парафина: они отличаются повышенным содержанием силикагелевых смол (11-16 %), повышенными коксуемостью (2,4-3,2 %) и плотностью (0,87-0,89). Во фракции н. к. – 200 °С содержится 48-58 % нафтеновых углеводородов.

Ко второй группе относятся высокопарафинистые нефти (9-16 % парафина). По сравнению с нефтями первой группы, за исключением нефтей месторождений Окарем и Камышлджа, они имеют меньшую плотность (0,87-0,89) и коксуемость (0,4-2,4 %) и низкое содержание силикагелевых смол (5-10 %). Во фракции н. к. – 200 °С в больших количествах содержатся парафиновые углеводороды, на долю нафтеновых приходится 30-36 % [3].

Октановые числа бензинов (н. к. – 200 °С) из нефтей первой группы на 10-13 пунктов выше, чем из нефтей второй группы, и составляют 50-52 пункта. Октановые числа тракторных лигроинов и керосинов очень низкие.

Для получения осветительных керосинов пригодны все нефти Западного Туркменистана, однако лучшие свойства (высота некоптящего пламени 24-28 мм) имеют керосины из нефтей второй группы. Дизельные топлива обладают хорошей антидетанационной характеристикой. Более высокие цетановые числа (55-58) имеют дизельные топлива из нефтей второй группы. Дизельное топливо марки ДЛ получается только с облегченным фракционным составом; выход его составляет 30 %, а цетановое число – 65 (фракция 200-350 °С). Для получения базовых масел из шараплийской нефти требуется очистка и глубокая депарафинизация. Суммарный выход базовых масел с индексом вязкости выше 85 составляет 24,5 % [2].

Как видно туркменские нефти являются хорошим сырьем как для производства топлив, так и для производства смазочных масел и нефтинового кокса. Важным направлением рационального использования углеводородного сырья является развитие нефтехимии и газохимии. С первых дней независимости нефтеперерабатывающая отрасль ускоренно наращивала темпы роста и внедрения инноваций. Ярким примером тому является Флагман нефтеперерабатывающей промышленности Туркменистана Туркменбашинский нефтеперерабатывающий завод, построенный в исключительно короткие сроки в годы Великой отечественной войны, за более чем полувековой период стал одним из крупнейших предприятий не только нефтехимического комплекса, но и всего экономического потенциала страны [3].

Сегодня на долю Туркменбашинского комплекса нефтеперерабатывающих заводов (ТКНПЗ), где действуют установки по производству бен-

зина, благодаря реконструкции и техническому переоснащению приходится четверть объёма производимой в стране промышленной продукции.

Следует отметить, что наращиванию производственных мощностей ТКНПЗ – флагмана туркменской нефтехимии, уделяется приоритетное внимание. Продукция завода – это высокооктановые автомобильные бензины, авиационный, осветительный и технический керосины, сжиженный газ, различные виды дизельного топлива, смазочных масел и полипропилена, а также электродный прокалённый кокс, дорожные и строительные битумы, упаковочная плёнка различной толщины, белая перламутровая полипропиленовая плёнка различной толщины, используемая при фасовке конфет и упаковке подарков и др [3]. Высокооктановый автомобильный бензин и дорожный битум производится на Сейдинском нефтеперерабатывающем заводе (СНПЗ).

ТКНПЗ обеспечивает переработку практически всего объёма добываемой в Туркменистане нефти и выпуск широкого спектра нефтепродуктов, необходимых для стабильной и высокопроизводительной работы других отраслей экономики [1].

В настоящее время на ТКНПЗ завершается строительство установок замедленного коксования (УЗК) и деасфальтизации гудрона (ДАГ). Основная задача проекта, осуществляемого по заказу Туркменбашинского комплекса консорциумом компаний «WTL FZE» (ОАЭ) и «Westport Trading Europe Limited» (США) – переработка тяжёлых остатков гудрона и мазута. Ввод установки в эксплуатацию, наряду с повышением глубины переработки нефти, позволит увеличить объёмы выпуска сжиженного газа, бензина, дизельного топлива и нефтяного кокса, а также создать дополнительные рабочие места [1].

Далее будут детально проанализированы возможности ТКНПЗ и СНП), определены перспективные направления их дальнейшего развития, а также оптимальный ассортимент нефтепродуктов, с учётом современных требований и спроса на мировом рынке [1].

Фокусируя внимание мирового сообщества на вопросах энергетической безопасности, Туркменистан на протяжении последних лет активно развивает связи с зарубежными компаниями. Совместная работа туркменских и иностранных специалистов, ведущих производителей из Европы, Азии и Америки способствует достижению намеченных целей путём установления прямых продуктивных контактов, запуска новых проектов, ознакомления с мировыми тенденциями и перспективами развития отрасли. За счёт использования новых технологий и методов разработки месторождений обеспечивается поддержание уровня добычи нефти и газа в стране.

Таким образом, развитие нефтегазовой отрасли Туркменистана за годы независимости, характеризуется многократным увеличением мощности добычи, транспортировки и переработки углеводородного сырья, позволяющей полностью обеспечить не только внутренние потребности, но и увеличить объёмы экспорта на международный рынок товаров, пользующихся спросом.

Библиографический список

1. Летопись эры. Возрождение новой эпохи могущественного государства – год 2022 Нефтегазовый комплекс // Нейтральный Туркменистан. – 2023. – № 9 (30380) 11 января 2023 г. – С. 1
2. Драицкая З. В. Нефти СССР : Справочник / З. В. Драицкая, Н. М. Жмыхова, М. А. Мхчян. – Москва : Химия, 1971. – 504 с. – Текст : непосредственный.
3. Продукция Туркменбашинского комплекса нефтеперерабатывающих заводов : Каталог. – 2019. – 233 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель – Акыева Ш. Ч., заведующая кафедрой химической технологии переработки нефти и газа, старший преподаватель.

Махнева А. Б.

Тюменский многопрофильный колледж.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

ИСТОРИЯ СТАНОВЛЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ В ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ

Нефтегазовый комплекс включает в себя нефтяную, газовую, газо- и конденсатоперерабатывающую и нефтеперерабатывающую промышленность.

Развитие нефтяной промышленности в Тюменской области началось с 1964 года. Первоначально добычу нефти в Тюменской области вели в Кондинском, Сургутском и Нижневартовском районах. В 80-90-е годы начали осваивать месторождения в районах Крайнего Севера. Всего на территории области выявлено свыше 600 месторождений нефти, газа и газового конденсата. Основной нефтегазодобывающей площадкой страны, по-прежнему, является район Среднего Приобья, на территории которого расположены наиболее крупные месторождения: Самотлорское, Ватинское, Мегионское, Федоровское, Лянторское, Мамонтовское, Усть-Балыкское и др.

Поворотным событием, с которого, как правило, начинают отсчет истории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, стал произошедший в 1953 году мощный выброс газа на буровой, расположенной недалеко от старинного форпоста освоения русскими Сибири - села Березово. Это событие явилось толчком для проведения крупномасштабных геологоразведочных работ на территории ряда районов Тюменского Севера. На территории Ханты-Мансийского автономного округа планомерное проведение геофизических и буровых работ началось в 1954 году. В 1958 году в Салехарде была создана комплексная геологоразведочная экспедиция, возглавляемая В. Д. Бованенко. Ее цель состояла в доказательстве прогнозов академика И. М. Губкина о нефтегазоносности ямальского края.



Рисунок 1. Первая Тюменская нефть

В 1963 году вышло постановление Совета Министров СССР "Об организации подготовительных работ по промышленному освоению открытых нефтяных и газовых месторождений и о дальнейшем развитии геологоразведочных работ в Тюменской области". Началась подготовка пробной эксплуатации разведанных запасов, а они к 1964 году насчитывали около 300 миллионов тонн нефти и 176 миллиардов кубометров газа на 8 нефтяных и 2 газовых месторождениях [Очерки истории Тюменской области, 1994]. В этом же году началось строительство первых магистральных трубопроводов: газового Игрим – Серов и нефтяных Шаим – Тюмень и Усть-Балык – Омск.

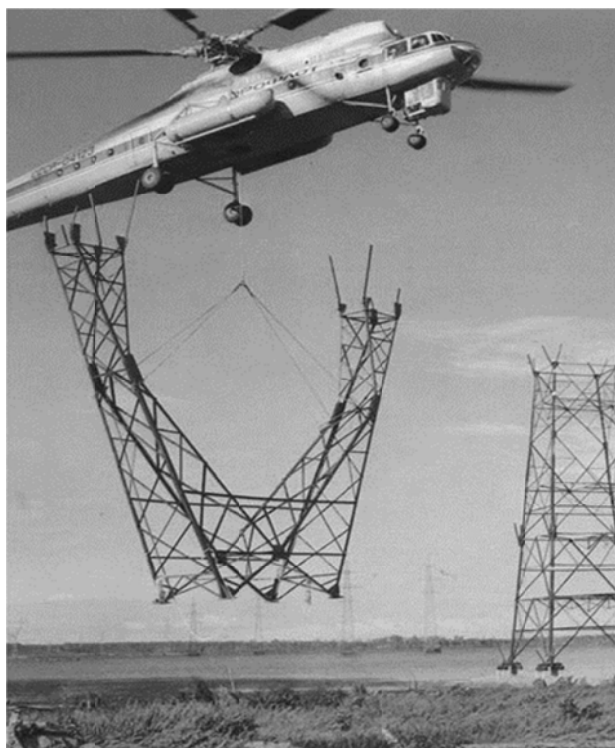


Рисунок 2. Вертолет перевозит груз

За короткий отрезок времени некогда небольшой купеческий город Тюмень превратился в административный центр, из которого осуществлялось управление строительством крупнейшего в стране нефтегазодобывающего комплекса.

В городе были созданы крупные производственные управления Главтюменьнефтегаз и Главтюменьнефтегазстрой. Для подготовки высококвалифицированных специалистов, задействованных в нефтегазодобывающих отраслях в 1964 году был создан Тюменский индустриальный институт, позднее преобразованный в Нефтегазовый университет – один из ведущих вузов региона. Промышленные предприятия Тюмени занимались осуществлением сложных заказов для разработки и обустройства северных месторождений. Так, в 1969 году на Тюменском судостроительном заводе была построена первая плавучая электростанция "Северное сияние".

В 1984 году Советский Союз вышел на первое место в мире по добыче природного газа – 587 миллиардов кубометров в год. К этому времени было закончено сооружение газопровода Уренгой – Ужгород. Во Франции состоялась церемония открытия трансконтинентального газопровода Западная Сибирь – Западная Европа протяженностью свыше 20 тысяч километров. По нему экспорт тюменского "голубого топлива" осуществлялся в Германию, Францию, Италию, Голландию, Бельгию и ряд других стран.

В 80-е годы на территории округа ежедневно добывалось около миллиона тонн нефти. Высокие темпы развития нефтяной промышленности, строительства, энергетики обусловили быстрый рост населения (более чем на 1 миллион человек за последние 30 лет). Построены новые города. Развивается геологоразведка, создаются нефтедобывающие и нефтеперерабатывающие предприятия. В сжатые сроки ведется строительство нефтегазопроводов, автомобильных и железных дорог. С переходом к рыночным реформам в стране в начале 90-х годов происходят существенные изменения и в экономике округа. До 1996 года происходило снижение объемов добычи нефти, потом этот процесс стабилизировался.

В 2004 году в активе региона было уже 8 миллиардов тонн добытой нефти из 17 миллиардов тонн, добытых за всю историю России.

Нынешний этап развития отрасли имеет свои особенности. Объемы добычи нефти по сравнению с максимальными их значениями в 1987 году снизились почти в 2 раза. Соответственно уменьшилось техногенное воздействие на окружающую среду. Возросли требования природоохранного законодательства. Введен механизм платного природопользования. Все это обусловило некоторое снижение нефтяного загрязнения территорий нефтедобычи. Тем не менее ситуация с загрязнением окружающей природной среды, связанная с дальнейшими разработками запасов нефти и газа, остается напряженной. Возрастает аварийность на нефтепромыслах и причиной в 90 % случаев. Таким образом, новый этап развития нефтяной промышленности региона характеризуется:

- истощением запасов, ростом обводненности и падением добычи нефти по наиболее крупным разрабатываемым месторождениям; - массовым переводом скважин на механизированный способ эксплуатации при резком падении фонтанной добычи;

- отсутствием резерва крупных месторождений и необходимостью ввода в 10 раз большего числа скважин для компенсации падения добычи по крупным высокопродуктивным месторождениям;

- возрастанием глубин залегания, снижением нефтенасыщенности пластов, увеличением доли сложнопостроенных и газонефтяных залежей, значительной удаленностью вновь вводимых месторождений от промышленных баз и транспортно-энергетических коммуникаций, вводом месторождений в зоне многолетней мерзлоты;

- увеличением объема запасов нефти в зонах приоритетного природо-пользования коренных народов в водоохраных зонах; в является изношенность и коррозия труб.

Таким образом, новый этап развития нефтяной промышленности региона характеризуется:

- истощением запасов, ростом обводненности и падением добычи нефти по наиболее крупным разрабатываемым месторождениям;

- массовым переводом скважин на механизированный способ эксплуатации при резком падении фонтанной добычи;

- отсутствием резерва крупных месторождений и необходимостью ввода в 10 раз большего числа скважин для компенсации падения добычи по крупным высокопродуктивным месторождениям;

- возрастанием глубин залегания, снижением нефтенасыщенности пластов, увеличением доли сложнопостроенных и газонефтяных залежей, значительной удаленностью вновь вводимых месторождений от промышленных баз и транспортно-энергетических коммуникаций, вводом месторождений в зоне многолетней мерзлоты;

- увеличением объема запасов нефти в зонах приоритетного природо-пользования коренных народов в водоохраных зонах.

Библиографический список

1. История развития нефтегазового комплекса Тюменской области. – Текст : электронный // Studexpo : [сайт]. – URL: https://studexpo.net/592339/geografiya/istoriya_razvitiya_neftegazovogo_kompleksa_tyumenskoj_oblasti (дата обращения 10.04.2023).

2. История развития нефтегазодобывающей отрасли в Тюменском севере. – Текст : электронный // Works.doklad.ru : [сайт]. – URL: https://works.doklad.ru/view/K7IBOIBG_nk.html (дата обращения 10.04.2023).

3. Тюменская нефть. – Текст : электронный // ru.wikipedia.org [сайт]. – URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Тюменская_нефть (дата обращения 10.04.2023).

Научный руководитель – Филистеева Е. А. – преподаватель Многопрофильного колледжа.

ИССЛЕДОВАНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ С СУПЕРПЛАСТИФИКАТОРОМ NTRPF-29

Суперпластификаторы зарекомендовали себя как один из методов улучшения физико-химических характеристик цементного камня. Активное применение веществ, помогает снизить негативное внешнее и внутренне влияние на цементный камень, улучшает характеристики прочности и стойкости к реагентам.

Для того что бы определить эффективность суперпластификатора NTRPF-29 были проведены исследования влияния концентрации реагента в составе тампонажных растворов на реологические свойства растворов.

Исследование проводилось на основании портландцемента тампонажного ПЦТ I-50. В первой части исследования добавка вводилась в портландцемент в сухом виде, позже предварительно растворялась в жидкости затворения, которой являлась техническая вода.

С увеличением концентрации суперпластификатора у тампонажного раствора существенно снизилось напряжение сдвига (таблица 1). Исходя из расчетных значений реологических свойств тампонажные растворы с концентрацией менее 0,12 % являются вязкопластичными, а тампонажные растворы с добавкой реагента более 0,16 % скорее всего являются дилатантными, так как данные системы нестабильны и характеризуются довольно быстрым осаждением тяжелых частиц.

На рисунке 1 по кривым наглядно заметно изменения напряжения сдвига от скорости сдвига тампонажных растворов. Кривые течения вязкопластичных жидкостей имеют характерный выпуклый профиль по отношению к оси скорости сдвига, в отличии от кривых течения дилатантных жидкостей, которые характеризуются вогнутым профилем.

Предельное напряжение сдвига характерно вязкопластичным жидкостям, а дилатантные жидкости характеризуются его отсутствием (нулевое значение).

Несмотря на изменение напряжения сдвига, у тампонажных растворов с увеличением содержания реагента практически не изменяется пластическая вязкость.

Для определения влияния способа ввода реагента были проведены лабораторные испытания при концентрации NTRPF-29 0,04 %. Прочность тампонажного камня, с заранее растворенным реагентом в воде отказалась выше на 28 %, при этом реологические параметры практически не изменились (таблица 1).

На основе проведенных исследований можно сделать вывод, что NTPF-29 снижает предельное напряжение сдвига и консистенцию тампонажных растворов, не ухудшая при этом прочностные качества камня. Реагент наиболее эффективен в диапазоне концентраций от 0,02 % до 0,16 %.

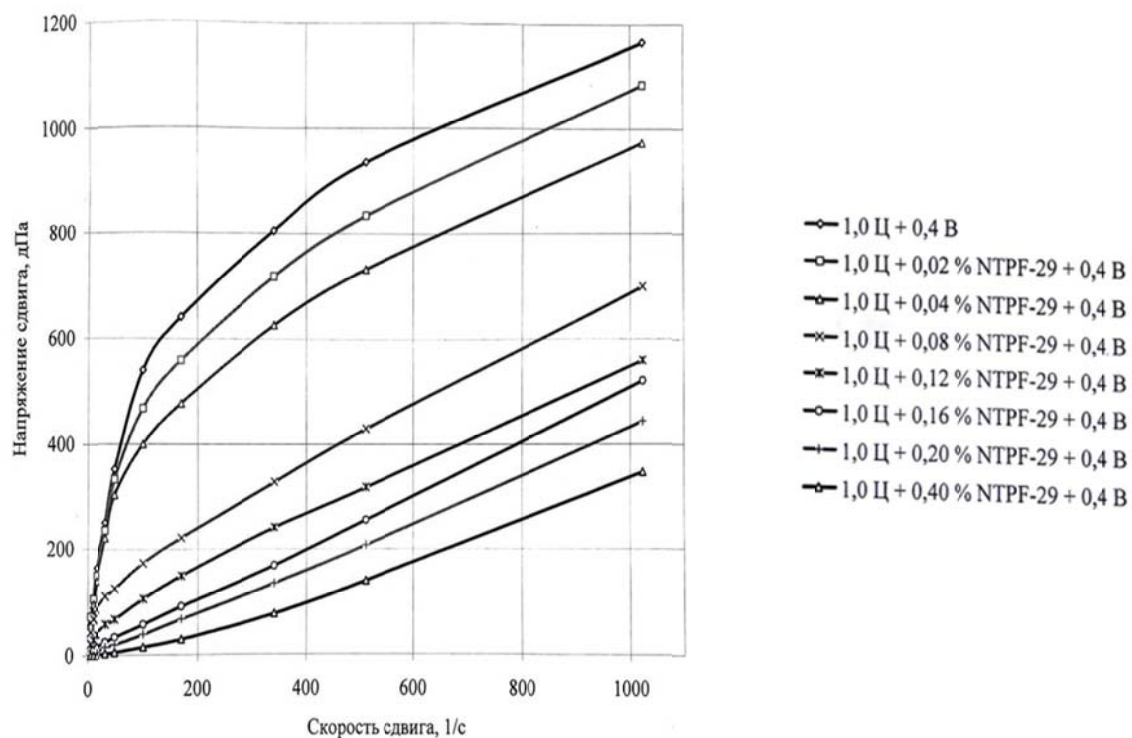


Рисунок 1. Изменение напряжения сдвига от скорости сдвига тампонажных растворов на основе на основе ПЦТ I-50 с NTPF-29

Таблица 1

Реологические свойства тампонажных растворов с добавкой NTRF-29 при температуре 22 °С

Добавка реагента, % (от массы цемента)	Пластическая вязкость, мПа·с	Напряжение сдвига, дПа	СНС1/СНС10, дПа	Показатель нелинейности	Показатель консистенции, Па·с	Угол закручивания при оборотах/мин									
						600	300	200	100	60	30	20	10	6	3
-	48	703,72	144,60/115,68	0,318	13,644	242	194	167	133	112	73	52	34	22	12
0,02	52	583,22	125,32/91,58	0,379	8,317	225	173	149	116	97	69	49	31	22	15
0,04	50	491,64	106,04/72,30	0,410	6,023	202	152	130	99	83	63	46	29	20	12
0,04 (в ж/з)	46	443,44	77,12/77,12	0,415	5,300	184	138	118	92	79	63	50	32	23	16
0,08	56	428,98	60,25/57,84	0,704	0,564	145	89	68	46	36	26	23	18	14	9
0,12	50	77,12	21,69/21,69	0,813	0,211	116	66	50	31	22	14	12	8	6	5
0,16	55	-	9,64/9,64	1,027	0,045	108	53	35	19	12	7	5	3	2	1
0,20	49	-	0,00/9,64	1,097	0,024	92	43	28	14	8	4	3	1	0	0
0,40	43	-	0,00/0,00	1,312	0,004	72	29	16	6	3	1	0,5	0	0	0

*Растворы с добавками реагента 0,16 %, 0,20 %, 0,40 %, нестабильны.

Библиографический список

1. Овчинников В. П. Заканчивание скважин : Учебное пособие для вузов / В. П. Овчинников, В. Г. Кузнецов, О. В. Нагарев, Т. А. Ованесянц. – Тюмень : Издательско-полиграфический центр «Экспресс», 2008 – 346 с. – Текст : непосредственный.
2. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин : РД 39-00147001-767-2000 : утв. Членом Правления ОАО «Газпром» Б. А. Никитиным 25.07.2000 : введ. в действие с 01.08.2000. – Краснодар : НПО «Бурение», 2000. – 278 с. – Текст : непосредственный.
3. ГОСТ 21119.1-75. Общие методы испытаний пигментов и наполнителей. Определение массовой доли воды и летучих веществ. Общие методы испытаний пигментов и наполнителей : межгосударственный стандарт : издание официальное : утв. и введ. в действие Постановлением Государственного комитета стандартов Совета Министров СССР от 28.08.1975 г. № 2274 : дата введ. 1977-01-01. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 1999. – 4 с. – Текст : непосредственный.
4. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности : официальное издание : утв. Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 534 : введ. в действие 01.01.2021. – Москва, 2020. – 368 с. – Текст : непосредственный.

Паскина Е. С.

Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

ВЛАДИМИР ШУХОВ – ИЗВЕСТНЫЙ В МИРЕ ИНЖЕНЕР

Русский и советский известный инженер, изобретатель Владимир Григорьевич Шухов родился 28 августа 1853 года в городе Грайвороне, который находится в Курской губернии. Владимир учился в Пятой Санкт-Петербургской гимназии, где знатно отличился от всех, окончив ее на отлично. Уже в юном возрасте он проявлял особый интерес к точным наукам, а именно к математике. В 1871 году по советам своего отца Шухов решил изучать машиностроение в Московском императорском техническом училище (ныне Московский государственный технический университет имени Н. Э. Баумана), где также окончил учебу на отлично, даже был освобожден от защиты диплома и отправлен в США для изучения новейших американских технологий и идей.

Когда Владимир Григорьевич вернулся в Россию, он отверг все предложения по поводу работы и выбрал путь инженерской деятельности. Он был принят на работу в чертежное бюро Варшавско-Венской железной дороги под руководством известного предпринимателя Александра Барри, с которым Шухов познакомился на научной ярмарке в Америке. Барри заключил сделку с братьями Нобель, владеющими нефтяными месторождениями в Баку, и попросил Владимира возглавить филиал компании в Баку. Молодой Шухов согласился.



Рисунок 1. Владимир Григорьевич Шухов

Баку, в который приехали Шухов и Бари, являлся основным городом в Российской империи, где двигателем жизни была нефть. Но в то время Бакинский район переживал настоящую нефтяную лихорадку. Черное золото добывалось все больше, но при этом нефть добывали ведрами, транспортировали в бочках, а делали из нее только керосин.

В первую очередь Шухов придумал способ быстро и дешево добывать нефть из скважины: закачать в нее воздух, который выталкивал ее по трубе на большую высоту. Этот процесс сегодня называется эрлифт, что в переводе с английского означает «воздушный лифт».

Нобели стали задумываться о том, как ускорить процесс переработки нефти с Балаханского месторождения и предложили Владимиру Шухову построить нефтепровод. Он придумал и построил первый в России нефтепровод - Балаханы - Черный город. В декабре 1878 г. был достроен трубопровод, длина которого к 1878 г. составляла около 10 км с диаметром трубы – 7,62 см (3 дюйма). За первый месяц по трубопроводу было прокачено 841 150 пудов нефти. Благодаря этому в течение следующих трех лет Шухов построил еще три нефтепровода в Баку и его окрестностях. Все это позволило Шухову разработать основные принципы проектирования, строительства и эксплуатации крупных магистральных трубопроводов. Эти расчеты до сих пор применяются при строительстве крупных трубопроводов.

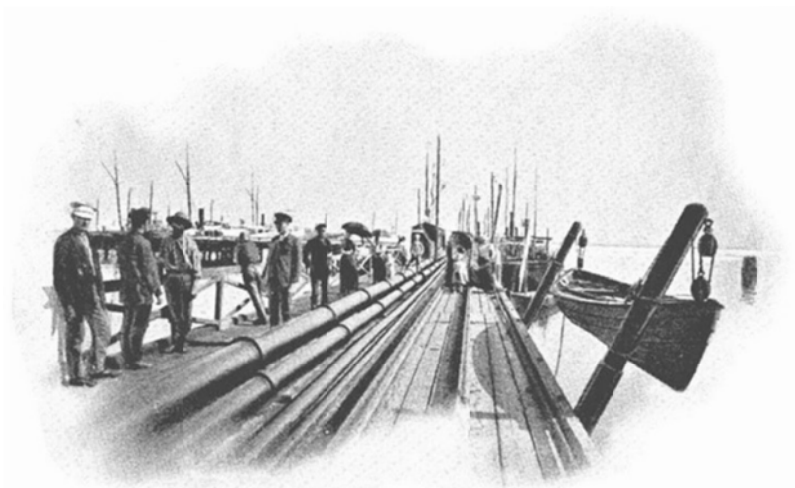


Рисунок 2. Прокладка нефтепровода Баку-Батуми

Кроме того, предложил первый в мире цилиндрический резервуар для нефти. До тех пор добытая нефть хранилась под открытым небом. Владимир доказал, что этот цилиндр является хорошим и экономичным для хранения нефти. Цилиндрические резервуары были наиболее ценными. Основным преимуществом резервуаров Шухова является простота конструкции, высокая доступность и простота монтажа. Инженер также разработал типовые схемы резервуаров различных размеров. По его чертежам в России было построено еще более 20 000 нефтехранилищ. Цилиндрические резервуары по требованиям Шухова по-прежнему производятся.

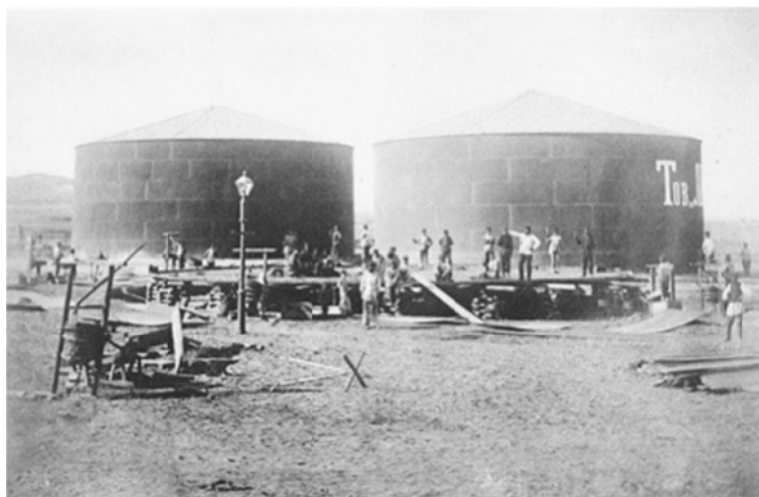


Рисунок 3. Резервуары для хранения нефти

Владимир Григорьевич также проделал большую работу в области термического крекинга (расщепление) нефти: это высокотемпературная переработка нефти и его компонентов с получением продуктов с низкой

молекулярной массой – моторного топлива, смазочных масел и др. Патент на изобретение был получен в 1891 году. Однако 20 лет американские инженеры оспаривали авторство Шухова, и в 1923 году он был признан единственным изобретателем.



Рисунок 4. Установка В. Г. Шухова для термического крекинга нефти

В 1880 году Владимир Григорьевич стал первым в мире человеком, который своей изобретенной форсункой, осуществил промышленное факельное сжигание жидкого топлива. Это приспособление позволяло сжигать с пользой для дела мазут, который до той поры считался отходом нефтепереработки.

Список трудов великого ученого бесконечен: Шухов способствовал развитию нефтеналивного транспорта и танкеров, помог построить водопровод в Москве, построил более 500 мостов по проектам, участвовавшим в Первой мировой войне. Шухова часто сравнивают с Леонардо да Винчи. Он преуспел во многих областях: нефтегазовой, военной и морской, строительстве, машиностроении, математике. В отличие от итальянского гения, почти все свои открытия Шухов реализовал.

Последние годы жизни Шухов постоянно переживал за своих детей. Несмотря на плохие отношения с Советской властью и многочисленные предложения западных контор, эмигрировать из страны Шухов отказался. «Мы должны работать и работать независимо от политики», – говорил он. В 1939 году Шухов трагически погиб во время пожара в собственном доме.

Библиографический список

1.Прядко И. П. Владимир Григорьевич Шухов – инженер и архитектор (к 160-летию со дня рождения) / И. П. Прядко, Е. А. Шныренков // Строительство: наука и образование. – 2013. – № 4. – С. 1. – Текст : непосредственный.

2. Ажермачёв Г. А. Шухов Владимир Григорьевич – гений инженерной мысли / Г. А. Ажермачев. – Текст : непосредственный // Строительство и техногенная безопасность : Сборник научных трудов. – Вып. 46. – Симферополь : Национальная академия природоохранного и курортного строительства, 2013. – С.14-20.

3. Черноушко Ф. Л. Великий русский инженер почетный академик В. Г. Шухов (1853–1939) / Ф. Л. Черноушко. – Текст : непосредственный // Актуальные проблемы механики: Современная механика и развитие идей В. Г. Шухова : сб. тр. / отв. ред. Ф. Л. Черноушко. – Москва : Наука, 2011. С. 11-47.

4. Савельева Н. Н. Машины и оборудование для бурения, добычи, подготовки и транспорта нефти и газа / Н. Н. Савельева, С. Н. Шедь. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2021. – 131 с. – ISBN 978-5-9961-2744-3. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Савельева Н. Н., канд. пед. наук, доцент, Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск.

Поддубная К. Е.

Многопрофильный колледж ТИУ, г. Тюмень

РАЗВИТИЕ ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В РОССИИ

Сложно представить, что чуть более 100 лет назад такой нефтепродукт, например, как бензин считался бесполезным – его чаще всего выливали как отход производства в какие-нибудь водоёмы или сжигали. С того времени нефтепереработка научилась не только более чётко получать необходимые компоненты, но и разумно использовать всё то, что отделилось в результате перегонки.

Понятие дистилляции нефти не ново. О её перегонке знали ещё в древние времена, а дальнейшее развитие химии (и нефтехимии, в частности), появление требуемого оборудования и возможность производить большее количество экспериментов и наблюдений позволило изучить этот процесс более тщательно, что в итоге привело активному его применению в крупных масштабах.

Сложно сказать точно, когда человечество начало использовать простейшие установки для перегонки нефти. Тем не менее российскую нефть впервые дистиллировал путём прямой перегонки в лаборатории Петербургской Академии наук Иоганн Амман 23 апреля 1741 года.

Чуть позднее, в 1745 году рудоискатель Фёдор Савельевич Прядунов на берегу реки Ухта строит первый в мире нефтеперерабатывающий завод, который предполагал также и добычу нефти, пускай и довольно примитивную. Доподлинно неизвестно, какой именно аппарат применял Прядунов на своём заводе, но предположительно он «передваивал» нефть по технике, схожей по своей сути с перегонкой древесной смолы. Образовав-

шиеся в результате нагрева смеси горячие пары перемещались по трубе, проложенной сквозь бочку с холодной водой, там конденсировались и охлаждались, а затем стекали в заранее установленный сосуд. На рисунке 1 представлен примерный вариант подобного устройства.



Рисунок 1. Перегонный куб

Основываясь на уже имевшихся тогда знаниях смолокурного (так как обработка смолы схожа с обработкой нефти) и нефтяного промысла, Василий, Герасим и Макар Дубинины – обычные крестьяне, отпущенные помещицей под денежный оброк – строят первую в мире нефтеперегонную установку, схема которой приведена на рисунке 2.

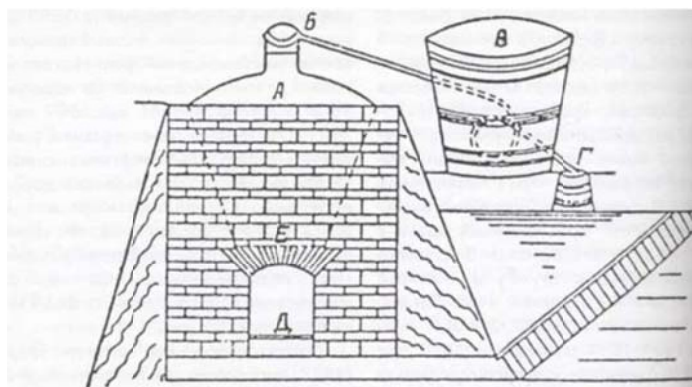


Рисунок 2. Однокубовая нефтеперегонная установка периодического действия братьев Дубининых:

А – железный куб; Б – медная крышка с трубой; В – деревянный пересек;
Г – деревянное ведро; Д – кирпичная печь; Е – топка с поддувалом

Своего рода первооткрывателем в мире нефтепромысла был Николай Иванович Воскобойников – глава опытного завода по перегонке лёгкой су-

раханской и тяжёлой балаханской нефти. Он первым для подогрева сырья начинает использовать природный газ с близлежащих газовых месторождений, а также вводит некоторые модификации в уже существующее оборудование. На том же заводе несколькими годами позже Дмитрий Менделеев и Василий Эйхлер разрабатывают проточные холодильники для производства нефтепродуктов и щелочную очистку керосинового дистиллята. Примерно в это же время, в 1873 году, А. А. Тавризов создаёт первый в России аппарат непрерывной перегонки нефти, который представляет собой прототип современных ректификационных колонн. Подобная колонна может позволить разделить нефть на фракции.

1883 год становится ключевым для нефтехимической промышленности, благодаря изобретению Д. И. Менделеева. На Кусковском заводе устанавливают куб непрерывной перегонки нефти, схему которого можно увидеть на рисунке 3.

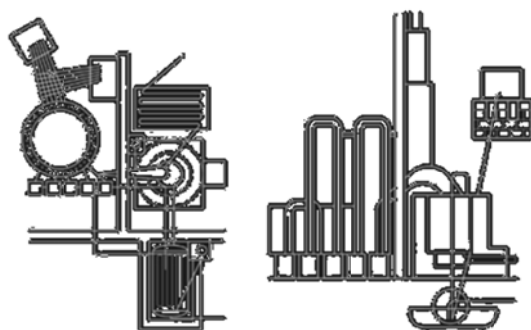


Рисунок 3. Аппарат для непрерывной перегонки нефти

Чуть позднее он предлагает объединить эти аппараты и появляется так называемая кубовая батарея, которая активно используется на заводе братьев Нобель. В каждом отсеке (кубе) поддерживается определённая температура, что может обеспечить более глубокое на то время разделение смеси.

Кубовые батареи использовались в Российской империи вплоть до 30-х годов XX-го столетия. Затем их вытеснили широко используемые и в наши дни трубчатые перегонные установки. Первую так установку разработали В. Г. Шухов – величайший российский инженер, в числе заслуг которого первый нефтепровод, изобретение конструкции резервуара, насосов, эрлифтов, форсунок для сжигания мазута, – со своим помощником Гавриловым в 1890 год. Она включала в себя печь с трубчатым змеевиком, ректификационные колонны и испарители. Через год они получили патент на своё изобретение и так мир увидел первую официальное оформление технологии термического крекинга. Так в дальнейшем, уже в советское время, под его руководством был построен крупный НПЗ «Советский крекинг».

В дальнейшем модифицируются уже существующих на тот момент аппаратов. Особенно явно это отслеживается в ректификационных колон-

ных – появляется многообразие тарелок и насадок, меняется сама форма колонн, высота, ширина, распределительный устройства.

Несколько сотен лет назад нефть перегоняли в простых бочках, соединённых трубками. Сегодня нефтеперерабатывающее оборудование – это сложные высокотехнологичные комплексы, предназначенные для производства огромного спектра продуктов, таких как бензин, дизельное топливо, керосин, мазут и многие другие. С каждым годом на НПЗ появляется всё больше современных, уникальных аппаратов, которые способны вывести нефтяную промышленность на новый уровень.

Библиографический список

1. Нефть в истории. – Текст : электронный // РИА Новости : [сайт]. – URL: <https://ria.ru/ips/oil-refining/> (дата обращения 10.04.2023).
2. В нефтяном промысле – свои первопроходцы. – Текст : электронный // LIFEJOURNAL : [сайт]. – URL: <https://metafor--7-livejournal-com.turbopages.org/metafor-7.livejournal.com/s/103776.html> (дата обращения 10.04.2023).
3. Главный инженер России. – Текст : электронный // Нефтянка : [сайт]. – URL: <http://neftianka.ru/glavnyj-inzhener-rossii/> (дата обращения 10.04.2023).

Научный руководитель – Фелистеева Е. А. – преподаватель первой квалификационной категории.

Мирошников Д. А., Шипков В. И.

Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРЕДИКТИВНОЙ ДИАГНОСТИКИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ

Индустрия 4.0 предполагает новый подход к производству, основанный на массовом внедрении информационных технологий в промышленности, масштабной автоматизации бизнес-процессов и распространении искусственного интеллекта. В нашем случае в Индустрию 4.0 входит гибридная система, основанная на технологии предиктивной диагностики и цифрового двойника. В данном случае, предиктивная диагностика может предупреждать о непредвиденных ситуациях, а цифровой двойник - охватит большее количество информации, на основе которой можно будет судить об износе и возможных причинах неисправности. Такое решение поможет более качественно контролировать работу насоса.

Использование датчиков для диагностики при использовании соответствующих программ может позволить определять возникающие проблемы в работе оборудования и также заранее их предотвращать, в таком виде это становится предиктивной диагностикой.

С помощью введения в систему дополнительных датчиков (температурные, акселерометры и т. д.) охват и качество диагностики будет улучшено.

Вибродиагностика будет являться только частью создания цифрового двойника. В качестве программного обеспечения, на котором будут выполняться моделирование, и последующая диагностика можно выбрать программное обеспечение от компании "КАДФЕМ Си-Ай-Эс", построенное на IoT-платформе. Оно будет собирать данные и на их основе делать выводы о состоянии оборудования.

В итоге, нами предложено:

- Использовать различное множество датчиков, а именно: температурные, датчики давления, микрофоны и акселерометры, внедряемые в работу насосных установок. Датчики, в данном случае передают свои показания в программатор, а затем в вычислительные устройства.

- Внедрить систему предиктивной диагностики на основании показаний датчиков.

При отклонении параметров работы, система сигнализирует нам и показывает место, в каком узле оборудования произошло отклонение.

Но сама по себе система предиктивной диагностики позволяет лишь знать состояние оборудования на данный момент, не позволяя прогнозировать состояние оборудования на длительный срок вперед. Для этих целей предлагается внедрить в систему цифрового двойника, который на основе собираемых данных будет прогнозировать работу насоса.

В итоге, получается гибридная система, основанная на двух технологиях.

Соответственно, следующим этапом работы будет:

Создание цифрового двойника. Здесь и будет происходить виртуальное моделирование работы насоса в соответствии с действительными параметрами.

С помощью данного внедрения станет возможно:

1. Видеть остаточный ресурс узлов оборудования.
2. Предположить время непредвиденного выхода насоса из строя.
3. Оптимизировать работу насоса.
4. Более точно сформировать график его технического обслуживания.

В итоге, система, содержащая в себе: датчики, используемые совместно с системой предиктивной диагностики и цифровым двойником, поможет не только предотвратить остановки оборудования, но и продлить срок службы оборудования на 20-30 %.

Система предиктивной диагностики в сочетании с цифровым двойником работает за счет аналитики «больших данных» и прогнозирования поломок. Система будет собирать данные с датчиков и представлять аналитику по собранным данным. Обработка получаемых данных производится силами не только локальных процессоров и микроконтроллеров, но и удаленных вычислительных мощностей.

Таким образом, становится возможно контролировать все важные параметры и вмешиваться еще до того, как поломка случается и заранее подготовиться к замене деталей.

Уникальностью применения системы предиктивной диагностики в купе с цифровым двойником, служит:

- прогнозирование преждевременного выхода оборудования из строя на основе показателей работы оборудования.

- возможность видеть износ деталей и узлов в реальном времени и процентном соотношении.

- видеть возможную причину той или иной неисправности

Внедрение такой системы имеет множество преимуществ. Применяв такую систему, нам удастся:

- Увеличить ресурс насосов, что кроме снижения расходов на ремонт насосов, также улучшит ремонтпригодность

- Предотвратить остановки насосов, путем получения актуальной информации о состоянии оборудования (оставшемся ресурсу) и предупреждений о прогнозируемом выходе из строя. Это поможет нам увеличить эффективность всего производства в целом за счет устранения простоев.

В ходе внедрения системы получится не только увеличить ресурс оборудования, но и предотвратить непредвиденные остановки насосов, что в свою очередь повысит эффективность всего производства в целом и свести к нулю аварийные остановки на предприятии.

Здесь нужно сказать, что большая часть датчиков и компонентов, применяемых в системе являются импортными. В частности, одним из самых простых вариантов – это использовать датчики фирмы Steval (акселерометры, микрофон, программатор), Stmicroelectronics (температурные датчики), ВиКонт (датчик осевого сдвига).

Вообще, ожидаемый экономический эффект от внедрения данной гибридной системы складывается из двух экономий: косвенной и прямой.

К прямой экономии, возможно, отнести увеличение межремонтного периода насосов, уменьшение объема работ, минимизация расходов на запасные части для ремонта, экономия потребляемой электроэнергии. К косвенной же, относятся потери, образованные в результате простоя оборудования: например, непредвиденная остановка насоса.

Закладываемый экономический эффект в аналогичных проектах составляет около 30 % – и это только от "прямой экономии". Ввиду того, что одни и те же насосные агрегаты могут работать в разнообразных условиях – "косвенную экономию" следует рассчитывать в частных случаях, но здесь следует упомянуть, что зачастую она составляет больший показатель, чем "прямая экономия".

Как пример, можно привести следующие расчеты.

Предположим, что существует нефтеперерабатывающий завод с производительностью в 15 млн/т в год, что равносильно около 300 тыс.

баррелей в сутки. Потери, связанные с отказами насосов будут составлять 0,2 %. Коэффициент чистой прибыльности примем как 3,5 доллара за баррель. Таким образом, предполагаемый рост чистой прибыли составит около 200 тыс. долларов.

Затем, необходимо оценить снижение годовых затрат на обслуживание насосных агрегатов. Бюджет на ремонт насосных агрегатов составляет около 15 млн. долларов. Общие годовые затраты на ремонт насосных агрегатов составит 7 %. Снижение средней стоимости без непредвиденных отказов насосов составит 30 %. при таких показателях снижение годовых затрат на обслуживание составит 315 тыс. долларов. При текущем курсе доллара в 75 рублей, это 23,62 млн. рублей.

Затраты на внедрение составляют около 30-35 млн. руб. Из них на проектные работы уйдет около 15-20 млн. руб, на программное обеспечение около 7 млн. рублей, а также на аппаратное обеспечение около 5 млн. руб. Таким образом, внедрение такого проекта можно считать экономически выгодным.

Таблица 1

Дорожная карта создания данной системы для производства

	2023	2024	2025	2026	2027
Закупка датчиков	■				
Создание системы считывания и передачи данных	■	■			
Создание базы данных для хранения информации		■			
Объединение данных в ПО		■			
Создание модели цифрового двойника		■	■		
Объединение в систему предиктивной диагностики			■		
Обучение персонала			■		

Также, составляя дорожную карту был учтен запас времени на возможные проблемы, связанные с внедрением проекта.

Риски проекта включают в себя: сложность в поиске узконаправленных IT специалистов, изменение конечной стоимости из-за увеличения цены отдельных комплектующих, ошибки в работе системы, возможная необходимость найма дополнительного персонала

Вывод: Применение технологии Индустрии 4.0 позволит: уменьшить затраты на эксплуатацию насосного оборудования, улучшит надежность насосных агрегатов и увеличит срок их службы, предотвратит простой технологического оборудования. Несмотря на сложность данного проекта – в наше время он особенно актуален, т. к. позволяет быть не только более конкурентоспособным предприятием, но и развивать эту технологию для применения в каких-то других отраслях.

Библиографический список

1. Прогнозная аналитика – способ адаптации в новых экономических реалиях. – Текст : электронный // ИКС Медиа : [сайт]. – Режим доступа: <http://www.iksmedia.ru/articles/5292204-Prognoznaya-analitika-sposob-adapta.html>.

2. Использование расширенной аналитики для повышения производительности и прибыльности химического производства. – Текст электронный // Mckinsey.com : [сайт]. – Режим доступа: <https://www.mckinsey.com/industries/chemicals/our-insights/using-advanced-analytics-to-boost-productivity-and-profitability-in-chemical-manufacturing>.

3. ГОСТ Р ИСО 20815-2013 Управление обеспечением эффективности производства и надежностью : национальный стандарт Российской Федерации : издание официальное : утв. и введ. в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 17 декабря 2013 г. № 2283-ст : введ. впервые : дата введ. 2014-25-12 / разработан ДОО ЦКБН ОАО «Газпром». – Москва : Стандартинформ, 2013. – 66 с. – Текст : непосредственный.

4. ГОСТ Р 55.0.00-2014. Управление активами. Национальная система стандартов. Основные положения : национальный стандарт Российской Федерации : издание официальное : утв. и введ. в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 25 декабря 2014 г. № 2137-ст : введ. впервые : дата введ. 2013-17-12 / разработан ООО ННП «Спецтех». – Москва : Стандартинформ, 2019. – 6 с. – Текст : непосредственный.

5. ГОСТ 18322-2016. Межгосударственный стандарт. Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения : национальный стандарт Российской Федерации : издание официальное : утв. и введ. в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 28 марта 2017 г. № 186-ст : введ. впервые : дата введ. 2017-28-03 / разработан ФГБУН ИСЭМ СО РАН. – Москва : Стандартинформ, 2017. – 14 с. – Текст : непосредственный.

6. Российская Федерация. Министерство энергетики. Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок. Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики : Приказ Минэнерго России от 25.10.2017 № 1013 (ред. от 13.07.2020) : [зарегистрировано в Минюсте России 26.03.2018 г. № 50503] // base.garant.ru : [сайт]. – Режим доступа: <https://base.garant.ru/71907490/>.

Научный руководитель – Савельева Н. Н., к. п. н., доцент кафедры «Нефтегазовое дело».

ЭФФЕКТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫМ РЕГИОНОМ КАК ФАКТОР ПОВЫШЕНИЯ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ ГОСУДАРСТВА

Нефтегазовая отрасль – одна из главных отраслей для РФ и его экономики, которая формирует основную часть бюджета страны. Доля нефтегазовых доходов в структуре федерального бюджета в первой половине года составила 45,5 %.

В газовой промышленности по данным ОПЕК Россия занимает первое место. Основным газодобывающим регионом является Западная Сибирь – 91 % добычи природного газа.

Россия занимает 2 место по добыче и экспорту нефти в 2022 году, уступая США. Российские запасы нефти достигают примерно 10,8 млн баррелей в сутки. Лидерами по добыче нефти являются: Ханты-Мансийский Автономный округ-Югра (51 % добычи российской нефти), Ямало-Ненецкий АО (9 %) На рисунке 1 показана структура добычи нефти по регионам РФ на 2021год.

На территории РФ по состоянию на 01.01.2021 год добычу нефти и газового конденсата осуществляли 285 организаций. Результаты добычи ведущих нефтяных компаний, по данным Центрально диспетчерского управления топливно-энергетического комплекса (далее ЦДУ ТЭК) показана на рисунке 2. Можно сказать, что лидерство данных компаний обусловлена экспансией.

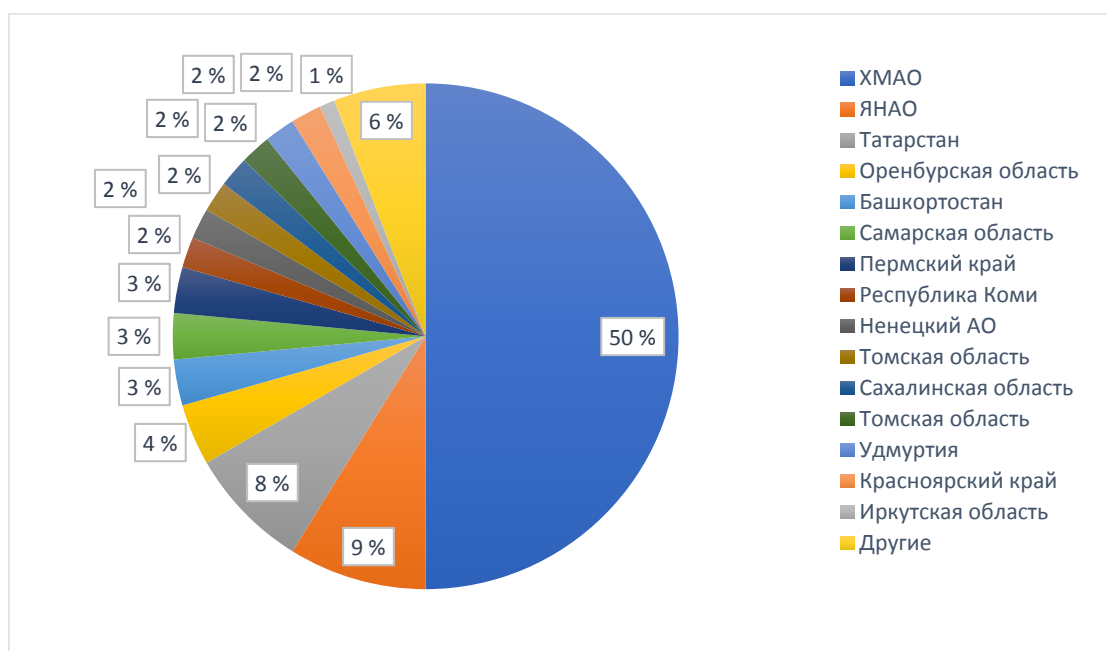


Рисунок 1. Структура добычи нефти по регионам

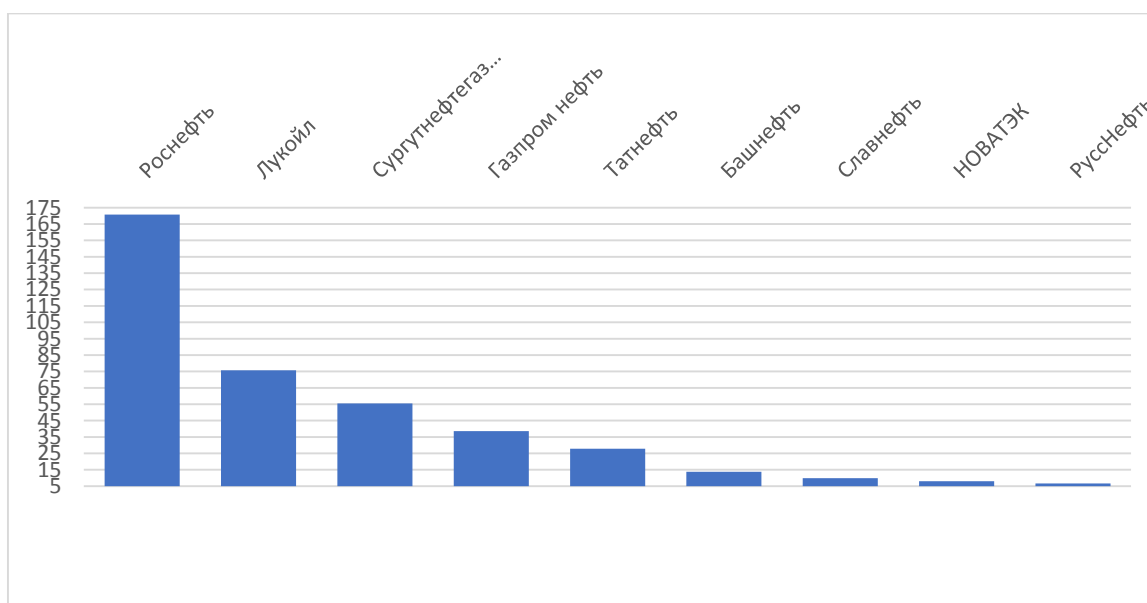


Рисунок 2. Структура добычи нефти основных компаний РФ на 2021 год

Нефтяная и газовая отрасль России играет важную роль как внутри страны, так и на мировом рынке, поэтому важно сохранять конкурентоспособность данного сектора. Факторы, которые оказывают непосредственное влияние на эффективность деятельности нефтегазодобывающей отрасли можно разделить на две группы: внешние и внутренние факторы. К факторам внешней среды относятся: государственное регулирование, экономические и политические факторы и т. д. А к факторам внутренней среды можно отнести капитал, землю, предпринимательскую способность и т. д.

Следует выделить основные угрозы для Российских компаний, которые могут оказать негативное влияние на финансовые и производственные ресурсы. Первой и самой главной угрозой является ограниченность запасов, так же стоит указать неустойчивость цен, дефицит кадровых ресурсов, рост конкуренции и другие.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что нефтегазовая промышленность России играет огромную роль как для самого государства, так и его положения на мировом рынке. По этой причине государству надо внедрять фискальные меры по взиманию экспортных пошлин при вывозе.

Согласно оценкам экспертов, 91 % природного газа и 80 % добычи газа промышленных категорий ведётся в Арктике. На сегодняшний день Российская Федерация считается «пионером» в освоении шельфа Арктической зоны, но для того чтобы сохранить данный статус, было создано стратегическое управление нефтегазовым комплексом в Арктике.

Крупнейшими нефтегазовыми бассейнами в Арктике являются Восточно-Баренцевский, Южно-Карский, Лаптевский, Восточно-Сибирский и Чукотский. В российской части Арктики сосредоточена четверть отечественных запасов нефти, а также газового конденсата и более 70 % газа [4].

Ресурсная база нефтегазовых запасов нашей страны оценивается в 259 млрд тонн нефтяного эквивалента, из которых около 37 % приходится на морские акватории.

Необходимость освоения энергоресурсов Арктики обусловлена в первую очередь большим количеством ресурсов. Но существуют ряд сложностей: слабое развитие инфраструктуры, климатические условия, большое расстояние.

Добычей нефти в Арктике могут заниматься компании которые имеют пятилетний опыт работы на морских месторождениях, к ним относятся «Газпром», «Газпромнефть» и «Роснефть».

Арктический шельф представляет огромный потенциал для развития северных регионов, но важно учитывать тот факт что ресурсы исчерпаемые, необходимо использовать их в рамках разработанной стратегии.

Таким образом, исходя из выше приведённых данных о перспективах и ограничивающих факторах, связанных с освоением энергоресурсов Арктики, можно сделать следующие выводы:

1. В ближайшие десятилетия потребности в углеводородных ресурсах останутся на высоком уровне. 60 % всех разведанных запасов нашего государства находятся в Арктическом шельфе.

2. Арктика является огромной кладовой запасов энергоресурсов для человечества, но для освоения Крайнего Севера необходимы улучшенные технологии.

3. Развитие Арктического региона позволит нашей стране объединить границы, освоить новые территории, а также решить вопрос модернизации портов СМП,

4. Проблема слабой геологической изученности региона ставит под вопрос освоение Арктики в скором будущем,

5. В силу специфических условий региона, традиционные методы ликвидации разливов нефти являются малоэффективными в ледовых условиях.

Библиографический список

1. Официальный сайт Минфина: [сайт]. – URL: <https://minfin.gov.ru/ru/>. – Текст: электронный.

2. Официальный сайт Министерства Энергетики РФ: [сайт]. – URL: <https://minenergo.gov.ru/node/2?ysclid=191h1uobif388468146>. – Текст: электронный.

3. Стратегическое управление нефтегазовым комплексом в Арктике: [сайт]. – URL: https://rio.ksc.ru/data/documents/34_fadeev_19.pdf. – Текст: электронный.

4. Центральное диспетчерское управление топливно-энергетического комплекса. Нефтегазовый Клондайк Арктики: [сайт]. – URL: https://www.cdu.ru/tek_russia/issue/2018/12/545/. – Текст: электронный.

Научный руководитель – Имамвердиева М. И. – старший преподаватель кафедры ГМУ и УП.

ОСОБЕННОСТИ СТАНОВЛЕНИЯ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ И ЕЕ РАЗВИТИЕ В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ

Нефть – горючая масляная жидкость, которая включает в себя смеси углеводородов, у неё имеется специфический запах. В большинстве случаев при разработке нефтяных месторождений встречаются природный газ и вода. Нефть не одноцветна, она имеет несколько цветов, от красно-коричневого, чёрного, до светло-зеленого или желтого, иногда встречается бесцветная нефть. Ее цвет зависит от содержания в ней смолистых веществ.

Каким способом возникла нефть на земле, ответ на этот вопрос дают три теории происхождения нефти.

Первая – биогенная (органическая), ее выдвинул М. В. Ломоносов. Согласно этой теории нефть появилась в процессе разложения на дне водоемов животных и растений. Накапливаясь остатки все больше уплотнялись, затем задерживались на глубине 3-4,5 км. При температуре 140-160 градусов углероды отделялись от органической массы, получалась нефть, заполнявшая все подземные пустоты.

Вторая теория – абиогенная (неорганическая) была предложена Д. И. Менделеевым. Он был уверен, что наша планета состоит из расплавленного железа, а его спутниками являются карбиды. Нефть – это продукт, получившийся после реакции воды, попавшей в разломы горных пород, и карбидов железа.

Третья теория – была основана В. Д. Соколовым, который был уверен, что нефть появилась из-за того, что к нам из космоса попали неорганические компоненты [1].

Большое количество месторождений нефти приурочено к осадочным породам. Сам процесс образования нефти, по мнению ученых, составляет 50-350 млн. лет. В состав нефти входит 84-87 % углерода, также могут присутствовать сера, азот и другие составляющие.

О существовании нефти было известно с древних времен. В Древнем Египте ее использовали для бальзамирования умерших, затем были созданы примитивные лампы, они работали с помощью нефти.

В 347 году нашей эры в Китае было пробурена первая в мире скважина в земной поверхности для получения нефти. В качестве труб были использованы полые стволы бамбука. В 7 веке нашей эры было опробовано оружие, которое имело название «греческий огонь», оно было изготовлено с помощью нефти.

Первая современная скважина была пробурена в 1948 году на Апшеронском полуострове неподалеку от Баку. В 1849 году у геолога Абраха Геснера был проведен эксперимент, в ходе которого ему удалось получить

керосин. Его стали использовать для освещения, и он заменил китовый жир. Это позволило сберечь поголовье китов. Постепенно нефть начала входить в повседневную жизнь людей.

В сегодняшнее время запасы нефти оцениваются в соответствии с технологическими возможностями ее добычи из недр земли. Имеются разные классификации оценки нефтяных запасов в земле. Востребованной на сегодняшний день является классификация SPE-PRMS, она может определить не только состояние месторождений, но также может рассчитать и эффективность ее извлечения. Мировые запасы «черного золота» находятся в постоянном движении, это связано с тем, что некоторые месторождения уже отработаны и там больше нет нефти, а другие разведаны и готовы к добыче.

Достаточно часто на мировом рынке стала пользоваться спросом сланцевая нефть. Ее добыча экономически целесообразна тогда, когда ее мощность не более 30 метров, и содержание нефти в ней 90 литров на тонну сланца. Продвижению сланцевой нефти способствует сокращение запасов традиционной нефти, а также работа и развитие современных технологий, которые способствуют решению некоторых проблем с ее добычей.

Нефть сегодня добывают более чем в ста странах мира. По оценкам аналитиков на территории государств Персидского залива сосредоточены две трети всех мировых запасов нефти.

Самые большие запасы нефти расположены в Венесуэле – 17,6 % или 300,9 миллиардов баррелей, включая тяжелую. В Саудовской Аравии – 15,6 % или 266,5 миллиардов баррелей, Канада – 10 % или 171,5 миллиардов баррелей, Иран – 9,3 % или 158,4 миллиарда баррелей, Ирак – 9 % или 53 миллиарда баррелей, Россия – 6,4 % или 109,5 миллиардов баррелей, Кувейт – 5,9 % или 101,5 миллиардов баррелей, а ОАЭ – 5,7 % или 97,8 миллиардов баррелей [2].

Самыми большими потребителями нефти являются: США (851,6 миллионов тонн в год), Китай (559,7 миллионов тонн в год), Индия (195,5 миллионов тонн в год), Япония (189,6 миллионов тонн в год) и Россия (168,1 миллионов тонн в год) [3].

Первое месторождение по добыче нефти «Речицкое» начинает свою работу в 1961 году. Первая скважина в Республике Беларусь была заложена в городе Светлогорске ещё в 1939 году. После двадцати лет поиски перешли в Речицкий район. В 1966 году создано предприятие «Беларусь-Нефть».

Рекорд по добыче нефти был поставлен в 1975 году. Это произошло после того, как удалось добыть 8 миллионов нефти в год. затем объёмы добычи начали падать, так как чем дальше работала скважина, тем меньше качественной нефти из неё выходило, она была с большой примесью воды. Падение удалось остановить до двух миллионов тонн в год.

Основные объекты нефтедобычи оснащены современными системами эффективной добычи. Весь процесс добычи, транспортировки и подго-

товки нефти автоматизирован. Среди наиболее продуктивных технологий – бурение многоствольных, многозабойных, горизонтальных и субгоризонтальных скважин, проведение многостадийных гидроразрывов пластов, одновременно-раздельная добыча, водоизоляция пластов с использованием новых реагентов.

На сегодняшний день Речицкие скважины, как и когда-то остались самыми крупными месторождениями «черного золота» в Республике Беларусь. В 2023 г. предприятие «Белоруснефть» ведет добычу нефти и газа на 52 месторождениях в Беларуси. Предприятие заинтересовано в освоении новых регионов добычи нефти и газа.

Библиографический список

1. Откуда на нашей планете нефть? – Текст : электронный // dzen.ru : [сайт]. – Режим доступа: [https:// dzen.ru/a/X-S-RbWQzx1kn4WJ.html](https://dzen.ru/a/X-S-RbWQzx1kn4WJ.html) (дата обращения: 11.04.2023).
2. Читательская грамотность. Текст «Нефть». – Текст : электронный // infourok.ru : [сайт]. – Режим доступа: [https:// infourok.ru/chitatelskaya-gramotnost-tekst-neft-6050662.html](https://infourok.ru/chitatelskaya-gramotnost-tekst-neft-6050662.html) (дата обращения: 11.04.2023).
3. Запасы нефти в мире. – Текст : электронный // www.neftegaz-expo.ru [сайт]. – Режим доступа: www.neftegaz-expo.ru/ru/ui/17167/ (дата обращения: 11.04.2023).

Научный руководитель – Зуевич С. А., преподаватель, Белорусский национальный технический университет.

СЕКЦИЯ 2. ГЕОЛОГИЯ И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Велиев Р. А., Савельева Н. Н.

Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПЛАСТОВ ОДНОЙ СКВАЖИНОЙ

Эксплуатация нескольких пластов – это один из типов добычи, который позволяет операторам выборочно добывать или объединять пластовый флюид из разных зон в одну скважину. Также возможен капитальный ремонт верхней части добывающей колонны без снятия колонны следующего интервала. Дополнительно возможна сквозная перфорация НКТ в призабойной зоне. Эксплуатация нескольких пластов можно разделить на два вида: однотрубная система и эксплуатация несколькими трубами.

Однотрубная конфигурация:

При эксплуатации с одной колонной, над каждой зоной будет установлен пакер, чтобы изолировать флюид от каждой зоны. Более того, пакер предотвратит коррозию эксплуатационной колонны из-за потока пластовой жидкости. На рисунке 1 показан пример конфигурации с одной колонной.

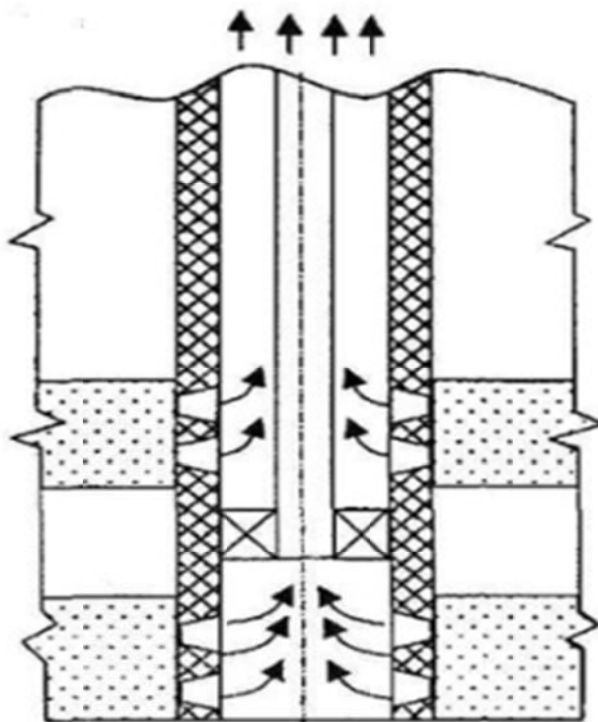


Рисунок 1. Эксплуатация нескольких пластов одной колонной

Эксплуатация несколькими колоннами:

Конфигурация с несколькими колоннами состоит из двух или более колонн в одной скважине. Эта установка дороже и сложнее, чем однорядная. Тем не менее, он имеет некоторые преимущества, такие как возможность одновременной добычи и закачки в разные зоны, и имеет более точное распределение добычи, чем однорядный тип.

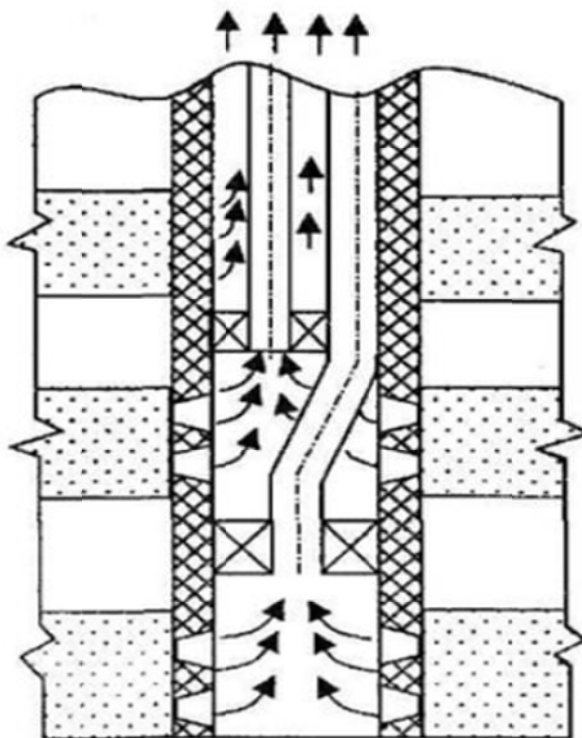


Рисунок 2. Эксплуатация 3-х пластов несколькими трубами

В настоящее время эксплуатация одной колонной предпочтительнее, чем эксплуатация несколькими колоннами из-за нескольких проблем, перечисленных ниже;

- Дешевле
- Проще установка и ремонт
- Меньше сложностей с оборудованием для контроля скважины
- Требуется больший диаметр скважины

Плюсы одновременно-раздельной эксплуатации

- сокращение объемов бурения за счет использования ствола одной скважины;

- эксплуатация одновременно объектов с разными коллекторскими характеристиками и свойствами нефтей;

- повышение рентабельности отдельных скважин за счет подключения других объектов разработки или разных по свойствам пластов одного объекта разработки.

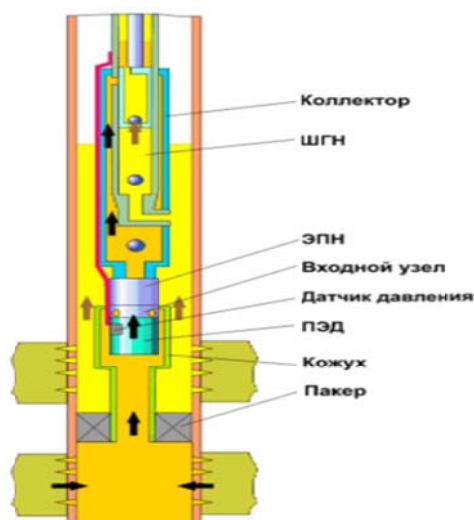


Рисунок 3. Применение ОРЭ в ОАО «Татнефть»

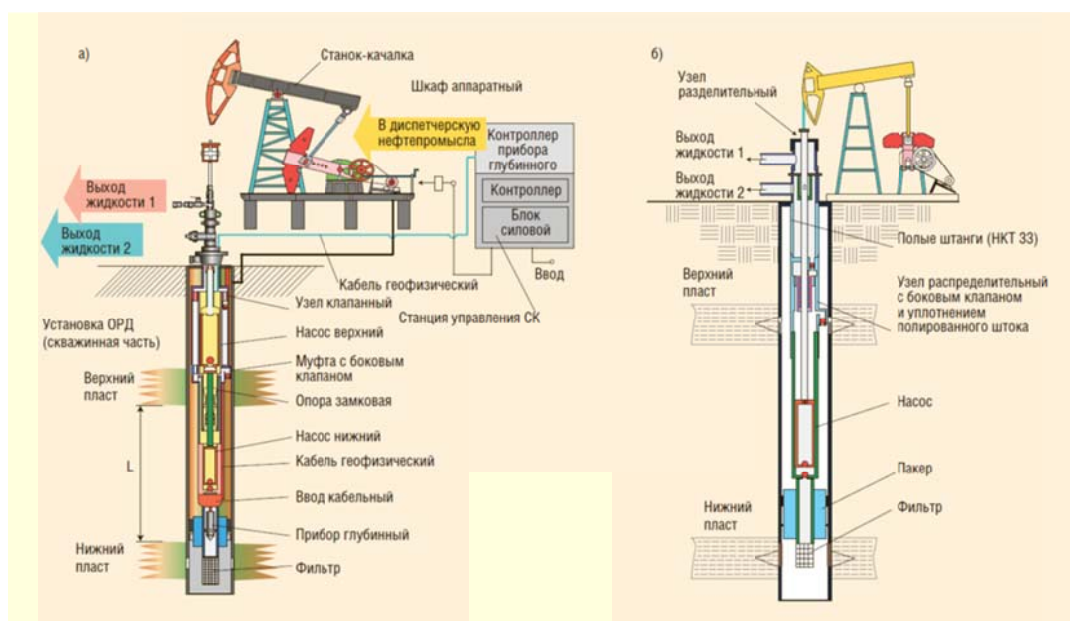


Рисунок 4. Применение ОРЭ в ООО «Башнефть»

Библиографический список

1. Белларби Д. Проектирование заканчивания скважины : учебное пособие. Том 56 (Разработки в области нефтегазовой науки) / Джонатан Белларби. – Изд.1. – Elsevier Science, 2009. – URL: <https://www.overdrive.com/media/619700/>. – Текст : электронный.
2. Ренпу В. Продвинутое проектирование заканчивания скважин / Ван Ренпу. – Изд. 3. – Gulf Professional Publishing, 2011. – URL: <https://www.overdrive.com/media/619504/>. – Текст : электронный.
3. Байром Тед Г. Обсадные трубы и хвостовики для бурения и заканчивания / Тед Г. Байром. – Изд. 2. – (Руководства по бурению в Персидском заливе). – Gulf Professional Publishing, 2014. – URL: <https://www.overdrive.com/media/1972666/>. – Текст : электронный.

ОПИСАНИЕ И АНАЛИЗ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ УГЛЕВОДОРОДА ИЗ ПЛАСТА

Введение

Из-за длительного процесса эксплуатации продуктивных пластов ухудшаются их коллекторские свойства, происходит кольматация ПЗП (призабойная зона пласта). Для того, чтобы решить данную проблему и получить хороший приток углеводорода в скважину, а также повысить качественные характеристики добываемого сырья, производятся различные работы по интенсификации притока и увеличению нефтеотдачи.

Мероприятия третичного этапа разработки месторождений целиком и полностью ориентированы на восстановление и улучшение ФЕС (фильтрационно-емкостные свойства) коллектора, так как во время первичного и вторичного вскрытия этот параметр значительно ухудшается.

Результатом после таких работ является уменьшение обводненности получаемой продукции, увеличение фильтрационных свойств горных пород, изменение реологических свойств пластового флюида, уменьшение его вязкости.

Классификация методов интенсификации притока

На данный момент в мире существует огромное количество технологий интенсификации углеводородов из пласта, однако, их обычно разделяют на пять основных групп: физические; химические; физико-химические; механические; термические.

Применение физических методов обуславливается наличием в призабойной зоне пласта остаточной воды, которую необходимо убрать. Метод также используется для удаления частиц твердой фазы из поровых каналов для увеличения коэффициента проницаемости [1]. К ним относят: вибрационное воздействие; акустическое воздействие; создание дополнительных перфорационных отверстий напротив продуктивного пласта.

Химические методы направлены на растворение горных пород и отложений-осадков, которые возникают вследствие химических реакций в пласте [2]. Они обычно используются в коллекторах карбонатных отложений с небольшим коэффициентом проницаемости. У химических методов выделяют следующие основные способы: ГКО (глинокислотная обработка); СКО (солянокислотная обработка).

Физико-химические методы состоят из комбинации физических и химических технологий интенсификации притока.

Для механических способов характерно проведение повторной перфорации неразрабатываемых участков продуктивного пласта, создание гидравлического разрыва пласта. С их помощью происходит увеличение числа трещин и каналов в пласте.

Термические методы используются для увеличения проницаемости пласта путем разрушения асфальтосмолопарафиновых отложений в трещинах коллектора. Они подразделяются на: заполнение порового пространства растворов с ПАВ (поверхностно-активные вещества); размещение специальных нагревательных устройств.

Классификация методов увеличения нефтеотдачи пласта

Методы увеличения нефтеотдачи направлены на изменение свойств вскрываемых пластов и флюидов, находящихся в них. Технология подразумевает под собой применение специальных рабочих жидкостей, которые увеличивают площадь разрабатываемого участка и повышающих коэффициент вытеснения остаточных углеводородов из пласта которые увеличивают площадь разрабатываемого участка и повышающих коэффициент вытеснения остаточных углеводородов из пласта [3].

Методы увеличения нефтеотдачи пласта подразделяются на четыре основные группы: тепловые; физико-химические; газовые; гидродинамические.

К тепловым технологиям обработки пласта относят повышение температурного режима ствола скважины и небольшого радиуса вскрываемого пласта с целью повышения продуктивности. Такой подход ориентирован на месторождения запасов высоковязкой нефти с отложениями парафинов и смол. В этот метод входит процесс создания пожара внутри пласта, циклическая обработка паром и терморастворение нефти при помощи воды [4].

Физико-химические методы направлены на заполнение продуктивных пластов специальными веществами, при помощи которых увеличивается подвижность вытесняемой нефти из-за улучшения отмывающих свойств воды. Такой способ хорошо подходит для обводненных скважин и истощенных месторождений с запасами низковязкой нефти, Метод включает в себя применение технологий со следующими рабочими жидкостями: мицеллярные растворы; растворы с органической составляющей; щелочные растворы; растворы полимерных соединений; растворы на водной основе с применением ПАВ.

В газовом методе происходит заполнение пластового пространства каким-либо газом (азот, углекислый газ, углеводородный газ) или воздухом. Газ нагнетают в коллектор с целью создания газовой шапки и последующим отбором углеводородов из скважин, расположенных на участках глубже по горизонту. После процедуры нагнетания происходит процесс низкотемпературного окисления с последующей выработкой рабочего вещества, состоящего в основном из соединений углекислого газа, азота и широких фракций легких нефтей.

Технологию гидродинамического повышения нефтеотдачи пласта относят к объёмным методам воздействия, у которых рабочей жидкостью является простая вода. Метод направлен на увеличение площади заводне-

ния пласта, уменьшению существующей на данный момент обводненности получаемой продукции, вытеснению остаточной нефти из пласта [5]. Способ подразделяется на: нестационарное (циклическое) заводнение; скомбинированное нестационарное (циклическое) заводнение; форсированный сбор флюида; изменение движения фильтрационных потоков.

Зарубежный опыт применения технологий

По странам мира, входящим в состав ОПЕК, при помощи только тепловых методов увеличения фильтрационно-емкостных свойств было добыто в общей сумме около 30 млн. тонн нефти. Больше всего технология интенсификации проявила себя в Индонезии и Венесуэле, там было извлечено 17 и 13 млн. тонн на третьем этапе разработки.

На территории Канады обычно используют технологию обработки ПЗП паром, но стоит учесть такой факт, что сейчас там активно проявляет себя метод закачки в пласт кислорода с целью создания и поддержания внутрислоевого горения.

На территории США активно используются газовые методы увеличения нефтеотдачи. Только при помощи этой технологии было создано 170 проектов разработки.

В Китае на данный момент реализуется больше половины всех физико-химических проектов мира.

Отечественный опыт

На данный момент большинство запасов нашей страны относят к трудноизвлекаемым, а процент обводненности продукции на месторождениях доходит до отметки в 70-80 %. С открытием все новых объектов трудноизвлекаемых запасов, падает коэффициент извлечения углеводородов, с 60 % до 35 %. Такое стечение обстоятельств является основой для применения и изобретения новых методов по интенсификации притока углеводородов в скважину, увеличению нефтеотдачи пласта.

К самым используемым методам интенсификации притока на территории нашей страны можно отнести использование технологий термических обработок, при помощи них из недр земли извлекается до 60% всей добычи от остального числа методик обработок пласта.

За тепловыми обработками стоят химические методы интенсификации притока. Кислотные обработки охватывают оставшуюся часть всей добычи углеводородов из пласта.

При примерных расчетах Международного энергетического агентства страны, при помощи проведения каких-либо мероприятий по увеличению коэффициента извлечения нефти и газа добыча в ближайшем будущем значительно возрастет [6].

Заключение

Результатом проведенной работы является решение проблемы снижения дебита скважин при помощи проведения различных мероприятий по интенсификации притока и увеличению нефтеотдачи пласта.

Библиографический список

1. Паникаровский Е. В. Перспективы использования физико-химических методов для увеличения продуктивности скважин / Е. В. Паникаровский, В. В. Паникаровский, И. И. Клещенко. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2006. – № 3. – С. 20-25.
2. Козлов А. В. Статистико-экономический метод подбора технологий интенсификации притока / А. В. Козлов, А. О. Вогинова. – Текст: непосредственный // Московский экономический журнал. – 2020. – № 7. – С. 487-495.
3. Ильина Г. Ф. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов : Учебное пособие / Г. Ф. Ильина, Л. К. Алтунина. – Томск : Изд-во ТПУ, 2006. – 166 с. – Текст: непосредственный.
4. Коршунов Н. В. Современные методы увеличения нефтеотдачи / Н. В. Коршунов. – Текст : непосредственный // Современные инновации. – 2019. – № 6 (34). – С. 14-15.
5. Корчагин М. С. Гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи / М. С. Корчагин, В. В. Иванчишин. – Текст : непосредственный // Молодой ученый. – 2021. – № 15 (357). – С. 72-75.
6. Применение современных методов увеличения нефтедобычи в России: важно не упустить время. – Текст : электронный // npf-its.com : [сайт]. – URL : [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Advanced-recovery-methods-in-Russia/\\$FILE/Advanced-recovery-methods-in-Russia.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Advanced-recovery-methods-in-Russia/$FILE/Advanced-recovery-methods-in-Russia.pdf) (дата обращения 28.12.2022).

Научный руководитель: Забоева М. И., к. т. н., доцент, Тюменский индустриальный университет.

*Аймаммедов Р. Н., Гуллыев Б. Н.
Научно-исследовательский института природного газа
г. Ашхабад, Туркменистан*

ВЕРХНЕЮРСКОЕ НАПРАВЛЕНИЕ ПОИСКОВЫХ РАБОТ ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГАЛКЫНЫШ

Верхнеюрским карбонатным отложениям газового месторождения Галкыныш уделяется большое внимание как одному из основных поисково-разведочных объектов. В процессе петрофизических исследований отложений установлено, что разрез продуктивной толщи верхней юры содержит коллекторы с различными типами пористости. Результаты макро и микроскопического анализов позволили установить, что для продуктивной части карбонатов основными являются трещинно-поровый и кавернозно-поровый типы коллекторов. В одном и том же образце породы обычно наблюдаются поры различного вида.

В последние годы одной из важнейших задач топливно-энергетического комплекса Туркменистана является дальнейшее наращивание сырьевой базы углеводородов. Известно, что в Восточном Туркме-

нистане сосредоточены наиболее крупные и сложнопостроенные месторождения из выявленных в стране промышленных скоплений природного газа. Эта область – высокоёмкая газовая стратегия Туркменистана. В ее пределах открыто гигантское месторождение газа, Галкыныш. На вышеуказанной территории ныне актуальным является, прежде всего, верхнеюрское направление нефтегазопоисковых работ ориентированное, в основном, на титонские надсолевые и келловей-оксфордские подсолевые отложения. В силу единства структурно-тектонического развития и условий осадконакопления в различные периоды юрского времени, для рассматриваемого региона характерен единый тип разреза, в общих чертах сопоставимый с разрезом юрских отложений восточного Туркменистана, где стратификация различных литологических горизонтов обоснована фаунистически в объёмах местного свитного деления. Это обстоятельство позволяет использовать метод петрофизических аналогий для определения стратиграфической принадлежности вскрытых скважинами фаунистических отложений и применять их для стратиграфического расчленения разреза приведённых геофизических исследований скважин.

Исследования коллекторских свойств продуктивных пластов является неотъемлемой частью исследовательских работ по оценке запасов газовых и газоконденсатных месторождений и при проектировании их разработки. В нашем Научно-исследовательском институте природного газа государственного концерна «Туркменгаз» проводятся ежегодно исследования физических свойств образцов керна, с целью определения их пористости, газопроницаемости, остаточной водонасыщенности, карбонатности, наличия нерастворимого остатка, удельного электрического сопротивления пород и т. д. Помимо этого, расчётным путём определяются удельный и объёмный вес, эффективная пористость, коэффициент газонефтенасыщенности пород и т. д. Все вышеперечисленные параметры используются при подсчёте и пересчёте запасов углеводородного сырья. Для коллекторов сложного строения и типа, которыми являются карбонатные разрезы уникального базового месторождения Галкыныш и ряда других площадей, отсутствие петрофизических исследований, создает значительные трудности при подсчёте запасов газа. Поэтому, изучение сложных по структуре поровых пространств (трещиноватость, кавернозность) и литологически неоднородных коллекторов выполняется комплексно: по петрофизическим исследованиям керна, геофизическим и гидродинамическим исследованиям в скважинах.

В лабораторных исследованиях коллекторских свойств пород продуктивных горизонтов в разрезе поисково-разведочных площадей, необходимым условием является полноценная оценка изучаемого разреза. С этой целью, в лаборатории Научно-исследовательского института природного газа проводился комплексный анализ горных пород продуктивных гори-

зонтов юрского разреза Восточного Туркменистана. Анализу подвергались образцы карбонатных коллекторов верхнеюрского (келловей-оксфордского) возраста, отобранные из наиболее представительных по керну газопромысловых горизонтов. При этом комплексно изучались фильтрационно-ёмкостные свойства, как в вертикальном, так и в параллельном направлениях.

Количественное и качественное определение коэффициентов пористости горной породы проводилось по общепринятой методике. Таким образом, определялся объём поровых пространств породы. В нашем случае определение пористости проводилось для всех основных литологических разновидностей пород верхнеюрских карбонатных толщ, таких как известняки, доломиты и их смешанные разновидности. Для составления графиков зависимостей между коэффициентами открытой и эффективной пористости на основе статистических комплексных исследований, были получены промысловые данные лабораторных работ, были измерены в атмосферных и пластовых условиях коэффициенты пористости. Следует отметить, что замеры в атмосферных условиях не совсем точно характеризуют пористость и проницаемость пород в пластовых условиях. В условиях пласта, под действием всестороннего давления поровые каналы могут сужаться, усложняется их конфигурация, что ведет к снижению проницаемости, которая может быть охарактеризована коэффициентом сжимаемости пор.

Петрофизические исследования выполнялись с помощью статистического, в частности регрессионного анализа. Для регрессионного анализа и составления графиков корреляционных зависимостей между коэффициентами открытой и эффективной пористости были использованы данные пористости отложений, вскрытых на площади Галкыныш.

Получены результаты коррелируемости данных для продуктивных горизонтов, сложенных пористыми-кавернозными и трещиноватыми карбонатами. В коллекторах промысловых горизонтов газового месторождения Галкыныш установлена тесная статистическая связь между коэффициентами. Пройденный интервал разреза сложен пористо-кавернозными известняками и их доломитизированными разновидностями. Из этого следует, что в промысловых горизонтах поровые пространства связаны функциональными переходами. Кроме того, породы имеющие крупнокавернозное строение пористости обладают категориями хороших коллекторов.

Наиболее сложные зависимости фильтрационно-ёмкостных и вододерживающих свойств наблюдаются в карбонатных коллекторах. Разброс значений газопроницаемости при одних и тех же значениях пористости, в пределах одного литотипа пород может достигать 2-3 порядков. В то же время, в отличие от пористости, газопроницаемость весьма чувствительна даже к незначительным изменениям в структуре ёмкостного пространства,

вызванных сменой условий седиментации, диагенеза и постдиагенетическими преобразованиями.

Для статистических построений использовались коэффициенты абсолютной и эффективной газопроницаемости, полученные в ходе лабораторных исследований, для газового месторождения Галкыныш. Привлекались также данные, как по перпендикулярным, так и по параллельным осям керна. При определении зависимости газопроницаемостей не рассматривались большие трещиноватые породы. Эффективная газопроницаемость горных пород изучалась в остаточном водонасыщенном состоянии. Анализ взаимоотношений коэффициентов абсолютной и эффективной газопроницаемости показывает, что между ними существует статистическая связь. Также были рассмотрены значения газопроницаемости породы для направлений, перпендикулярных к пластованию. В этом случае, устанавливаются такие же взаимосвязи, как и при параллельной направленности.

Необходимо отметить, что плотность ниже у тех коллекторов, у которых водоудерживающая способность больше, что означает большее содержание воды. Образцы с высокой водоудерживающей способностью обладают высокой общей, но малоэффективной пористостью. Степень газонасыщенности коллекторов зависит от величины пористости, характера цементации, строения пустых пространств и других факторов. Объёмная плотность коллекторов с высокой водоудерживающей способностью меньше, чем у тех, в которых цементация происходит за счет минералов с низкой водоудерживающей способностью.

Исследования петрофизических свойств отложений, вскрытых в пределах газопромысловых горизонтов газового месторождения Галкыныш, показывают, что ёмкостно-фильтрационные параметры коллекторов уверенно коррелируются между собой. Фильтрационно-ёмкостные свойства рассматриваемой толщи комплексно изучены, как по вертикали, так и по латерали. Для выявления математических закономерностей взаимозависимостей петрофизических параметров использовался регрессионный анализ, позволивший установить, что в разрезе верхнеюрской карбонатной толщи присутствуют коллекторы с различными типами пористости. Наряду с кавернозно-межзерновым типом пористости встречаются коллекторы трещинного типа.

При оценке пористости, газопроницаемости, водонасыщенности верхнеюрских пород газового месторождения Галкыныш обнаружена существенная неоднородность пластов. Характер корреляционных зависимостей определяется составом и строением отложений. Учитывая ярко выраженную неоднородность толщи, установлены интервалы доверительности, охватывающие большинство точек на графике. Корреляционный анализ позволил выявить прямые зависимости между основными коллекторскими свойствами.

Таким образом, при оценке пористости газового месторождения Галкыныш возникает проблема, связанная с неоднородностью самого пла-

ста, выявленная в результате проведенного исследования. Рассматриваемый пласт следует относить к коллекторам, поскольку его пористость имеет высокие значения в интервале доверительности.

Библиографический список

1. Авчян Г. М. Петрофизика осадочных пород в глубинных условиях / Г. М. Авчян, А. А. Матвеев, З. Б. Стефанкевич. – Москва : Недра, 1979. – 224 с. – Текст: непосредственный.
2. Геология СССР. Т. XXII. Туркменская ССР. Геологическое описание. – Москва : Недра, 1972. – 768 с. – Текст: непосредственный.
3. Добрынин В. М. Петрофизика / В. М. Добрынин, Б. Ю. Вендельштейн, Д. А. Кожевников. – Москва : Недра, 1991. – 368 с. – Текст: непосредственный.
4. Интерберг С. С. Геофизические исследования в скважинах / С. С. Интерберг, Т. Д. Дахкильгов. – Москва : Недра, 1982. – 351 с. – Текст: непосредственный.
5. Орлов Л. И. Петрофизические исследования коллекторов нефти и газа / Л. И. Орлов, Е. Н. Карпов, В. Г. Топорков. – Москва : Недра, 1987. – 216 с. – Текст: непосредственный.

Научный руководитель – Иламанов Т. И., канд. геол.-минерал. наук, главный научный сотрудник.

Байкабулова А. Б.

*Международный университет им. Ягшыгелди Какаева,
г. Ашхабад, Туркменистан*

РЕЖИМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Основные формы пластовой энергии, следующие: 1) потенциальная энергия жидкости в поле тяготения; 2) потенциальная энергия деформации жидкости; 3) потенциальная энергия деформации пласта; 4) потенциальная энергия свободного газа; 5) потенциальная энергия окклюдированного газа.

Режим эксплуатации пласта влияет на; 1) конструкция скважины; 2) дебит скважины; 3) размещение скважины на структуре и площади газоносности; 4) систему сбора и подготовки газа, конденсата и нефти; 5) коэффициент газа и нефти отдачи; 6) оборудование и технологический режим работы конденсатоперерабатывающего завода; 7) диаметр и толщину стенок и труб технологические параметры работы начального участка магистрального газопровода большой длины; 8) все технико-экономические показатели системы дальнего газоснабжения.

До начала эксплуатации залежи предположительно можно судить о будущем режиме эксплуатации по: а) геологической аналогии; б) данным расчетов о продвижении воды; в) опыту эксплуатации газовых залежей.

Во время эксплуатации залежи ее режим устанавливается достоверно по следующим фактическим данным: 3 а) обводнение скважин краевой или подошвенной водой; б) перемещение газодонефтинового контактов; в) форме графика зависимости приведенного средневзвешенного по объему парового пространства залежи $\sim p / \sim z$ от объема извлеченного из залежи газа (нефти) Q_d . типичные зависимости $\sim p / \sim z$ от Q_d изображены на рисунке.

Для зависимости $\sim p / \sim z$ от Q_d 1 преобладающая форма пластовой энергии – потенциальная энергия упругого расширения газа. Существенного изменения начального газонасыщенного объема порового пространства пласта во время не происходит, т. е. $\Omega_n = \text{const}$. При одинаковом темпе отбора газа, как для зависимостей 2 и 3, темп уменьшения давления в залежи наибольший и постоянный. Режим эксплуатации залежи в этом случае называется газовым. Зависимость $\sim p / \sim z$ от Q_d 3 указывает на неизменность во времени начального приведенного пластового давления. При этом начальный газонасыщенный объем порового пространства залежи существенно уменьшается за счет поступления пластовой воды в газонасыщенную часть залежи. Пластовая вода вытесняет газ, который при этом почти не расширяется. К примеру, рассмотрим газовую залежь пластового типа, расположенную в центре водонапорной области бесконечной протяженности. Газонасыщенная часть пласта и водонапорная область однородны по проницаемости и пористости. В начальный момент давления газонасыщенной и водонапорной области одинаковы и равны начальному давлению в газовой залежи. Движение воды в ранее газонасыщенной части залежи для каждого интервала времени рассматривается как установившийся для несжимаемой жидкости. Коэффициент фазовой проницаемости для воды в обводненной зоне – функция объемной газонасыщенности обводненной зоны. Объемная газонасыщенность обводненной зоны зависит от темпа отбора газа, определяющего скорость уменьшения давления в обводненной зоне, и от абсолютной величины средневзвешенного по объему порового пространства обводненной зоны пласта давления. При изложенных предпосылках давления на начальном круговом контуре газоносности (на стенке «укрупненной скважины») определяется в зависимости от граничных условий (пласт бесконечный или конечных размеров, замкнутой или имеющий выход на дневную поверхность) по данным точного решения задачи Ван-Эвендингеном и Херстом с использованием метода суперпозиции полей давления. Отбор газа из залежи считается известной функцией времени. Режим эксплуатации залежи называется жестким, водонапорным. Этот режим в практике разработки газовых залежей встречается редко. Чаще встречается упруговодонапорный режим 2.

Вначале незначительное продвижение воды в залежь практически не влияет на $\sim p / \sim z$. Далее зависимость $\sim p / \sim z$ от Q_d прямолинейный участок, по которому для газовых залежей массивного типа можно определить начальные запасы газа и начальную газонасыщенность обводненной зоны.

При разработке крупных по площади газоносности и запасам газа месторождений пластового типа с большим числом УКПГ отдельные части месторождения (УКПГ) выступают в эксплуатацию в разное время. Разница во времени ввода в эксплуатацию первой и последней УКПГ может достигать 5-7 лет и более.

Равномерность ввода в эксплуатацию УКПГ приводит к тому, что часть месторождения эксплуатируются при различных режимах, от газового в районе строительства последней УКПГ до жесткого водонапорного в районе эксплуатации первой УКПГ.

Для крупных газовых месторождений большое практическое значение имеют очередность строительства УКПГ, темпы отбора газа на различных частях месторождения (производительность УКПГ), изменение давлений в газонасыщенном пласте в пространстве и во времени. Особенно сложно определить среднее давление в месторождении и рассчитать запасы газа в нем по методу падения среднего давления.

Возможны различные методы (очередность) строительства УКПГ и ввода частей месторождения в эксплуатацию: 1) поступательный (однонаправленный) вдоль продольной оси складки; 2) центральнопоступательный (двухсторонний) от периферии к своду (центру) складки; 3) периферийнопоступательный (двухсторонний) от центра складки к периферии.

Практика показывает, что во многих случаях осуществляется поступательный вдоль продольной оси складки метод. В этом случае первая УКПГ строится на периклинален, ближайшей к началу магистрального газопровода, в том же порядке строятся ДКС, постепенно удлиняется промысловый газосборный коллектор.

На установление режимов эксплуатации различных частей крупных газовых месторождений массивного типа большое влияние оказывают метод вскрытия продуктивной газонасыщенной толщи скважинами, темп отбора газа из различных частей (объемов) порового пространства пласта по разрезу, характеров продвижения воды в газонасыщенную часть залежи.

При эксплуатации месторождениями батареями кустов из четырех-пяти скважин центральная скважина перекрывает обсадной колонной всю толщу, вскрывает водонасыщенную часть под ГВК. Она является наблюдательной. Две скважины вскрывают газонасыщенную часть, не доходя до поверхности ГВК на 20 и 50 м, две другие вскрывают сверху газонасыщенный разрез, не доходя до ГВК на 100 и 150 м. Наибольший отбор газа производится из верхней части разреза, меньше – из средней и минимальной – из нижней, приконтактной области месторождения.

Основная задача дифференцированного метода вскрытия разреза – равномерная выработка месторождения и создания условий для предпочтительного движения подошвенной воды снизу-вверх.

Библиографический список

1. Ширковский И. А. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений / И. А. Ширковский. – Москва : Недра, 1987. – 132 с. – Текст: непосредственный.

Научный руководитель – Гафурова М. О., доцент.

Велиев Р. А., Савельева Н. Н.

Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ОРЭ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Для определения наилучшей кратности проницаемости между пластами, проведена гидродинамическая модель. В этой модели было два пласта, отделенных глинистой перемычкой, и девять скважин, одна из которых была нагнетательной, а остальные – добывающими. В ходе исследовательской работы расчеты проводились при совместной и при одновременно-раздельной эксплуатации скважин и остановке прогнозных расчетов при дебите нефти 0,1 т/сут и обводненности больше 98 %.

Для выявления зависимости от проницаемости была опробована четыре варианта разработки пластов, с разной кратностью проницаемости между объектами: 1/3 мД, 1/10 мД, 1/22 мД, 1/63 мД.

Результаты гидродинамической модели показали, что оптимальной является кратность проницаемости 1/3 мД при совместном использовании скважин. За 26 лет добычи было отобрано 311 тысяч м³ нефти, при этом отбор от начально извлекаемых запасов составляет 95,8 %, а конечный коэффициент извлечения нефти - 0,334.

При расчетах, было выявлено, что при одновременно-раздельной эксплуатации, самые оптимальные технологические показатели получились при кратности 1/3. Однако при совместной эксплуатации, показатели чуть выше, чем при ОРЭ, с такой кратностью. В других же случаях, показатели одновременно-раздельной эксплуатации выше, чем при совместной разработке.

Было получено 2 кривые, которые характеризуют эффективность одновременно-раздельной эксплуатации:

1. прирост максимальных темпов отборов от НИЗ в зависимости от кратности проницаемости по сравнению с разработкой пластов единым фильтром (рис. 14);

2. зависимость прироста конечного КИН от кратности проницаемости при применении ОРЭ (рис. 2).

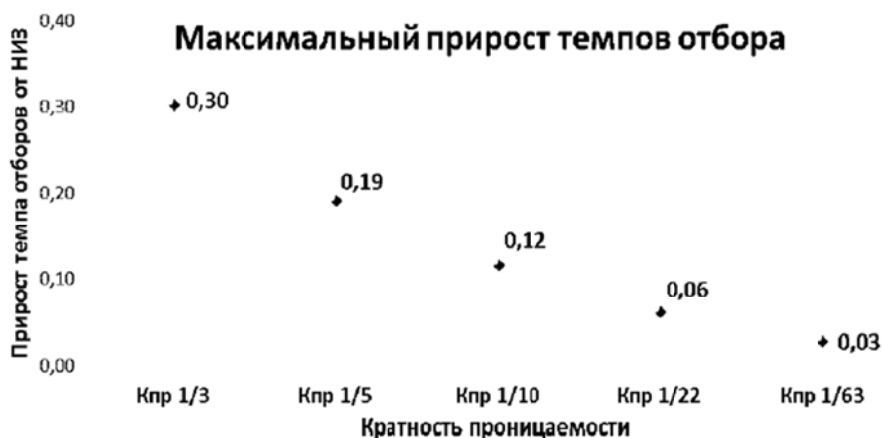


Рисунок 1. Зависимость прироста максимальных темпов отбора от НИЗ от кратности проницаемостей на первый взгляд эти графики имеют противоречивые выводы

Исходя из первого графика эффективность ОРЭ выше в том случае, чем меньше кратность проницаемостей. А согласно второму графику, показывающему прирост конечного КИН в результате внедрения ОРЭ, эффективность выше при увеличении кратности проницаемостей. Связано это противоречие с тем, что первый график больше характеризует первые годы эксплуатации с установкой ОРЭ, а второй характеризует полноту выработки, которая достигается при применении ОРЭ. Соответственно, в зависимости от целей разработки и ожидаемого экономического эффекта необходимо для себя определить золотую середину, которая будет являться оптимальным компромиссом между интенсивностью разработки первых лет и полнотой выработки на перспективу.

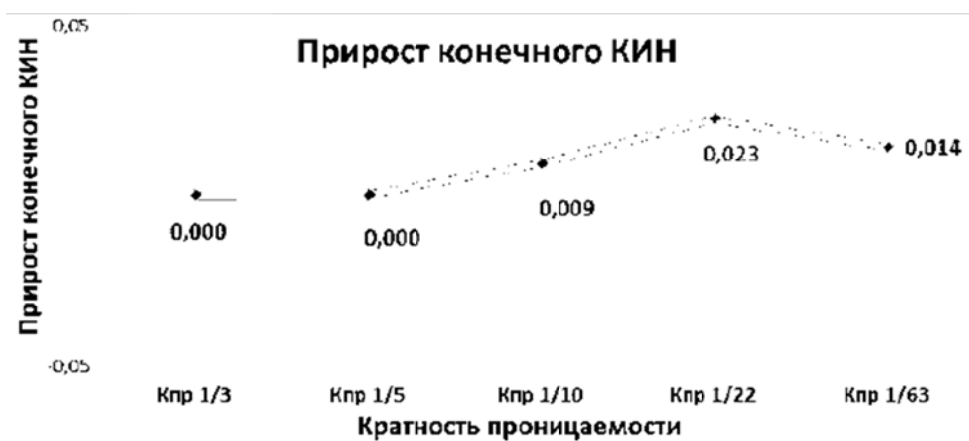


Рисунок 2. Зависимость прирост конечного КИН от кратности проницаемостей

При минимальных отличиях в проницаемостях увеличивают темпы добычи, а при значительном различии проницаемостей, они могут повысить конечный коэффициент нефтеотдачи (КИН). На первый взгляд, идея

заключается в простых вычислениях: чем больше различие между проницаемостями пластов, тем больше эффект от применения технологии повышения нефтеотдачи. Однако, наши исследования свидетельствуют об обратном результате. Так, при перегибе точки, равной примерно $1/20$, эффективность снижается, что требует от нас более тщательное рассмотрение этого вопроса.

Подводя итоги исследовательской работы сделан вывод, что эффект от применения ОРЭ напрямую зависит от проницаемости пластов.

В результате наших исследований мы пришли к выводу, что эффективность применения ОРЭ напрямую зависит от разницы в проницаемости пластов. Стало очевидным, что чем больше разница между проницаемостями пластов, тем более выражен эффект от применения технологии. Однако при кратности проницаемостей более $1/20$, эффективность применения несколько снижается. В таких случаях лучше использовать ее на коротких интервалах времени, нацеленных на получение максимального прироста. В долгосрочной перспективе более целесообразным является выработка низкопроницаемых плат с помощью возвратных фондов.

Применение ОРЭ для двух пластов, которые отличаются между собой кратностью проницаемостей до 5, не приводит к существенному увеличению КИН, но значительно позволяет увеличить текущую добычу, следовательно, повышается интенсивность добычи первых лет, что, в свою очередь, улучшает экономические показатели (окупаемость проекта). Но на конечную выработку запасов это не влияет.

Точка перегиба является золотой серединой между оправданным применением технологии ОРЭ и возвратным фондом. При кратности проницаемостей $1/22$ достигается наилучший эффект от технологии ОРЭ.

Данный вывод подтверждается по факту на 01.02.2014 г.: при кратности проницаемостей от 8 до 19 получен наибольший суммарный прирост дебита нефти. При слишком большой разнице проницаемостей планируемый эффект не достигнут. Как видим, фактические данные очень близко коррелируют с выводами, полученными при модельных расчетах.

Итак, наши исследования показали, что использование технологии повышения нефтеотдачи эффективно при соответствующей разнице проницаемости пластов, и что для достижения максимального результата важно учитывать точку перегиба эффективности. Выбор правильного подхода к применению этой технологии может положительно повлиять на текущую добычу нефти и улучшить общие экономические показатели проекта

Библиографический список

1. Афанасьев В. А. Стратегия применения технологии одновременно-раздельной эксплуатации скважин на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» (статья) / В. А. Афанасьев, И. В. Захаров, С. Н. Матвеев, Ю. К. Цику // Вопросы геологии, буре-

ния и разработки нефтяных и газовых месторождений Сургутского региона : Сборник научных трудов СургутНИПИнефть. Вып. 11. – Москва : ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2010. – С. 138-142. – Текст: непосредственный.

2. Цику Ю. К. Сургутнефтегаз: конструкции одновременно-раздельной и совместной добычи нефти / Ю. К. Цику. – Текст: непосредственный // Нефтегазовая вертикаль. – 2013. – № 20. – С. 62-64.

3. Проблемы внедрения технологии одновременно-раздельной эксплуатации на многопластовых месторождениях России / В. А. Афанасьев, В. А. Захаров, И. В. Захаров, С. Н. Матвеев, Ю. К. Цику. – Текст: непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 7. – С. 94-97.

Колычев П. А., Гайниев А. В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГРП НА ПОВХОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Одним из наиболее перспективных и эффективных методов, применяемых на Повховском месторождении, является бурение вторых стволов. Необходимость проведения анализа технологической эффективности данного мероприятия заключается в том, что бурение вторых стволов является как методом интенсификации добычи углеводородов, так и методом увеличения нефтеотдачи в результате увеличения области дренирования запасов.

Использование технологии ЗБС на Повховском месторождении ведется с 1997 года. Всего на месторождении было пробурено и введено в эксплуатацию 318 вторых стволов, из которых: 259 скважин с наклонно-направленным окончанием (ЗБВС) и 59 скважин с горизонтальным окончанием (ЗБГС). Высокообводненные, малодебитные и аварийные скважины, которые не могли эксплуатироваться по техническим причинам, использовались в качестве скважин-кандидатов для ЗБС. Скважины бурились в зоны пласта где реализован проектный фонд скважин и происходит выработка запасов, а также в неразбуренные краевые зоны пласта.

В период 1997 – 2018гг на объекте БВ₈ было пробурено и введено в эксплуатацию 270 ЗБС, из них 233 скважины с ЗБВС и 37 скважин с ЗБГС. По состоянию на 1 января 2019 года дополнительная добыча нефти от проведения ЗБС составила 5458,1 тыс. тонн, в среднем 17,2 тыс. тонн на скважинно-операцию, рисунок 1. Большая разница в среднем дебите нефти боковых стволов, пробуренных в первые и последние годы внедрения этого метода, обусловлена в основном применением гидроразрыва пласта. Практически все боковые стволы, включая горизонтальные, с 2007 года вводятся в эксплуатацию с проведением ГРП, рисунок 2.

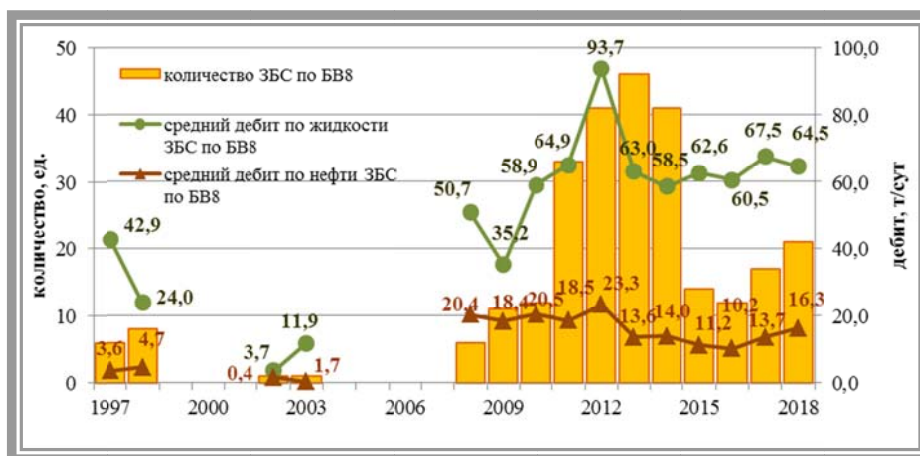


Рисунок 1. Средние дебиты ЗБС/количество ЗБС по годам на объекте БВ8

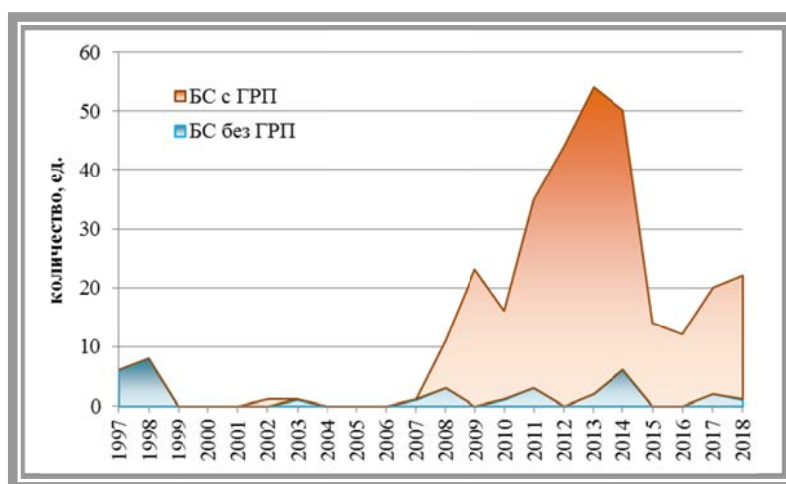


Рисунок 2. Динамика применения гидроразрыва при вводе боковых стволов

Эффективность ГРП была также продемонстрирована применением на боковых стволах, которые изначально вводились в эксплуатацию без применения гидроразрыва пласта, рисунок 3.

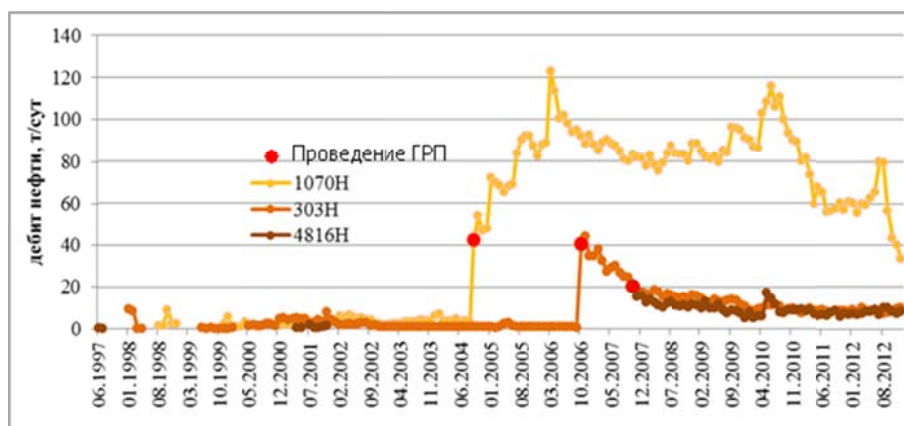


Рисунок 3. Дебит нефти боковых стволов скважин 4816Н, 303Н и 1070Н

На пласте БВ8 зарезка боковых стволов доказала свою результативность в вопросе добычи дополнительных и остаточных углеводородов, что подтверждают данные за проектный период (2013-2018). Таким образом, прослеживается увеличение добычи дополнительных углеводородов даже при запаздывании фактической добычи над проектной (рисунок 4).

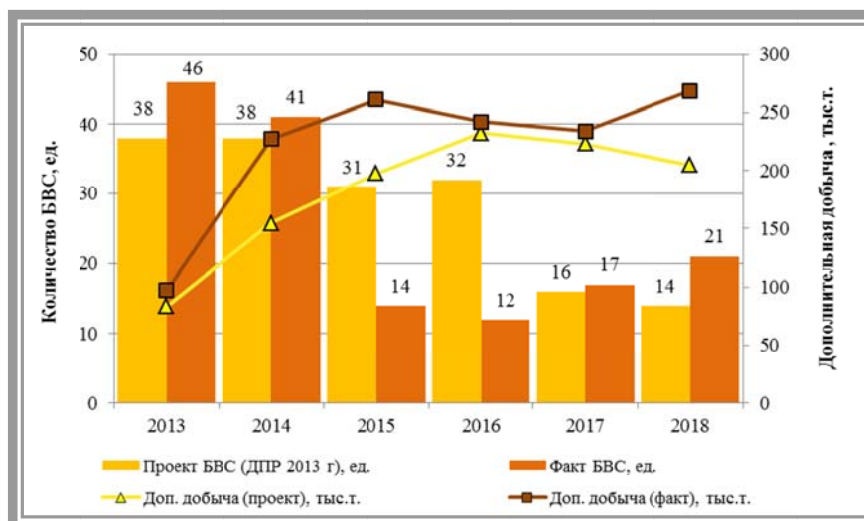


Рисунок 4. Сравнение проектных и фактических показателей добычи и объема БВС за проектный период на объекте БВ8

Разницу между проектной и фактической добычей углеводородов повлекло расширение объема бурения скважин с горизонтальным окончанием в совокупности с многоступенчатым гидравлическим разрывом пласта. Этот выбор допустил бурение вторых стволов с большими отходами, и в то же время обеспечить контролируемую разработку трудноизвлекаемых запасов, которые относятся к неразработанной части объекта БВ8.

Поскольку пласт БВ8 – это основной объект разработки Повховского месторождения, то для зарезки вторых стволов скважин необходимо высокое качество проектирования, так как ЗБС является одним из важнейших видов геолого-технических мероприятий. Увеличить продуктивность проектирования зарезки боковых стволов позволяет высокое качество исходной информации (определение профиля притока, замеры пластового давления, инклинометрия, определение текущего насыщения и т. д.). Также при проектировании бурения вторых стволов должна быть проведена оценка выработки запасов углеводородов в разрезе продуктивного пласта и предварительный расчет ожидаемой добычи углеводородов планового бурения скважин.

Библиографический список

1. Технологический проект разработки Повховского нефтяного месторождения ХМАО-ЮГРЫ Тюменской области (Протокол ЦКР № 342 от 16.12.2019). – Тюмень, 2019. – 862 с. – Текст : непосредственный.

2. Кудря С. С. Материал выступления зам. начальника ОГСЗБС по ГРП АО «Самолорнефтегаз» на тех. конференции «Эксплуатация горизонтальных скважин после многостадийного ГРП» (17-19.09.2014 г.). – Самара, 2014. – 18 с. – Текст : непосредственный.

3. Керимов М. З. Основные особенности разработки нефтегазовых месторождений горизонтальными скважинами / М. З. Керимов // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 12. – С. 44-48.

Научный руководитель – Инякина Е. И., канд. тех. наук, доцент.

Гизатуллин М. Н.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В РАЙОНАХ ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЫ

Российская Федерация имеет самую большую территорию в мире, включающую в себя различные климатические зоны. 65 процентов всей территории РФ занимают районы вечной мерзлоты.

В 21 веке, углеводородные вещества являются главными источниками энергии для передовых стран. По анализу на 2022 год, район вечной мерзлоты Российской Федерации насчитывает более 30 трлн.куб.м. газа. Всего исследователи выделяют 3 основных сектора Арктической зоны России.

Первый сектор – Западный. Начиная от Кольского полуострова и заканчивая северными районами горного Урала, этот район так же затрагивает шельфовые области двух морей: Белого и Баренцева.

Второй сектор – Центральный. Он охватывает южные острова архипелага Северная Земля, полуостров Таймыр и палеошельф Северо-Сибирской низменности, помимо этого сюда входит зона Среднесибирского плоскогорья. Области акватории входящие во второй сектор – шельфы Карского и моря Лаптевых.

Третий сектор – Восточный. Занимает почти всю территорию Якутии и Камчатки. Помимо этого, сектор включает в себя прибрежные зоны Восточно-Сибирского моря.

Перспективы развития северных регионов страны и освоения новых газовых месторождений очень высоки, начиная с 2000-ых годов ежегодно открываются газовые месторождения, а одно из самых больших месторождений – Уренгойское, было открыто более полувека назад.

Российский газ занимает почти половину объема от всего мирового газа, примерное количество подсчитанных запасов 38-50 трлн.куб.м., и сегодня это только примерный подсчет. При таких же темпах расхода и добычи газа, этих ресурсов хватит еще на 60 лет.

Первые геологические работы в регионе Ямало-Ненецкого автономного округа начались еще в 40-х годах прошлого столетия. Первая пробу-

ренная на Ямале скважина, вблизи поселка Мыс Каменный, была глубиной в 132,5м и не смогла преодолеть многолетнемерзлые породы. Поскольку техника и технологии не позволяли проводить масштабную разведку, все исследования были лишь эпизодическими.

В начале 60-х годов началась обширная сейсморазведка территории. Этот период стал сезоном многочисленных открытий новых месторождений. Большинство известных месторождений ЯНАО были открыты в течение следующих 10 лет.

Сегодня, помимо открытия новых месторождений углеводородов, существует необходимость в мониторинге региона вечной мерзлоты, поскольку из-за обширного воздействия человека в этом районе, происходят аварии и природные изменения, которые в дальнейшем могут оказывать пагубное влияние на жизнь и работу людей в регионе.

Из-за огромного количества существующих скважин и необходимости использования термальных технологий, для нагрева пласта и призабойной зоны, происходит деформация глубинного и поверхностного слоя земли. Все это вызывает нарастание аварийности надземных сооружений.

Рассмотрим методы геологической разведки, которые применяются современными специалистами.

На первых этапах геологических работ проводится космическая съемка территории. При воздействии ультрафиолетом на углеводородные соединения, последние излучают видимый световой спектр. С помощью этого процесса определяются территории благоприятные для дальнейшего исследования.

Геофизические методы: электрическая и магнитная сейсморазведка, аэро- и землянная гравитационная съемка, радиометрические и геоакустические исследования. Какими великовозрастными не были геофизические методы, они остаются основными способами подробного исследования пластов Земли. С совершенствованием технологий совершенствуются и способы проведения разведки при помощи сеймики.

Бурение: проведение скважин и оценка свойств пород, путем их исследования. Раньше скважины не могли пробить слои с промезлой породой, но, в наши дни, с применением современных инструментов работы с вечномерзлыми породами, перед человеком нет непреодолимых для исследования зон. Бурение разведочной скважины, за счет технологий термообработки пород, не доставляет больших трудностей.

Информационно – аналитический метод: анализ современных и исторических данных, связанных с геологическими процессами в данном регионе. Время стало одним из способов проведения исследований этих районов.

В современных исследованиях региона вечной мерзлоты используются комбинации различных методов, что позволяет более точно определить геологические особенности и условия в данном регионе.

В конце хотелось бы отметить, что геологоразведка в районах вечной мерзлоты проблематична в основном по причине трудности работы человека в данных условиях, но помимо этого у геологов также возникает проблема в преодолении мерзлого грунта. Первые скважины, заложенные еще более полувека назад, привели к малочисленным результатам и были почти бесполезны. Однако сегодня, человек научился применять все известные ему способы исследования и в Арктической зоне. Все больше и больше правительством Российской Федерации и компаниями делается уклон в развитие этих регионов.

Давно всем известные способы проведения поисковых работ, получили поддержку от новых технологий исследования территории. Возможности проведения космической съемки для анализа перспективных районов, снижает необходимость в пребывании человека на месте большого удаления от цивилизации. В совокупности, все методы и создают технологичную и современную структуру проведения геологической разведки, которая уже сегодня стремится стать лучше и эффективнее.

Библиографический список

1. Минерагения континентальной окраины и шельфа Арктической зоны России / А. М. Иванова, А. Н. Смирнов, В. Д. Каминский [и др.] // 70 лет в Арктике, Антарктике и Мировом океане : Сборник научных трудов: посвященный 70-летию юбилею НИИГА-ВНИИОкеангеология / Министерство природных ресурсов и экологии РФ, Федеральное агентство по недропользованию, Российская Академия наук, ФГБУ "Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и минеральных ресурсов Мирового океана имени академика И. С. Грамберга". – Санкт-Петербург : Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и минеральных ресурсов Мирового океана имени академика И. С. Грамберга, 2018. – С. 342-350. – EDN RJSIRP. – Текст : непосредственный.

Дудина А. С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

ПОСТРОЕНИЕ ДЕТАЛЬНОЙ СЕДИМЕНТАЦИОННОЙ МОДЕЛИ ОТЛОЖЕНИЙ ПЛАСТА ЮВ₂ ВЫНГАПУРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Породы-коллекторы пласта ЮВ₂ связаны с накоплением песчаных аккумулятивных тел в мелководной зоне, характеризующейся приливно-отливными отложениями.

Тела барово-барьерного генезиса являются аккумулятивными телами, наиболее часто встречаемыми в мелководной зоне. Накопление таких тел происходит за счёт перераспределения на мелководье песчаного материала, выносимого реками, волновой деятельностью моря и береговыми течениями. Типовая модель формирования барьерно-барового побережья представлена на рисунке 1.

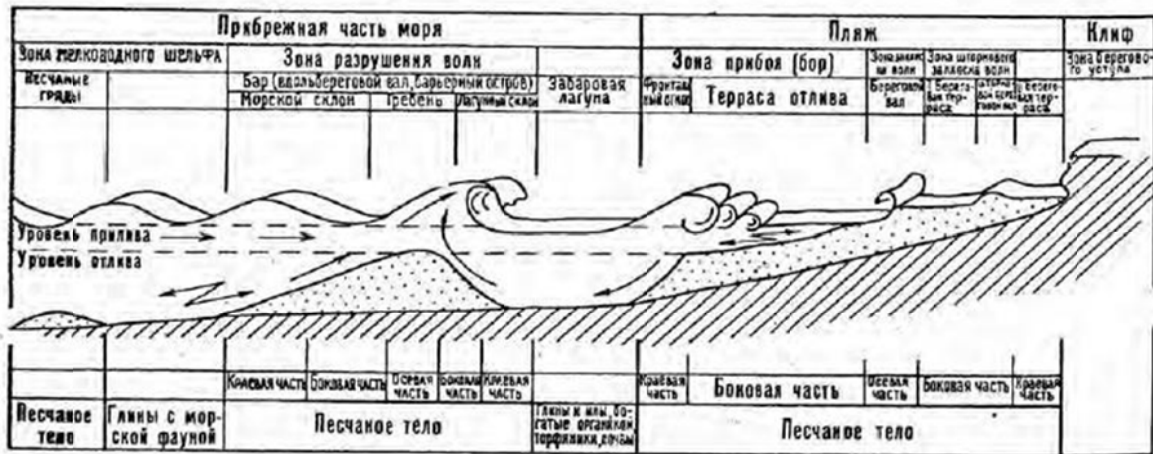
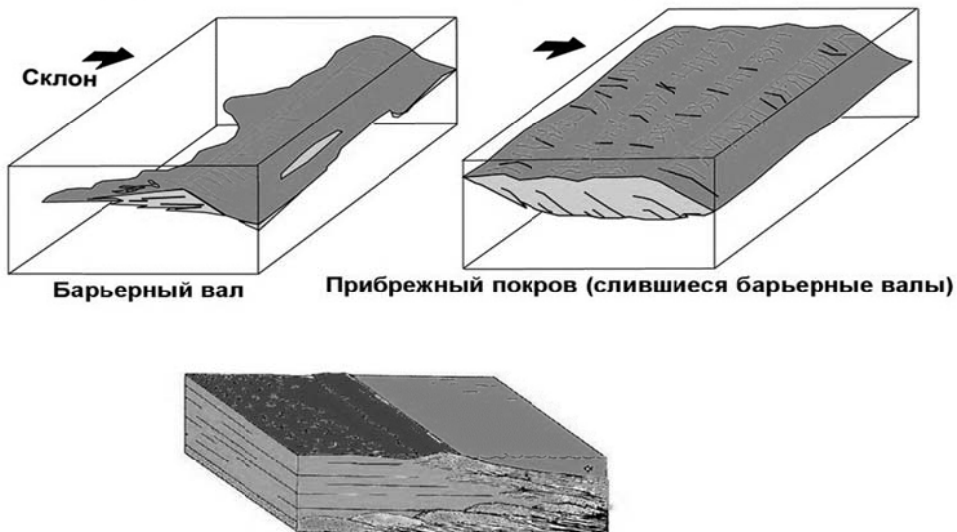


Рисунок 1. Типовая модель образования аккумулятивных песчаных тел в прибрежной части мелководного моря [1]

Для отложений, связанных формированием с песчаными аккумулятивными телами мелководного моря характерна выдержанность пород-коллекторов, их относительная однородность и постепенные переходы между литологическими типами пород.

Как правило, накопления осадков морского бассейна контролируется трансгрессивно-регрессивными циклами изменения уровня моря, за счёт чего происходит миграция по площади барово-барьерных тел. В результате таких миграций, происходит образование песчаных покровных тел, пример которых представлен на рисунке 2.

Морфология коллектора береговых зон



Сложное сочетание песчаных баровых тел, образовавшихся при подъеме и опускании уровня моря

Рисунок 2. Формирование покровных песчаных тел за счёт смещения береговой линии

Пласт ЮВ₂ имеет площадное распространение и вскрыт 200 скважинами в интервале абсолютных отметок от минус 2807,0 (скв. № 614ПО) до минус 3230,9 м (скв. № 127Р).

Формирование пласта ЮВ₂ происходило в условиях приливно-отливного побережья, в преддверии крупной келловейской трансгрессии. В условиях побережья с приливно-отливным режимом основные песчаные резервуары связаны с фациями приливно-отливных дельт, протоков и каналов. Толща пород сложена в основном песчаными породами, которые характеризуются значительными амплитудами ПС. Нижняя часть пласта ЮВ₂ представлена глинистой перемычкой.

Относительно корреляции, приведённой в подсчете запасов 2012 г. границы пласта ЮВ₂ принципиально не изменились. Границы скорректированы с целью единообразия подхода и соблюдения выдержанности отложений, что характерно для мелководно-морских условий седиментации.

В нижней части пласта ЮВ₂ прослеживается локальная угольная, местами углисто-глинистая толща, являющаяся репером при корреляции подошвы.

Общая толщина пласта ЮВ₂ в пределах участка недр изменяется от 16,4 (скв. № 152Р) до 33,3 м (скв. № 5186), и в среднем составляет 24,0 м. На большей части территории наблюдаются толщины от 24,0-28,0 м, понижение до 14,0-16,0 м приурочено к северо-восточной части пласта ЮВ₂ (скв. №№ 96Р и 152Р).

Эффективные толщины варьируют в пределах от 0,4 м (скв. № 522) до 19,2 м (скв. № 8248). Пять скважин вскрыли непроницаемую часть пласта ЮВ₂.

В рамках настоящего отчета граница распространения коллекторской части проведена с использованием атрибута, полученного по результатам нейросетевого моделирования, на рисунке 3.

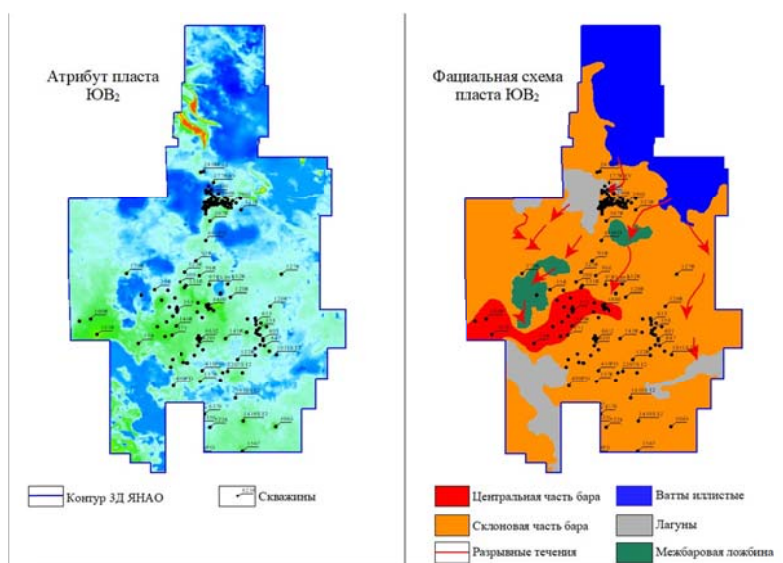


Рисунок 3. Карта атрибута и фациальная схема пласта ЮВ₂ Баровые тела получили развитие и во время осадконакопления пласта

ЮВ₂, локализовавшись в пределах центральной и южной части участка. В тесном парагенезисе с ними находятся зоны лагун, распространённых в южной и северо-западной части территории, а также зоны ложбин, располагавшиеся в центральной области лицензионного участка. В северной части участка преобладали отложения подводного берегового склона.

Библиографический список

1. Муромцев В. С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа / В. С. Муромцев. – Ленинград : Недра, 1984. – 260 с. – Текст: непосредственный.
2. Кузнецов М. А. Подсчет запасов нефти, конденсата, свободного и растворенного газа Вынгапуровского нефтегазоконденсатного месторождения по состоянию на 01.01.2022 г. Кн. 1 / М. А. Кузнецов, С. В. Манухин, В. Л. Стельмахович. – Тюмень : ООО «ТАНДЕМ», 2022. – 165 с. – Текст: непосредственный.
3. Кузнецов М. А. Подсчет запасов нефти, конденсата, свободного и растворенного газа Вынгапуровского нефтегазоконденсатного месторождения по состоянию на 01.01.2022 г. Кн. 2. / М. А. Кузнецов, С. В. Манухин, В. Л. Стельмахович. – Тюмень : ООО «ТАНДЕМ», 2022. – 261 с. – Текст: непосредственный.
4. Кузнецов М. А. Подсчет запасов нефти, конденсата, свободного и растворенного газа Вынгапуровского нефтегазоконденсатного месторождения по состоянию на 01.01.2022 г. Кн. 3. / М. А. Кузнецов, С. В. Манухин, В. Л. Стельмахович. – Тюмень : ООО «ТАНДЕМ», 2022. – 208 с. – Текст: непосредственный.

Научный руководитель: Александров В. М., к. г.-м. н., доцент, кафедра Геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет.

Ефимов М. Э.

Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

ЭВОЛЮЦИЯ УСТРОЙСТВ КОНТРОЛЯ ПРИТОКА: ОТ ПАССИВНЫХ ДО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО ЗАКАНЧИВАНИЯ

На сегодняшний день существуют различные методы по выравниванию профиля притока и предотвращению прорыва воды и газа, к ним относятся применения устройств контроля притока. Устройства контроля притока можно разделить по следующему принципу работы:

1. Пассивное устройство контроля притока – это оборудование нижнего заканчивания, которое требуется для выравнивания профиля притока в скважине[1]. «Пассивное» означает, что нет возможности изменять настройку в процессе эксплуатации скважины. По принципу действия различают две категории пассивных УКП, создающих перепад давления при прохождении флюида через устройство. Первая категория – потери давления на трение (лабиринтные или спиральные), а вторая категория – штуцерные (рисунок 1). Вторая категория наиболее часто используется для выравнивания профиля

притока, ввиду простоты конструкции. Штуцерное УКП, как правило, изготавливается из карбида вольфрама, ввиду высокой эрозионной стойкости, что гарантирует сохранение одного и того же размера с течением времени, несмотря на большой объем жидкости, проходящей через него.

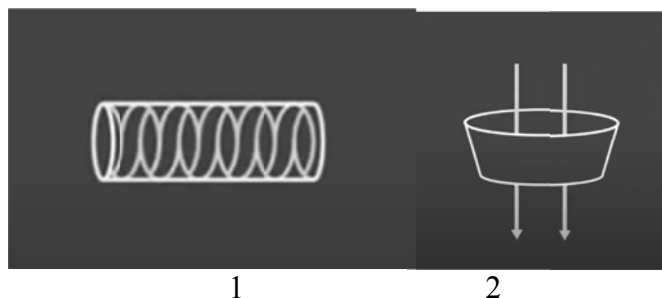


Рисунок 1. Пассивные устройства контроля притока:
1 – потери давления при прохождении через лабиринт;
2 – потери давления при прохождении через штуцер

Пассивное УКП называют устройствами чувствительными к плотности, так как основной величиной, изменяющейся в уравнении УКП является плотность (формула 1).

$$\Delta P = \frac{1}{2} \frac{\rho}{C_d^2 \cdot A^2} Q^2, \quad (1)$$

где ρ – плотность, единственная переменная в уравнении, является параметром, определяющим расход через устройство, $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$;

C_d – коэффициент сопротивления формы, д.е;

A – площадь отверстия штуцера, м^2 ;

Q – скорость потока, $\frac{\text{м}}{\text{с}}$.

Пассивное УКП была первой технологией контроля притока после того как нефтегазовая промышленность перешла от вертикального бурения к горизонтальному. Когда впервые возникла проблема эффекта «пятки» и «носка». Нефть слишком быстро сливалась в «пяточную» часть, что приводило к раннему прорыву газа и воды, тем самым ограничивая добычу нефти из «носочной» части, именно поэтому скважинные трубы были оборудованы пассивными УКП с различными размерами штуцеров. Штуцера меньших размеров были установлены в «пяточной» части, чтобы увеличить сопротивление потоку. Штуцера больших размеров были установлены ближе к «носочной» части, чтобы уменьшить сопротивление потоку. Главная цель состояла в том, чтобы сбалансировать неравномерную добычу по длине скважины[2]. Несмотря на то, что пассивные УКП были успешными в своем применении, их недостаток был замечен как только газ поступил в производственный поток и это стало основной причиной, по которой нефтегазовая отрасль перешла от пассивных УКП (чувствительных к плотности) к автономным УКП (чувствительным к вязкости).

2. Автономное устройство контроля притока (АУКП) – это оборудование нижнего заканчивания, которое предназначается для ограничения определенного фазового состояния в интервале скважины[3].

Автономное устройство контроля притока (АУКП), как правило, чувствительно к вязкости и было разработано для повышения производительности пассивного устройства контроля притока (УКП) чувствительно к плотности. Существует множество различных типов автономных устройств контроля притока, но самой высокой производительностью обладает АУКП с движущейся частью (рисунок 2).

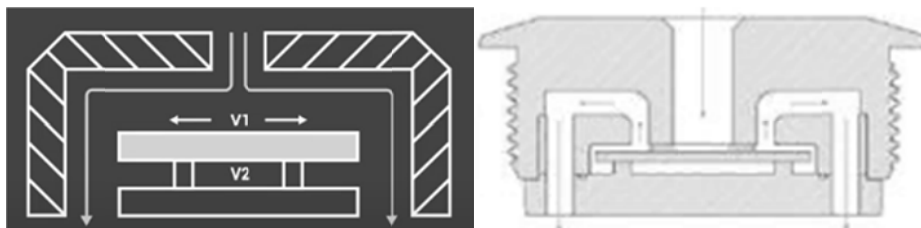


Рисунок 2. Автономное устройство контроля притока

Жидкость поступает в систему АУКП через отверстие. Эта часть устройства выполняет ту же самую функцию, что штуцер пассивного УКП. Разница заключается в том, что АУКП имеет возможность перекрывать входное отверстие своей подвижной частью. В данном случае речь идёт о «левитирующем» диске, который движется автономно. Это означает, что он саморегулируется и не требует никакого контакта с поверхностью или управления. Движение диска основано исключительно на законах физики, когда жидкости различных вязкостей протекают через устройство. Движение клапана обусловлено разницей давлений «над» и «под» «левитирующим» диском (разницей скоростей V_1 и V_2 , зависящих от вязкости флюида) – закон Бернулли. По мере того, как жидкость поступает через отверстие, создается поток жидкости, который будет течь с более высокой скоростью над диском V_1 , по сравнению со скоростью потока под диском V_2 . V_1 создает более низкое давление сверху и за счет более высокого давления снизу создается подъемная сила заставляющая диск «левитировать». Можно сделать вывод, что АУКП зависит от разницы скоростей «над» и «под» диском, для того чтобы перекрывать входное отверстие. Таким образом, существуют ограничения на производительность АУКП:

- Скорость потока V_2 может быть ускорена за счет высокой турбулентности, протекающей под диском, что приводит к снижению необходимой разницы скоростей V_1 и V_2 ;

- Основной поток – это чувствительная часть устройства, это означает, что диск никогда не сможет полностью закрыться и следовательно никогда полностью не перекрывать приток воды. Для создания подъемной силы на диске необходимо поддерживать высокий расход воды;

◦ В пласте с вязкостью нефти близкой к вязкости воды, можно заметить, что вода и нефть текут с более близкими скоростями, создавая аналогичные подъемные силы и снижая способность АУКП заглушать воду.

Постепенное усовершенствование устройств контроля притока приводит нас к системе интеллектуального заканчивания.

3. Интеллектуальное заканчивание – это оборудование верхнего заканчивания, которое обеспечивает мониторинг измерения давления и температуры в режиме реального времени в процессе эксплуатации скважины, поинтервальный контроль притока при добыче. Рассмотрим систему интеллектуального заканчивания на примере MANARA (производство «Шлюмберге»). Каждая станция MANARA (рисунок 3) оборудована датчиками давления и температуры, используемые для мониторинга, а также для анализа потока при добыче станция может оснащаться датчиком обводненности и расходомером [4].

Ключевыми особенностями системы MANARA является электрический клапан контроля притока, обеспечивающий открытие/закрытие в диапазоне 0-100 %, управление зонами в реальном времени без необходимости каротажных работ и возможность установки более 20 станций в скважину.

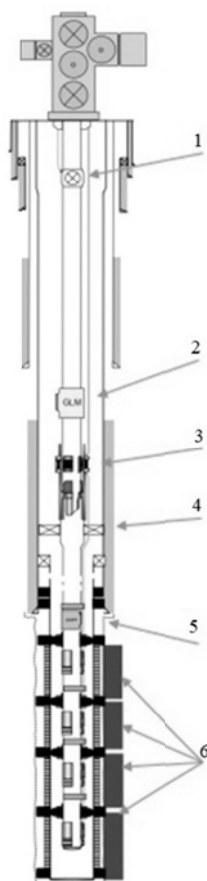


Рисунок 3. Принципиальная схема интеллектуального заканчивания:
1 – клапан отсекающий; 2 – газлифтная мандрель; 3 – индукционная муфта;
4 – эксплуатационный пакер; 5 – датчик давления и температуры;
6 – станции MANARA с разбухающими пакерами

В качестве недостатков можно выделить высокую стоимость и сложность монтажа, требующего высококвалифицированных специалистов. В результате больших затрат на оборудование и установку – система MANARA получила востребованность на шельфовых проектах.

Вывод: Каждая система в своем конструктивном исполнении выполняет свою функциональную задачу. Пассивное и автономное УКП на сегодняшний день широко применяются в Российской нефтегазовой отрасли, обеспечивая выполнение определённых геологических задач. Интеллектуальное заканчивание – это следующий шаг контроля и мониторинга эксплуатации скважины в режиме реального времени с возможностью ранней диагностики и предупреждения поступления в скважину нежелательного флюида.

Библиографический список

1. Урванцев Р. В. Интеллектуальное заканчивание горизонтальных скважин в условиях высокопроницаемых расчленённых коллекторов с маловязкой нефтью / Урванцев Р. В. – Текст: электронный // Международный студенческий научный вестник. – 2018. – № 2. – URL: <https://eduherald.ru/ru/article/view?id=18165> (дата обращения: 16.03.2023).

2. Выбор между пассивными и активными управляющими притоком устройствами при заканчивании интеллектуальной скважины / Э. С. Закиров, С. Н. Закиров, И. М. Индрупский, Д. П. Анিকেев. – Текст: непосредственный // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2018. – № 2. – С. 7-28.

3. НПК «Фильтр»: Нефтесервисная компания: [сайт]. – URL: <https://www.npk-filtr.ru> (дата обращения: 02.03.2023). – Текст: электронный.

4. Шлюмберже: Нефтесервисная компания: [сайт]. – URL: <https://www.slb.com> (дата обращения: 05.04.2023). – Текст: электронный.

Научный руководитель: Шафеев Р. Р., старший менеджер, «Роснефть – Центр экспертной поддержки и технического развития» в г. Тюмень.

Исхакова Г. Р.

Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ВЫБОР РАСПОЛОЖЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ

На сегодняшний день применение горизонтального окончания скважин является перспективным способом добычи трудноизвлекаемых запасов. Выбор траектории и направления горизонтального ствола в пласте играет главную роль в достижении проектного КИН по месторождению [1. С. 22]. Подбор оптимального варианта расположения ствола зависит от конфигурации и толщины пласта, протяженности и траектории горизон-

тального участка скважины, расположения горизонтального ствола вдоль и поперек стресса пород и т. п.

В данной статье предлагается анализ более существенных факторов для определения оптимального направления ствола горизонтальной скважины.

Разбор факторов влияющих на расположение ГС

1. Соотношение газовой шапки и нефтяной оторочки

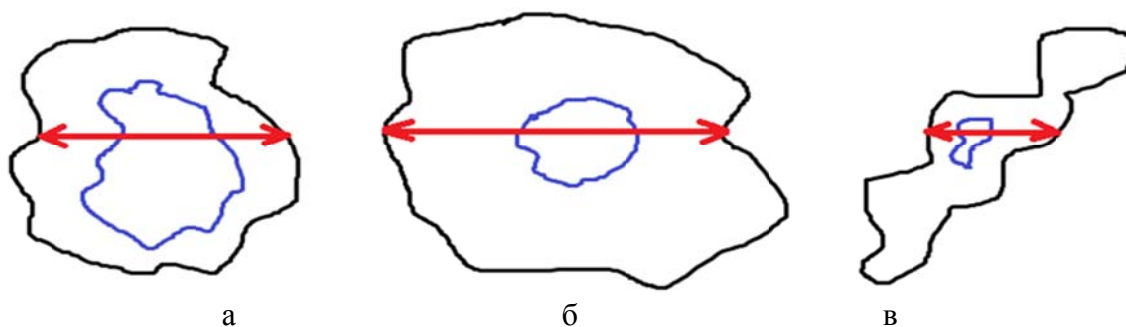


Рисунок 1. Оконтуренные залежи

- а – соотношение газовой шапки и нефтяной оторочки 1:1;
- б – соотношение газовой шапки и нефтяной оторочки 1:2;
- в – соотношение газовой шапки и нефтяной оторочки 1:5

В зависимости от преобладания газо- и нефтенасыщенной части пласта (рис. 1), длина ГС по площади нефтяного участка и наклон ГС по толщине нефтеносного горизонта будут резко отличаться.

2. Разница толщины пласта

Согласно рисунку 2 расположение ГС относительно толщины пласта будет значительно меняться. Чем меньше толщина пласта, тем эффективнее охват пласта зоной дренирования ГС. Чем ближе расположение ГС к краевой и подошвенной воде, тем выше риск быстрого подъема ВНК и преждевременного обводнения скважины.

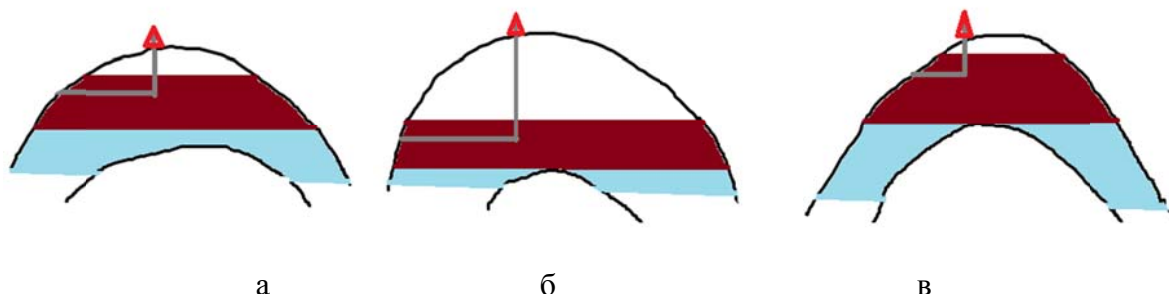


Рисунок 2. Пласты с различной нефте- и газонасыщенной толщиной

- а – соотношение газовой шапки и нефтяной оторочки 1:2;
- б – соотношение газовой шапки и нефтяной оторочки 2:1;
- в – соотношение газовой шапки и нефтяной оторочки 1:5

3. Зависимость от протяженности и наклона ГС

Согласно рисунку 3 можно выделить три типа наклона ГС. Исходя из вариантов наклона можно судить о воздействии сил на ГС, то есть о стабильности горизонтального участка скважины. Чем больше наклон, тем выше нагрузки которые испытывают стенки скважины. По рисункам 3а и 3в можно судить о неравномерности распределения нагрузки на ГС.

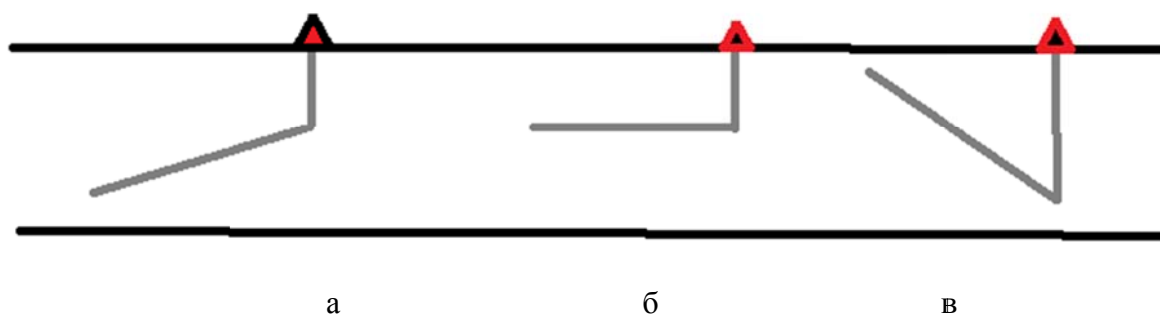


Рисунок 3. Расположение горизонтальных скважин под различным углом наклона
а – наклон ГС ближе к подошве пласта;
б – расположение ГС без значительного наклона;
в – наклон ГС ближе к кровле пласта

4. Влияние разломной тектоники на приток к ГС

Ранее статье [2] был проведен анализ определения влияния разломной тектоники на производительность горизонтальных скважин. В результате работы было обосновано, что скважины расположенные вдоль регионального стресса (рисунок 4 а) имеют наибольший дебит и наименьший процент обводненности, чем расположение ГС поперек регионального стресса (рисунок 4 б).

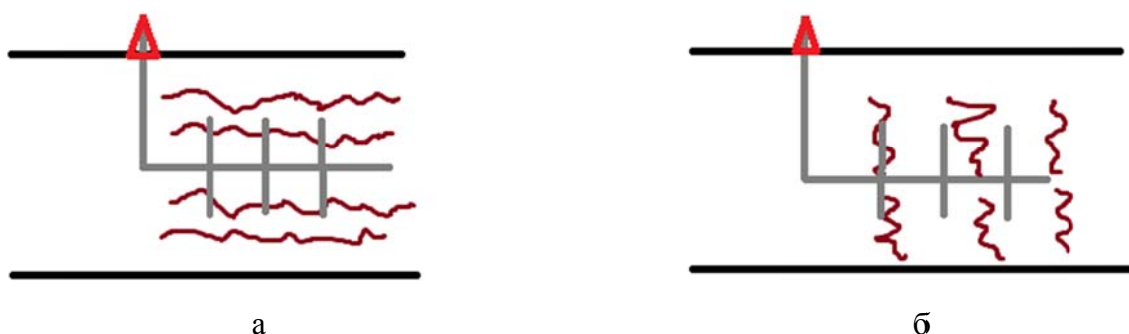


Рисунок 4. Проперфорированные горизонтальные скважины, расположенные вдоль (а) и поперек (б) регионального стресса пород

5. Зависимость разломной тектоники от МГРП

В случае с продольным стрессом пород, вероятность попасть и увеличить зону трещин намного выше (рисунок 5 а), чем возможность попасть в поперечные трещины пласта (рисунок 5 б). Тем не менее, как себя поведет скважина точно предсказать невозможно. Есть вероятность возникновения поглощения или наоборот ГНВП. Поэтому данные факторы необходимо исследовать на этапе проектирования скважины.

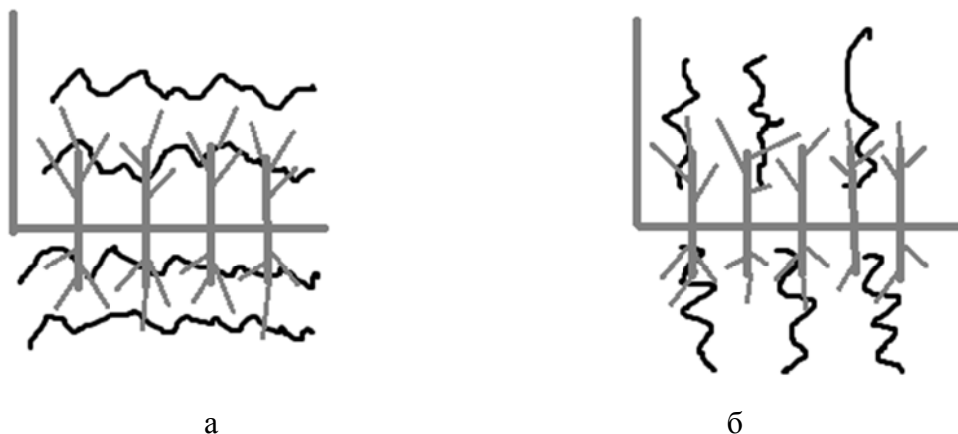


Рисунок 5. Горизонтальные скважины с МГРП, расположенные вдоль (а) и поперек (б) стресса пород

6. Различная конфигурация пласта

Влияние тектонических смещений и разломов, отсекающих пласт от кровли к подошве. Тем самым приводящих к сдвигу пласта по толщине.



Рисунок 6. Случаи тектонических разломов в разрезе нефтяных залежей

Рассмотрим на рисунке 6 различные случаи тектонических нарушений. Пласт может быть разрушен, как и в середине, так и ближе крыльям. Требуется правильный ориентир, чтобы не попасть ГС в место сдвига.

Учитывая все вышеописанные факторы, можно сделать обобщающую таблицу (табл. № 1) для выбора преимущественного направления ГС

в зависимости от относительного значения геологических факторов, влияющих на производительность горизонтальной скважины.

Таблица 1

Количественные значения обобщенных критериев прогноза расположения ГС

Соотношение газовой шапки и нефтяной оторочки	Нефтенасыщенная толщина	Протяженность ГС	Нагрузки на ГС	Расположение ГС относительно разломной тектоники	
				Вдоль стресса	Поперек стресса
С большой газовой шапкой 5:1	10 м	До 1000 м	Минимальные нагрузки		
С большой нефтяной оторочкой 1:5	40 м	От 2000 м	Максимальные нагрузки		
С равными пропорциями газового и нефтяного участка 1:1	25 м	1000-2000 м	Равномерные нагрузки		

Итоги по таблице 1. Наиболее благоприятные значения геологических факторов выделены курсивным шрифтом.

Таким образом, в результате анализа геологических факторов можно сказать, что каждая скважина на этапе проектирования требует индивидуального подхода для определения оптимального расположения ствола. Выбрав правильное направление ГС, можно добиться максимального КИН и долговечной эксплуатации ГС в условиях пласта.

Библиографический список

1. Универсальный метод выбора оптимального заканчивания при бурении боковых горизонтальных стволов на газовых скважинах / Б. Р. Магизов, О. А. Лознюк, К. К. Зинченко, А. С. Девяшина – Текст : непосредственный // Научный журнал газового общества. – 2020. – № 3 (26). – С.22-29.

2. Исхакова Г. Р., Кривов И. О. Определение влияния разломной тектоники на производительность горизонтальных скважин / Г. Р. Исхакова, И. О. Кривов. – Текст : непосредственный // Международная научно-практическая конференция им. Менделеева : сборник материалов 3 Междунар. науч. практ. конф. им. Менделеева, 24-26 мая 2022.– Тюмень : ТИУ, 2023. – С. 105-108.

Научный руководитель – И. С. Аитов, канд. геогр. наук, доцент.

ТЕХНОЛОГИЯ ВОЛНОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ КОНДЕНСАТООТДАЧИ

Основными негативными последствиями осаждения конденсата в призабойной зоне скважины являются:

- низкий коэффициент полезного использования пластовой энергии;
- микрокапилляры размерами $d < 0.01$ мкм, обуславливает флюидоупоры для жидких фракций;
- быстро создающиеся депрессионные воронки большого размера ($R > 1500$ м), обусловленные существенными дебитами горизонтальных скважин с МГРП;
- выпадение жидких фракций УВ в пласте с одновременным снижением их подвижности вследствие существенных депрессий и отсутствия систем поддержания пластового давления;
- снижение подвижности газа вследствие снижения ОФП газа, из-за эффекта гидрозатвора;

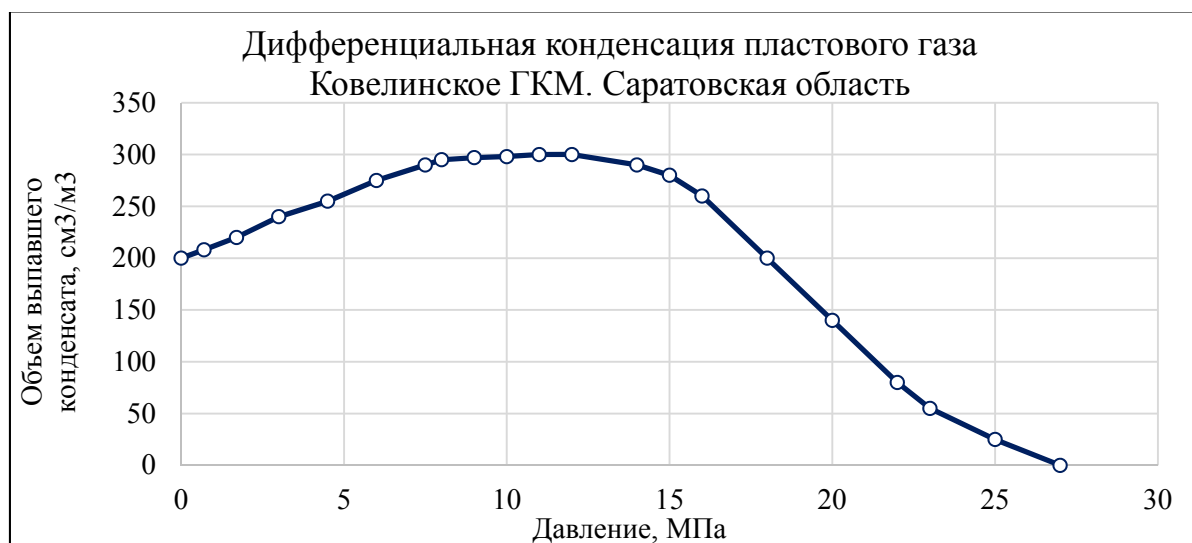


Рисунок 1. График дифференциальной конденсации пластового газа

Акустическое воздействие на призабойную зону пласта

Одной из причин снижения продуктивности эксплуатационных скважин является значительное насыщение пористой среды призабойной зоны ретроградным конденсатом. Это приводит к тому, что в зоне скважины в пористом продуктивном пласте скапливается конденсат (т. е. конденсатная пробка), снижающий газопроницаемость пласта и препятствующий выходу газовой фазы. При этом наиболее ценные компоненты углеводородного сырья остаются в жидкой фазе (рис. 2).

Акустическое воздействие на призабойную зону пласта приводит к снижению негативных факторов агрегации фракций C_{5+} в жидкое агрегатное состояние в поровых каналах (рис. 3).

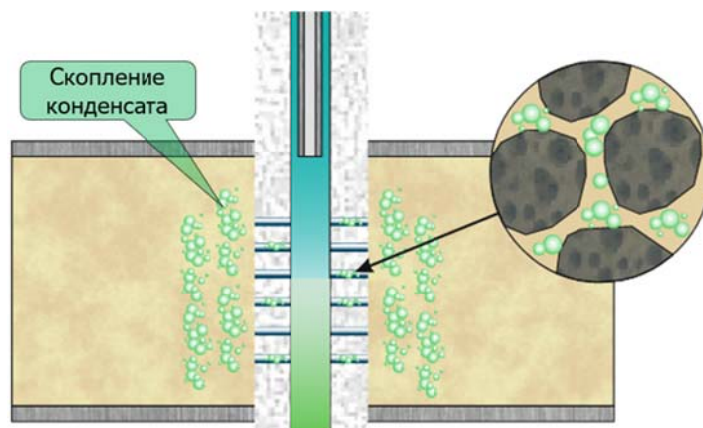


Рисунок 2. Схема образования конденсатной пробки в ПЗП

На месторождениях Тимано-Печорской провинции применялось ультразвуковое воздействие. Эффект ультразвука заключается в измельчении капель жидкой фракции в мелкодисперсную структуру. За счет преобразования из газожидкостной смеси в мелкодисперсную структуру увеличивается подвижность свободного газа и из-за бинарного трения газа и жидкости растет подвижность жидкости, уносимой газовой фазой.

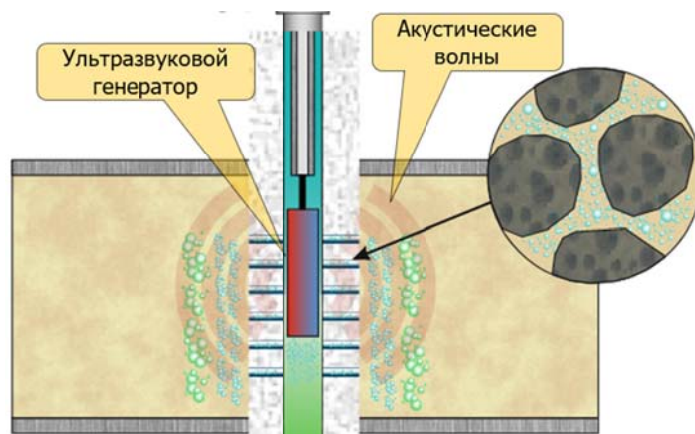


Рисунок 3. Схема влияния акустических волн

В работе [1] приводятся результаты промысловых экспериментов применения акустического воздействия на нефтегазоконденсатных месторождениях Тимано-Печорской провинции.

В сентябре 2013 года были проведены испытания технологии звукового воздействия с частотой 20-35 кГц на скважинах Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения. Цель работ заключалась в акустиче-

ской обработке призабойных и по возможности удаленных зон скважин с целью увеличения их продуктивности (скважины малодебитные газоконденсатные с аномально низкой пластовой энергией). Результаты испытания приведены в таблице 1.

Таблица 1

Эффективность АВ по скважине № 277 Вуктыльского НГКМ

Параметры эксплуатации		Исследования			
		до АВ		после АВ	
		дата	результат	дата	результат
Расход газа высокого давления (ГВД), тыс. м ³ /сут		29.09.03	13.1	14.10.03	12.7
Расход газа сепарации (ГС), тыс. м ³ /сут			21.6		22.7
Дебит попутного газа (ПГ), тыс. м ³ /сут			8.5		10.0
Дебит всей жидкости, м ³ /сут			9.0		14.0
Дебит конденсата, м ³ /сут			9.0		14.0
Дебит пластовой воды, м ³ /сут			нет накопления		нет накопления
Давление на забое, МПа	при работе	30.09.03	2.6	8.10.03	2.5
	в статике (время статики)		3,15 (1 сут)	3.10.03	3,29 (4 сут)
Коэффициент продуктивности, тыс. м ³ /сут МПа ² *		2.2		2.3	

В результате проведенного анализа мы имеем следующие предпосылки, подтвержденные фактическими испытаниями, позволяющие утверждать эффект от ЗВ выраженный в:

- повышении фазовых подвижностей жидких фракций за счет измельчения частиц газо-жидкостной смеси и удаления эффекта гидрозатора;
- акустические колебания в пористых средах вызывают «всасывающее» действие капилляров: жидкость, вошедшая в капилляр, будет выталкиваться при последующем сжатии только в одну сторону;
- повышении фазовой проницаемости газа за счет увеличения просвета поровых каналов;
- повышении давления и температуры на забое за счет виброзвукового давления
- повышении подвижности конденсата за счет снижения вязкости и сцепления с породой наиболее тяжелых жидких углеводородов.

Пути инициации применения технологии волнового воздействия на продуктивный пласт с целью повышения конденсатоотдачи

Основной идеей повышения конденсатоотдачи является организация непрерывного акустического воздействия с закачкой азота на призабойную

зону скважины. Необходимо провести промысловые испытания звукового воздействия на постоянной основе в трех диапазонах частот:

- Низкочастотное (до 20 Гц);
- Среднечастотное (20 Гц – 20 кГц);
- Высокочастотное (20 кГц – 1 ГГц).

Питающий электрогенератор должен быть снабжен автоматикой и программным обеспечением для подбора средних частот и амплитуды, и периодичности воздействия исходя из максимизации дебита.

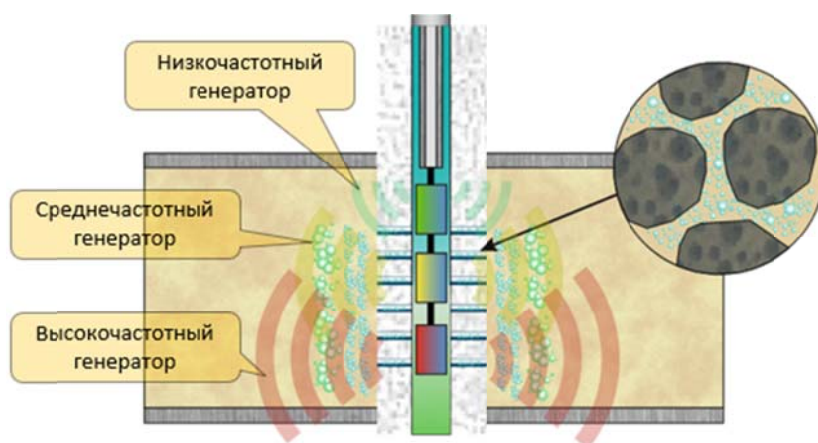


Рисунок 4. Схема непрерывного звукового воздействия

Библиографический список

1. Умняев В. Г. Опыт использования технологии акустической интенсификации притока в скважинах нефтегазоконденсатных месторождений Т1Ш / В. Г. Умняев, В. А. Зыков. – Текст : непосредственный // Материалы 35-й сессии Международного семинара им. Д. Г. Успенского. – Ухта : УГТУ, 2008. – С. 311-314.

2. Тер-Саркисов Р. М. Методы повышения углеводородоотдачи из пласта на завершающей стадии разработки газоконденсатных месторождений : дис. ... докт. техн. наук / Р. М. Тер-Саркисов ; МИНГ им. И. М. Губкина. – Москва, 1985. – 92 с. – Текст : непосредственный.

3. Рассохин Г. В. Исследование завершающей стадии разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений и путей повышения ее эффективности : дис. ... докт. техн. наук / Г. В. Рассохин ; ВНИИГАЗ'Коми филиал. – Ухта, 1979. – 356 с. Текст : непосредственный.

4. Подюк В. Г. Методы добычи жидких углеводородов из газоконденсатных месторождений в условиях аномально-низких пластовых давлений : 05.15.06 : дис. ... канд. техн. наук / В. Г. Подюк ; ВНИИГАЗ ; Севергазпром. – Ухта, 1997. – 358 с. – Текст : непосредственный.

5. Древницкая Е. Л. Использование волнового воздействия в процессах добычи и подготовки нефти : 02.00.13 : дис. ... канд. техн. наук. / Е. Л. Древницкая ; ФГБОУ ВПО «Казанский национальный исследовательский технологический университет». – Казань, 2013. – 250 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель – Стрекалов А. В., д-р тех. наук, доцент.

СОКРАЩЕНИЕ ЗАТРАТ ОНСС НА ЗАКУПКУ НКТ ЗА СЧЕТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММЫ ПЕРЕВОДА ЦЕЛЕВОГО ФОНДА С НКТ 2,5" НА НКТ 2" И ЗАМЕНЫ НКТВ НА НКТ ДЛЯ НУЖД ЭКСПЛУАТАЦИИ

На текущий момент в нефтедобывающих компаниях превалирует закупка насосно-компрессорных труб с высаженными наружу концами (далее НКТВ) 2,5" (73) для повышения уровня унификации используемого оборудования, что в условиях отсутствия адресного ремонта скважин и комплектации ГНО обеспечивает безотказную эксплуатацию по узлу НКТ. Применение НКТВ 2,5" (73) в свою очередь при текущих условиях разработки месторождений приводит к увеличению затрат на обустройство и эксплуатацию скважин при имеющемся целевом фонде для применения насосно-компрессорных труб без высаженных наружу концов (далее НКТН) и меньшего диаметра НКТН 2" (60).

На основании выполненных прочностных расчетах НКТ в программных комплексах ИС подвески 3.0, RosPump для среднестатистической скважины, нефтедобывающего общества был сделан вывод о возможности применения НКТ 60*5, НКТН, группы прочности R95, а также произведен сравнительный технико-экономический расчет.

Таблица 1

Параметры компоновки НКТ

Марка оборудования	Марка кабеля	Глубина спуска установки, м	Тип НКТ	Длина, м	Запас прочности	Вес колонны, кг
ЭЦН 80-2571	КПБП 3х16	2650	60*5, НКТН, R95, нет	2650	138	29273

Таблица 2

Технико-экономический расчет

Показатель	Ед. изм.	2 023	2 024	2 025
Текущая ситуация				
Длина 1 НКТ	м	10,25	10,25	10,25
Масса 1 НКТНВ-73	т	0,098	0,098	0,098

Удельная масса 1 НКТВ-73-N80	т/м.п	0,0096	0,0096	0,0096
Стоимость 1 тонны НКТВ-73	руб	107 764	112 506	117 456
Стоимость 1 м.п НКТВ-73	руб	1030	1076	1123
Средняя подвеска НКТВ-73	тн	24	24	24
Фонд скважин к внедрению	скв	134	73	69
Требуемый уровень физических объемов НКТ	м.п.	332284	181425	170101
Затраты на приобретение НКТ	млн. руб.	342	195	191
Ожидаемая ситуация				
Длина 1 НКТ	м	10,25	10,25	10,25
Масса 1 НКТН-60	т	0,07	0,07	0,07
Масса 1 НКТН-73	т	0,097	0,097	0,097
Удельная масса 1 НКТН-60	т/м.п	0,007	0,007	0,007
Удельная масса 1 НКТН-73	т/м.п	0,009	0,009	0,009
Стоимость 1 тонны НКТ-60-5,00-R95-K1-МФ	руб	109738	114566	119607
Стоимость 1 тонны НКТН-73	руб	114346	119377	124630
Стоимость 1 м.п НКТ-60-R95	руб	749	782	817
Стоимость 1 м.п НКТН-73-N80	руб	1082	1130	1179
Средняя подвеска НКТ 60	тн	17	17	17
Средняя подвеска НКТН 73	тн	23	23	23
Фонд скважин к внедрению НКТ 60	скв	121	66	62
Фонд скважин к внедрению НКТН 73	скв	13	7	7
Требуемый уровень физических объемов НКТ (закупка НКТН-60)	м.п.	299056	163283	153091
Требуемый уровень физических объемов НКТ (закупка НКТН-73)	м.п.	33228	18143	17010
Затраты на приобретение НКТ	млн. руб.	260	148	145
Расчет экономического эффекта:				
Потенциальный положительный эффект	млн. руб.	82	47	46
Экономический эффект	млн. руб.	82	47	46

Основным производственным условиям в нефтедобывающих обществах, способствующими инициированию перехода на НКТН-73 и НКТН-60 являются: уменьшение средней глубины спуска ГНО ввиду освоения и эксплуатации скважин механизированным способом добычи, снижение запускных дебитов жидкости ГТМ, а также дебитов базового фонда скважин.

Предлагаемое решение предусматривает обустройство ВНС и перевод базового фонда скважин с дебитом менее 130 м³/сут из числа неосложненного (целевого) фонда на эксплуатацию НКТН 2" (60). Увеличение объема закупки новой НКТН 2"(60) по отношению к общему объему закупаемой НКТ, позволит снизить капитальные затраты на закупку новой НКТ за счет уменьшения объема закупаемой НКТ в тоннах, при сохранении общей длины, закупаемой НКТ в метрах.

Обустройство ВНС и перевод базового фонда скважин с дебитом более 130 м³/сут и из числа осложненного (нецелевого) фонда на эксплуата-

цию НКТ 2,5" (73), позволит снизить капитальные затраты на закупку новой НКТ за счет уменьшения стоимости 1 тонны НКТ.

Сокращение затрат на закупку НКТ за счет реализации программы перевода целевого фонда с НКТ 2,5" на НКТ 2" приведет к снижению затрат на обустройство скважин без изменения режимных параметров скважин.

Ограничивающим фактором применения технологии в других НО является ограничение по дебиту жидкости, глубине спуска ГНО и наличие осложняющих факторов.

Библиографический список

1. Правила ведения ремонтных работ в скважинах : РД 153-39-023-97 : утв. Минтопэнерго России 18.08.1997 : введ. в действие с 01.11.97. – Москва : НПО «Бурение», 1997. – 158 с. – Текст : непосредственный.

2. Охрана сведений конфиденциального характера : стандарт компании № ПЗ-11.03 С-0006 версия 5.00 : утв. решением Правления ПАО «НК «Роснефть» 04.09.2017 (протокол от 04.09.2017 № Пр-ИС-32п) : введ. в действие приказом ПАО «НК «Роснефть» от 25.09.2017 № 551. – Москва : ПАО «НК «Роснефть», 2017. – 15 с. – Текст : непосредственный.

3. Порядок организации и ведения претензионно-исковой работы и исполнения исполнительных документов : Положение Компании № ПЗ-06 Р-0003 версия 1.00 : утв. приказом ОАО «НК «Роснефть» от 31.12.2014 №752. – Москва : ПАО «НК «Роснефть», 2014. – 12 с. – Текст : непосредственный.

4. Порядок применения и эксплуатации насосно-компрессорных труб : Положение Компании № П1-01.05 Р-0058 версия 1.00 : утв. приказом ОАО «НК «Роснефть» от 09.04.2010 № 153. – Москва : ПАО «НК «Роснефть», 2010. – 14 с. – Текст : непосредственный.

5. Формирование базы данных по составу и свойствам механических примесей в продукции и отложениях нефтедобывающих скважин : Инструкция Компании № П1-01.05 И-0010 версия 1.00 : утв. приказом ОАО «НК «Роснефть» от 21.09.2011 № 503. – Москва : ПАО «НК «Роснефть», 2011. – 13 с. – Текст : непосредственный.

6. Подбор оборудования, запуск, вывод на режим и эксплуатация скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов : Технологический регламент Компании № П1-01.05 ТР-0001 версия 3.00 : утв. распоряжением ПАО «НК «Роснефть» от 13.07.2017 № 349. – Москва : ПАО «НК «Роснефть», 2005. – 13 с. – Текст : непосредственный.

Белюсова С. В.

Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

ОПТИМИЗАЦИЯ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ В НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

УЭЦН (установка электроприводного центробежного насоса) относится к погружным бесштанговым насосным установкам. Оборудование УЭЦН состоит из погружной части, спускаемой в скважину вертикально в

ствол скважины на колонне НКТ, и наземной части, приводимой в действие погружным силовым кабелем.

Многоступенчатый и универсальный по своей конструкции, электроцентробежный насос для добычи нефти состоит из различных элементов, таких как корпус, вал, пакет ступеней, радиальные подшипники, осевая опора, головка и основание. В зависимости от материалов рабочих органов, корпусных деталей, пар трения, конструкции и количества радиальных подшипников, насосы могут отличаться друг от друга.

ЭЦН состоит из большого количества ступеней, размещенных в трубчатом стальном корпусе. Направляющие устройства, состоящие из одного пакета, опираются на основание и фиксируются подшипником от проворачивания в корпусе. Рабочие колеса установлены на валу с помощью шпонки, входящей в паз вала и в паз каждого колеса. Он установлен на валу, поддерживаемом осевой опорой. Данная конструкция передает вращение от вала к рабочим колесам.

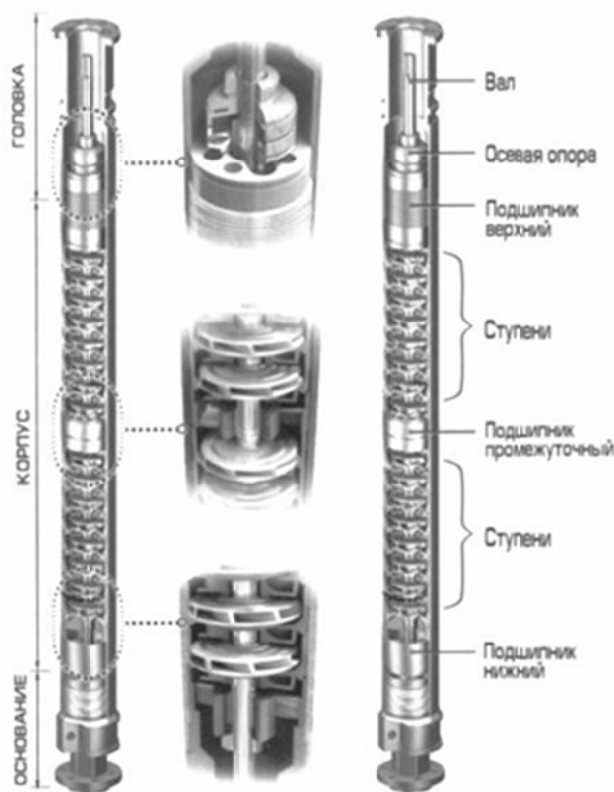


Рисунок 1. Погружной многоступенчатый центробежный насос

Для производства насосов типа ЭЦН используется современное оборудование и высококачественные материалы. Ступени из легированного перлитного чугуна обеспечивают повышенную коррозионную и износостойкость насосов, а керамические осевые опоры увеличивают безопасность и надежность эксплуатации.

Условия эксплуатации насосов 10ЭЦНМ

№ п/п	Характеристика рабочей жидкости	Показатель характеристики
1.	Водородный показатель	6,0-8,5 рН
2.	Микротвердость частиц по шкале Мооса	не более 5 баллов
3.	Концентрация твердых частиц в пластовой жидкости	0,2 г/л
4.	Максимальное содержание свободного газа на приеме насоса по объему:	25 %
4.1	с применением газосепаратора или диспергатора	55 %
4.2	с применением “газосепаратора-диспергатора”	68 %
5.	Температура откачиваемой жидкости	не более 135 °С

Конструкция насосов типа 10ЭЦНД и 10ЭЦНМИК выполнена с учетом особенностей работы в нефтегазовой отрасли. Напорная характеристика имеет постоянно падающую форму, исключая нестабильный режим работы насоса, что снижает вероятность поломок и повышает долговечность оборудования. Один из видов насосов типа ЭЦНМИК имеет одноопорную конструкцию с удлиненной ступицей, что позволяет снизить вибрационную нагрузку на валу.

В конструктивном исполнении насосов типа 10ЭЦНД и 10ЭЦНМИК осевые опоры валов в секциях исключаются при модернизации насосов типа ЭЦНМ. Осевые силы, действующие на валы насосных секций, передаются на вал протектора и воспринимаются усиленной пятой. В основании и головку секции включены радиальные подшипники, в связи с этим произошло уменьшение консоли вала. Насосы этого типа отличаются повышенной надежностью и долговечностью.

Двухопорная конструкция насосов типа ЭЦНД имеет ряд преимуществ, включая повышенный ресурс нижних опор рабочего колеса и более надежную изоляцию вала от абразивных и агрессивных жидкостей. Модернизация насосов типа ЭЦНМ позволила уменьшить консоль вала, что также положительно сказалось на надежности и долговечности оборудования. Насосы типа ЭЦНД и ЭЦНМ стали широко распространены в нефтегазовой отрасли благодаря своим высоким техническим характеристикам и надежности.

Таблица 2

Условия эксплуатации насосов двухпорной конструкции

№ п/п	Характеристика рабочей жидкости	Ресурс работы насоса
1.	Водородный показатель	6,0-8,5 рН
2.	Микротвердость частиц по шкале Мооса	не более 7 баллов
3.	Концентрация твердых частиц в пластовой жидкости	0,5 г/л
4.	Максимальное содержание свободного газа на приеме насоса по объему:	25 %
4.1	с применением газосепаратора или диспергатора	55 %
4.2	с применением "газосепаратора-диспергатора"	68 %
5.	Температура откачиваемой жидкости	не более 135 °С

Нефтедобывающие компании внедряют программы по энергоэффективности, с целью уменьшения потребления электроэнергии в добычных процессах. Основной мерой снижения потребления является использование более эффективного насосного оборудования с повышенным КПД и вентильными электродвигателями. Однако, компания "Борец" утверждает, что повышение КПД и НРХ можно достичь за счет применения энергоэффективных УЭЦН, которые обеспечивают максимальную эффективность оборудования и снижают общее энергопотребление

Таблица 3

Сравнительный анализ энергоэффективной и серийно поставляемой УЭЦН

Параметры	Подача, м ³ /сут	Напор, м	Кол-во ступеней	Номинальная частота вращения об./мин	КПД насоса, %
ESP 400-1750	250	2000	440	3000	71
УЭЦНД5А 250-2000	250	2000	345	2917	56

Проведен анализ эффективности насосов с использованием различных типов ПЭД и УЭЦН. Результаты показывают, что при достижении по-

дачи 250 м³/сут, энергоэффективность насосов с вентильными ПЭД превышает значения эффективности УЭЦН. (табл. 3).

При увеличении подачи до 400 м³/сут, выбор характеристик насоса с вентильным электродвигателем оказывается более выгодным, чем использование асинхронных ПЭД. Общая экономия затрат на электроэнергию при использовании энергоэффективных УЭЦН составляет в среднем 30 %.(табл. 4).

Таблица 4

Сравнительный анализ энергоэффективной и серийно поставляемой УЭЦН

Параметры	Подача, м ³ /сут	Напор, м	Кол-во ступеней	Номинальная частота вращения об./мин	КПД насоса, %
ESP 400-2200	400	2000	223	3900	71
УЭЦНД5А 400-2000	400	2000	423	2910	58

Вывод. Таким образом, сравнительный анализ энергоэффективности представленных насосов показывает, что использование энергоэффективных УЭЦН производства ООО «ПК «Борец» позволяет снизить затраты на электроэнергию в среднем на 30 %. Использование энергоэффективных УЭЦН для эксплуатации высокодебитных и низкодебитных скважин обеспечивает максимальный КПД погружного оборудования. При использовании погружных насосов типа 10ЭЦНМ на нефтяных скважинах отмечается повышенная надежность, что значительно отличается от применения погружных насосов типа ЭЦНМ. Осуществление программ повышения энергоэффективности нефтедобычи способствует продуктивной работе насосного оборудования и снижает затраты на электроэнергию.

Библиографический список

1. Progressive Cavity Pump : [Сайт]. – Режим доступа: bestpump.com/progressive-cavity. – Текст : электронный.
2. Погружные насосы для скважин: виды, характеристики, монтаж. – Текст : электронный. – Режим доступа: best-pump.com/progressive-cavity/.
3. Ахмедпашаев М. У. Повышение ресурса работы винтов погружных насосов виброобработкой их поверхностей / А. У. Ахмедпашаев, М. У Ахмедпашаев, Ж. Б. Бегов. – Текст : непосредственный // Вестник Дагестанского государственного технического университета. Технические науки. – 2016. – Т.33. – № 4. – С. 17-24.
4. Ивановский В. Н. Скважинные насосные установки для добычи нефти / В. Н. Ивановский, В. И. Дарищев, А. А. Сабиров [и др.]. – Москва : ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. – 824 с.

5. Погребная И. А. Основы гидравлики и гидропневмопривода / И. А. Погребная, С. В. Михайлова, Ю. И. Казаринов. – Ставрополь : Логос, 2018. – 90 с. – Текст : непосредственный.

6. Погребная И. А. Центробежные насосы / И. А. Погребная, С. В. Михайлова. – Текст : непосредственный // Вопросы современной науки : Монография. – Том 32. – Москва : Интернаука, 2018. – С. 59-75.

7. Погребная И. А. Эксплуатация блока осушки попутного нефтяного газа на примере установки № 4 общества с ограниченной ответственностью «Нижневартовский газоперерабатывающий комплекс» / И. А. Погребная, С. В. Михайлова. – Текст : непосредственный // Новые технологии – нефтегазовому региону: материалы международной научно-практической конференции. – Т. 3. – Тюмень : ТИУ, 2017. – С. 87-90.

8. Погребная И. А. Проблема кавитации в нефтегазопромысловом оборудовании / И. А. Погребная, А. Х. Мустафаев. – Текст : непосредственный // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазопромыслового комплекса : материалы 5 региональной научно-практической конференции обучающихся ВО, аспирантов и ученых. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2015. – С. 368-372.

Научный руководитель – Погребная И. А., канд. пед.наук, доцент кафедры “Нефтегазовое дело”.

Савельев Я. В.

Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

ПОГРУЖНЫЕ НАСОСЫ: ИННОВАЦИИ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Современное состояние погружных насосов:

Двигатель и рабочее колесо типичных погружных насосов заключены в водонепроницаемый корпус. Они работают за счет преобразования энергии вращения двигателя в кинетическую энергию перекачиваемой жидкости. Эти насосы эксплуатируются уже долгое время и доказали свою долговечность и эффективность. Но их эффективность и адаптивность ограничены.

Традиционные погружные насосы имеют ряд недостатков, включая чрезмерное потребление энергии, низкую долговечность в тяжелых условиях и узкий спектр применения. Они также могут быть сложными в установке и огромными или чудовищными. В результате этих ограничений были разработаны новые и улучшенные конструкции погружных насосов с повышенной производительностью, эффективностью и гибкостью.

Технология погружных насосов в настоящее время развивается благодаря использованию улучшенных материалов, энергоэффективных двигателей и сложных систем управления. Сегодня в некоторых насосах используются интеллектуальные датчики для мониторинга и оптимизации производительности, в то время как другие имеют модульную конструкцию, которую легко обслуживать и заменять. На рынке также представле-

ны новые погружные насосы, которые являются более гибкими, легкими и портативными. Эти усовершенствования призваны повысить эффективность, надежность и производительность погружных насосов.

Новые тенденции в технологии погружных насосов:

Усовершенствование материалов и производственных процессов привело к созданию погружных насосов, которые стали прочнее, легче и более устойчивы к коррозии. Использование высокопрочных материалов, таких как нержавеющая сталь, титан и композитные материалы, увеличило долговечность и срок службы погружных насосов. Усовершенствованные производственные процессы, такие как прецизионная обработка и 3D-печать, также позволили создавать все более сложные и совершенные конструкции насосов. Эти инновации повысили общую производительность и надежность погружных насосов.

Растущее использование интеллектуальных технологий и цифровизация изменили сектор погружных насосов. Насосы, подключенные к датчикам, подключениям к Интернету вещей и современным системам управления, теперь могут собирать и анализировать данные, обеспечивая мониторинг и регулировку производительности в режиме реального времени. Цифровизация также сделала возможным удаленное управление и мониторинг насосов, что снизило необходимость выездов на место и физического вмешательства. Это повысило эффективность и надежность погружных насосов и открыло новые возможности для их использования в различных отраслях.

Погружные насосы были созданы, которые потребляют меньше энергии и производят меньше отходов, как следствие внимания к энергоэффективности и экологичности. Для оптимизации производительности и снижения затрат энергии требуется внедрение энергоэффективных двигателей, улучшенная конструкция и более интеллектуальные системы управления. Использование возобновляемых источников энергии, включая солнечную энергию, для запуска погружных насосов в отдаленных районах является еще одной развивающейся тенденцией. Снижение воздействия погружных насосов на окружающую среду и повышение их экологичности для будущих поколений - вот цели этих усилий по повышению энергоэффективности и устойчивости.

Инновации в конструкции погружных насосов:

В производстве погружных насосов произошла революция благодаря легким и компактным конструкциям, которые расширили их использование и доступность. Эти насосы идеально подходят для использования в ограниченных пространствах и труднодоступных удаленных объектах. Они являются популярным вариантом для ряда отраслей благодаря своей легкой и компактной форме, что упрощает управление и установку.

Инновационные конструкции крыльчатки значительно повысили производительность погружных насосов. Эти конструкции оптимизируют расход и обеспечивают оптимальную эффективность, что повышает произ-

водительность насоса. Новые конструкции крыльчатки также позволяют перекачивать более широкий спектр жидкостей и продлевают срок службы насоса. Эти инновации в конструкции крыльчатки значительно повысили эффективность погружных насосов в нескольких областях.

Разработка насосов по индивидуальному заказу для специальных задач значительно повысила эффективность погружных насосов. Эти насосы предназначены для удовлетворения особых потребностей различных отраслей, таких как обезвоживание, очистка сточных вод и очистка сточных вод. Благодаря тому, что насосы разработаны специально для различных мест, они способны работать более эффективно и результативно, что приводит к превосходным результатам для конечного пользователя. Эти специальные насосы являются свидетельством постоянного развития рынка погружных насосов.

Влияние инноваций на будущее погружных насосов:

Конструкция и технические усовершенствования погружных насосов оказывают огромное влияние на будущее этих насосов. Самые современные конструкции и технологии повышают эффективность и надежность погружных насосов, снижают стоимость владения, повышают их безопасность и сводят к минимуму воздействие на окружающую среду. Погружные насосы имеют блестящее будущее, поскольку непрерывный прогресс в дизайне и технологиях, по прогнозам, повысит их производительность и эффективность во многих отраслях промышленности.

Заключение:

В заключение, будущее погружных насосов является ярким и насыщенным бесчисленными достижениями в области дизайна и технологий. Совершенствование материалов и производства, расширяющееся использование интеллектуальных технологий и акцент на энергоэффективность и экологичность – все это благотворно влияет на будущее погружных насосов. Крайне важно быть в курсе новейших разработок в области погружных насосов, чтобы в полной мере оценить преимущества, которые они обеспечивают.

Библиографический список

1. Погребная, И. А. Основы гидравлики и гидропневмопривода : учебное пособие / И. А. Погребная, С. В. Михайлова, Ю. И. Казаринов. – Ставрополь: Центр научного знания «Логос», 2018. – 90 с. – ISBN 978-5-907078-34-5. – Текст: непосредственный.
2. Мустафаев, А. Х. Проблема кавитации в нефтегазопромысловом оборудовании / А. Х. Мустафаев, И. А. Погребная – Текст: непосредственный. // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: материалы V региональной научно-практической конференции обучающихся ВО, аспирантов и ученых, Тюмень, 28 апреля 2015 года. – Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2015. – С. 368-372.
3. Погребная И. А. Современные методы нефтеизвлечения в условиях крайнего севера / Погребная И. А., Михайлова С. В.: Издательство «Знание-М», Москва, 2022. С. 88. – Текст: непосредственный.

4. Pogrebnaya, I. A. The Advantages and Efficiency of Using a Hydraulic Pumping Unit in Comparison with Small Pumps / I. A. Pogrebnaya, S. V. Mikhailova // Components of Scientific and Technological Progress. – 2020. – No. 12(54). – P. 5-9. – EDN MYKVBGH.

5. Савельева, Н. Н. Машины и оборудование для бурения, добычи, подготовки и транспорта нефти и газа / Н. Н. Савельева, С. Н. Шедь. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2021. – 131 с. – Текст: непосредственный.

6. Савельева, Н. Н. Совершенствование конструкции муфты упругой втулочно-пальцевой / Н. Н. Савельева, Я. В. Савельев. – Текст: непосредственный. // Вестник Брянского государственного технического университета. – 2020. – № 8(93). – С. 13-17.

7. Погружные насосы СПГ для газовых проектов Арктической зоны и морского шельфа: реализованные и перспективные разработки / П. А. Зеленев, И. Б. Коробов, Д. Ю. Рукавишников, М. Д. Соленников – Текст: непосредственный. // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2022. – № 1(121). – С. 98-102.

8. Савельев, Я. В. Автоматизация процессов / Я. В. Савельев – Текст: непосредственный. // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса : материалы IX Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых, Нижневартовск, 25 апреля 2019 года / Ответственный редактор: Ю. Б. Чебыкина. – Нижневартовск: Тюменский индустриальный университет, 2019. – С. 63-66.

Научный руководитель – Погребная И. А. – канд. пед. наук, доцент.

Захарова А. А.

Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

АНАЛИЗ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА С ПРИМЕНЕНИЕМ ЦИЛИНДРИЧЕСКОГО ПРОППАНТА

Гидроразрыв пласта (ГРП) на сегодняшний день является одним из самых востребованных методов для увеличения притока углеводородов в скважину.

Для транспортирования проппанта в скважину используются жидкости-разрыва и жидкость-песконосители. Жидкость разрыва представляет собой жидкость, которая нагнетается в призабойную зону пласта для разрушения горной породы и образования трещин или раскрытия уже существующих трещин. Жидкость-песконоситель представляет собой жидкость, применяемую для перемещения проппанта и заполнения им трещины [1].

После проведения ГРП в образовавшиеся трещины жидкостью-песконосителем транспортируется проппант. Проппант представляет собой гранулы, созданные искусственным методом. Проппант должен обладать свойствами, способными сопротивляться пластовому давлению, который стремится деформировать или разрушить гранулы проппанта, что, в свою очередь, может привести к незамедлительному закрытию трещины, а также проппант должен сопротивляться воздействию различных температур и скважинной среды (влаги, кислые газы, солевые растворы), которая является агрессивной.

После тщательного изучения литературы по применению цилиндрического, можно выделить ряд важных преимуществ применения цилиндрического проппанта (рис. 1): благодаря хаотичному расположению гранул цилиндрического проппанта, увеличивается проводимость проппантной пачки. По этим же причинам улучшается удаление геля из трещины; необычная упаковка проппанта (сцепка каждого цилиндра друг за друга) служит практичной защитой от выноса проппанта из трещины. Цилиндрический проппант хорошо взаимодействует с любыми жидкостями ГРП и их добавками [4].

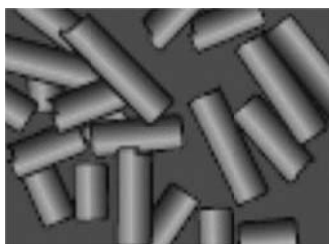


Рисунок 1. Цилиндрический проппант

Для исследования была выбрана серия лабораторных испытаний на Лебяжинском месторождении, что отражено в нормативных документах.

Производился сравнительный тест на проводимость проппантных пачек с цилиндрическим проппантом и со сферическими проппантами различного размера, «с» и «без» полимерного покрытия. В результате полученных анализов можно наблюдать проводимость, рассматриваемого материала - цилиндрического проппанта. Проведение испытаний цилиндрического и сферического проппантов на долгосрочность, рисунок 2.

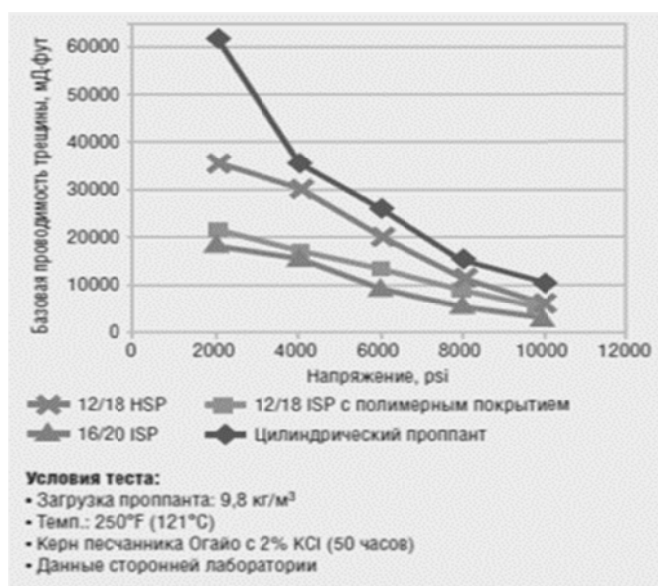


Рисунок 2. Проведение испытаний цилиндрического и сферического проппантов на долгосрочность

Проведение анализа по гидроразрыву пласта сняты показатели расхода жидкости из трещины модельного образца. В условиях эксперимента цилиндрический проппант показывает гораздо более высокую устойчивость к его выносу. Были получены результаты на устойчивость проппантных пачек к выносу при различных температурах [5]. Проведение испытаний по сравнению цилиндрического и сферического проппантов на стабильность, рисунок 3.

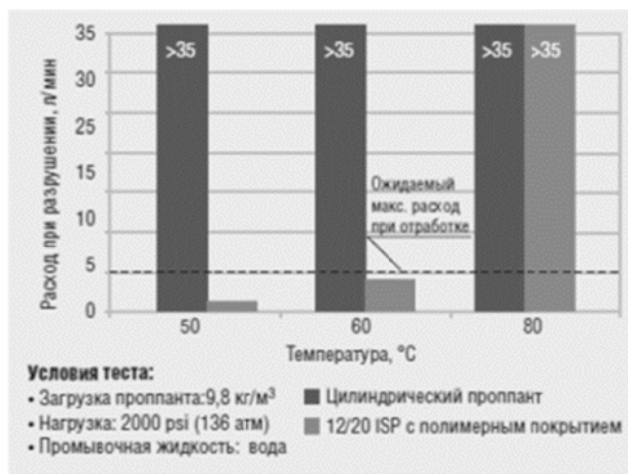


Рисунок 3. Проведение испытаний по сравнению цилиндрического и сферического проппантов на стабильность

За счёт своей нестандартной формы и отличительного свойства размещения в трещине, цилиндрический проппант отличается гораздо более высокой остаточной проводимостью. Проведение испытаний по сравнению цилиндрического и сферического проппантов на остаточную проводимость, рисунок 4.

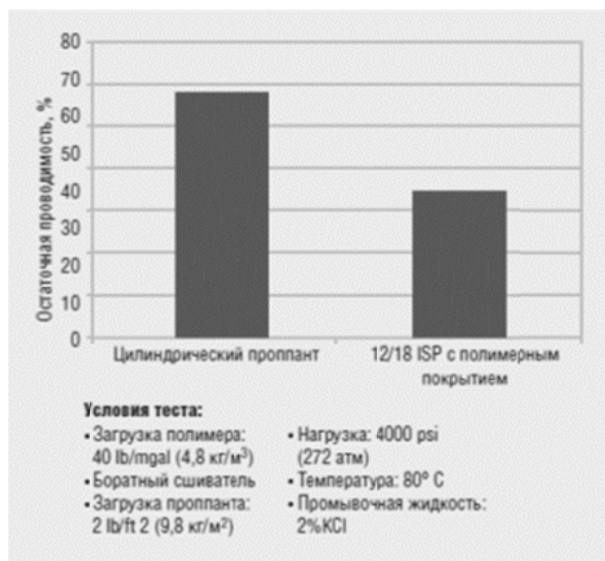


Рисунок 4. Проведение испытаний по сравнению цилиндрического и сферического проппантов на остаточную проводимость

Закачивание цилиндрического проппанта осуществляется следующим образом: в трещину закачивается сферический проппант, а затем цилиндрический, с целью создания эрозий на входе в трещину. Благодаря такому закачиванию, цилиндрический проппант легче проходит следом за сферическим, а также увеличивается продуктивная длина трещины [2, 3]. Задержки цилиндрического проппанта в призабойной зоне и на входе в трещину не были зафиксированы.

Таким образом, при проведении анализа гидроразрыва пласта с применением цилиндрического проппанта, можно сделать вывод: по данным 10-ти первых испытаний ГРП с цилиндрическим проппантом увеличивается продуктивность пласта в сравнении со стандартным ГРП. Результаты менялись в диапазоне от 26 до 67 %. При проведении ГРП с цилиндрическим проппантом не было выявлено его выноса ни на одной из скважин и не возникло проблем при работе установки электроцентробежного насоса (УЭЦН) и при освоении с гибкими насосно-компрессорными трубами (ГНКТ).

Библиографический список

1. Покрепин Б. В. Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (МДК.01.02) : учеб. пособие / Б. В. Покрепин. – Изд. 2-е. – Ростов на Дону : Феникс, 2018. – 605 с.: ил. – (Среднее профессиональное образование). – Текст: непосредственный.
2. Покрепин Б. В. Разработка нефтяных и газовых месторождений : Учебное пособие / Б. В. Покрепин. – Волгоград : Ин-Фолио, 2008. – 192 с. – Текст: непосредственный.
3. Ильина Г. Ф. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов западной Сибири / Г. Ф. Ильина, Л. К. Алтунина – 2-е изд. – Томск : Изд-во ТПУ, 2006. – 165 с. – Текст: непосредственный.
4. Муслимов Р. Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения, проектирование, оптимизация и оценка эффективности : Учебное пособие / Р. Х. Муслимов. – Казань : Фен» Академии наук РТ, 2005. – 688 с. – Текст: непосредственный.
5. Погребная И. А. Современные методы нефтеизвлечения в условиях крайнего севера / Погребная И. А., Михайлова С. В. – Москва : Знание-М, 2022. – 88 с. – Текст : непосредственный.
6. Pogrebnaya, I. A. The Advantages and Efficiency of Using a Hydraulic Pumping Unit in Comparison with Small Pumps / I. A. Pogrebnaya, S. V. Mikhailova // Components of Scientific and Technological Progress. – 2020. – No. 12(54). – P. 5-9. Direct text.
7. Efficiency analysis of the geological-technical activities in severo-ostrovnoe field. Journal of Computational and Theoretical Nanoscience, 2019, 16(11), С. 4584-4588, DOI: 10.1166/jctn.2019.8359.

Научный руководитель – Погребная Ирина Алексеевна, канд. пед. наук, доцент.

*Популова Т. П.¹, Чернышов А. К.¹, Княгинкин К.С.¹,
Белозерова Е. А.¹, Родионов К. В.²*

¹*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

²*Тюменский государственный университет, г. Тюмень*

ПРЕДСКАЗАНИЕ ВЫБИТИЯ НАСОСА НА ОСНОВЕ КОСВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

В статье рассматривается и приводится обзорный анализ причин отказов установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) с возможностью дальнейшего предсказания выбития. Описаны осложнения в результате эксплуатации установок, затрудняющие разработку и отрицательно влияющие на дебит скважины.

Отказы установок электроцентробежных насосов нарушают производственный процесс, с учетом того, что УЭЦН спроектированы и созданы, чтобы выдерживать экстремальные условия недр в виде механических примесей, солеобразований, асфальтосмолопарафиновых отложений и высокого содержания свободного газа на приеме насоса. При наличии данных фактов они могут выйти из строя без предупреждения, зачастую, даже несмотря на наличие систем мониторинга.

Механические примеси

Наличие частиц в нефтяных скважинах, полученных в результате разрушения коллектора или загрязнения насосно-компрессорных труб, называют механическими примесями. Это серьезно затрудняет эксплуатацию механизированным способом. Если количество примесей велико, оборудование быстрее изнашивается, возникает вибрация и повышается температура в системе электроцентробежного насоса (ЭЦН) [1].

Это делает обслуживание скважин более сложным и увеличивает эксплуатационные расходы. Механические примеси также могут вызывать износ рабочих органов и каналов ступеней насосов, что приводит к снижению производительности и уменьшению межремонтного периода работы скважин из-за преждевременных отказов.

Кроме того, после проведения ГРП на скважинах отмечается высокий уровень КВЧ (до 1500-3000 мг/л), который является одной из основных причин выхода из строя насосных установок и их низкой наработки на отказ (более 50 %).

Отложение солей

Наличие отложения неорганических солей на деталях глубинно-погружного оборудования занимает второе место в списке причин отказов насосных установок, уступая лишь механическим примесям и в некоторых случаях "необеспеченному притоку" [2].

Кроме того, в большинстве случаев механические примеси оказываются агломератами солей или солесодержащими частицами. Солеотложение часто сопровождается отказами глубинных насосных установок на фоне других усложняющих факторов.

Накопление неорганических солей на внешней поверхности оборудования приводит к снижению теплообмена, уменьшению свободного пространства между насосом и колонной, что снижает дебит и КПД скважины.

При подъеме на поверхность не исключены случаи заклинивания оборудования в скважине. Отложения неорганических солей на деталях насоса приводят к увеличению износа, повышению вибрации и попаданию пластовой жидкости в полость насоса, что может вызвать замыкание обмотки. Момент короткого замыкания обмотки может привести к увеличению давления во внутренней полости насоса и гидрозащиты.

Высокое содержание свободного газа

В процессе работы погружного центробежного насоса в скважине, попадание свободного газа в насос может вызвать несколько негативных последствий. Содержание газа влияет на напорную и энергетическую характеристики насоса, их уменьшение происходит при повышенных концентрациях газа.

При работе насоса при подачах, меньших оптимальных, уменьшение напорной характеристики сопровождается колебаниями давления. Такие колебания возникают из-за разрыва потока, что приводит к изменению структуры потока [3].

С повышенным содержанием свободного газа в насосе может возникнуть "срыв подачи" насоса, при котором потребление тока установки снижается до тока холостого хода, а подача жидкости на поверхность прекращается на длительный период.

При работе ЭЦН с высокой концентрацией газа на приеме насоса часто возникают нестабильности, проявляющиеся в значительных изменениях расхода жидкости и газа на поверхности в течение коротких интервалов времени, колебаниях нагрузки и тока погружного электродвигателя.

Таким образом, большое количество свободного газа на приеме насоса вызывает снижение коэффициента подачи, потерю стабильности, увеличение износа в результате кавитации и перегрева двигателей УЭЦН, а также приводит к срывам подачи.

Отложения асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ)

Во время добычи парафинистой нефти, может произойти парафинизация скважины, призабойной зоны скважины, поровых каналов пласта, а также скважинного и наземного оборудования из-за специфических термодинамических условий, которые вызывают выделение кристаллов парафина из нефти [4].

На оборудовании могут накапливаться асфальтосмолопарафиновые отложения из-за охлаждения газонефтяного потока через стенки труб и эксплуатационной колонны до температуры, которая ниже температуры насыщения нефти. Образование таких отложений обычно наблюдается при длительных сроках эксплуатации скважин.

Добыча высокопарафинистых нефтей может приводить к различным проблемам, таким как аварийные ситуации, простаивание скважин, уменьшение проходного сечения НКТ, сокращение срока МРП, из-за образования органических отложений в призабойной зоне пласта, стволе скважины, устьевой арматуре и выкидных линиях.

Отрицательные последствия и трудности, связанные с образованием асфальтосмолопарафиновых веществ, обусловлены специфическими химическими и реологическими свойствами высокопарафинистых нефтей и осложненными условиями эксплуатации скважин.

Из-за широкого разнообразия параметров и состава АСПВ необходимо выбирать определенную технологию предотвращения образования и удаления отложений с учетом геолого-физических и технологических условий эксплуатации скважин.

На основе проанализированных данных была составлена структура осложненного фонда нефтяных скважин в России (рис. 1).

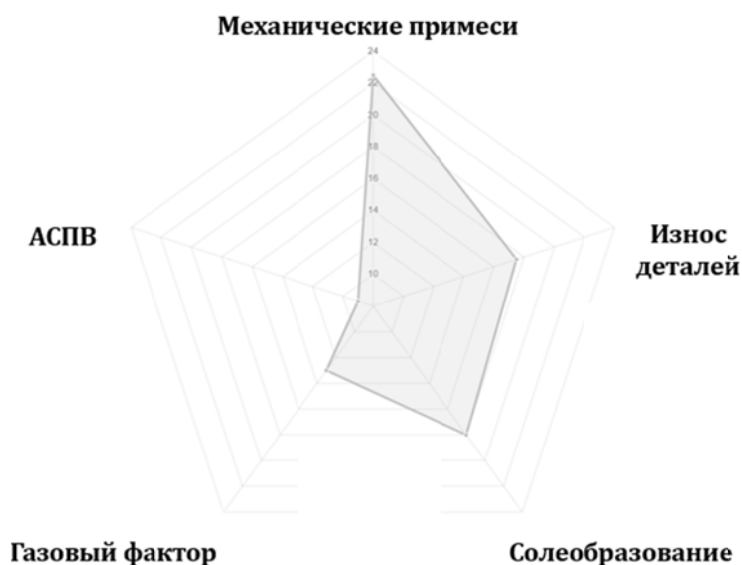


Рисунок 1. Структура осложненного фонда нефтяных скважин в России: механические примеси – 23 %; износ деталей – 18 %; солеобразование – 17 %; газовый фактор – 13 %; асфальтосмолопарафиновых вещества (АСПВ) – 9 %

Заключение

Рассмотрены и структурированы причины, затрудняющие работу насосного оборудования и последствия различных осложнений, отрица-

тельно влияющих на дебит скважины. Выполнен анализ отказов установок электроцентробежных насосов при эксплуатации скважин.

На основе данных с датчиков УЭЦН возможно создание системы предсказания выбытия насоса, что позволяет получить преимущество в виде повышения эксплуатационной эффективности, времени безотказной работы и конечной рентабельности пласта.

Отсюда следует, что автономная система мониторинга и анализа данных может заблаговременно выявлять аномалии и определять вероятности отказа или планирования ближайшего ремонта и обслуживания УЭЦН, а у оператора появляется больше времени для принятия мер по выявлению и предотвращению критических отказов.

Библиографический список

1. Лыкова Н. А. Оборудование для работы УЭЦН в условиях интенсивного выноса механических примесей / Н. А. Лыкова. – Текст : непосредственный // Инженерная практика. – 2017. – № 03. – С. 58-62.

2. Кашавцев В. Е. Солеобразование при добыче нефти / В. Е. Кашавцев, И. Т. Мищенко. – Москва : Орбита, 2004. – 432 с. – Текст : непосредственный.

3. Деньгаев А. В. Повышение эффективности эксплуатации скважин погружными центробежными насосами при откачке газожидкостных смесей : 25.00.17 : дис. ... канд. техн. наук / А. В. Деньгаев ; РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. – Москва, 2005. – 212 с. – Текст : непосредственный.

4. Булатов А. И. Асфальтосмолопарафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление : учебное пособие в 2 т. / А. И. Булатов, Г. В. Кусов, О. В. Савенок. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2011. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель – Скворцов Д. О. – главный технолог департамента геологии и разработки ООО «Новатэк НТЦ».

Кожевникова А. Р.

Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЗАВОДНЕНИЯ НА АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ

Западная Сибирь является одним из самых крупных районов России по добыче углеводородов. На текущий момент наблюдается значительная выработка традиционных запасов, что приводит к постепенному вовлечению трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ). Основная часть ТРИЗ характеризуется очень низкой проницаемостью вплоть до 0,05 мД [1]. Большая часть подобных залежей приурочена к Ачимовским отложениям.

Совокупность особенностей строения отложений позволяет достаточно полно перенять опыт разработки низкопроницаемых коллекторов других стран: Канады, США, Китая и др. Текущая методология системы размещения скважин была перенята из опыта добычи нефти плотных пород США.

Базовая технология, применяющаяся на подобных месторождениях, является бурение горизонтальных скважин (ГС) в сочетании с проведением многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП). Сетка скважин разбуривается на небольшом расстоянии. Расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами значительно влияют на объем дренируемых запасов: увеличение плотности сетки скважин закономерно приводит к увеличению коэффициента охвата [2].

Стоит отметить самую крупную проблему подобной системы – быстрое падение добычи: 60-80 % за первый год эксплуатации скважин [3]. Возможным решением данной является формирование эффективной системы заводнения.

Иностранные компании для снижения темпов падения добычи и увеличения рентабельности скважин успешно внедряют систему поддержания пластового давления (ППД).

В США и Канаде на сланцевых пластах были реализованы множество успешных проектов [4]. Крупномасштабная закачка наблюдается в Китае на плотных пластах. Среди самых значимых технологий: циклическая закачка и huff n puff [5]. В сланцевых и плотных нефтяных коллекторах одной из основных проблем ППД является создание необходимой приёмистости.

Опыт заводнения низкопроницаемых коллекторов показывает перспективную возможность создания системы ППД. Как было выявлено в ходе испытаний отдельных участков зарубежных месторождений, приёмистость скважин не вызывает сложностей, но в то же время существенное влияние оказывают автоГРП при нагнетании, которое способствует прорыву воды [6].

Обоснование технологического предела и возможности заводнения

Для формирования дальнейшей системы заводнения необходимо обосновать эффективность данного решения. С помощью 2D симулятора NumEx создана модель участка месторождения X, находящегося в Западной Сибири. Модель формируется на основании лабораторных исследований керна и геологических сеток участка (эффективные толщины, проницаемость, пористость и т. д.). Важным критерием применения модели является возможность адаптации под историю работы скважины, что показано на рис. 1.

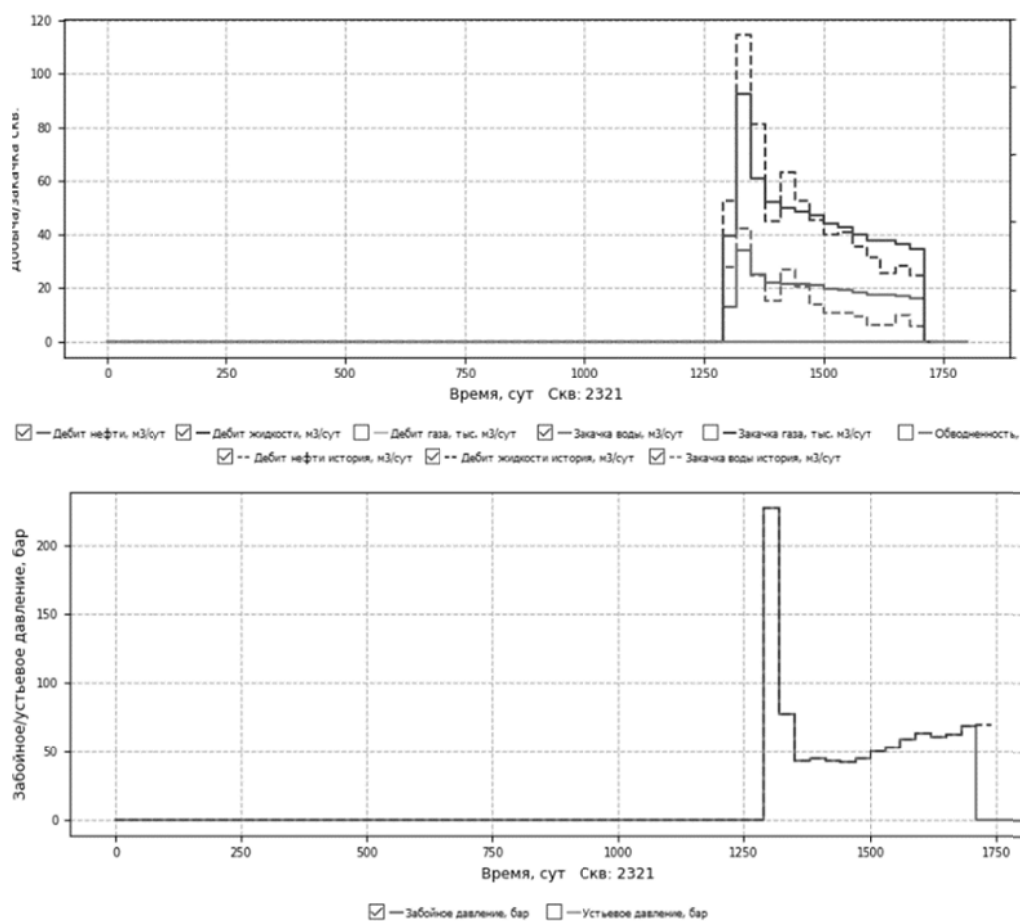


Рисунок 1. Адаптация скважины участка месторождения

Как видно на рис. 1 на примере одной скважины модель адаптируется по забойному давлению, по обводнённости, а также по запусковым показателям. Следовательно, данная модель может быть применена для оценки эффективности технологии.

Далее создается синтетическая модель заводнения и проводятся серийные расчёты. Были просчитаны различные варианты ПСС для добычи на истощение и системы с ППД для 5-точечной, 9-тигочечной и 7-миточечной СРС (рис.2). В процессе создания и расчёта модели было выяснено, что в перспективе 5 лет экономически более эффективно применение любой системы разработки, поэтому производится расчёт на период 30 лет, что примерно соответствует полному циклу разработки месторождения.

Полученная зависимость позволяет выявить технологический предел по КИН без применения МУН – 0,29. Графики дают наглядное представление по NPV и КИН рентабельнее разработка с ППД, что на данном момент не реализовано на данном месторождении. Полученные выводы позволяют производить расчёты по формированию системы ППД и выявлению эффективного режима заводнения.

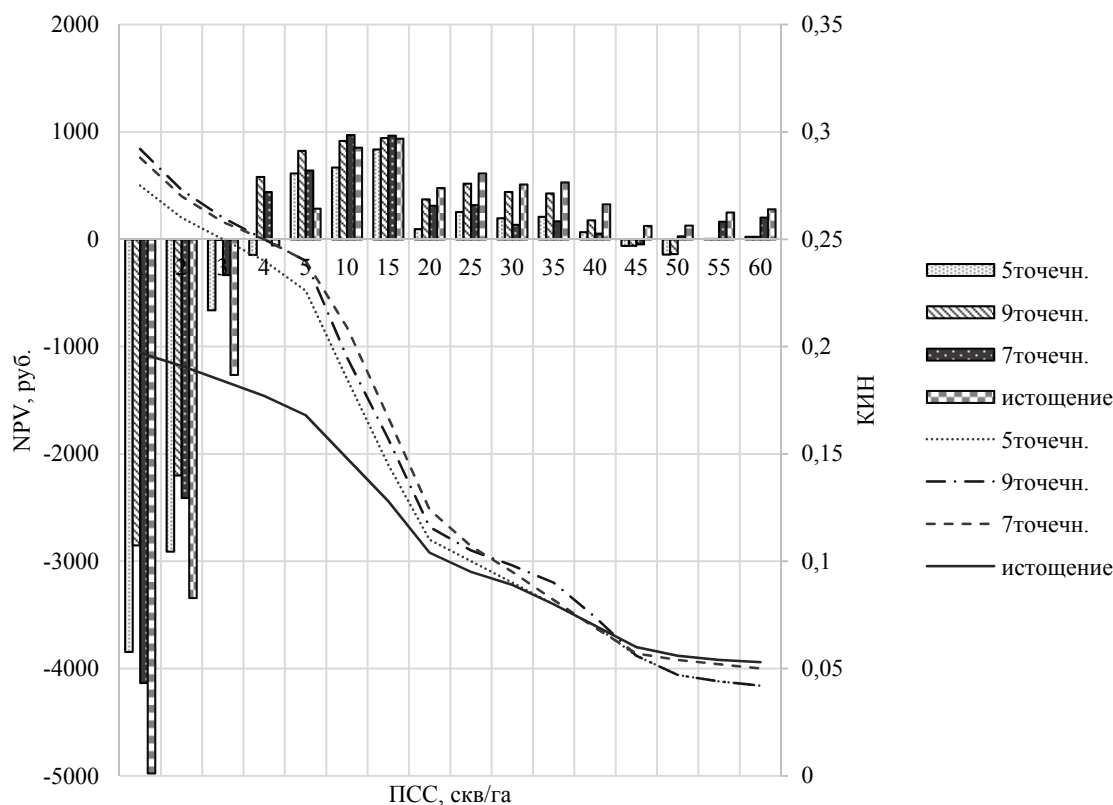


Рисунок 2. Технологические и экономические показатели при различной ПСС

Библиографический список

1. Нетрадиционная нефть: станет ли Бажен вторым Баккеном? / Г. Выгон, А. Рубцов, С. Клубков [и др.]. – Москва : МШУ Сколково, 2013. – 64 с. – Текст : непосредственный.
2. Цыкунов О. И. Газпром нефть: исследование и опыт применения технологии водного huff and puff на нефтяном месторождении с низкопроницаемым коллектором / О. И. Цыкунов, И. С. Каешков. – Текст : непосредственный // PRONEФТЬ. Профессионально о нефти. – 2021. – 3(6). – С. 114-120.
3. Рязанов А. Комплексный анализ и оптимизация системы разработки низкопроницаемых коллекторов Западной Сибири на примере месторождения им. В. Н. Виноградова / А. Рязанов, О. Петрашов, А. Корнилов. – Текст : непосредственный // SPE-182142 – 2016 г. – с. 16.
4. Alvarez D. Optimizing Well Completions in the Canadian Bakken: Case History of Different Techniques to Achieve Full ID Wellbores / Alvarez D., Joseph A., Gulewicz D. – Текст : непосредственный // SPE 167148 – 2013 – с. 20.
5. James J., Critical review of field EOR projects in shale and tight reservoirs / J. James. – Direct text. // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – № 159. – P. 654-665.
6. Базыров, И. Ш. Анализ эффективности заводнения низкопроницаемых коллекторов нагнетательными горизонтальными скважинами с поперечными трещинами многостадийного ГРП / И. Ш. Базыров, Е. В. Шель, М. М. Хасанов. – Текст : непосредственный // PRONEФТЬ. Профессионально о нефти. – 2020. – № 2. – С. 52-60.

Научный руководитель – Мардашов Д. В., доктор техн. наук, доцент.

ОЦЕНКА НЕОДНОРОДНОСТИ И ХАРАКТЕРИСТИК ЗАВОДНЕНИЯ ПЛАСТОВ ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОЧАК

Для газогидродинамических расчётов применительно к водонапорному режиму представляется целесообразным изучить степень неоднородности продуктивных пластов на основе использования результатов кернового анализа по определению коэффициента проницаемости. С этой целью нами проанализирован керновый материал по продуктивным горизонтам газового месторождения Очак (табл. 1). Логарифмически-нормальный закон распределения проницаемости наиболее широко применяется при оценке степени неоднородности пластов и в расчётах процесса обводнения залежи. Плотность такого распределения записывается в виде

$$f(X) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \cdot \sigma} \exp\left(-\frac{(\ln X - \ln \varepsilon)^2}{2\sigma^2}\right), \quad (1)$$

где: X – исследуемый параметр (коэффициент проницаемости K); σ – стандартное отклонение; ε – математическое ожидание.

Параметрами распределения (1) являются σ и ε . Удобнее всего их определять с использованием вероятностной бумаги. Методы определения параметров σ и ε достаточно полно освещены в работе [1].

На рис. 1 в качестве примера представлены фактическая и теоретическая плотности распределения коэффициента проницаемости для П-а горизонта месторождения Очак. С целью оценки степени соответствия теоретической плотности распределения фактической использован критерий согласия Пирсона χ^2 [2].

$$\chi^2_{\text{набл}} = \sum \frac{(n_i - \hat{n}_i)^2}{\hat{n}_i}, \quad (2)$$

где: n_i – фактические значения частоты для i -го интервала исследуемого параметра; \hat{n}_i – теоретическое значение частоты i -го интервала исследуемого параметра.

Таблица 1

Керновый материал для продуктивных горизонтов газового месторождения Очак

Продуктивный горизонт	Количество		Пределы изменения коэффициента проницаемости, мД
	кернов	скважин, из которых получен керн	
П-а	63	8	2-1200
П-б	38	6	8-1668
Ш	34	5	89-1000

IY-b	147	5	23-1035
У	210	16	3-1600
IY	85	9	3-369
IX	27	4	4-91

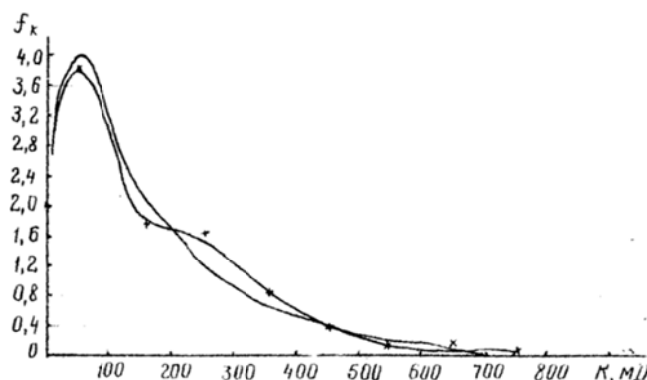


Рисунок 1. Фактическая (с точками) и теоретическая (без точек) плотности распределения коэффициента проницаемости для П-а горизонта месторождения Очак

Если вычисленное значение $\chi^2_{\text{набл}}$ для сравниваемых фактической и теоретической плотностей распределения проницаемости меньше критического его значения при заданной погрешности соответствия фактического и теоретического распределений (5 %) $\chi^2_{5\%}$ ($\chi^2 < \chi^2_{5\%}$), то можно считать, что эмпирическое распределение не противоречит соответствующему теоретическому распределению. Для П-а горизонта имеем $\chi^2_{\text{набл}} = 3,6 < \chi^2_{\text{кр}} = 12,6$. Следовательно, закон распределения здесь выбран правильно. Аналогичные величины, а также иные важнейшие параметры полученных распределений проницаемости для других горизонтов месторождения Очак даются в табл. 2.

Продуктивные горизонты месторождения DD-1 разрабатываются при проявлении водонапорного режима. Следствием этого является обводнение эксплуатационных скважин. Представляет интерес исследовать наличие функциональной зависимости обводненности фонда эксплуатационных скважин от коэффициента вариации V . С этой целью задавались разными значениями добытого количества газа для каждого горизонта в процентах от начальных запасов газа (10, 20, 30, 40, 50 %). На соответствующие моменты времени находили количество скважин с водопрооявлениями в процентах от эксплуатационного фонда скважин каждого горизонта. Результаты расчётов значений процента скважин с водопрооявлениями для разных добытых количеств газа (в % от начальных запасов) по горизонту месторождения Очак представлены в табл. 3.

Таблица 2

Параметры полученных распределений проницаемости
для других горизонтов месторождения Очак

Горизонт	$M_{\phi}(K)$	b_{ϕ}	V	b_{ϕ}	$\varepsilon_{\phi}(K)$	$M_{\phi}(K)$	$\kappa_{\text{набл}}^2$	$\kappa_{\text{кр}}^2$
П-а	0,65	0,42	0,645	0,82	0,464	0,65	3,6	12,6
П-б	0,55	0,22	0,4	0,82	0,372	0,55	5,3	-
Ш	0,7	0,1	0,143	0,61	0,578	0,7	2,5	-
ГУ-б	0,75	0,62	0,830	0,84	0,528	0,75	7,8	-
У	0,5	0,42	0,840	0,95	0,303	0,5	8,7	-
ГУ	0,6	0,46	0,770	0,9	0,387	0,6	1,6	-
IX	0,7	0,33	0,470	0,71	0,547	0,7	1,15	-

Таблица 3

Результаты расчета доли скважин с водопроявлениями при различном добытом
количестве газа (в % от начальных запасов) по горизонту месторождения Очак

Горизонт	$Q_{\text{доб}}(t)/Q_{\text{зап}}, \%$					V
	10	20	30	40	50	
П-а	1,5	3,3	12,5	85	-	0,645
П-б	0	0	0	12,5	44	0,4
Ш	0	0	50	33	50	0,143
ГУ-б	0	0	0	12	53	0,830
У	2,5	6,6	20	32	69	0,840
ГУ	10	20	58	67	71	0,770
IX	10	20	60	70	67	0,430

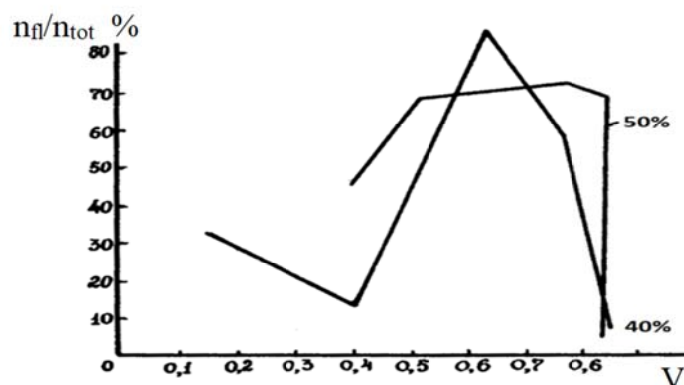


Рисунок 2. Зависимость процента скважин с водопроявлениями на моменты
отбора 40 и 50 % (от запасов газа отдельных горизонтов) от коэффициента вариации по
горизонтам месторождения Очак

Графическая обработка результатов табл. 3 указывает на отсутствие
чётких корреляционных связей $n_{\text{обв}}/n_{\text{общ}}$ от коэффициента вариации (при
фиксированных процентах добытого количества газа). Для примера на

рис.2 даются такие зависимости по месторождению Очак на моменты отбора 40 и 50 % от начальных запасов газа. Рассмотрение приведенных зависимостей показывает, что только степень неоднородности пласта по коллекторским свойствам (коэффициент вариации) не определяет характер обводнения эксплуатационных скважин. Следовательно, динамика обводнения скважин, видимо, существенно зависит от технологических показателей разработки – от числа и расположения скважин, технологических режимов эксплуатации скважин, соотношения сетки размещения скважин к зонам, характеризующимся разными коллекторскими свойствами пласта. Поэтому важным являются исследования по созданию соответствующих моделей пласта и методики газогидродинамических расчётов.

Библиографический список

1. Борисов Ю. П. Влияние неоднородности пластов на разработку нефтяных месторождений / Ю. П. Борисов, В. В. Воинов, З. К. Рябина. – Москва : Недра, 1970. – 288 с. – Текст : непосредственный.
2. Гнурман В. Е. Руководство к решению задач по теории вероятностей и математической статистике / В. Е. Гнурман. – Москва : Высшая школа, 1975. – 239 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель – Гелдимурадов А. Г., доктор технических наук.

Корецкий П. Э.

Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОДБОРА ОБОРУДОВАНИЯ К СКВАЖИНАМ ЧРФ

Введение. Для обеспечения эффективной эксплуатации УЭЦН необходимо обеспечить оптимальные условия эксплуатации насоса. Современные методики подбора оборудования недостаточно широко моделируют условия эксплуатации, а лишь берут общие данные. Так, например, в программах подбора оборудования не учитываются такие данные как: последние ремонты, причины и последствия выхода из строя предыдущей установки. Таким образом программы предлагают аналогичные компоновки УЭЦН. В следствии чего принимаются не верные решения о спуске и согласовании насоса, что является причиной повторного выхода установки из строя, уменьшая межремонтный период работы скважин.

Методика подбора ПЭД и гидрозащиты

В общем случае по максимальной потребляемой мощности насоса, диаметру эксплуатационной колонны, температуре пластовой жидкости подбирается двигатель необходимого исполнения, мощности и габарита.

В случае если предполагается работа установки при 60 Гц, то двигатель подбирается с учетом роста потребляемой мощности насоса. Потребляемая мощность насоса при увеличении частоты растет в кубической зависимости, а мощность двигателя – в линейной.

Например: при 50 Гц насос потребляет 55 кВт, если предполагается работа только при 50 Гц подбирается двигатель 63 кВт.

При предположении работы насоса при 60 Гц будут следующие результаты: если при 50 Гц насос потребляет 55 кВт то при 60 Гц:

$$P_{\text{нас2}} = \left(\frac{F_2}{F_1}\right)^3 P_{\text{нас}}$$

$$P_{\text{нас2}} = \left(\frac{60}{50}\right)^3 55 = 95 \text{ кВт}$$

Отсюда необходимая мощность двигателя:

$$P_{\text{дв2}} = \frac{P_{\text{нас2}}}{(F_2/F_1)}$$

$$P_{\text{дв2}} = \frac{90}{(60/50)} = 70 \text{ кВт}$$

Таким образом, при работе УЭЦН на частоте 60 Гц, выбираем ПЭД мощностью 80 кВт. В случае, когда известны все характеристики пласта, скважины, свойства жидкости глушения, согласована комплектация УЭЦН (наличие/отсутствие обратного клапана, станции управления с частотно-регулируемым приводом), На примере ВНН5-25 рассмотрим, при каких подаче и напоре насос будет потреблять максимальную мощность:

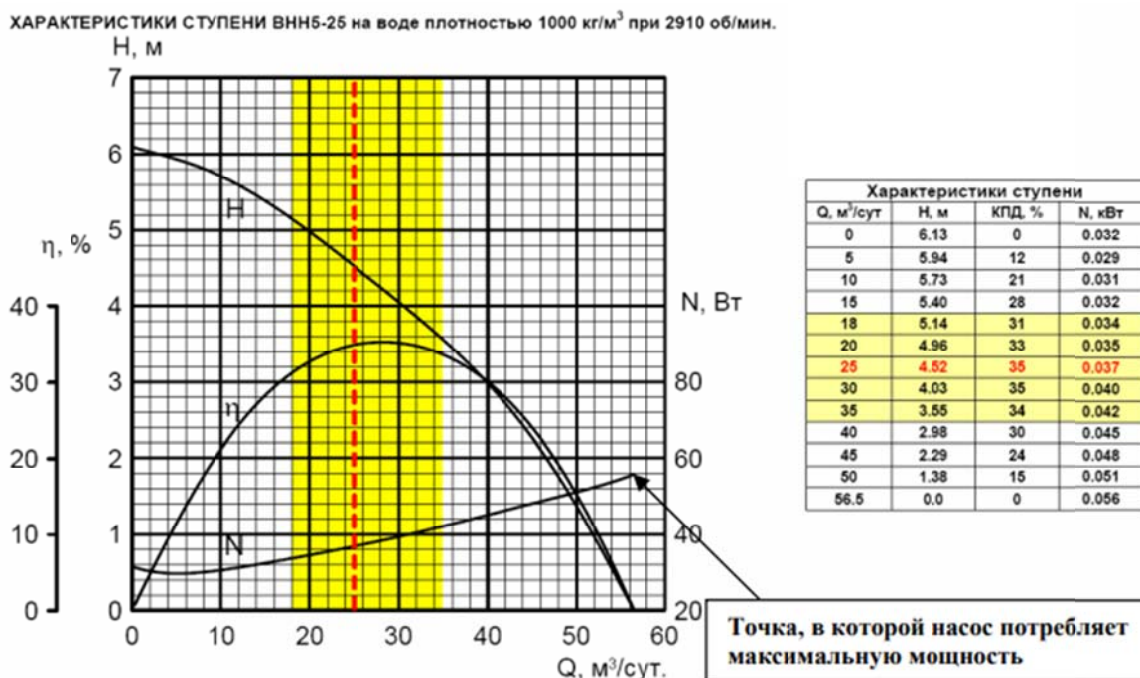


Рисунок 1. Характеристики ВНН5-25 на воде

В данном случае подача, при которой насос потребляет максимальную мощность, находится далеко за пределами рабочего диапазона, что является недопустимым. Такая ситуация может возникнуть, например, при запуске установки без обратного клапана. Избежать перегрузки ПЭДа при этом, нам позволит использование станции управления с частотно-регулируемым приводом.

Вывод: В данной работе проведен анализ и поставлены цели, выполнение которых напрямую влияет на качество и эффективность подбора оборудования. Проведение модернизации в области подбора оборудования обеспечивает повышение сроков межремонтного периода механизированного фонда скважин, тем самым уменьшив внутри-суточные потери добычи нефти.

В данный момент ведутся работы по созданию и внедрению аналогичной системы, которая будет практически внедрена и проверена на практике в ходе работы с эксплуатационным фондом скважин. В разрабатываемом программном обеспечении будут учитываться такие факторы как наличие аварийных забоев, степень загрязнения перфорационных отверстий, величина зоны успокоения механических примесей, программа должна предотвращать человеческие ошибки, указывая на наличие скважин в осложнённом фонде, в следствии чего будет предлагаться использование гидрозатит подходящего диаметра для обеспечения охлаждения погружного электродвигателя,

Для решения данной проблемы предлагается ввести новый формат программного обеспечения, для быстрой и оперативной проверки подбора оборудования, основанного на предыдущих ремонтах по скважине, наличия аварийного оборудования на текущем забое, количество времени, а так-же степень загрязнения перфорационных отверстий, и длину зоны успокоения механических примесей. Будут выдаваться рекомендации к включению или исключению приёмных сеток в компоновку на основе предыдущего опыта эксплуатации определённой скважины.

Таким образом, исследования, направленные на описание особенностей подбора нефтедобывающего оборудования на скважинах, относящимся к осложнённому фонду являются актуальными и на сегодняшний день.

Библиографический список

1. Зубова Е. А. О повышении инновационного потенциала нефтегазовых предприятий на современном этапе / Е. А. Зубова. – Текст : непосредственный // Наука и бизнес: пути развития. – 2019. – №7(97). – С. 105-107.

2. Технологический проект разработки Самотлорского нефтегазоконденсатного месторождения : в 16 кн. / отв. исп. Д. С. Смирнов, И. В. Савченко, А. В. Попов [и др.] – Тюмень : ООО «Тюменский нефтяной научный центр». – 2017. – 16 кн. – Текст : непосредственный.

3. Разработка нефтяных месторождений : учебное пособие для студентов направления 21.03.01 "Нефтегазовое дело" всех форм обучения / ТюмГНГУ ; сост.: Н. Р. Кривова [и др.]. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2015. – 247 с. – Текст : непосредственный.

4. Планирование и мониторинг мероприятий по оптимизации заводнения месторождения на суше № П1-01.03 М-0015 : метод. указания компании. – Москва : ПАО «НК «Роснефть», 2020. – 36 с. – Текст : непосредственный.

5. Дополнение к Уточненному проекту разработки Самотлорского месторождения в пределах ОАО «Самотлорнефтегаз» и ОАО «ТНК-Нижневартовск» : в 4 кн. / отв. исп. Д. С. Смирнов – Тюмень : ООО «Тюменский нефтяной научный центр», 2018. – 4 кн. – Текст : непосредственный.

6. Пересчет запасов нефти и газа Самотлорского месторождения в пределах лицензионных участков ОАО "Самотлорнефтегаз" и ОАО "ТНК Нижневартовск" по состоянию на 01.01.2016 г. – Москва : Минэнерго РФ, ОАО «Центральная геофизическая экспедиция», 2015. – 155 с. – Текст : непосредственный.

7. Сборник задач по разработке нефтяных месторождений : учеб. пособие / Ю. П. Желтов [и др.]. – Москва : Недра, 1985. – 296 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель – Савельева Наталья Николаевна, кандидат т. н., доцент.

*Кривова Н. Р., Леонтьев С. А.
Тюменский индустриальный университет*

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ЗАКАЧИВАЕМОЙ В ПЛАСТ ВОДЫ С ЦЕЛЬЮ ППД НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В последние годы большое внимание уделяется усовершенствованным процессам заводнения для повышения нефтеотдачи как в коллекторах песчаников, так и в карбонатных коллекторах. В отличие от других технологий повышения нефтеотдачи, этот недорогой метод, который не требует каких-либо внешних добавок или исходных материалов, кроме нагнетаемой воды.

Широкую популярность в научных кругах получило заводнение с использованием воды с низкой соленостью. Его можно рассматривать как усовершенствованную версию простого заводнения, поскольку он основан исключительно на настройке солености и ионного состава нагнетаемой воды. Есть предположения, что эта технология очень конкурентоспособна с точки зрения затрат, так как она использует существующую закачку воды, а также производственные мощности с минимальными дополнительными инвестициями. Данный вид заводнения можно внедрить на начальных этапах жизненного цикла проекта, чтобы обеспечить раннее восстановление с более быстрым временем окупаемости.

В результате заводнение с использованием воды с низкой соленостью стало сегодня горячей темой в нефтяной промышленности, и за последнее десятилетие было проведено множество лабораторных исследований, полевых испытаний для изучения влияния химического состава нагнетаемой воды на нефтеотдачу.

Добыча нефти с помощью передовых процессов заводнения путем настройки солености и ионного состава нагнетаемой воды не является простым процессом. Он включает сложные и конкурирующие механизмы, относящиеся как к взаимодействиям флюид-флюид, так и флюид-порода. Первичные механизмы и условия, необходимые для повышения нефтеотдачи как в песчаниках, так и в карбонатах, все еще далеки от адекватного понимания.

Широко освещаемые результаты нескольких макроскопических лабораторных исследований, несомненно, указали на важность изменения смачиваемости при наблюдаемом дополнительном извлечении нефти. Однако изменение смачиваемости представляет собой лишь общий признак различных взаимодействий между атомами и молекулами, происходящих в микроскопическом масштабе пор. Кроме того, ионы воды очень малы по размеру в пределах нескольких ангстрем, что добавляет еще один уровень сложности. В результате классические макроскопические лабораторные методы не смогут ответить на ключевой вопрос: что на самом деле произошло на очень мелком атомном и молекулярном уровнях в этих передовых процессах заводнения и что вызвало так называемое изменение смачиваемости. Такое более глубокое понимание взаимодействий различных ионов воды на атомно-молекулярном уровне на границах раздела жидкость-жидкость и порода-жидкость необходимо для полного понимания физики.

Данные от атомного до молекулярного масштаба, полученные в результате фундаментальных исследований, необходимо интегрировать с обычными экспериментальными данными макроскопического/кернавого масштаба, такими как краевые углы, межфазное натяжение, дзета-потенциалы, спонтанное впитывание и заводнение керна [1].

Эта интеграция необходима для проверки влияния определенных параметров и ключевых физико-химических взаимодействий на нефтеотдачу и другие макроскопические переменные в масштабе керна. Затем эти результаты должны быть доставлены в полевые условия с помощью мелко-масштабных испытаний, таких как микроэкспериментальные испытания и испытания химических индикаторов в одной скважине, а данные о производительности с месторождения должны быть возвращены в лабораторию и смоделированы для точной настройки процесса извлечения. Надлежащий рабочий процесс НИОКР для передовых процессов заводнения должен охватывать следующие масштабы: атомный -> молекулярный -> поровый -> керн ->.

Ввиду вышеупомянутой важности, связанной со сложным много-масштабным взаимодействием ионов воды, происходящим в передовых процессах заводнения, были предприняты объединенные усилия, чтобы собрать воедино все соответствующие документы, относящиеся к различным масштабам. Особое внимание уделяется тому, чтобы связать фундаментальные исследования в микроскопическом масштабе с работами по

моделированию посредством исследований, сосредоточенных на рутинных макроскопических измерениях и измерениях в кернах в масштабе.

Данные по заводнению керна, представленные в литературе, показывают дополнительное увеличение извлечения нефти от 4 до 19 % за счет закачки разбавленных соляных растворов [5], [2], [4]. Предположение состоит в том, что закачка воды с низкой соленостью, изменяет смачиваемость коллектора от смешанной до более гидрофильной, улучшая микроскопическое вытеснение и снижая остаточную нефтенасыщенность [3].

Повышение нефтеотдачи с помощью закачки воды с низкой соленостью стало предметом лабораторной работы авторов [3]. Исходя из предположения, что на первоначальную смачиваемость влиял контраст солености между нагнетаемой водой и сопутствующим соляным раствором, они провели серию экспериментов по заводнению керна, изучая высвобождение и движение смешанных влажных мелких частиц и глинистых частиц. Во время закачки воды изменение смачиваемости обычно обнаруживается по косвенным изменениям кривых относительной проницаемости и капиллярного давления. Уменьшение проницаемости и увеличение перепада давления указывают на то, что высвобождаемые частицы улучшают микроскопическое вытеснение, блокируя поровые каналы и направляя поток в непромытые участки. Однако утверждалось, что описанные механизмы являются скорее следствием, чем причиной наблюдаемого эффекта низкой солености.

Необходимо отметить, что достаточно много лабораторных исследований, которые показывают эффективность закачки слабоминерализованной воды. Но в литературе встречаются единичные публикации на тему промышленной реализации данного заводнения с приведением его эффективности.

Рассмотрим закачку на примере Хохряковской и Бахилловской группы месторождений Западной Сибири с целью поддержания пластового давления пресной, пластовой и попутно добываемой водой. Анализ проведен по 14 месторождениям, из которых: на трех месторождениях с начала разработки закачивалась попутно добываемая вода (синие столбцы на диаграмме), на семи месторождениях закачивалась пластовая вода (зеленые столбцы на диаграмме) и по 4 месторождениям велась закачка пресной воды (фиолетовые столбцы) (рисунок 1). По месторождениям под номерами 13 и 14 закачка пресной воды осуществлялась более 10 лет, после чего пресная вода была заменена на попутно добываемую.

Анализ отбора от начально извлекаемых запасов (НИЗ) и продолжительности времени разработки показывает, что закачка пресной воды с начала разработки крайне не эффективна.

Таким образом, требуется дальнейшее изучение процессов влияния изменения относительной проницаемости (и, следовательно, эффекта низкой солености) на тип породы в неоднородных резервуарах.

В заключении необходимо подчеркнуть, что на сегодняшний день заводнение по-прежнему остается наиболее широко применяемым методом добычи «по умолчанию» как в песчаных, так и в карбонатных коллекторах.

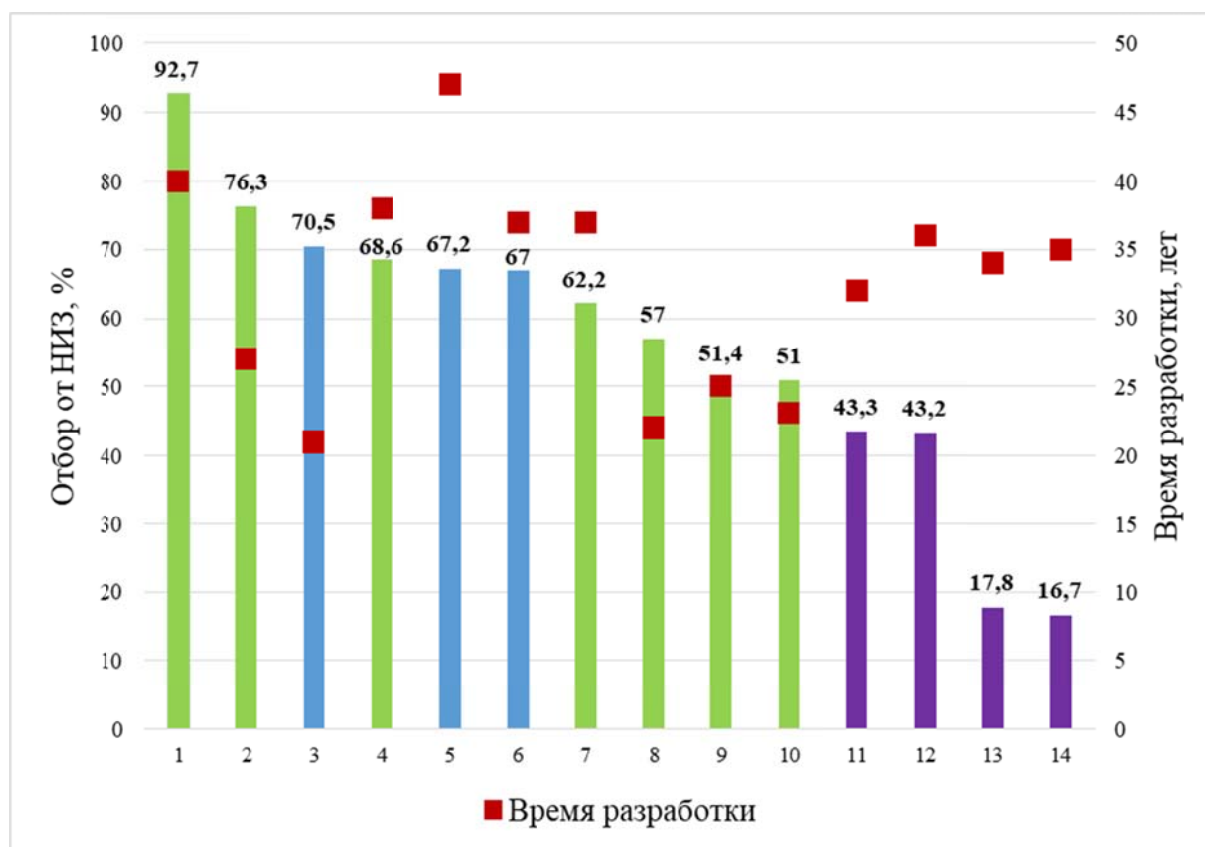


Рисунок 1. Сопоставление времени разработки по месторождениям с отбором от НИЗ

Библиографический список

1. Attar A. Low salinity water injection: Impact of physical diffusion, an aquifer and geological heterogeneity on slug size / A. Attar, A. Muggeridge. – Direct text. // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – № 3 (166). – P. 1055-1070.
2. Pu H. Low salinity waterflooding and mineral dissolution / H. Pu – Direct text. // Proceedings – SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – 2010. – № 9. – P. 1574-1590.
3. Tang G. Q. Salinity, Temperature, Oil Composition, and Oil Recovery by Waterflooding / G. Q. Tang, N. R. Morrow – Direct text. // SPE Reservoir Engineering (Society of Petroleum Engineers). – 1997. – № 4 (12). – P. 269-276.
4. Tang G. Q. Influence of brine composition and fines migration on crude oil/brine/rock interactions and oil recovery / G. Q. Tang, N. R. Morrow. – Direct text. // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 1999. – № 2-4 (24). – P. 99-111.
5. Zhang Y. Waterflood Performance by Injection of Brine With Different Salinity for Reservoir Cores / Y. Zhang, X. Xie, N. Morrow. – DOI:10.2523/109849-ms. – Direct text. // Proceedings of SPE Annual Technical Conference and Exhibition.

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В БЕЛАРУСИ

Разработка месторождений нефти и газа в Беларуси является важной отраслью экономики страны. На сегодняшний день Беларусь располагает небольшими запасами нефти и газа, поэтому государство придает этому вопросу особое внимание. Запасы нефти на 2022 год оцениваются в 230 млн. тонн.

Начиная с 1960-х годов, Беларусь начала активно искать и разрабатывать месторождения нефти и газа на своей территории. Наиболее крупные и основные месторождения находятся в Припятской впадине и на Южном газоконденсатном месторождении. Припятская впадина – это крупнейшая впадина на территории Европы, которая находится на границе Беларуси и Украины. Нефть на этом месторождении была обнаружена в 1964 году, а добыча началась в 1966 году. Сегодня это месторождение продолжает давать значительную часть всей добычи нефти в Беларуси. Нефть на припятской впадине добывают с помощью скважинного метода.

В Гомельской области расположен северо-западный участок Днепровско-Припятской нефтегазоносной провинции. На этих участках выявлены следующие нефтеносные зоны:

- Речицко-Вишанская (Вишанское, Давыдовское, Красносельское, Осташковичское, Южно-Осташковичское, Тишковское, Западно-Тишковское, Мармовичское, Речицкое, Сосновское и Южно-Сосновское месторождения);
- Малодушинская (Надвинское, Золотухинское и Барсуковское месторождения);
- Первомайская зона (Озершинское, Оземлинское, Восточно-Первомайское).

Нефть приурочена к подсолевым, межсолевым, верхнесолевым отложениям верхнего девона. Залежи нефти многопластовые, массивные, сводовые. Добыча газа ведется попутно [1].

Важно отметить, что нефть в Беларуси имеет низкую сернистость, что делает ее более ценной для переработки и использования. Кроме того, белорусские компании активно работают над совершенствованием технологий добычи, чтобы увеличить эффективность производства и уменьшить вредное воздействие на окружающую среду.

В Беларуси существует несколько месторождений нефти, которые на данный момент находятся в разных стадиях разведки и разработки. Рассмотрим наиболее крупные из них:

Речицкое месторождение нефти: Речицкое месторождение находится в Гомельской области, и является одним из крупнейших месторождений нефти в Беларуси. Оно было открыто в 1964 году, и его запасы на сегодняшний день оцениваются в 27,1 миллионов тонн. Глубина залегания пластов от 1870 до 2940 м. Выработанность запасов около 80 %. Речицкое месторождение используется для производства бензина, дизельного топлива, мазута и других нефтепродуктов.

Добыча нефти на Речицком месторождении проводится скважинным методом. На месторождении используются различные технологии добычи нефти, включая гидроразрыв пласта, гидродинамические зарядки и другие.

Нефть, добываемая на Речицком месторождении, является сырой и содержит значительное количество серы. Поэтому перед тем, как ее отправить на переработку, ее необходимо очистить и подготовить. Для этого на месторождении строятся специальные установки, которые производят предварительную очистку нефти от примесей.

Осташковичское месторождение нефти: месторождение расположено в Речицком, Калинковичском, Светлогорском районах Гомельской области и было открыто в 1965 году. Площадь составляет 42 км². Глубина залегания пластов от 2580 до 3340 м. Выработанность – 85 %. Нефть – легкая, маловязкая. Основной способ разработки – механизированный с использованием ЭЦН. ЭЦН (электроприводной центробежный насос) – аппарат механизированной добычи нефти.

Южно-Осташковичское месторождение нефти: Южно-Осташковичское месторождение находится в Речицком и Калинковичском районах в 33 км западнее Речицы и было открыто в 1972 г. Относится к Речицко-Вишанской ступени Припятского прогиба. Площадь составляет около 10 км². Пласты залегают на глубине от 3070 до 3860 м. Выработанность запасов составляет 80 %.

Вишанское месторождение нефти: месторождение расположено в Октябрьском и Светлогорском районах Гомельской области. Было открыто в 1967 году. Площадь участка составляет около 50 км². Глубина залегания пластов 2440-2990 м. Месторождение находится в промышленной разработке, выработанность запасов составляет 73 %.

Южно-Сосновское месторождение нефти: Южно-Сосновское месторождение было открыто в 1977 г. Расположено в Светлогорском районе в 20 км южнее Светлогорска. Относится к Речицко-Вишанской ступени Припятского прогиба. Площадь составляет 12 км². Глубина залегания пластов 3240-3980 м. Выработанность составляет 80 %. Месторождение находится в стадии разработки и используется для производства многих нефтепродуктов.

Перспективы разработки добычи нефти и газа в Беларуси связаны с поиском новых месторождений, внедрением современных технологий добычи и сотрудничеством с зарубежными компаниями.

На территории Беларуси продолжается геологоразведка, которая направлена на поиск новых месторождений нефти и газа. Также проводятся работы по модернизации и развитию существующих месторождений, в том числе и Речицкого. Внедрение новых технологий добычи позволяет увеличить производительность скважин и снизить затраты на добычу.

Развитие добычи нефти и газа в Беларуси имеет большое значение для экономики страны. Успешная добыча нефти и газа позволяет снизить зависимость от импорта энергоресурсов, обеспечить энергетическую безопасность и создать новые рабочие места. Кроме того, развитие нефтегазовой отрасли способствует укреплению экономических связей с зарубежными партнерами и увеличению экспорта нефти и газа.

Библиографический список

1. Хомутко В. Месторождения нефти в Белоруссии / В. Хомутко. – Текст : электронный // neftok.ru [сайт]. – URL: <https://neftok.ru/strany/neft-v-belorussii.html>. – (дата обращения: 11.04.2023). – Текст : электронный.
2. Белоруснефть : [сайт]. – URL: <https://www.belorusneft.by/sitebeloil/ru/>. – (дата обращения: 10.04.2023). – Текст : электронный.
3. Месторождения // neftegaz.ru [сайт]. – URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/mestorozhdeniya/>. – (дата обращения: 11.04.2023). – Текст : электронный.
4. Речицкое месторождение // www.nftn.ru [сайт]. – URL: <http://www.nftn.ru/oilfields/europe/belarus/rechickoe/69-1-0-1477>. – (дата обращения: 11.04.2023). – Текст : электронный.

Научный руководитель – Зувевич С. А., преподаватель.

Марданов Н. Р.¹, Коноваленко А. А.²

*¹Российский Университет Дружбы Народов, Инженерная академия,
г. Москва*

*²РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина,
г. Москва*

ГЕНЕТИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ КОНУСОВ ВЫНОСА НИЖНЕМЕЛОВОГО ОТДЕЛА ФРОЛОВСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ

Основная часть

Стоит отметить, что под конусом выноса понимается конусообразная аккумулятивная форма рельефа, сложенная обломочным материалом (Рисунок 1).

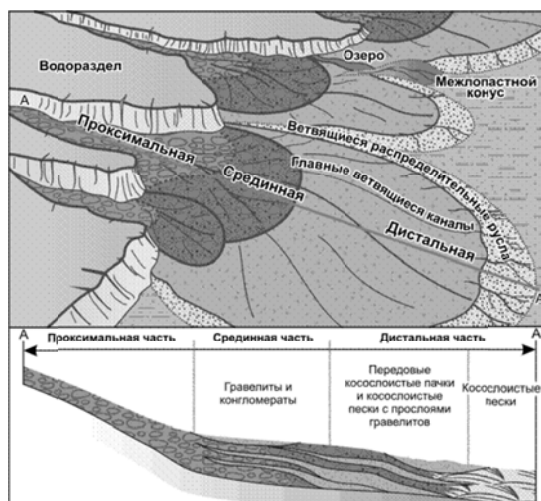


Рисунок 1. Схематичное изображение конуса выноса и его частей



Рисунок 2. Географическое расположение рассматриваемых месторождений

Зачастую в основу для построения моделей конусов выноса используются сейсмические данные, анализ текстур и слоистости, метод палеодинамических реконструкций [2], метод электрометрической геологии и прочие [1]. Для примеров были взяты Кальчинское, Приобское и Зимнее месторождения (Рисунок 2).

Кальчинское месторождение

Кальчинское месторождение интересно тем, что является единственным промышленно разрабатываемым нефтяным месторождением, где все объекты эксплуатации находятся в ачимовском комплексе.

Породы клиноформного комплекса залегают на глубинах 2540-2770 м и имеют общую мощность до 150 м. На сегодняшний день установлено три песчаных пласта турбидитного происхождения ($A_{ч1}$, $A_{ч2}$, $A_{ч3}$), разделенных маломощными слоями аргиллитов (до 10 м), образованных в период трансгрессии. Модель конуса выноса представлен на Рисунке 3.

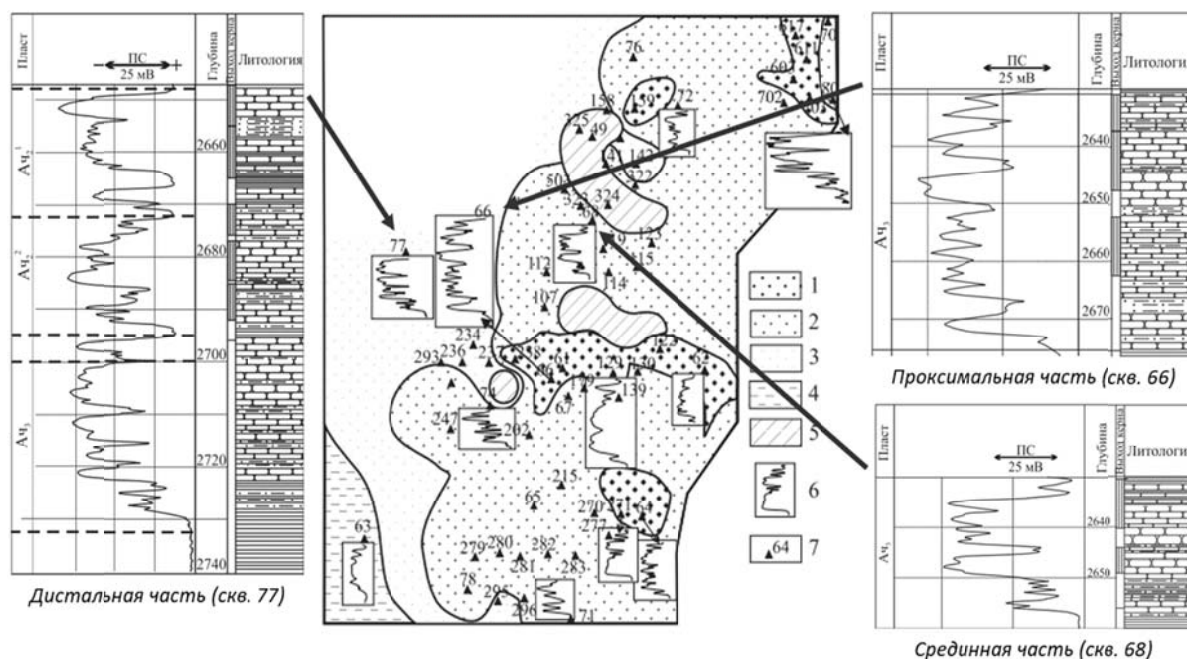


Рисунок 3. Модель конуса выноса Кальчинского месторождения (Ач₃, БС₇) [1]
 1 – проксимальная часть и каналы; 2 – средняя часть; 3 – дистальная часть;
 4 – дно бассейна; 5 – зоны развития аномальных разрезов баженовской свиты;
 6 – электрометрическая характеристика пласта (ЭХП) по значениям ПС;
 7 – скважина и ее номер

Типичная для проксимальной части конуса «колкообразная» форма кривой α ПС отмечается в скважинах №№ 62, 122, 129, что позволяет сделать вывод о развитии канала поступления осадочного материала в данной области. Перемещаясь западнее к скважинам №№ 66 и 61, форма становится менее выраженной и состоит из нескольких «колкообразных» выступов. Данный факт свидетельствует о пульсационном характере поступления песчаного материала по каналу выноса в удаленную от источника сноса область.

Отложения выражены переслаиванием средне-мелкозернистых песчаников и алевролитов. Наблюдаются массивные, линзовидно-слоистые и косослоистые текстуры. Иногда слоистость нарушается оползневыми текстурами и включениями крупных обломков глинистых пород. Средняя пористость составляет 17,6 %, проницаемость – 9,0 мД. Максимальное значение пористости в 24,8 % наблюдается в интервале 2571-2588 м скважины № 66. Проницаемость в некоторых образцах достигает 300 мД.

Средняя часть конуса выноса распространяется на значительную территорию по бортам каналов и между ними. Общее очертание кривой ПС имеет форму, близкую к цилиндрической, но расчлененную, с зазубренными краями.

Литологию данного участка слагает переслаивание средне-мелкозернистых, мелкозернистых песчаников, алевролитов и аргиллитов с

линзовидно-слоистой и косослоистой текстурой. Пористость составляет 5-17 %, проницаемость – до 10 мД.

Дистальная часть конуса выноса, определяющаяся по воронкообразной форме α ПС, обрамляет среднюю часть конуса выноса с запада.

Наблюдаемые породы слагает циклическое чередование алевролитов, глин и аргиллитов.

Приобское месторождение

Приобское месторождение ввиду особенностей сейсмической волновой картины принято делить на два подкомплекса: AC_{12} и AC_{10-11} , нижний из которых является собственно «глубоководным» конусом выноса, а верхний сформирован в условиях «континентального» склона. Рассматривается AC_{12} (Рисунок 4).

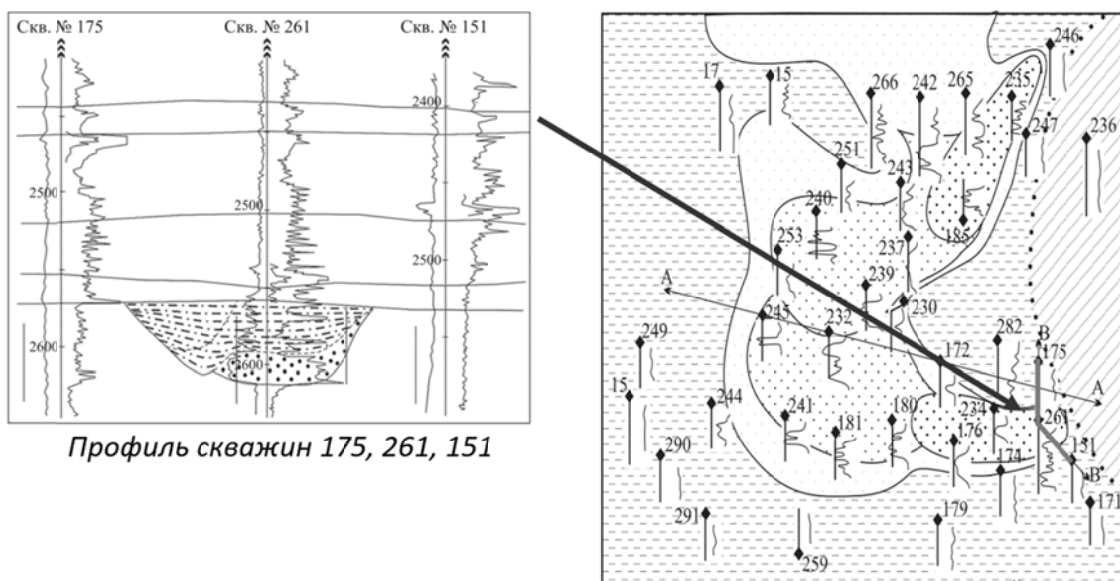


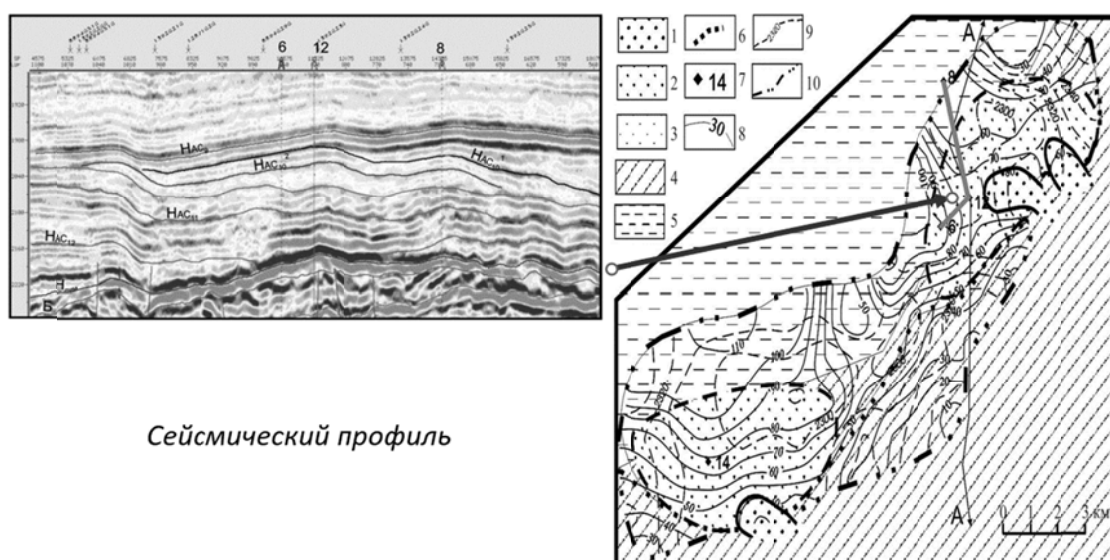
Рисунок 4. Модель конуса выноса пласта AC_{12} Приобского месторождения [3]
 1 – каналы; 2 – лопасти; 3 – дистальная часть конуса; 4 – «шельфовые» отложения;
 5 – дно бассейна; 6 – ЭХП по значениям ПС; 7 – линия бровки шельфа.
 А-А – линия профиля

Пласт имеет сильно изменчивый литологический состав: линзы среднезернистых и мелкозернистых песков постепенно переходят в западном направлении в алевролитовые и далее – в глинистые отложения. Мощность песчаников достигает 10-12 м: наибольшая наблюдается на северо-востоке площади. С восточной стороны единого песчаного тела неправильной округлой формы выявляются две зоны песчаных пород (северная и южная), представляющие собой эрозионные промоины, заполненные песчано-алевритовыми отложениями. Анализ комплекса данных позволяет установить несомненную связь осадков с деятельностью двух турбидитных потоков, развивающихся на склоне шельфовой ступени и имеющих подводящие каналы. Лопасти двух вееров выноса (северного и

южного), сливающихся в краевых частях, формируют песчано-алевритовое тело коллектора [3].

Зимнее месторождение

Внутренняя структура конуса выноса в целом схожа со строением рассмотренных выше турбидитных систем. Анализ мощностей песчано-алевритовых тел, сейсмопрофилей и т. д. показывает, что образование тел коллекторов связано с деятельностью трех каналов переноса осадочного материала, развивающихся непосредственно вблизи области шельфа (Рисунок 5). Крутизна склона не превышает 1.3° . Депоцентральная зона ориентирована на северо-восток. Поступивший материал осаждался непосредственно на склоне, формируя две линзы алевропесчаного материала – северо-восточную и юго-западную. По данным бурения, мощность алевропесчаных линз колеблется от 6 м до 27 м.



Сейсмический профиль

Рисунок 5. Модель конуса выноса пласта AC_{10}^1 Зимнего месторождения [1]
 1 – каналы; 2 – лопасти; 3 – дистальная часть; 4 – «шельфовые» отложения;
 5 – дно бассейна; 6 – линия бровки шельфа; 7 – скважины; 8 – изопахиты пласта AC_{10} ;
 9 – изогипсы по отражающему горизонту $НАС_{10}^2$;
 10 – граница распространения алевропесчаных тел

Приуроченные в большей степени к погребенным каналам и проксимальным частям турбидитных потоков участки имеют средние фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС): пористость не превышает 20 %, в то время как проницаемость не превышает 140 мД.

Вывод

Сравнивая конусы выноса трех месторождений Фроловской Нефтегазоносной области (НГО), их ориентировку и угол падения, а также литологические признаки и электрометрические характеристики пластов, можно утверждать о их генетической схожести.

Наблюдая развитие конуса выноса Зимнего месторождения, можно проследить снос материала в сторону запада, в то время как на юго-восток начинается шельфовая фация. Конус выноса Кальчинского месторождения в свою очередь ориентирован в сторону северо-запада, что свидетельствует об их связи и предположительном продолжении друг друга. Взяв во внимание модель конуса выноса Приобского месторождения, можно отметить, что на востоке от данного объекта расположена шельфовая зона, в то время как на юге и западе – дно водоема. Также стоит отметить развитие моделей конусов выноса Кальчинского и Зимнего месторождений в северном направлении

Надпимские отложения (пласты АС) и подпимские отложения (пласты БС) генетически схожи друг с другом. Таким образом, можно сделать вывод о генетической связи пластов рассмотренных конусов выноса с Ачимовскими отложениями.

Библиографический список

1. Сынгаевский П. Е. Глубоководные конусы выноса и турбидиты / П. Е. Сынгаевский, С. Ф. Хафизов, В. В. Шиманский. – Москва-Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2015. – 480 с. – Текст : непосредственный.
2. Рожков Г. Ф. Геологическая интерпретация гранулометрических параметров по данным дробного ситового анализа / Г. Ф. Рожков. – Текст : непосредственный // Гранулометрический анализ в геологии : сб. ст. – Москва : Изд. ГИ АН СССР, 1978. – С. 5-25.
3. Муромцев В. С. Методика построения геолого-геофизической модели песчаных тел-ловушек нефти и газа и ее использование для прогноза пород-коллекторов на неразбуренных территориях / В. С. Муромцев, А. В. Журавлева . – Текст : непосредственный // Развитие теории и методики создания геолого-петрофизических моделей нефтегазоносных объектов различного генезиса с целью локального прогноза : сб. науч. Трудов / Муромцев В. С., Журавлева А. В. – Ленинград : ВНИГРИ, 1990. – С. 7-29.

Научный руководитель – Страхов Павел Николаевич, доктор геолого-минералогических наук, доцент.

Мартынов А. С.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ И РИСКОВ ПОИСКОВОГО И РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДИК ОЦЕНКИ СТРУКТУРНЫХ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ

При создании моделей нефтеносности пластов особое место занимает этап структурных построений. При картировании структурных границ необходимо оценивать адекватность отражения структурного плана в межскважинном пространстве. Неточности в построении структурных поверх-

ностей связаны, в частности, с некорректным учетом структурного плана при использовании результатов сейсмических исследований и данных бурения скважин. Для оценки перспектив бурения в данной работе выполнено комплексирование нескольких методов построения структурных поверхностей, которые позволяют оценить перспективы и риски бурения поисковых и разведочных скважин [1].

В работе рассматриваются структурные особенности подошвы Самбургской пачки глин, контролирующей балансовый пласт БВ5 на территории Северо-Покачёвского лицензионного участка, которая находится между Савуйским и Комсомольским опорными горизонтами.

Уровень точности структурных построений с точки зрения применения сейсмических данных 2Д / 3Д зависит от многих факторов, среди которых можно отметить следующие: качество регистрации сейсмической информации, сложность геологического строения объектов, качество обработки сейсмического материала, правильность корреляции сейсмической границы, разрешающая способность сейсморазведочных работ. В рамках исследования планируется учесть возможные неточности структурных поверхностей в межскважинном пространстве – «сейсмические ошибки», с помощью метода кросс-валидации и метода стохастического моделирования [4].

Методика выполнения кросс-валидации заключается в исключении из построений скважин в трехкилометровой зоне от выбранной скважины с последующим вычислением значений отклонения в построенной сетке от поверхности, в построении которой изымаемая скважина участвовала. При исключении скважины из построений в области отсутствия данных основной вклад в рельеф моделируемой поверхности вносит сейсмический тренд. По результатам вычислений валидационных ошибок строилась карта. В данной работе применение этого метода обосновано тем, что при построении структурных карт по опорным горизонтам участвовали фрагменты региональных поверхностей изохрон. В свою очередь региональные карты изохрон были получены путем сшивки сейсмических материалов по участкам съемок методами 3Д и 2Д. На изучаемом участке работ сейсмическая основа структурных построений состоит из 4 участков сейсмических съемок 3Д, которые характеризовались плохим качеством и надежностью.

Следующим применялся метод многовариантного стохастического моделирования с помощью которого был просчитан 31 вариант реализаций структурных поверхностей по Савуйскому и Комсомольскому опорным горизонтам с учетом кросс-валидационных ошибок. Подобный подход позволяет оценить степень возможной вариативности абсолютных отметок в межскважинном пространстве [5].

После получения 31 реализации по используемым опорным горизонтам с равновероятным распределением значений абсолютных отметок в межскважинном пространстве применялся метод подобия на несколько поверхностей. В работе применение методики подобия на несколько опор-

ных горизонтов заключается в создании новой поверхности подобия – трендового горизонта, который учитывает структурные особенности выше- и нижележащего опорных горизонтов в пропорциональном выражении, что определяет степень влияния опорных горизонтов на структурные особенности итоговой сетки. Пропорциональность коэффициента вытекает из расчета пропорций толщин между опорными горизонтами и изучаемым.

Для расчета поверхности подобия применялась следующая формула:

$$F = (1 - g) * f1 + g * f2,$$

где $f1$ – поверхность вышележащего горизонта, $f2$ – нижележащего, g – коэффициент подобия (изменяется в пределах $0 < g < 1$). На рисунке отражена методика расчета коэффициента подобия.

Поверхности подобия использовались в качестве тренда при моделировании изучаемого Самбургского горизонта с привлечением скважинных отбивок. Для оценки нефтеносности применялись методики палеоанализа и экспресс методики тренд-анализа. При проведении палеоанализа выполнялось изучение рельефа поверхности, полученной при выравнивании Самбургского горизонта на отражающий горизонт М – Кошайская пачка глин. Методика проведения тренд-анализа заключалась в вычислении локальной компоненты моделируемого горизонта – вычленения структурных аномалий из регионального структурного плана изучаемой территории. На основании вышеперечисленных методов были выделены перспективные зоны для оценки перспектив нефтеносности.

Анализ перспектив нефтеносности проводился в сравнении с моделью нефтеносности пласта БВ5 Северо-Покачёвского месторождения, которая была получена в рамках региональных проектных работ. На основании трех выбранных реализаций были оценены перспективы нефтеносности выделенных структур категории Д0.

Оценка осуществлялась путем сопоставления положения контуров выделенных ловушек в выбранных реализациях и сопоставлением контуров, полученных в результате тренд-анализа и палеоанализа, и была составлена карта совмещенных контуров прогнозных ловушек. На карту были вынесены контура ловушек, прогнозируемых по вариантам с наибольшей и наименьшей вариативностью структурного плана, с вариантом, полученным при моделировании с привлечением осредненной реализации трендовой карты и базового варианта – контурами ловушек, которые были получены в результате проектных региональных работ.

Анализ показал, что на изучаемой территории можно выделить 3 ловушки, которые выделяются достаточно достоверно. Ловушка под номером 1 картируется наиболее уверенно и характеризуется наибольшей площадью, поэтому является наиболее перспективной с точки зрения бурения скважин. Ловушки под номерами 2 и 3 картируются менее четко, и их бурение представляет риски.

Анализ перспектив бурения ловушки под номером 1 проводился путем сопоставления положения контуров из выбранных реализаций и базового варианта. Места наибольшего числа наложений контуров ловушек характеризовались как наиболее надежные и перспективные в плане бурения скважины. По выделенной структуре с осреднением данных были подсчитаны ресурсы категории Д0, которые составили 2082.8 тысяч тонн (Рис. 1).

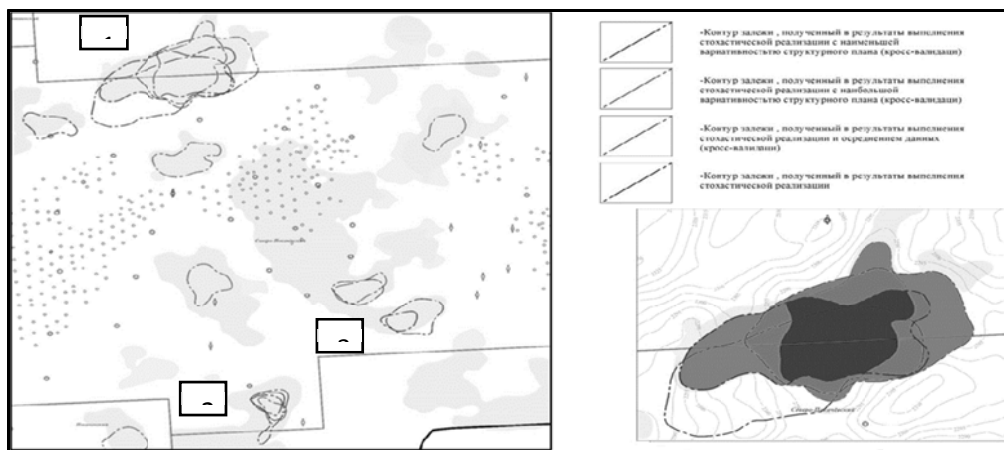


Рисунок 1. Варианты моделирования структурного плана Самбургского горизонта, полученные с применением многовариантного стохастического моделирования трендовой поверхности и кросс-валидационного анализа (Полигонами показаны перспективные зоны с точки зрения палео- и тренд-анализа, 1, 2, 3 – номера ловушек)

Таким образом, результатом комплексирования методов оценки вариативности структурного плана в межскважинном пространстве оценены перспективы и риски бурения скважин. Были выделены наименее рискованные области бурения и определены участки, характеризующиеся наибольшими рисками.

Библиографический список

1. Авербух А. Г. Оценка и учет влияния погрешностей 3D сейсмических структурных построений / А. Г. Авербух, Н. Л. Иванова. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2009. – № 3. – С. 61-62.
2. Дорогобед А. Н. Использование метода монте-карло для контроля оценки достоверности геологических моделей / А. Н. Дорогобед, В. Е. Кунцев, П. В. Кожевникова // Современные наукоемкие технологии. – 2019. – № 9. – С. 80-84.
3. Закревский К. Е. Геологическое моделирование горизонта Ю1 Томской области / К. Е. Закревский, А. В. Бобров ; под ред. К. Е. Закревского. – Томск : Издательский Дом Томского государственного университета, 2016. – 154 с. – Текст : непосредственный.
4. Куркин А. А. Оценка пространственного распределения погрешности структурных построений / А. А. Куркин. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 1. – С.15-20.
5. Киселев В. С. Инструкция по оценке качества структурных построений и надежности выявленных и подготовленных объектов по данным сейсморазведки МОВ-

ОГТ (при работах на нефть и газ) / В. С. Киселев [и др.]. – Москва : Министерство Геологии СССР, ВНИИГеофизика, 1984. – 41 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель – Белкина В. А., канд. физ.-мат. наук, доцент.

Михайлов И. А.¹; Маннанов И. И.²

¹*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

²*Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань*

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПЗП МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ ПАРАФИНА В НЕФТИ

Трудноизвлекаемые запасы нефти – это геологические месторождения, содержащие тяжелые и высоковязкие сырьевые компоненты, которые составляют более 6 % парафина. Объем таких нефтей значительно превышает объемы легких и маловязких нефтей, и согласно экспертным оценкам, они составляют не менее 1 трлн. тонн. Ведущие индустриальные страны рассматривают эти запасы не только как резерв для нефтедобычи, но и как основу для ее развития в ближайшие годы.

Россия также располагает значительными трудноизвлекаемыми запасами нефти, которые составляют около 75 % от общего объема запасов нефти в стране (см. рис. 1). Самые вязкие нефти на территории Российской Федерации находятся в нефтегазоносных бассейнах Енисейско-Анабарского, Тимано-Печерского, Волго-Уральского и Прикаспийского регионов.



Рисунок 1. Распределение нефтей с высоким содержанием парафина по регионам Российской Федерации

Пермская область, Республика Татарстан, Самарская область, Башкортостан и Тюменская область – это наиболее крупные регионы, где находятся месторождения высоковязких нефтей в России. Вместе они содержат более 75 % нефтей с высоким содержанием парафина, добываемых на территории страны.

Из-за постоянно растущего спроса на нефть, исследователи по всему миру уделяют большое внимание развитию новых методов интенсификации добычи нефти. В современном мире существует множество инновационных технологий, которые позволяют добывать нефть более эффективно, используя различные методы воздействия на продуктивный пласт.

Среди последних тенденций в развитии технологий интенсификации добычи нефти можно выделить комбинирование методов воздействия различной природы на продуктивный пласт. Отечественные исследователи [2-3] утверждают, что для достижения максимальной нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти необходимо использовать химические, физические и тепловые методы воздействия в комплексе.

В исследовании [4] было обнаружено, что использование гидромониторных обработок призабойной зоны пласта на месторождениях высоковязкой нефти и нефти повышенной вязкости с использованием растворителей и кислотных составов привело к значительному увеличению добычи нефти на длительном периоде. В среднем, за 12 месяцев, на одну скважину удалось получить дополнительно более 900 тонн нефти при продолжительном эффекте. За указанный период было добыто дополнительно 4500 тонн нефти. Это говорит о высокой эффективности использования данных методов.

В свою очередь, на рисунке 2 можно заметить плавный рост фонда, усложненного асфальтеносмолопарафиновыми отложениями (АСПО), в период с 2015 по 2020 год.

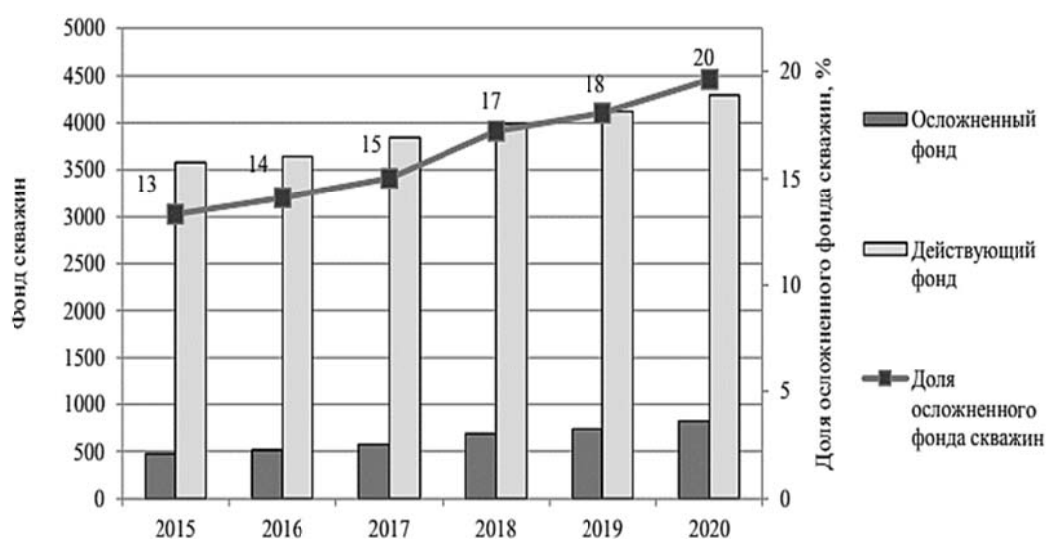


Рисунок 2. Фонд скважин АО «Самаранефтегаз», усложненный АСПО

Регулярное техническое обслуживание нефтепромыслового оборудования и проведение геолого-технических мероприятий являются крайне важными для выполнения проектных показателей разработки и удаления АСПО. Это подчеркивает значимость результатов, так как недостаточное техническое обслуживание и невыполнение проектных показателей могут привести к серьезным экономическим убыткам.

На изображениях 3-4 представлены данные об эффективности проведения операции обработки призабойной зоны пласта на скважинах АО «Самаранефтегаз» в период с 2008 по 2019 годы.

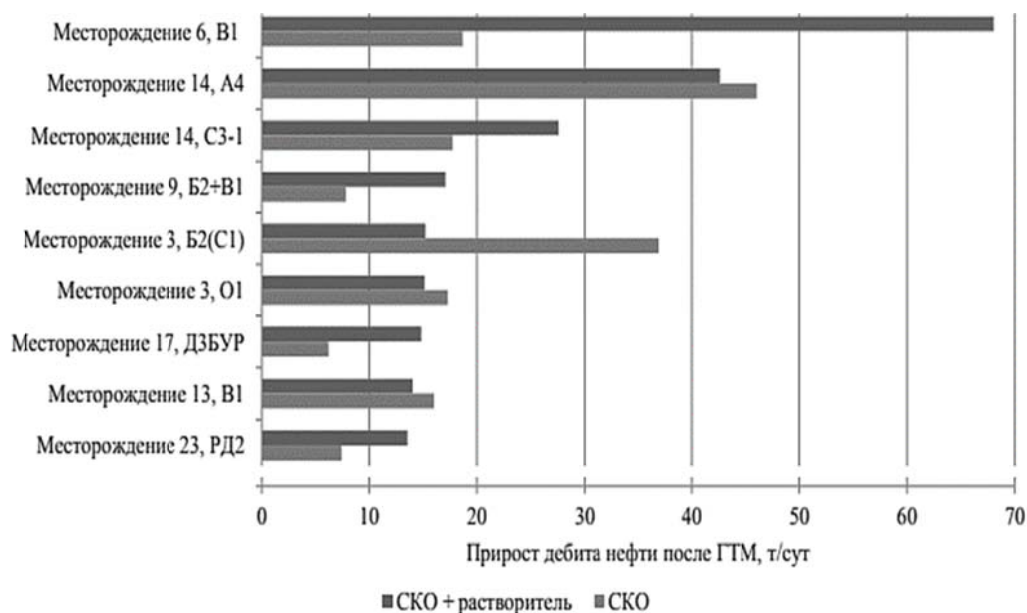


Рисунок 3. Сравнение эффективности СКО и СКО с растворителем

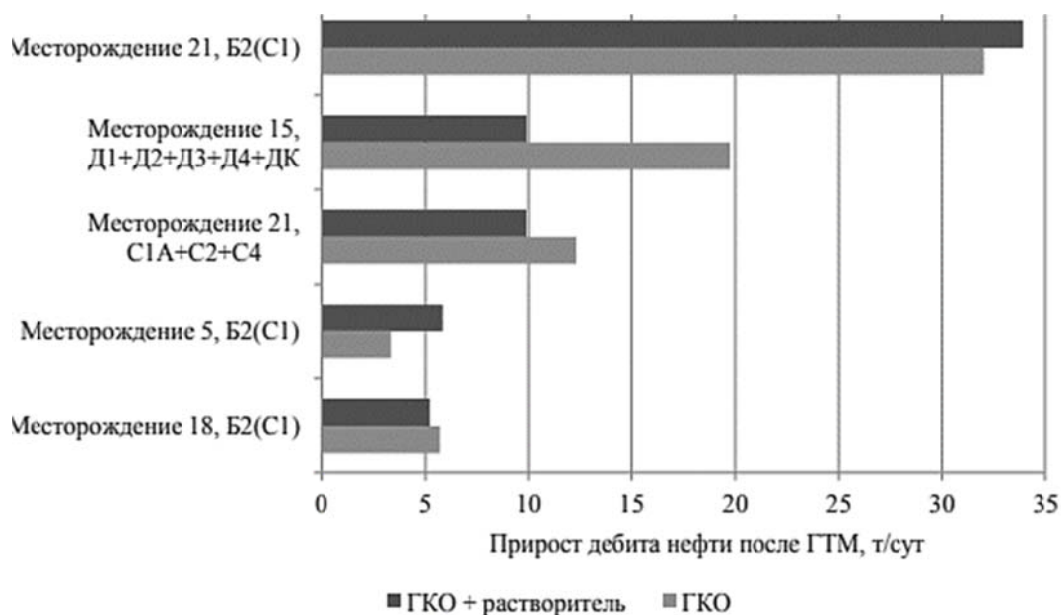


Рисунок 4. Сравнение эффективности ГКО и ГКО с растворителем

В данном исследовании были сравнены классические солянокислотные обработки (СКО) и глино-кислотные обработки (ГКО) ПЗП в том числе операция по перфорации зоны пласта с помощью растворителя, как отдельно, так и в комбинации с кислотным составом, в которых растворитель закачивается первым, а затем кислотный состав.

Изучение результатов анализа (см. рисунки 3 и 4) показало, что комплексная обработка (СКО или ГКО с растворителем) приводит к более высоким приростам суточного дебита нефти, особенно на месторождениях с повышенным содержанием асфальтенов, смол и парафинов в нефти. Например, прирост дебита после проведения комплексных обработок на объекте В1 месторождения 6 был 68,02 тонн в день, в то время как при классическом СКО прирост составил всего 18,7 тонн в день.

Использование углеводородных растворителей также улучшает эффективность технологии термохимической обработки призабойной зоны пласта, позволяя ускорить добычу и увеличить производительность скважин (рис.5), и благодаря более эффективному растворению высоковязких нефтей и дополнительному снижению их вязкости в пласте [5].



Рисунок 5. Эффективность комплексной технологии обработки ПЗП закачкой пара и растворителя на высоковязком месторождении

При проведении комплексной обработки скважин, состоящей из химического воздействия растворителя и последующего теплового воздействия пара, можно достигнуть значительного увеличения добычи высоковязких нефтей. Этот синергетический эффект был подтвержден многими исследованиями [5] и применен на практике на месторождениях с повышенным содержанием асфальтенов, смол и парафинов в нефти. Тем не менее, использование реагентов-растворителей предъявляет требования к проведению индивидуальных лабораторных исследований в целях определения оптимального растворителя и исключения возможных негативных последствий. Важно изучить совместимость растворителя с нефтью и другими реагентами, чтобы предотвратить возможное снижение проницаемости призабойной зоны пласта из-за органических отложений.

Таким образом, использование реагентов-растворителей является эффективным способом увеличения добычи высоковязких нефтей, но требует тщательного подхода и предварительного исследования для достижения наилучших результатов.

Библиографический список

1. Шамрай Ю. В. Композиционные составы углеводородных растворителей для ОПЗ и удаления АСПО из нефтепромыслового оборудования / Ю. В. Шамрай, Р. Г. Шакирзянов, М. Н. Лисицына. - Текст : электронный // Нефтяное хозяйство: – 1998. – № 2. – С. 52-53. – URL: https://oil-industry.net/Journal/archive_detail.php?ID=747&art=3580 (дата обращения: 07.04.2023).
2. Хромых Л. Н. К вопросу оперативной интенсификации добычи высоковязкой нефти с применением методов комплексного действия / Л. Н. Хромых, Р. Ш. Зиганшин, Р. А. Рогожинский. – Текст : электронный // Вестник Евразийской науки. – 2020. – Т. 12. – № 2. – URL: <https://esj.today/PDF/10NZVN220.pdf> (дата обращения: 10.04.2023).
3. Опыт применения реагентов-растворителей для интенсификации добычи нефти на скважинах АО «Самаранефтегаз» / В. Н. Кожин, П. В. Рощин, А. В. Никитин [и др.]. – Текст : электронный // Вестник евразийской науки. – 2021. – Т. 13. – № 6. – URL: <https://esj.today/PDF/26NZVN621.pdf> (дата обращения: 09.04.2023).
4. Обоснование применения комплексной технологии гидромониторного воздействия на призабойную зону пласта на месторождениях высоковязкой нефти / П. В. Рощин, А. В. Никитин, Е. А. Смирнов [и др.]. – Текст : электронный // Экспозиция Нефть Газ. – 2020. – № 5(78). – С. 36-41. – URL: <https://www.runeft.ru/upload/iblock/f92/f9231d706cb8c7c32b1511421928e198.pdf> (дата обращения: 09.04.2023).
5. Исследование эффективности применения растворителей при разработке залежей сверхвязкой нефти пароциклическими горизонтальными скважинами / А. Т. Зарипов, А. Н. Береговой, Д. К. Шайхутдинов [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 86. – С. 60-66.

Научный руководитель – Ганиева Г. Р., канд. тех. наук, доцент.

Исаков А. А., Моденов Д. П.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

МОДЕЛЬ ДЛЯ АСИММЕТРИЧНЫХ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РАЗЛОМОВ С НЕРАВНОМЕРНЫМ РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ НАПРЯЖЕНИЙ

Микросейсмическое исследование используется для визуализации геометрии гидравлических разломов и проверки моделей разломов. Огибающая микросейсмических событий для нескольких стадий гидроразрыва пласта в горизонтальной скважине с несколькими поперечными трещинами позволяет оценить максимальный объем стимулированной породы, который скважина может дренировать. Операторы используют результаты

микросейсмических исследований для совершенствования проектов гидроразрыва пласта.

Асимметричные трещины вызваны несбалансированным напряжением вблизи обрабатываемой скважины. Снеддон и Эллиот (1946) предложили решение для оценки повышенного напряжения вокруг трещины, и эта модель часто используется для оценки распределения пластового напряжения в пласте. Открытие вертикальной трещины увеличивает горизонтальные напряжения вблизи трещины, которые распространяются горизонтально в направлении, нормальном к плоскости трещины, и рассеиваются от вершин трещины в направлении, направленном к плоскости трещины.

Допущения модели

За последние несколько лет количество стадий ГРП и количество перфорационных кластеров на одну стадию значительно увеличилось. Когда трещины расположены близко в горизонтальном направлении, увеличение напряжения вокруг созданных гидравлических трещин будет настолько большим, что может даже превысить максимальное принципиальное напряжение. Таким образом, мы можем рассматривать это повышение напряжения как стресс-барьер, который предотвращает рост гидравлических трещин, начавшихся от смещенных горизонтальных скважин. Барьер напряжений сохраняется во время проведения ГРП и может существовать в течение длительного периода времени после обработки. Следовательно, мы предполагаем, что вблизи скважины, недавно подвергшейся гидравлическому разрыву, сохраняется достаточное повышение напряжения, чтобы оправдать нашу модель.

Методология

Целью нашей модели является имитация неравномерного роста гидравлической трещины, вызванного латеральным изменением минимального напряжения в направлении распространения трещины. Разломы, смоделированные с помощью 3D-моделей, часто следуют изменениям и распределениям напряжений, которые привели бы к значительному изгибу разломов; однако это не то, что мы наблюдали по данным микросейсмике.

На рис. 1 показан вид ствола двух горизонтальных скважин: Скважины HW1 и HW2. На рис. 1a показано равномерное напряжение σ_0 до обработки трещин. На рис. 1b показаны симметричные плоскости трещин, распространяющиеся во время обработки в скважине HW1, повышая исходное равновесное напряжение до σ_1 с каждой стороны скважины. На рис. 1c показано, что гидравлический разлом скважины HW2 становится длиннее с правой стороны, поскольку напряжение с правой стороны меньше ($\sigma_0 < \sigma_1$) и поэтому легче разрушается.

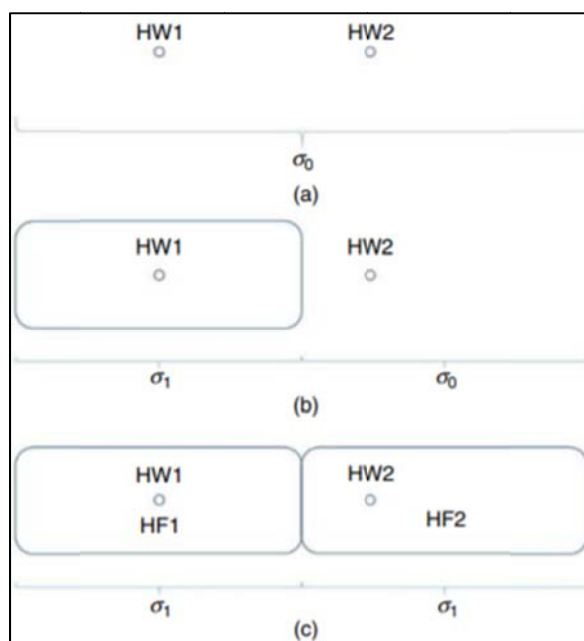


Рисунок 1. (а) Исходные две горизонтальные скважины с равномерным боковым минимальным напряжением; (b) симметричные трещины в первой горизонтальной скважине повышают локальное минимальное напряжение; (с) асимметричные трещины во второй горизонтальной скважине

Результаты моделирования

Мы предполагаем, что в пласте имеются две горизонтальные скважины, HW1 и HW2, с параметрами, приведенными в табл. 1

Таблица 1

Входные параметры для синтетической модели

Входной параметр	Значение
q_i (баррель/мин)	25
h_f (футы)	100
t_i (минуты)	120
E' (psi)	$5 \cdot 10^6$
cL (фут/ $\sqrt{\text{мин}}$)	$5 \cdot 10^{-4}$
x_f (футы), расстояние между стволами	600
D (футы), расстояние от HW2 до барьера	300
Модель	KGD

Результаты моделирования показаны на рис. 2. На нем показан рост трещины вправо и влево, соответственно. Рост левого крыла прекращается,

когда оно достигает барьера напряжений, созданного предыдущей трещиной смещенной скважины. Гидравлические трещины растут симметрично до достижения границы напряжений, а затем трещины растут в направлении правой стороны скважины, где напряжение ниже. Пунктирная линия показывает полудлину трещины, если нет барьера напряжения, так что трещина может распространяться симметрично.

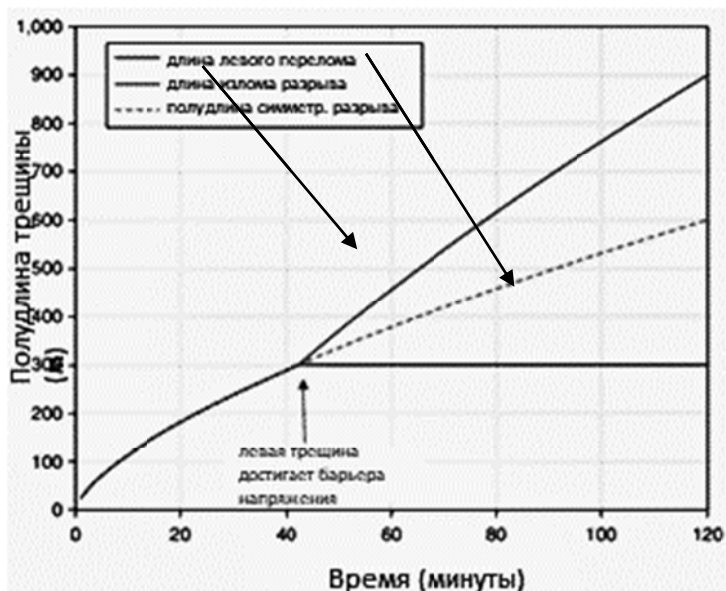


Рисунок 2. Моделирование роста асимметричной трещины в зависимости от времени

Существует несколько факторов, которые могут повлиять на производительность скважины. Перенос проппанта является ключевым фактором, определяющим эффективную длину проппанта и, следовательно, производительность этих скважин с трещинами. Мы используем простую модель проппанта для моделирования распределения суспензии между двумя крыльями трещины при дисбалансе напряжений. Мы рассматриваем два сценария. В первом случае закачка проппанта начинается до того, как левая трещина достигает барьера напряжения. Во втором случае закачка проппанта начинается после этого. Результаты моделирования показаны на рис. 3 и 4.

В первом случае транспортировка проппанта замедляется в левом крыле трещины, когда он достигает барьера напряжения, а затем большая часть оставшегося проппанта транспортируется в правую сторону, где напряжение ниже. Во втором случае большая часть проппанта будет перемещаться в сторону правой трещины с самого начала закачки проппанта, в то время как только небольшая часть проппанта может попасть в левое крыло трещины. Таким образом, можно сделать вывод, что асимметричный рост трещины влияет на распределение проппанта во время закачки.

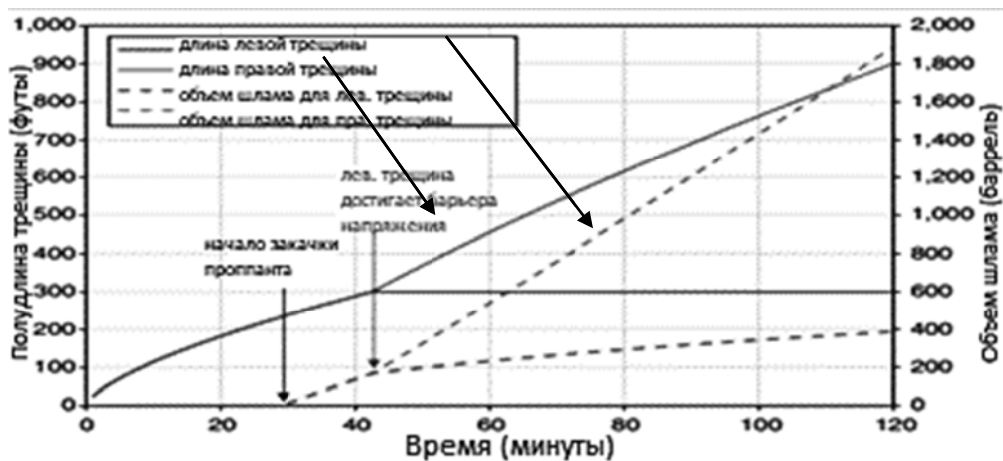


Рисунок 3. Закачка проппанта начинается через 30 минут после закачки прокладки, и левая трещина достигает барьера напряжения примерно через 43 минуты после начала гидроразрыва

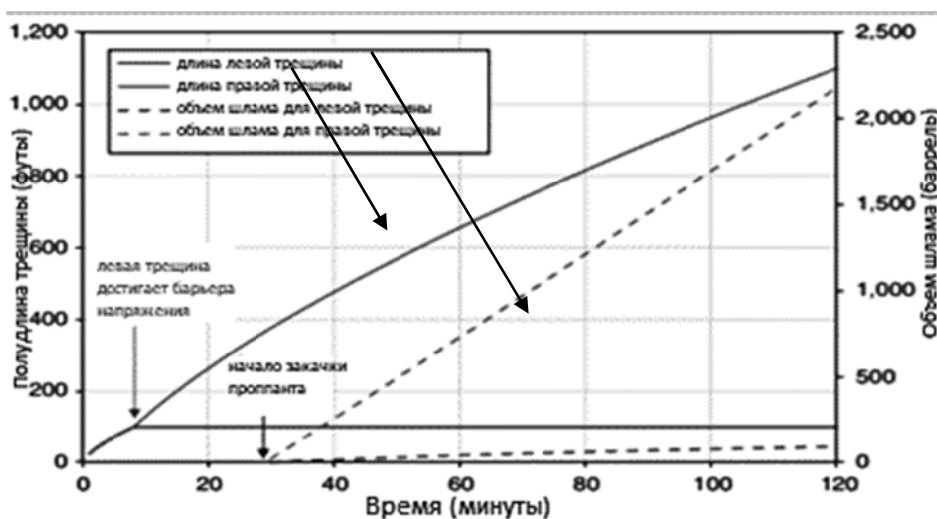


Рисунок 4. Закачка проппанта начинается через 30 минут после закачки прокладки, и левая трещина достигает барьера напряжения примерно через 9 минут после начала гидроразрыва

Оптимизация обработки гидроразрыва пласта

Наша модель показывает, что проведение ГРП на одной скважине после другой чревато асимметричным распространением трещин, если скважины расположены близко друг к другу из-за барьера напряжений, создаваемого вокруг стимулируемой скважины. Способ избежать этой проблемы – расположить скважины дальше друг от друга.

Если избежать роста асимметричных трещин невозможно, то обеспечение проводимости трещин в значительной степени снизит ухудшение продуктивности скважин в результате образования асимметричных трещин. Мы провели набор симуляций с исходными данными, представ-

ленными в таблице 2, но с более высокой проницаемостью трещин, 30 000 мД. Результаты показаны на рис. 5. Похоже, что преимущество симметричной геометрии разлома сохраняется только в течение примерно 1,5 лет. После этого асимметричный разлом может давать немного лучшую добычу, а разница в кумулятивной добыче уменьшается по мере увеличения времени добычи.

Таблица 2

Входные параметры для моделирования производительности

Параметр	Символ	Значение
Свойства горных пород и жидкостей:		
Пористость (д.ед.)	ϕ	0,085
Проницаемость (мД)	k	0,0008
Вязкость нефти (мПа*с)	μ_o	0,4
Вязкость воды (мПа*с)	μ_w	0,2
Начальное давление в резервуаре и давление в точке пузырька:		
Глубина пласта (футы)	H	10,000
Начальное давление в резервуаре (psia)	p_i	5,000
Удельный вес газа (p_{sep} , T_{sep})	gp	0,78
Раствор GOR (scf/STB)	R_s	1,007
Давление точки кипения (psia)	p_{bp}	3,342
Свойства разрушения:		
Полудлина трещины (фут)	xf	650
Ширина разлома (футы)	wf	0,01
Проницаемость проппанта (мД)	kf	1,000

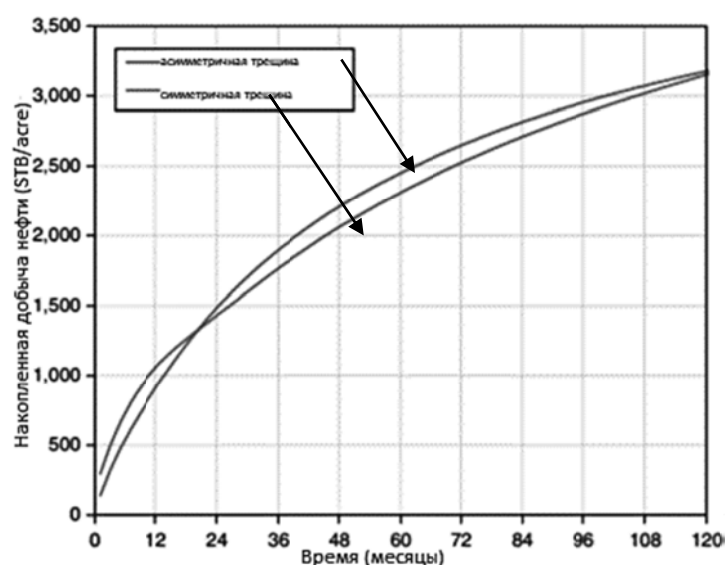


Рисунок 5. Продуктивность результатов высокопроводящих трещин

Выводы

Микросейсмические исследования показывают, что при гидравлическом разрыве скважин, следующих одна за другой, гидравлические трещины во второй скважине растут в сторону от скважины, в которой недавно был произведен разрыв. Мы показали, что повышенное напряжение вблизи скважины, в которой недавно был проведен гидроразрыв, образует барьер напряжения, который эффективно останавливает рост трещин, образовавшихся в соседней скважине. Это может привести к неоптимальному распределению жидкости и проппанта между двумя крыльями трещин во второй скважине и оставить незаполненное пространство между скважинами. Кроме того, наше моделирование показало, что асимметричные трещины ухудшают производительность скважины, особенно для трещин с низкой проводимостью.

Чтобы избежать роста асимметричных трещин, операторы могут сначала установить скважины, находящиеся на достаточном расстоянии друг от друга, а затем установить скважину между ними. Если ожидается асимметричный гидроразрыв, то при проектировании ГРП следует стремиться к достаточно высокой проводимости трещин, чтобы снизить потери продуктивности скважины, вызванные асимметричными трещинами.

Библиографический список

1. Roussel N. P. Оптимизация расстояния между трещинами и последовательности трещин при горизонтальном гидроразрыве скважин / N. P. Roussel, M. M. Sharma. – Текст : непосредственный // SPE Production and Operations, May 2011. – С. 173-184.
2. Daneshy A. A. Неравновесный рост: Новая концепция в гидроразрыве пласта / A. A. Daneshy. – Текст : непосредственный // JPT. – April 2003. – С. 78-85.
3. Daneshy A. Агрессивные методы ГРП в горизонтальных скважинах: Преимущества и подводные камни / A. A. Daneshy. – Текст : электронный // SPE Production and Operations, 2017. – URL: <https://doi.org/10.2118/187147-MS>.
4. Deasy M. Уменьшение расстояния между кластерами: От концепции к реализации / M. Deasy, K. Brown, He, J. et al. – Текст : электронный // SPE Production and Operations, October 2018. – URL: <https://doi.org/10.2118/191801-18ERM-MS>.
5. Duncan, P. 2010. Микросейсмический мониторинг – состояние технологий / P. Duncan. – Текст : электронный // SPE Production and Operations, February 2010. – URL: <https://doi.org/10.2118/131777-MS>.

Научный руководитель: Инякина Е. И., к. т. н., доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.

Мурадова Дж. А., Ходжаева Ш. О.
Международный университет нефти и газа имени Ягшыгелди Какаева,
г. Ашхабад, Туркменистан

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ДЛЯ ПОИСКОВ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Туркменистан является одной из богатейших стран в мире по запасам нефти и газа. Количественная оценка нефтегазоносности недр Туркменистана основывается на результатах проведенных геолого-геофизических работ и исследований независимых экспертов на территории страны.

Широко развитые в пределах территории нашей страны месторождения нефти, битумов, серы, горючих газов и твердых полезных ископаемых с давних времен привлекали к ней большой интерес. Детальное изучение геологического строения и нефтегазоносности разведочных площадей включает в себя анализ данных бурения и опробования параметрических и поисково-разведочных скважин, анализ комплекса ГИС, сейсморазведки МОГТ и увязка с данными бурения, также анализ ВСП.

Более точное и ускоренное решение задач по приращению запасов углеводородного и рудного сырья связано с внедрением современных технологий и новейшего геофизического оборудования, обеспечивающих точность сейсморазведочных работ. Одним из таких методов, является двумерные и трехмерные сейсмические исследования.

На основании проведения сейсморазведочных исследований 2Д и 3Д (двухмерные и трехмерные сейсмические исследования) в пределах нашей страны получены геологическое строение осадочного чехла, подсчет запасов и ресурсов нефти, газа и твердых полезных ископаемых. В ходе исследований результативными материалами являются временные разрезы, карты изохрон, частот, амплитуд, фаз, глубин и мощностей, а также получение детальной модели строения нефтегазовой ловушки по месторождениям, разведка новых возможных блоков с оптимальными параметрами пластов. На современном этапе объемная сейсморазведка МОГТ-3Д- наиболее передовая и геологически эффективная методика исследования земных недр. Она позволяет осветить геометрию глубинных границ с плотностью по латерали 25x25 м. и разделить регистрируемые волны по направлению подхода, получить пространственную разрешенность в пределах куба геологической толщи, что принципиально недостижимо при профильных наблюдениях. При интерпретации временных разрезов основное внимание уделяется анализу волнового поля и корреляции отраженных волн. Для преобразования временных разрезов в глубинные требуются наиболее точные данные о скоростной характеристике разреза, об изменении средних скоростей распространении отраженных волн как с глубиной, так и по площади.

Для интерпретации сейсмического материала исследуемого района создается проект, куда загружаются временные разрезы, местоположение глубоких скважин. Для привязки данных использована прямоугольная Единая система координат 1942 г., а для высотной привязки использовалась Балтийская система «Russian “Pulkowo-2”». Далее корреляция сейсмических горизонтов проводится с использованием модуля «IESX 2D-3D» в ручном и автоматическом режиме. Сейсмические горизонты выбираются по признаку четкой и повсеместной отслеживаемости отражений, которые привязывались к стратиграфическим отбивкам. Стратиграфические привязки осуществлялись по данным ВСП, которые проводились на исследуемой территории. Одновременно с интерпретацией сейсмических горизонтов проводится и трассирование разломов. Также надо отметить, что выполняемые структурные построения должны быть сопоставлены с данными гравиметрической, магнитометрической съемок, сейсмогеологических исследований и с ранее выполненными структурными картами по сейсмическим работам МОГТ.

Месторождения углеводородов и поисково-разведочные площади Туркменистана располагаются в пределах обширного Каракумского нефтегазоносного бассейна (НГБ), основная территория которого, согласно учению о нефтегазоносных провинциях, выделяется в Амударьинскую провинцию. Общая площадь Каракумского нефтегазоносного бассейна, занимающего территорию центральных, северных и восточных областей Туркменистана, Западного Узбекистана и Северного Афганистана, оценивается нами в 514 тыс. км². Он представляет собой единый артезианский бассейн и включает такие крупнейшие геотектонические элементы, как Предкопетдагский прогиб, восток Туркменской антеклизы и Амударьинскую синеклизу. Нередко Каракумский нефтегазоносный бассейн выделяют в качестве мегабассейна и подразделяют на самостоятельные Предкопетдагский и Амударьинский нефтегазоносные бассейны или суббассейны. Также надо отметить, что кроме Каракумского нефтегазоносного бассейна Туранской плиты в пределах запада Средней Азии располагаются также Среднекаспийский и Южно-Каспийский бассейны. Первые два из упомянутых выше нефтегазоносных - Каракумский и Среднекаспийский – сочленяются на юге с альпийскими горно-складчатыми сооружениями геосинклинальной и эпиплатформенной орогенной областей юга СНГ и поэтому относятся к категории окраинно-платформенных. Южно-Каспийский нефтегазоносный бассейн находится в обрамлении хребтов Большого и Малого Кавказа, Эльбурса, Туркмено-Хорасанских гор, Кубадага, Большого и Малого Балхана и представляет собой геосинклинальный межгорный орогенный бассейн, характеризующийся огромной мощностью осадочного чехла и существенной его дислоцированностью в результате геотектонической активизации в неоген-четвертичное время.

Основную роль в изучении глубинного геологического строения осадочного чехла, является сейсморазведочные работы в комплексе гравиметрическими, электроразведочными и данными глубокого бурения. Обширная территория страны представляет собой область регионального развития мощных мезо-кайнозойских отложений Туранской плиты с весьма сложной и разнообразной глубинной тектоникой и различными структурными формами, построенными последними фазами Альпийской складчатости.

На основе геолого-геофизических исследований, то есть сейсморазведки по всей территории страны Туранской плиты, зоны шва орогена и плиты, можно произвести анализ о весьма сложном глубинном геологическом строении всей территории. К поискам нефтегазовых и рудных ископаемых нужно подходить с позиции тектоники плит, наиболее достоверную информацию на данное время можем получить благодаря сейсморазведке.

Библиографический список

1. Амурский Г. И. Глубинное строение Копетдага / Г. И. Амурский. – Текст : непосредственный // Геотектоника. – 1971. – № 1. – С. 69-84.
2. Баранова Е. П. Результаты переинтерпретации материалов ГСЗ по Южному Каспию / Е. П. Баранова, И. П. Косминская, Н. И. Павленкова. – Текст : непосредственный // Геофиз.ж. – 1990. – Т.12. – № 5. – С. 1-10.
3. Зоненшайн Л. П. Тектоника литосферных плит территории СССР : В 2 кн. / Л. П. Зоненшайн, М. И. Кузьмин, Л. М. Натапов. – Москва : Недра, 1990. – Текст : непосредственный.

*Мухаметдинова А. Д., Трегубов Д. В.
Тюменский индустриальный университет, Тюмень*

ОБЗОР ТЕХНОЛОГИИ ЗАКАЧКИ СО₂ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Легкоизвлекаемых углеводородов становится всё меньше. Нефтяные компании рассматривают новые технологии добычи полезных ископаемых в трудноизвлекаемых залежах нефти. Третичные методы вытеснения УВ, среди которых закачка углекислого газа, показывают свою эффективность. Этот способ повышения используется не так давно, начиная с 1950-ых годов. За эти годы исследованы взаимодействия СО₂ как с водой, так и с нефтью; обозначены особенности вытеснения нефти при использовании оксида углерода (II); рассмотрены положительные и отрицательные стороны технологии увеличения нефтеотдачи [1]. Главным преимуществом использования СО₂ в качестве закачиваемого газа является увеличения КИН. В лабораториях были получены значительные повышения коэффициента вытеснения нефти вплоть до 100 %. Это достигается из-за высокой смешиваемости компонентов [1].

Эффект закачки CO_2 связан с тем, что этот газ хорошо растворяется в нефти и воде и этот показатель выше чем у других газов. Попадая в пласт диоксид углерода начинает взаимодействие с пластовой жидкостью, расширяя нефть в объёме, тем самым помогает извлечь трудноизвлекаемые участки залежи. Опытным путём из проб Радаевского месторождения выявлено, что закачка реагента повышает объёмный коэффициент нефти. Закачка угольной кислоты приводит к снижению межфазного натяжения на границе нефть – вода. CO_2 увеличивает смачиваемость породы жидкостью, что помогает разрушить пленки нефти в пласте. Благодаря этому эффекту, можно зафиксировать повышение вытеснения УВ из пор пласта. Газ, вступая в реакцию с водой, образует слабую кислоту, которая всё же способна растворить некоторые типы пород, образуя каналы для фильтрации нефти.

Достоинством закачки данного агента служит повышение подвижности за счёт снижения вязкости нефти. У УВ с высокой вязкостью наблюдается максимальное увеличение подвижности. Так, например, при начальной вязкости нефти в 2000-8000 мПа·с конечная вязкость составит 20-150 после насыщения углекислым газом, а для вязкости 80-550 она составит уже 2-18 мПа·с, но на реальных месторождениях вязкость флюида не доходит до значений, полученных опытным путём в лабораториях.

Выделяют 3 состояния CO_2 в пласте: газ, жидкость и сверхкритическое состояние[2]. Переход из одного в другое регулируется давлением и температурой. Выявлены критические точки, когда вещество может находиться только в одном агрегатном состоянии. Самое интересное, с точки зрения разработки нефтяных месторождений, состояние – это сверхкритическое. Оно совмещает показатели газа и жидкости, так, например, плотность двуокиси углерода будет равна плотности жидкой фазы, а поверхностное натяжение и подвижность – газу. Как раз в такой ситуации углекислый газ будет служить в роли вытесняющего агента, но с тем недостатком, что это приведёт к снижению коэффициента охвата пласта.

Важным показателем успешности технологии является давление смесимости. Этот параметр коррелирует от содержания в нефти определённых УВ и давления насыщения. На давление смесимости влияет так же наличие CH_4 и азота в составе. Более тяжёлые газообразные алканы способны снизить давление смесимости. Если сравнивать с ПНГ или сухим газом из газовых шапок, то для смешивания с нефтью диоксида углерода требуется гораздо более низкое давление[3].

Одним из способов доставки углекислого газа является закачка воды, обогащённой растворимым CO_2 . Данный вид нагнетания помогает снизить количество двуокиси углерода, необходимое содержание вещества в таком случае находится в районе 6 %. Проводились сопоставления вытеснения карбонизированной и подготовленной водой для ППД, результат оказался положительным для варианта с применением диоксида углерода, КИН повышается на 10-15 % [4].

Постоянная закачка диоксида углерода даёт максимальный коэффициент вытеснения, если сравнивать с другими способами использования этой технологии. В этом случае CO_2 служит неким поршнем, который продвигает нефть вперёд.

Существует вариант попеременной закачки углекислого газа и подготовленной воды. Такой способ также снижает расходы на CO_2 , но эффективность данного подхода до сих пор ставят под сомнения и требуются прямые эксперименты под условия на конкретных месторождениях, чтобы проверить результативность метода [5].

При всех существенных достоинствах данной технологии по увеличению конечного коэффициента извлечения нефти закачка в пласт углекислого газа не лишена недостатков. Если сравнивать с нагнетанием воды через скважины ППД, то у CO_2 коэффициент охвата уменьшается. Чтобы снизить данное влияние можно использовать попеременное заводнение диоксида и подготовленной воды. Такая поочерёдная методика приведёт к главному недостатку в виде коррозии металла, как в добывающей, так и в нагнетательной скважине, а также всего подземного оборудования. Для борьбы с этим можно использовать ингибиторы коррозии или специальное антикоррозионное покрытие на трубах [6]. Если осуществляется неполноценная смешиваемость с нефтью, то двуокись углерода вытягивает из нефти лёгкие фракции углеводородов, тем самым оставляя только тяжёлые. Подвижность нефти в таком случае падает, и происходит обратный эффект, CO_2 будет мешать добычи пластового флюида, делая процесс более трудоёмким, поэтому важно производить лабораторные проверки, приближенные к реальным условиям, чтобы избежать негативных последствий.

Другим недостатком закачки приходится образование кристаллогидратов. Когда молекулы газа насыщаются парами воды, происходит образование отложений, мешающих эксплуатации скважины. Для борьбы с ними можно использовать ингибиторы.

С течением времени при растворении углекислого газа в пластовых флюидах происходит понижение температуры. Снижение прямопропорционально содержанию CO_2 . Таким образом, создаётся благоприятная среда для выпадения асфальтосмолопарафинистых отложений в призабойной зоне пласта.

Одним из самых главных критериев успешности закачки углекислого газа является наличие способа добычи газа и бесперебойной доставки до месторождения. Можно в качестве источника CO_2 использовать системы по улавливанию диоксида из атмосфер. Такой вариант благоприятно сказывается на экологии. Недостатком служит капитальные вложения по установке агрегата. Необходимо провести расчёт рентабельности, так как требуется большое и постоянное количество двуокиси углерода. Для большинства месторождений данная технология из-за дорогой доставки

сырья может стать экономически невыгодной. По оценкам экспертов данную технологию следует применять, когда пластовое давление в пласте достаточно велико, чтобы поддерживать необходимое давление для смешивающегося вытеснения. Так как в такой ситуации эффект от операции будет в несколько раз выше. Следовательно, на заключающих этапах разработки закачка CO₂ не так результативна[7].

В Самаре была применена данная закачка, но из-за перебоев в доставке CO₂, в связи с авариями на трубопроводах, было принято решение прекратить эксперимент. Дополнительная добыча получилась порядка 200 тысяч тонн нефти.

Данную технологию многократно опробовали за границей, так углекислота применялась на месторождениях Канады, Турции, США, Великобритании и в других странах. В США метод закачки двуокиси углерода испытали в 1978 г. в Техасе в Scurry и успешно начали внедрять в Пермском бассейне Западного Техаса и на востоке штата Нью-Мексико. Всего метод используется в 136 проектах, из которых большая часть успешна 88, а остальные являются перспективными или введены в разработку относительно недавно и не давшие ещё точных результатов.

Таким образом, можно сделать вывод, что данная технология при условии стабильного доступа к углекислому газу является весьма эффективной. Так же она способна внести вклад в экологию. Утилизация CO₂ поможет снизить парниковый эффект, который вызывает глобальное потепление. Пока улавливание из атмосферы диоксида углерода дорогой метод, стоимость одной тонны газа составляет порядка 150\$. Выгодно устанавливать агрегаты там, где выбросы двуокиси углерода наивысшие: тепловые электростанции, нефтеперерабатывающие заводы и объекты металлургии. Несмотря на недостатки, такие как коррозия оборудования, уменьшения коэффициента охвата, повышение риска кристаллогидратов и АСПО, при смешивающемся вытеснении закачка CO₂ значительно увеличивает конечный коэффициент извлечения нефти.

Библиографический список

1. Трухина О.С., Синцов И.А. ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ / О. С. Трухина, И. А. Синцов. – Текст : электронный // Успехи современного естествознания. – 2016. – № 3. – URL : <https://natural-sciences.ru/ru/article/view?id=35849> (дата обращения: 11.04.2023).

2. Филенко Д. Г. Исследование влияния термобарических условий на вытеснение нефти диоксидом углерода в сверхкритическом состоянии / Д. Г. Филенко, К. А. Щеколдин, М. Н. Дадашев, В. А. Винокуров. – Текст : непосредственный // Вести газовой науки. – 2012. – №. 3 (11). – С. 58-61.

3. Главнов Н. Г. Потенциал природных и техногенных источников диоксида углерода для реализации технологии смешивающегося вытеснения на территории РФ / Н. Г. Главнов, М. Г. Дымочкина, Е. И. Литвак, М. В. Вершинина. – Текст : непосредственный // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2017. – № 2(4). – С. 47-52.

4. Шайнуров Д. Ф. Критерии применимости водогазового воздействия / Д. Ф. Шайнуров. - Текст : непосредственный // Форум молодых ученых. – 2019. – № 12. – С. 998-1001.

5. Телков В. П. Определение условий смешиваемости нефти и газа в различных условиях при газовом и водогазовом воздействии на пласт / В. П. Телков, Н. Н. Любимов. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2012. – № 12. – С. 38-42.

6. Чухарева Н. В. Коррозионные повреждения при транспорте скважинной продукции / Н. В. Чухарева, Р. Н. Абрамова, Л. М. Болсуновская. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 65 с. – Текст : непосредственный.

7. Сургучев М. Г. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М. Г. Сургучев. – Москва : Недра, 1985. – 308 с. – Текст : непосредственный.

Орипова Ш. К.

Каршинский инженерно-экономический институт, г. Карши, Узбекистан

ПРОГРАММА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ДОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ АЛАН

В начальный период развития нефтегазовой промышленности основаниям для организации поисковых работ служили естественные выходы углеводороды на поверхность. По мере накопления материалов по изучению геологического строения газовых месторождений было установлено, что в образовании газовых залежей решающую роль играют наличие: (рис. 1.) [1-3].



Рисунок 1. Факторы геологического строения газовых месторождений

Промышленная газоносность месторождения Алан [4] связана с верхнеюрскими карбонатными отложениями, что подтверждено многочисленными опробованиями и результатами интерпретации материалов промыслово-геофизических исследований.

Газоконденсатное месторождение Алан было открыто в 1974 году. К настоящему времени на месторождении пробурено более ста скважин, по

результатам которых была получена информация о строении его залежи. В ходе изучения геологического строения месторождения Алан и анализа имеющихся геолого-геофизических материалов было выяснено, что месторождение вмещает в себя продуктивные XV-HP, XV-P и XV-a1 горизонты. XV-HP и XV-a1 горизонты имеют слоистое строение (переслаивание коллекторов с плотными породами), а XV-P горизонт представляет массивную толщу пористых известняков.

Большинство эксплуатационных скважин вскрыли только отложения XV-HP горизонта. По результатам анализа имеющихся геолого-геофизических материалов выясняется, что на поисковом и эксплуатационном этапах северо-западная часть рифового резервуара недоразведана. К примеру, скважины 15, 46 и 171, пробуренные в северо-западной части месторождения, ликвидированы по геологическим причинам, а скважины 150 и 172 – по техническим причинам.

По скважинам 15, 46 и 171 не получена информация о строении северо-западной части рифовой постройки, поскольку они не вскрыли продуктивную часть разреза из-за рапопроявления. В подсчете запасов граница северо-западной части рифовой постройки была принята по сейсморазведочным материалам. В связи с отсутствием новых сейсмических данных, использовали границы в северо-западной части рифа, как было принято при подсчете запасов 1988 г.

Резюмируя вышеизложенное, необходимо провести доразведку ГКМ Алан по рифовому горизонту, т. е. определить распространение одиночного рифа в северо-западном направлении, где пробурены скважины 15, которая не вскрыла юрские карбонатные отложения, и 195, которая по структурным построениям должна была вскрыть гребневую часть рифа, но фактически вскрыла надрифовый горизонт.

С целью определения распространения одиночного рифа необходимо заложить оценочно-эксплуатационную скважину в северной части месторождения со вскрытием подрифового горизонта для выявления наличия запасов углеводород, т. к. в южной части месторождения в подрифовом горизонте числятся запасы углеводород.

Также нужно изучить газоносность меловых отложений ГКМ Алан, где в результате опробования IX горизонта меловых отложений был получен промышленный приток газа. В этой связи необходимо при бурении новых эксплуатационных скважин провести полный комплекс ГИС в меловых отложениях для выявления их перспективности.

Библиографический список

1. Беленьков А. Ф. Геолого-разведочные работы. Основы технологии, экономики, организации и рационального природопользования : Учебное пособие / А. Ф. Беленьков. – Новосибирск-Ростов-на-Дону : Феникс-Сибирское соглашение, 2006. – 384 с. – Текст : непосредственный.

2. Ованесов М. Г. Спутник нефтегазопромыслового геолога / М. Г. Ованесов, Г. П. Ованесов, А. П. Калантаров. – Москва : Недра, 1971. – 333 с. – Текст : непосредственный.

3. Пермяков И. Г. Геологические основы поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений / И. Г. Пермяков, Е. Н. Шевкунов Москва : Недра, 1976. – 248 с. – Текст : непосредственный.

4. Орипова Ш. К. Химический состав пластовых вод верхнеюрских карбонатных отложений ГКМ Алан / Ш. К. Орипова, Б. З. Адизов. – Текст : непосредственный // Наука и инновации : Международная научная конференция молодых учёных. 20 окт. 2022 г. – Ташкент, 2022. – С. 422-423.

Научный руководитель: Адизов Б. З., с. н. с., д. т. н.

Раскин И. Ю., Рябков А. В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

ПЕРСПЕКТИВЫ КОНТРОЛЯ НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТИ ГРУНТОВОГО ОСНОВАНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ В ЗОНАХ РАСПРОСТРАНЕНИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД

Трубопроводный транспорт, в настоящее время, является одним из основных способов транспортировки нефти от промыслов до нефтеперерабатывающих производств или иных потребителей. При этом, значительная географическая удаленность нефтедобывающих промыслов, определяет то, что прокладка магистральных нефтепроводов осуществляется в широком спектре геологических и климатических условий, в том числе, в условиях присутствия в составе грунтов многолетнемерзлых пород, характерных для северных регионов. Присутствие подобных пород в составе грунтового основания магистрального нефтепровода, способствует значительному усложнению инженерной задачи его сооружения и последующей эксплуатации, что приводит к необходимости поиска все более неординарных подходов к её решению. Учитывая тот факт, что многолетнемерзлые породы отличаются непостоянством своей несущей способности и склонны к различного рода деформациям, особую актуальность, в ключе надежной и безопасной эксплуатации магистральных нефтепроводов, проложенных в зонах распространения подобных пород, приобретает проблема оперативного контроля изменения текущего технического состояния нефтепровода и несущей способности грунтового основания с целью прогнозирования и пресечения аварийных состояний трубопровода.

Целью настоящей исследовательской работы выступает анализ подходов к контролю несущей способности грунтового основания магистральных нефтепроводов в зонах распространения многолетнемерзлых пород.

Для достижения поставленной цели, в ходе проведения исследования, были решены следующие задачи:

- выполнен анализ подходов к контролю несущей способности грунтового основания магистральных нефтепроводов в зонах распространения многолетнемерзлых пород;

- выполнено обоснование функциональной схемы диагностической установки для оперативного контроля несущей способности грунтового основания магистральных нефтепроводов в зонах распространения многолетнемерзлых пород с использованием метода акустико-эмиссионной диагностики.

Как показывают проведенные ранее исследования [1], в период, охватывающий последние 20 лет, наблюдается выраженная тенденция к таянию многолетнемерзлых грунтов, следствием которой является рост числа аварий на технических объектах, сооруженных в зонах распространения подобных грунтов. Так, повсеместные климатические изменения, сопровождающиеся ростом средней температуры грунтов, наряду с естественными сезонными изменениями температур, определяют необходимость совершенствования оперативного контроля несущей способности грунтового основания технических объектов, в частности – магистральных нефтепроводов, в зонах распространения многолетнемерзлых пород. В настоящее время, для решения задачи оперативной оценки несущей способности грунтового основания технических объектов в зонах распространения многолетнемерзлых пород, положениями действующих норм, предписывается обязательный периодический контроль температуры грунта, являющейся основным исходным параметром для последующего расчетного определения несущих характеристик грунтового основания.

Однако, обязательный характер контроля температуры подобных грунтов, не приводит к радикальному снижению аварийности, что обусловлено тем, что протекание фазовых переходов в структуре многолетнемерзлых пород может происходить в пределах малых температурных изменений, в том числе, имеющих локальный характер. На практике, оперативный контроль подобных изменений представляет собой достаточно трудоемкую задачу, решение которой в условиях значительной протяженности магистральных нефтепроводов, представляется практически невыполнимой. В качестве альтернативного способа оценки текущего состояния несущей способности грунтового основания, может выступать метод геодезической аэросъемки, который, хоть и является менее трудоемким, ввиду своей высокой стоимости имеет гораздо более дискретный характер, а его автоматизация, на текущем этапе развития технологий, все еще не представляется возможной [2, 3].

Традиционные методы разрушающего контроля несущей способности грунтовых оснований, сводятся к проведению пенетрационных испытаний с использованием специальных инденторов, имеющих форму разно-

образных свай, штампов, шипов и т. д., а также отбора проб грунта с целью их последующего исследования в лабораторных условиях. Вместе с тем, находят свое применение методы оценки физико-механических свойств грунтов испытанием разгрузкой и компрессией [4, 5]. Однако, вся совокупность представленных методов, отличается высокой трудоемкостью и дискретностью, а их реализация сложно поддается автоматизации технологических процессов, что делает невозможным их применение в рамках организации систем автоматизированного контроля текущей несущей способности грунтового основания в зонах распространения многолетнемерзлых грунтов.

Особый интерес, в ключе решения задачи оперативного контроля изменения физико-механических свойств, как следствие, несущей способности грунтов в зонах распространения многолетнемерзлых пород, представляет применение геофизических методов исследования физико-механических свойств горных пород, основанных на использовании физических принципов и закономерностей акустической эмиссии: сейсмоакустических, ультразвуковых, каротажных и др. методов исследования [6]. Среди недостатков данных методов, в ключе организации оперативной диагностики, является сложность интерпретации полученных данных, а также косвенный характер полученных результатов, вместе с тем, практическая применимость данных методов затруднена отсутствием компактных и экономичных технических решений, применимых в рамках решения технической задачи оперативного контроля несущей способности грунтового основания магистральных нефтепроводов в зонах распространения многолетнемерзлых пород.

Несмотря на существенные недостатки технических средств геофизических исследований грунтов, основанных на принципах акустической эмиссии, возможности самого метода не представляются исчерпанными. Так, в ключе решения указанной технической задачи, практический и научный интерес представляет применение метода акустической эмиссии [7], зарекомендовавшего себя в качестве простого и информативного метода изучения физико-механических свойств и деформированного состояния горных пород, в составе автоматической диагностической системы, функциональная схема которой представлена на рис. 1.

В основе работы предлагаемой системы лежит организация автоматического исследования физико-механических свойств грунтового основания магистральных нефтепроводов, в зоне распространения многолетнемерзлых грунтов, посредством измерения текущей температуры и акустической проницаемости грунта. Работа предлагаемой системы, предполагает осуществление измерения температуры с использованием известных термоэлектрических эффектов, а также исследования физико-механических свойств грунтов с использованием известных эффектов и закономерностей распространения звуковых волн в твердых телах и жидкостях.

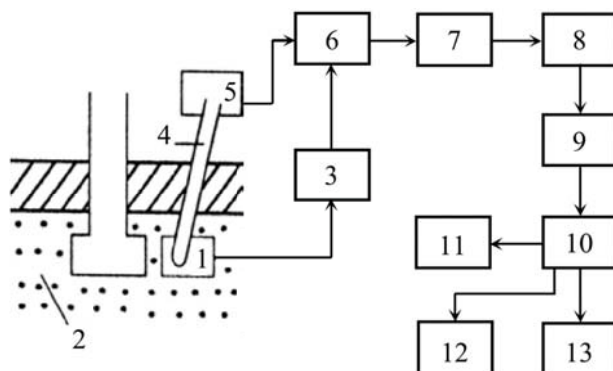


Рисунок 1. Функциональная схема диагностической станции для оперативного контроля несущей способности грунтового основания магистрального нефтепровода:

1 – термоэлектрический преобразователь; 2 – исследуемый грунт; 3 – предусилитель термопары; 4 – волновод; 5 – пьезодатчик; 6 – предусилитель сигнала акустической эмиссии; 7 – полосовой фильтр с усилителем; 8 – блок аналого-цифровой обработки сигнала; 9 – процессорный блок; 11 – радиопередатчик; 12 – коммутационный разъем; 13 – сигнальное устройство

Среди преимуществ предлагаемого решения можно выделить высокую степень автоматизации технологических процессов контроля, что позволит организовать дистанционный контроль текущего состояния несущей способности грунтовых оснований магистральных нефтепроводов с малой трудоемкостью, отличающийся малой трудоемкостью, широким диапазоном условий применения, а также относительно малой капиталоемкостью применяемых технических решений. Вместе с тем, для получения достаточно достоверных данных о текущем состоянии несущей способности грунтовых оснований с целью правильной интерпретации получаемых результатов, требуется проведение дополнительных исследований, направленных на установление экспериментальных зависимостей изменения акустической проницаемости грунтов, содержащих многолетнемерзлые породы, от их несущей способности и температуры.

Библиографический список

1. Рабинович М. В. Надежная и безаварийная эксплуатация зданий и сооружений на многолетнемерзлых грунтах в условиях изменения климатических параметров территорий Крайнего Севера Российской Федерации / М. В. Рабинович. – Текст : непосредственный // Экономика строительства. – 2022. – № 2. – С. 83-89.

2. Репин А. С. О методике геопространственного мониторинга бугров пучения многолетнемерзлых пород А. С. Репин. – Текст : непосредственный // Вестник СГУГиТ (Сибирского государственного университета геосистем и технологий). – 2021. – № 3. – С. 28-34.

3. Корниенко С. Г. Развитие научных основ аэрокосмического геоэкологического мониторинга и обеспечения безопасности геотехнических объектов при освоении нефтегазовых месторождений арктики и субарктики / С. Г. Корниенко, Н. Н. Хренов, П. А. Василенко. – Текст : непосредственный // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. – 2013. – № 1(7). – С. 1-18.

4. Бажанов А. П. Методы повышения несущей способности и стабильности грунтов : учебное пособие / А. П. Бажанов. – Пенза : Пензенский государственный университет архитектуры и строительства, 2015. – 160 с. – Текст : непосредственный.

5. Игнатов С. В. Механика грунтов, основания и фундаменты : практикум / С. В. Игнатов. – Минск : БНТУ, 2013. – 184 с. – Текст : непосредственный.

6. Манштейн А. К. Малоглубинная геофизика : монография / А. К. Манштейн. – Новосибирск : НГУ, 2002. – 135 с. – Текст : непосредственный.

7. Потапов А. И., Павлов И. В. Акустоэмиссионная диагностика зданий и сооружений горных предприятий на Крайнем севере / А. И. Потапов, И. В. Павлов. – Текст : непосредственный // Записки Горного института. – 2014. – Т. 209. – С. 128-132.

Научный руководитель – Рябков А. В., канд. тех. наук, доцент, Тюменский индустриальный университет.

Савельев Я. В.

Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

ОЧИСТКА СТОЧНЫХ ВОД ПРИ ПОМОЩИ ГАБИОННЫХ КОНСТРУКЦИЙ

Методы очистки загрязненных вод могут варьироваться в зависимости от физико-химических, физических, химических и микробиологических параметров, содержащихся в них примесей. Классификация методов очистки приведена в таблице 1:

Таблица 1

Методы очистки

Горная отрасль	Показатели загрязненности	Способ очистки	Степень очистки по сухому остатку
Нефтегазовая	Нефтепродукты, фенолы, соединения металлов	Отстаивание, обработка в гидроциклонах, флотация и фильтрование	1-20 мг/л
Рудная/нерудная	Взвешенные вещества, тяжелые металлы, фенолы, различные соединения	Отстаивание, коагуляция, флотация, фильтрование, ионный способ	2-10 мг/л
Угольная	Взвешенные вещества, тяжелые металлы, фенолы, различные соединения	Фильтрование без применения реагентов, отстаивание, осветление	2-10 мг/л
Коммунальное хозяйство	Органические соединения, ПАВ, биогены, взвешенные вещества	Обезжелезивание и демарганация, ионный обмен, обессоливание воды, мембранные методы от микрофильтрации до обратного осмоса	0,2-5 мг/л

Так как наш ХМАО известен по высоко развитой нефтегазовой отрасли, нам следует следить и беречь экологию нашего региона. Поэтому для нас приоритетно найти самый эффективный метод очистки сточных вод от загрязнений нефтепродуктов окружающей среды. На данный момент габионные технологии могут соответствовать всем способам очистки (отстаивание, обработка в гидроциклонах, флотация и фильтрация). Однако этот опыт неоднозначен по эффективности очистки сточных вод и предопределяет необходимость более обоснованного подхода к выбору оптимального типа очистного сооружения и оценки его очистительной способности.

Преимущества габионных конструкций:

Гибкость. Одним из наиболее важных преимуществ габионов и матрасов с двойной витой сеткой является их гибкость как для отдельного блока, так и для общей конструкции матраса габионов или Рено. Конструкция блоков из двойной скрученной шестиугольной сетки позволяет им выдерживать дифференциальную осадку без сбоев. Это свойство особенно важно, когда конструкция находится на неустойчивом грунте или в местах, где, размыв от воздействия волн или течений может подорвать опору конструкции и вызвать оседание конструкции.

Долговечность. Габионы изготовлены из высокопрочной двойной скрученной шестиугольной сетки, заполненной натуральным твердым прочным камнем, и соединены вместе для создания монолитной массивной конструкции, способной подвергаться структурному перемещению без потери целостности конструкции, создавая очень прочную конструкцию.

Прочность. Двойные переплетенные шестиугольные сетчатые габионы и сетчатые матрасы обладают прочностью и гибкостью, чтобы выдерживать силы, создаваемые водными и грунтовыми массами. Наиболее важными и важными прочностными характеристиками, относящимися к стандартам проектирования матрасов габионов (Рено), являются прочность сетки на удар, прочность сетки на растяжение, прочность сетки на разрыв и коррозионная стойкость сетки.

Проницаемые. Габионы создают структуры, которые естественным образом дренируются. Гидростатические головки не образуются за конструкциями матрасов габионов (Рено). Дренаж осуществляется под действием силы тяжести и испарения, поскольку пористая структура обеспечивает активную циркуляцию воздуха через нее. Кроме того, по мере осадки почвы и проникновения в структуру роста растений транспирация способствует дальнейшему удалению влаги из защищаемой почвы.

Экологичность. Габионы предлагают экологически чувствительное решение для стабилизации склонов, удерживающих почву. В конструкциях габионов и матрасов используется натуральный камень для обеспечения их стабильности и прочности. Изготовленные из наполнителя из натурального камня, габионы от природы пористые, что позволяет взаимодейство-

вать между землей и грунтовыми водами. Почва, как правило, оседает в небольших пустотах каменного наполнителя во время дренажа и осушения и способствует затоплению конструкции растительным покровом. Со временем в некоторых случаях конструкция может настолько зарастать растительностью, что ее больше не будет видно. Растительность, рост растений и деревьев могут быть реализованы во время строительства с использованием нескольких методов, обеспечивающих немедленное появление растительности.

Надежность. Общие прочностные характеристики, предлагаемые габионами и матрасами с двойной скрученной шестигранной сеткой, перечисленные выше, и долгая успешная история использования материалов во всем мире гарантируют, что габионы с двойной скрученной сеткой и матрасы Рено будут работать так, как задумано.

Низкая стоимость строительства. Установка габионов и габионных матрасов очень экономична. Габионы и сетчатые матрасы легко изготавливаются, требуя ограниченного оборудования, неквалифицированной рабочей силы, минимальной подготовки основания, отсутствия дренажа и недорогой каменной засыпки, обычно предоставляемой местным поставщиком камня или камня. Конструкции из габионов требуют очень небольшого, если вообще какого-либо обслуживания, и при правильном проектировании и строительстве могут быть постоянной конструкцией.

Эстетика. Тщательно сконструированные габионные сетки могут создавать визуально приятные конструкции. В отличие от других видов материалов, таких как модульные блочные стены, габионные камни не обесцвечиваются из-за дренажа. Фактически, чем дольше конструкция матраса Рено находится на месте и зарастает растительностью, тем более эстетичной она становится.

Наиболее простыми и дешевыми сооружениями биохимической очистки поверхностных сточных вод в естественных условиях являются биоинженерные сооружения:

- биологические пруды;
- биоплато;
- гидрботанические площадки;
- фитофильтрационные каналы;
- рассеивающие выпуски;
- сооружения очистки потоком по склону, засеянному многолетними травами.

Для условий умеренного климата наиболее подходящими сооружениями для очистки поверхностных сточных вод являются те, которые содержат биоплато в своем составе. Один из примеров таких сооружений – габионные очистные фильтрационные сооружения (ГОФС) с биоплато. Они могут использоваться для очистки различных поверхностных сточных вод, таких как дождевые, талые и поливомоечные, с объектов, таких как

автомобильные и железные дороги, площадочные сооружения, автостоянки и другие, где содержится много взвешенных веществ, нефтепродуктов, минеральных солей и органических примесей естественного происхождения, которые могут быть сорбированы.

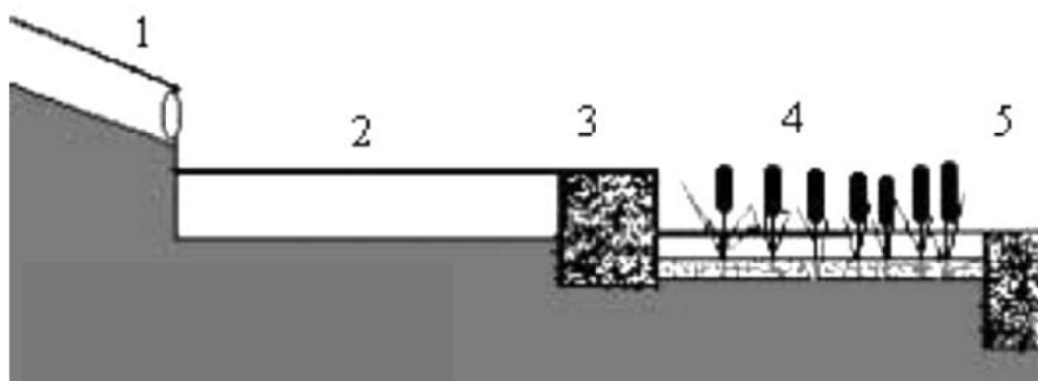


Рисунок 1. Схема габионного очистного фильтрующего сооружения с биолато:
1 – канализационный коллектор; 2 – отстойник; 3 – габион с зернистой загрузкой;
4 – биолато; 5 – камера с сорбентом

ГОФС с биолато могут иметь производительность до 20 тыс. м³/сут и обеспечивать очистку поверхностных сточных вод с площади водосбора до 200 га с коэффициентом стока 0,95.

Все элементы защитных конструкций являются габионами, покрытыми внутренним слоем **геотекстиля** – специального материала, состоящего из бесконечных полипропиленовых волокон, которые обеспечивают высокую прочность и устойчивость к различным химическим веществам, таким как щелочи или кислоты. Материал также не подвержен гниению, плесени или прорастанию корней. Гидротехнические сооружения и гидродренажные системы включают геотекстильные функции, такие как разделение, армирование, фильтрация, дренаж и их сочетание. Отстойник используется для накопления поверхностных сточных вод в соответствии с расчетным дождем. Камера с зернистой загрузкой выполняет роль медленного фильтра и регулирует расход элемента, позволяя использовать различные фильтрующие материалы, соответствующие санитарным и технологическим требованиям. Биолато представляет собой плавную поверхность, засаженную высокими водными растениями – макрофитами.

Библиографический список

1. Saveliev Y. V. Automation of industrial processes and everyday life / Y. V. Saveliev, N. N. Savelieva. – Текст непосредственный // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering : International Conference on Extraction, Transport, Storage and Processing of Hydrocarbons and Minerals, Tyumen, 19-20 августа 2019 года. Vol. 663. – Tyumen : Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012068.

2. Савельев Я. В. Автоматизация процессов / Я. В. Савельев. – Текст непосредственный // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса : материалы IX Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых, Нижневартовск, 25 апреля 2019 года / Ответственный редактор: Ю. Б. Чебыкина. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2019. – С. 63-66.

3. Моисеева Е. Проблемы очистки сточных вод / Е. Моисеева. – Текст непосредственный // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2010. – № S2. – С. 28-30.

4. Современная техника и технологии: проблемы и перспективы / Н. Н. Савельева, Н. А. Аксенова, П. М. Косьянов [и др.]. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2021. – 177 с. – ISBN 978-5-9961-2518-0. – Текст : непосредственный.

5. Savelieva N. N. Application of the Intelligent Field Information System for Effective Oil Production Management / N. N. Savelieva, Ya. V. Saveliev. – Direct text // Components of Scientific and Technological Progress. – 2021. – No. 7(61). – P. 5-8.

Научный руководитель – Аитов Ибрагим Сейяфович, канд. геогр. наук, доцент кафедры Нефтегазовое дело.

Синицина Т. С.

*Тюменский индустриальный университет,
г. Тюмень*

РАЗРАБОТКА И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ БОВАНЕНКОВСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Бованенковское месторождение входит в десятку крупнейших месторождений мира. Месторождение носит имя легендарного первопроходца и геофизика Вадима Бованенко.

Посреди арктических широт вырос производственный мегаполис гигантских размеров. В недрах характерной Арктики были найдены колоссальные запасы – около 5 триллионов кубометров природного газа. Данное месторождение было открыто полвека назад, среди сурового климата появился настоящий промышленный исполин. Начал свою деятельность в 2012 году, когда началась эксплуатация.

Посреди Арктики был выстроен целый город, в котором есть действующий аэропорт и железнодорожная станция, вахтовый поселок, где рабочие живут и отдыхают, современный медицинский комплекс, предприятия для снабжения коммунальными ресурсами, дороги и даже магазины. Три кита месторождения – это три газовых промысла: первый, второй и третий.

В природном газе содержатся механические примеси, от которых необходимо избавляться при очистке. Существует конкретный ГОСТ, которому должен соответствовать добытый ресурс. В таблице 1 отображены основные необходимые параметры и норма их содержания.

Допустимые значения примесей в природном газе

Параметр:	Значение:
Массовая концентрация сероводорода, г/см ³	Не более 0,007
Температура точки росы по воде в летний период, °С	Не выше -14
Температура точки росы по воде в зимний период, °С	Не выше -20
Массовая концентрация механических примесей, г/см ³	Не более 0,001
Молярная доля кислорода, %	Не более 0,02
Молярная доля диоксида углерода, %	Не более 2,5
Массовая концентрация общей серы, г/см ³	0,03

На данном промысле ему задают необходимые параметры, очищают и осушают, а также сжимают, чтобы появилось давление нужное для транспортировки по магистральному газопровод.

Разработка месторождений на полуострове Ямал имеет важное значение для обеспечения роста добычи газа. Промышленная разведка месторождений позволит увеличить добычу газа до 360 млрд м³ к 2030 г.

Впервые в России на Бованенковском месторождении используется единая производственная инфраструктура для добычи газа из сеноманского и апт-альбского месторождений. Данный подход обеспечивает значительную экономию средств на обустройство и повышает эффективность эксплуатации месторождения.

Добыча и очистка газа осуществляется в любую погоду 24 часа в сутки. Главными плюсами достижения максимальной надежности и экономичности оборудования в сложных и суровых климатических и геологических условиях региона стали проектирование, разработка моделей и закупка оборудования только у российских заводов.

В связи с достаточно большими объемами добываемого природного газа на данном месторождении, введены следующие планы развития:

- ООО «Газпром добыча Надым» планирует добывать 140 млрд кубометров газа в год. Есть перспективы по добыче конденсата, более 90000 тонн в год.

В настоящее время на месторождении эксплуатируются три газовых месторождения, общая мощность которых составляет более 100 млрд кубометров газа в год.

- От Бованенкова до Ухты был построен новый коридор для транспортировки ямальского газа в Единую систему газоснабжения России;

– Подготовка газа к транспорту осуществляется современным и экологически чистым методом низкотемпературной сепарации с применением отечественных турбодетандеров;

– На всех промыслах Бованенковского месторождения используются современные системы автоматизации технологических процессов;

– Использование теплоизоляционных труб при строительстве и эксплуатации скважин для предотвращения оттаивания вечной мерзлоты.

Для обеспечения ресурсов оборудования Бованенковского месторождения была создана уникальная железная дорога «Обская-Бованенково» протяженностью более 500 километров.

Таким образом, Бованенковское является одним из самых обеспеченных природными ресурсами месторождений. Большой потенциал и дальнейшее развитие обеспечивают запасы природного газа, который поступает в магистральные газопроводы «Бованенково – Ухта» и «Бованенково – Ухта-2». По предполагаемым данным, объема добываемого газа хватит, чтобы вести добычу здесь ближайшие 110 лет. Бованенково имеет огромное значение для национальной экономики, для регионов всей страны. В ближайшие десятилетия во многом именно за счет ямальского газа будут удовлетворяться потребности в России и за рубежом.

Библиографический список

1. Технологический проект разработки Бованенковского НГКМ : протокол ЦКР Роснедр по УВС № 6859 от 30.03.2017. – Москва : ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2016. – Текст: непосредственный.

2. Малюков В. П. Особенности разработки Бованенковского нефтегазового месторождения на Ямале. Защита окружающей среды / В. П. Малюков, М. К. Хадзиев. – Текст: непосредственный // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2016. – № 11. – С. 286-294.

*Александров С. С., Шаров В. Е., Макридин М. В.
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ РАЗЛИЧНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА, ИХ СИСТЕМ КЛАССИФИКАЦИИ

Введение

В течение последних десятилетий в России происходит непрерывное ухудшение качественного состояния нефтесырьевой базы за счет выработки высокопродуктивных пластов и ввода новых месторождений с трудно извлекаемыми запасами. Согласно данным Министерства энергетики Рос-

сии 80 % запасов промышленных категорий находится на уже разрабатываемых месторождениях, при этом доля трудноизвлекаемых запасов выросла до 65 %.

Область исследования в повышении эффективности нефтеотдачи пласта направлена на воздействие запасов нефти (основных и остаточных), экономически рентабельном извлечении при различных горногеологических условиях – малая проницаемость пластов-коллекторов, его неоднородность участков и т. д. (расчлененные, заводненные пласты с карбонатными участками, нефтегазовые залежи и пр.).

За многолетнюю практику разработки месторождений предложено множество методов и технологических приемов, позволяющих увеличить отбор нефти из недр. Методы повышения нефтеотдачи пластов представляют собой усовершенствование обычных процессов разработки, а их теория – развитие и обобщение основных представлений теории двухфазной фильтрации. К таким технологиям можно отнести современные «нетрадиционные» третичные методы увеличения нефтеотдачи (МУН), а именно физико-химическая группа МУН, опыт применимости которой хорошо себя показал на объектах Западной Сибири.

Исследование методов увеличения нефтеотдачи, их систем классификации

Методология области разработок нефтяных месторождений разделяется по широкому спектру признаков. В основном их разделяют на следующие основные группы (Рисунок 1):

Первичная группа с естественными режимами – водонапорный, упругий, газонапорный и растворённого газа, гравитационный;

Вторичная группа с искусственно имитирующими методами для поддержания внутрипластовых энергий;

Третичная группа с разнообразными воздействиями на физико-химические параметры пласта – так называемые, методы увеличения нефтеотдачи (МУН): химические, газовые, микробиологические, тепловые, физические.

Также для технологий существуют критерии применения, которые можно разделить на такие категории: геолого-физические; материально-технологические; технологические.

Опыт применимости технологий показывает, что базисным условием является «правильный выбор объекта для метода или метода – для объекта» – индивидуальный подход комплексного характера (выбор и оценка каждого элемента) по системе «объект-МУН-результат».

Проводился обзорный анализ различных технологий повышения нефтеотдачи. Сначала рассматривался процесс проведения гидравлического разрыва пласта, как механизма создания и распространения трещин. К результатам технологии ГРП можно отнести следующее: понижение гид-

разлических сопротивлений в ПЗП; повышение фильтрационной поверхности скважин; кратное увеличение дебит на добывающих скважинах и приемистости нагнетательных скважин.

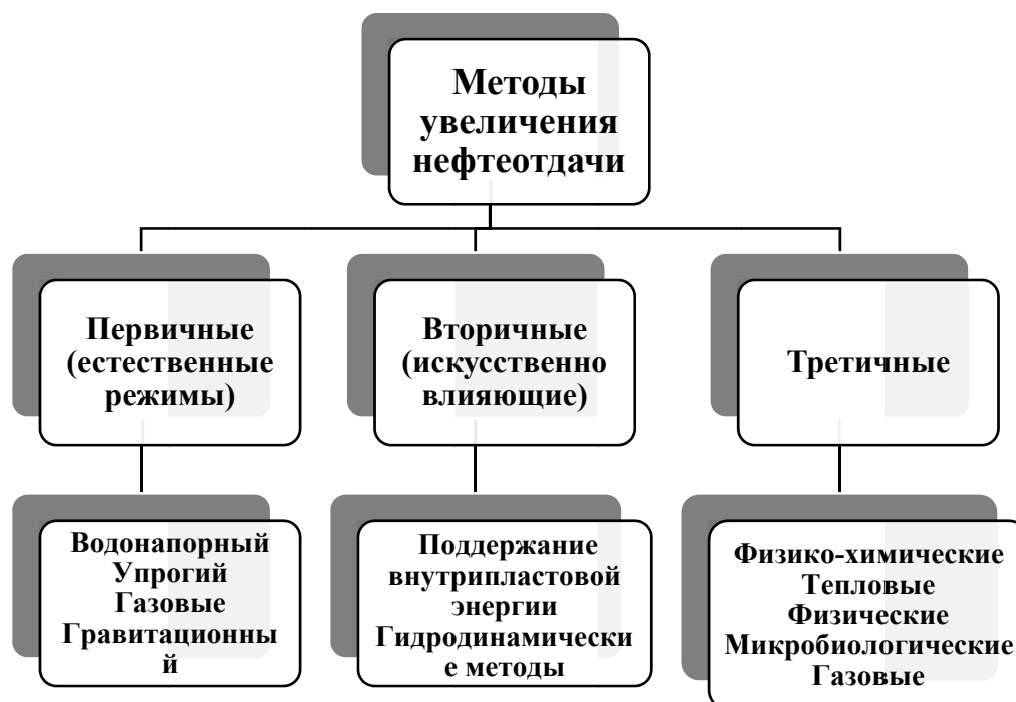


Рисунок 1. Классификация методов увеличения нефтеотдачи

Сам же способ осуществляется множеством технологических решений, которые обусловлены объёмами элементов закачки и размерами трещин (локальный и массивный ГРП), их особых условий (ГРП протяжённых трещин, в наклонных скважинах или селективного характера), а также активного воздействия (ГРП импульсный, кислотный).

Далее рассматривалась группа методов увеличения отдачи за счёт воздействия активных реагентов. Сюда можно отнести системные обработки эксплуатирующих агенты, улучшающих и изменяющих вытесняющие свойства пластовых флюидов.

Поверхностно-активные вещества (далее ПАВ) и их образующие (например, мицеллы и щёлочи) основываются на свойственном снижении межфазного натяжения границ системы «нефть – порода – вода».

Полимерная обработка – опираются на особенности полимерного загущения воды со снижением её фазовой проницаемости – набухания макромолекул полимера в воде и образование малоподвижной гидратной оболочки, где происходит уменьшение динамической неоднородности потоков жидкости, повышение охвата пластов заводнением.

Кислотосодержащая обработка – заключается в способности растворять механические примеси продуктивных пластов и последующей

промывки скважин после истечения времени реагирования. Уменьшается скин-эффект и повышается производительность скважин, однако это временно.

Гелеобразующие композиции – в основном это системы с жидко/газообразной дисперсной средой с образованием частиц дисперсной фазы пространственной структуры (сетки), что способствует обладанию тискотропными, пластичными и эластичными свойствами.

Газовые агенты – определённый класс реагентов, имеющий в составе углеродную основу. Механизм схож с некоторыми вышеупомянутыми методами видом агента закачивания и воздействием, но различается продвижением по пласту сухим газом.

Следом рассматривалась интенсификация извлечения флюидных запасов путём влияния на них физических полей. Сюда входят технологии использующие естественную энергию пласта с сопровождением разного рода эффектов для увеличения потенциала вытесняющего агента. Условно, их можно разделить на следующие подгруппы: закачка горячих агентов; физическое воздействие; экзотермические реакции.

Закачка горячих агентов – классический тепловой МУН, где агент нагнетается в пласт с последующим образованием нескольких зон разного характера температуры и вытеснения – изменяются вязкости и фазовые проницаемости флюидов пласта.

Физическое воздействие – как способы повышения проводимости пласта различного рода волн, колебаний и воздействий – снижается эффективная вязкость, поверхностное натяжение на контакте, увеличивается эффективное сечение порового пространства коллектора и нефтеотдачи пластов.

Технологии экзотермической реакции – их особенность во влиянии температуры и давления на пластовые флюиды и породы в результате экзотермической реакции – тепло положительно влияет на процесс вытеснения нефти из не участвующих в горении смежных частей; вещества медленного сгорания способствуют уменьшению вязкости и увеличению объёма нефти.

Заключение

В ходе выполнения научно-исследовательской работы был проведен анализ классификации методологии повышения нефтеотдачи, особенности и тонкости групп и подгрупп способов повышения извлечения нефти.

Из всего вышенаписанного стоит отметить, что метод гидроразрыва – комплексная технология, имеющая широкий диапазон вариантов исполнения, их гибридов, которая, соответственно всё большему изучению и вовлечению в разработку, является эффективным способом увеличения нефтеотдачи.

Группа МУН с использованием активных агентов в сравнительно одинаковых условиях различных месторождений показывает, что наиболее высокие результаты достигаются при комплексных (гибридных) технологиях, которые наряду с улучшением нефтевытеснения (за счёт её отмыва) обеспечивают увеличение охвата пласта.

Приведённая группа методов воздействия физических полей хорошо используется в месторождениях с высоковязкой нефтью, относительно небольшим радиусом воздействия и повышенных температурах в протекания.

Биографический список

1. Alizadeh S. M. Carbon dioxide-based enhanced oil recovery methods to evaluate tight oil reservoirs productivity: A laboratory perspective coupled with geo-sequestration feature / S. M. Alizadeh. – Energy Reports, 2021. – Vol. 7. – P. 4697-4704. – Direct text.

2. Junchen L. A comprehensive review of experimental evaluation methods and results of polymer micro/nanogels for enhanced oil recovery and reduced water production / L. Junchen. – Fuel, 2022. – Vol. 324. – Part B, 124664 – Direct text.

3. Aashima K. Overview and methods in Enhanced Oil Recovery Текст. / Khan Aashima. – Journal of Physics: Second International Conference on Advances in Physical Sciences and Materials 2021, India – Vol. 2070. – DOI 10.1088/1742-6596/2070/1/012061 – Direct text.

4. Lezorgia N. N. EOR Processes, Opportunities and Technological Advancements / N. N. Lezorgia. – Chemical Enhanced Oil Recovery, 2016. – DOI: 10.5772/64828 – Direct text.

5. Сокловский А. П. Фроловская фациальная зона неокома Западной Сибири в свете оценки перспектив нефтегазоносности / А. П. Сокловский, Р. А. Соколовский. – Текст : непосредственный // Вестник недропользователя ХМАО. – 2009. – № 29. – С. 70.

6. Фатеев А. А. Уватский проект: от амбаров к цивилизации / А. А. Фатеев. – Текст : электронный // Тюменские известия. – 2014. – №200 (6110). – URL: <https://ti.ru/articles/21425>

7. Ильина Г. Ф. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири : Учебное пособие / Г. Ф. Ильина, Л. К. Алтунина. – Томск : Изд-во ТПУ, 2006. – 166 с. – Текст : непосредственный.

8. Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов : Учебное пособие / М. А. Силин, Л. А. Магадова, В. А. Цыганков [и др.]. – Москва : РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2011. – 142 с. – Текст : непосредственный.

9. Обзор современных методов повышения нефтеотдачи пласта. – Текст : электронный // Компания «ТЕГАС». / ред. А. Н. Каруселин. – 2021. – № 407. – URL: <https://tegaz.ru/company/press/407/>.

Научный руководитель – Забоева М. И., канд тех. наук, доцент.

Салтанова Т. А.
Тюменский индустриальный университет, лаборатория
нефтепромысловой химии, г. Тюмень

ТРАНСФОРМАЦИЯ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА ОСАДОЧНЫХ ПОЛИМИКТОВЫХ ПОРОД ПРИ ХИМИЧЕСКОМ ВОЗДЕЙСТВИИ

В ходе эксплуатации скважины спустя некоторое время происходит падение продуктивности по ряду причин: закупоривание порового пространства, изменение поверхностного натяжения и так далее. С целью улучшения притока углеводородов применяют современные методы, одним из которых является использование растворителей карбоната кальция [1, 2], позволяющий полностью растворить кальцит с сохранением первичной матрицы осадочной полимиктовой породы, что приводит к увеличению порового пространства.

На базе ТИУ лабораторией нефтепромысловой химии под запросы недропользователя был продуцирован комплексный растворитель карбонатных отложений, показавший эффективность и безопасность в использовании на скважинном оборудовании при необходимости растворения осадка карбоната кальция.

Актуальность работы заключается в неимении на настоящий момент общепризнанной методики оценивания трансформации структуры и порового пространства терригенных пород при разработке месторождений углеводородов [3]. Общеизвестно, что значительные изменения матрицы породы могут привести к таким осложнениям как кольматация порового пространства и другие негативные последствия [4].

Объектом исследования являются терригенные полимиктовые породы пласта БС₁₀ Западно-Усть-Балыкского месторождения Сургутского нефтегазоносного района.

На базе Тюменского индустриального университета лабораторией нефтепромысловой химии в 2022 году был разработан комплексный растворитель карбонатных отложений, показавший эффективность и безопасность в использовании на скважинном оборудовании при необходимости растворения осадка карбоната кальция.

Цель заключается в исследовании влияния продуцированного растворителя карбонатных отложений на матрицу осадочной породы пласта БС₁₀ Западно-Усть-Балыкского месторождения.

Задачи заключаются в описании шлифов с выделением литотипов, осуществлении обработки растворителем на полноразмерном керне и шлифах стандартного размера, и выявлении изменений пустотного пространства и компонентов породы при помощи петрографического описания и компьютерной томографии.

Рассматриваемое месторождение по категории запасов принадлежит к мелким, по строению – к сложным. Типы залежи – пластово-сводовые и литологически экранированные. Изучаемый пласт БС₁₀ имеет глубину залегания - 2480,0 м, относится к нижнемеловым отложениям терригенного типа, по фациальной приуроченности к ундоформной части клиноморфного комплекса [5].

Методика работ включает в себя несколько пунктов:

1. изучение шлифов с выдачей количественный и качественных характеристик [6] с последующим фотодокументированием;
2. выделение литотипов по результатам анализа шлифов;
3. анализ петрофизических свойств с построением графиков зависимостей;
4. выборка представительных образцов с содержанием карбонатных минералов (от 1,0 % и выше). В ходе изучения отобрано шесть образцов;
5. погружение предварительно описанных шлифов в индивидуальную для каждого образца чашу Петри, содержащую растворитель карбонатных отложений. Время выдержки предусмотрено методикой;
6. проведение сравнительного визуального анализа породообразующих компонентов и порового пространства под поляризационным микроскопом после осуществления обработки растворителем кислотного типа.

В ходе работы выделено три литотипа: песчаники нефтенасыщенные (43,9 %), переслаивание песчаников с алевро-аргиллитами (40,9 %) и песчаники с преимущественно карбонатным цементом (15,2 %). Петрофизические свойства изучаемых образцов пласта БС₁₀ имеют следующие средние значения: коэффициент пористости – 19,3 %, коэффициент проницаемости – 13,2 мД.

Проведённый эксперимент привёл к эффективному результату, выраженном в увеличении пористости вследствие растворения кристаллов кальцита (рисунок 1) (таблица 1).



Рисунок 1. Участок шлифа после многочасовой выдержки в растворителе.

Красная обводка – новообразованное поровое пространство.

Фото шлифа без анализатора, увеличение 100^x

Распределение порового пространства с его характеристиками до и после проведения обработки растворителем карбонатных отложений

№ п/п	№ образца	К _п до проведения обработки, %	К _п после проведения обработки, %
1	1/2022	10,0-12,0	10,0-13,0
2	2/2022	3,0	~10,0 %
3	3/2022	13,0-15,0	13,0-15,0
4	4/2022	7,0-8,0	7,0-8,0
5	5/2022	3,5	~8,0-10,0 %
6	6/2022	<1,0	<1,0

В случае, когда карбонат кальция выступает как цементирующий материал, можно наблюдать наибольшее влияние на поровое пространство, наименьшее оказывается при наличии в качестве аутигенного компонента. В среднем зафиксировано увеличение общей пористости с 0,30 до 6,28 %, что подтверждает эффективность и безопасность реагента, при этом структурная матрица пород полностью сохранена. Использование растворителя карбонатных отложений для подобных осадочных полимиктовых пород скажется благоприятно в виде улучшения коллекторских свойств. Перспективы дальнейших исследований по данному направлению связаны с увеличением концентрации кислот, а также более детальной проверке прочности матрицы терригенной породы при воздействии растворителя карбонатных отложений.

Библиографический список

1. Прогрессивные технологические процессы в добыче нефти : Сепарация газа, сокращение потерь / В. П. Тронов; Акад. наук Татарстана. – Казань : ФЭН, 1997. – 309, [1] с. : ил. ; 22 см. – Библиогр.: с. 302-307. – Текст : непосредственный.
2. Новиков В. А. К вопросу повышения эффективности кислотных обработок терригенных коллекторов / В. А. Новиков, Д. А. Мартюшев. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 1(613). – С. 36-40. – DOI 10.30713/0207-2351-2020-1(613)-36-40.
3. Янышевский А. В. Влияние кислотной обработки керна на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов из скважин Казанского нефтегазоконденсатного месторождения / А. В. Янышевский, А. В. Ежова ; науч. рук. А. В. Ежова. – Текст : непосредственный // Проблемы геологии и освоения недр : труды XIX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 70-летию юбилею Победы советского народа над фашистской Германией, Томск, 6-10 апреля 2015 г. : в 2 т. – Томск : Изд-во ТПУ, 2015. – Т. 1. – С. 316-318.
4. Выбор и адаптация комплексных технологий обработки призабойной зоны для условий нагнетательных скважин месторождений Республики Татарстан /

А. А. Лутфуллин, Э. М. Абусалимов, А. Е. Фоломеев [и др.]. – Текст : непосредственный // Георесурсы. – 2022. – 24(4). – С. 91-101.

5. Борисова И. Е. Концептуальная модель пласта БС10 Западно-Усть-Балыкского месторождения / И. Е. Борисова, А. А. Штырляева, Е. М. Куренко. – Текст : непосредственный // Геомодель 2022 : Сборник материалов 24-й научно-практической конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа, Геленджик, 05-08 сентября 2022 года. – Москва : Общество с ограниченной ответственностью "ЕАГЕ ГЕОМОДЕЛЬ", 2022. – С. 26-29.

6. Петрографические исследования терригенных и карбонатных пород-коллекторов : учебное пособие / Н. М. Недоливко, А. В. Ежова; Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 172 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель – Абдрашитова Р. Н., канд. геол.-минерал. наук, доцент.

Бердимуратова О. Б., Аманова А. Ю.

*Международный университет нефти и газа имени Ягшигельды Какаева,
г. Ашхабад, Туркменистан*

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ДОВЛЕТАБАТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Антиклинальные поднятия Довлетабат, Восточный Довлетабат и Донмез выявлены по результатам сейсморазведки. Глубокое бурение внесло существенные поправки в геологические построения. Скважина I-M (Менгли), пробуренная между Довлетабатом и Восточным Довлетабатом, установила отсутствие между ними мечантиклинальной седловины. Последующие скважины показали значительное расширение присводовой части Восточного Довлетабата на север и отсутствие там восточной переклинали структуры. Установлено также отсутствие южной периклинали Донмезской структуры. Таким образом Восточный Довлетабат и Довлетабат представляют собой единую структуру, а Донмезская структура расширилась до огромного моноклиналичного склона.

Анализ материалов гидродинамического исследования скважин, результатов промысловых исследований данных разработки, особенно Южного блока, ставит под сомнение наличие и экранирующие способности тектонических нарушений (предполагаемая амплитуда нарушений 20-25 и при толщине горизонта 40-50 м).

При этом кривая изменения давления (КИД) группы скважин, находящихся в гидрогазодинамической связи, описывается уравнением прямой. В тектонических моделях Южный блок подразделяется на два обособленных поля (Восточный Довлетабат и Западный Довлетабат) с разными вы-

сотами газ-водяного контакта. Для выяснения наличия нарушения между этими полями обработаны материалы по десяткам эксплуатационных скважин, находящихся по разные стороны от нарушения, в координатах:

$$\frac{\Delta P(t)}{Q(t)} = f(\ln t - 1); \quad \frac{\Delta P(t)}{\sum Q_r} = f(t); \quad \frac{\Delta P(t)}{\sum Q_r} = f(\sqrt{t})$$

где, $\Delta P(t)$ – снижение пластового давления во времени, МПа;

$Q(t)$ – уровень добычи газа во времени, м³;

t – время, сут.;

$\sum Q_r$ – накопленный отбор газа с начала разработки, м³.

В скважинах проведены различные виды исследований, включая дебитометрию, термометрию, нейтрон-гамма каротаж, гамма каротаж и получены следующие результаты.

В скважине 114 с увлечением депрессии на пласт растет степень подключения к работе перфорированной мощности. При увеличении депрессии на 0,24 МПа доля работающего интервала увеличивается от 32,4 % до 41,2 % при увеличении депрессии на 0,35 МПа доходит до 45,6 %. Однако надо отметить, что увеличение доли работающего интервала вызвано не включением в работу новых пластов, не проявляющих себя при малых депрессиях, а полным включением в работу 3,5 – метрового пласта – коллектора, характеризующегося средней пористостью 12 %.

В разрезе скважин существуют пласты-коллекторы, которые с увеличением депрессии газ не отдают. Газоотдающими в скважине 116 по результатам гидродинамического исследования скважин являются 3-х и 4-х метровые пласты, находящиеся в средней части горизонта. Первый и в верхней части имеет пористость 20 %, в средней – 18 % и в нижней – 9,8 %, газоотдающими является верхние и средние части.

Библиографический список

1. Фиш М. Л. Оценка коэффициентов газоотдачи в период падающей добычи / М. Л. Фиш, И. А. Леонтьев, Е. Н. Храменков. - Москва : ВНИИЭГазпром, 1974. – 37 с. – (Разработка и эксплуатация газовых и газо-конденсатных месторождений). – Текст непосредственный.
2. Закиров С. Н. Проектирование и разработка газовых месторождений / С. Н. Закиров, Б. Б. Лапук. – Москва : Недра, 1974. – 376 с. – Текст непосредственный.
3. Рассохин Г. В. Завершающая стадия разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений / Г. В. Рассохин. – Москва : Недра, 1977. – 184 с. – Текст : непосредственный.

МЕТОДЫ УЛУЧШЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

Гидравлический разрыв пласта (ГРП), также известный как гидро-разрыв пласта, был спорной темой в последние годы из-за его потенциального воздействия на окружающую среду и здоровье населения. Процесс включает закачку воды, песка и химикатов в сланцевые пласты для извлечения природного газа и нефти. Однако существовали опасения по поводу безопасности этого процесса, включая загрязнение воды, воздуха и землетрясения. Кроме того, эффективность ГРП вызывает заинтересованность отрасли, поскольку это может быть дорогостоящим и отнимать много времени.

Гидравлический разрыв пласта стал жизненно важной частью энергетической отрасли, поскольку он позволяет извлекать ранее недоступные запасы природного газа и нефти. Несмотря на его преимущества, существуют проблемы, связанные с этим процессом, которые необходимо решить, чтобы обеспечить его безопасность и эффективность. Совершенствование методов гидравлического разрыва пласта может помочь снизить воздействие процесса на окружающую среду и повысить его экономическую целесообразность.

Существует несколько способов повышения эффективности гидро-разрыва пласта, в том числе:

- Использование улучшенных жидкостей для ГРП: жидкости для гидроразрыва пласта используются для создания трещин в сланцевых пластах, что позволяет природному газу и нефти выходить на поверхность. Использование жидкостей с более высокой вязкостью, может повысить эффективность процесса и уменьшить количество необходимой воды.

- Оптимизация скорости закачки: скорость, с которой жидкость для гидроразрыва пласта закачивается в сланцевый пласт, может оказать значительное влияние на эффективность процесса. Оптимизируя скорость впрыска, процесс можно сделать более эффективным.

- Улучшение конструкции ствола скважины: конструкция ствола скважины также может повлиять на эффективность гидравлического разрыва пласта. Используя улучшенную конструкцию ствола скважины, такую как увеличение количества перфораций или использование более длинных боковых секций, можно увеличить количество природного газа и нефти, которые могут быть извлечены.

- Снижение воздействия на окружающую среду: одной из самых больших проблем, связанных с ГРП, является его воздействие на окружающую среду. Используя более экологически чистые жидкости, уменьшая

количество необходимой воды, можно снизить воздействие процесса на окружающую среду [1].

Существует несколько примеров усовершенствованных методов гидравлического разрыва пласта, которые были разработаны в последние годы.

- Микросейсмический мониторинг: эта технология использует датчики для мониторинга процесса гидроразрыва пласта в режиме реального времени, что позволяет вносить коррективы для повышения эффективности процесса.

- Технология размещения проппанта: эта технология использует компьютерное моделирование для оптимизации размещения гранулообразных материалов, которые используются для поддержания трещин в сланцевом пласте открытыми. Оптимизируя размещение проппанта, можно увеличить количество природного газа и нефти, которые могут быть извлечены.

- Использование оборудования, работающего на природном газе: использование природного газа для питания оборудования, используемого в процессе ГРП, может снизить воздействие процесса на окружающую среду и повысить его эффективность.

- Рециркуляция и повторное использование жидкостей: рециркуляция и повторное использование жидкостей для ГРП может уменьшить количество воды, необходимой для процесса, и снизить воздействие этого метода на окружающую среду [2].

Гидравлический разрыв пласта стал важной частью энергетической отрасли, но важно обеспечить, чтобы процесс был одновременно безопасным и эффективным. Совершенствование методов гидравлического разрыва пласта может помочь снизить воздействие процесса на окружающую среду и повысить его экономическую целесообразность. Используя более качественные жидкости, оптимизируя скорость закачки, улучшая конструкцию ствола скважины и снижая воздействие на окружающую среду, можно повысить эффективность гидроразрыва пласта. Разработка новых технологий, таких как микросейсмический мониторинг и технология размещения расклинивающего агента, также может помочь повысить эффективность ГРП.

Библиографический список

1. CYBERLENINKA : [сайт]. – URL : <https://cyberleninka.ru/article/n/sovershenstvovanie-metodicheskogo-podhoda-k-planirovaniyu-meropriyatiy-po-gidrorazryvu-plasta-na-neftyanyh-mestorozhdeniyah/viewer> (дата обращения: 01.04.2023). – Текст : электронный.
2. CYBERLENINKA : [сайт]. – URL : <https://cyberleninka.ru/article/n/sovershenstvovanie-protsessov-planirovaniya-operatsiy-po-gidrorazryvu-plasta-v-neftyanyh-kompaniyah/viewer> (дата обращения: 20.03.2023). – Текст : электронный.

Исхакова Г. Р.

Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

ФОРМИРОВАНИЕ БУФЕРНОЙ ЗОНЫ С ЦЕЛЬЮ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ НЕЭФФЕКТИВНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ ВОДЫ ОТ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ К ДОБЫВАЮЩИМ СКВАЖИНАМ ПО ТЕКТОНИЧЕСКИМ РАЗЛОМАМ

Тектонические разломы и трещины играют более важную роль, чем проницаемость материнской породы, в направлении потока флюидов и обеспечении важных каналов для миграции углеводородов и просачивания флюидов. Однако тектонические разломы являются не контролируемыми, в большинстве случаев, нагнетаемая вода неэффективно фильтруется в пласте по разломам. Происходит преждевременный прорыв воды к добывающим скважинам. О чем свидетельствует резкое повышение обводненности скважин. Особенно значима данная проблема для ГС с МГРП.

В работе рассматривается Северо-Хохряковское месторождение со сложным построением коллекторов и наличием выраженных тектонических разломов (рис. 1) [1].



Рисунок 1. Разломная тектоника Северо-Хохряковского месторождения

Месторождение в последние годы активно разрабатывается ННС и ГС с МГРП. Основной механизированный фонд составляют установки ЭЦН. По статистике на месторождении существует низкая наработка на отказ насосов в основном из-за коррозии и выноса механических примесей (рис. 2). Степень осложнений напрямую зависит от объема откачиваемой насосом жидкости, т. е. от обводненности скважин [2].

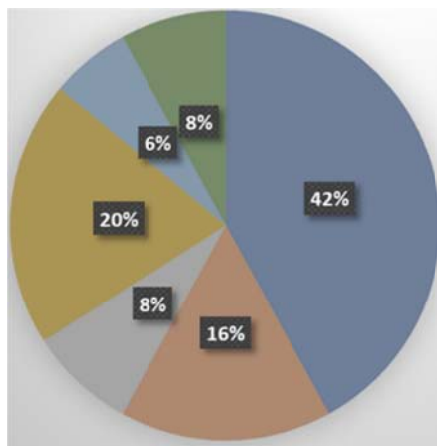


Рисунок 2. Анализ причин отказов УЭЦН на Северо-Хохряковском месторождении за 2018 год: вредное влияние мехпримесей 42 %; некачественный вывод на режим 16 %; неправильный подбор оборудования УЭЦН 8 %, влияние коррозии 20 %; заводской брак 6 %; неустановленные причины 8 %

В данной работе предлагается урегулировать обводненность скважин созданием контролируемой буферной зоны между трещинами МГРП (техногенными трещинами) и трещинами разлома откуда прорывается вода к скважине (рис. 3 и рис. 4).

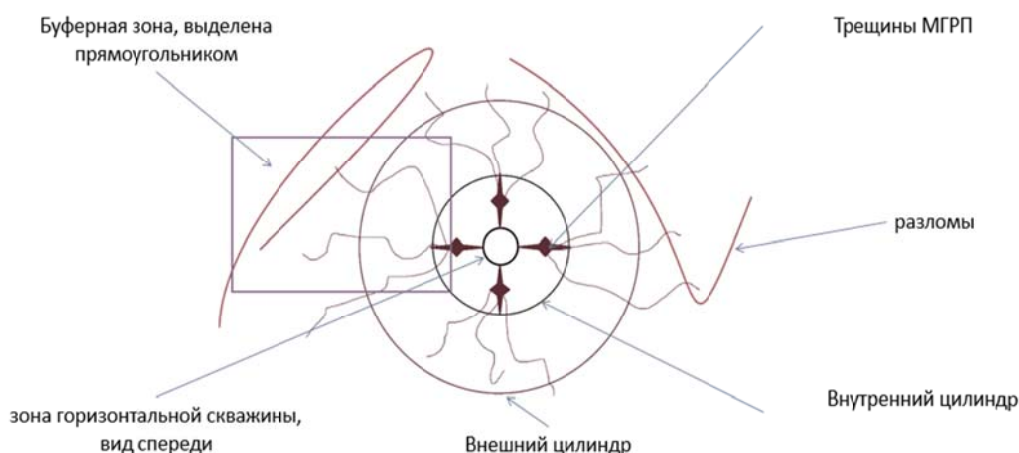


Рисунок 3. Создание буферной зоны. Вид вдоль горизонтальной скважины Внутренний цилиндр, охватывает зону техногенной трещиноватости (МГРП). Внешний цилиндр, охватывает зону дренирования между внутренним цилиндром и зоной разлома. Зона, выделенная прямоугольником, охватывает предполагаемую буферную зону

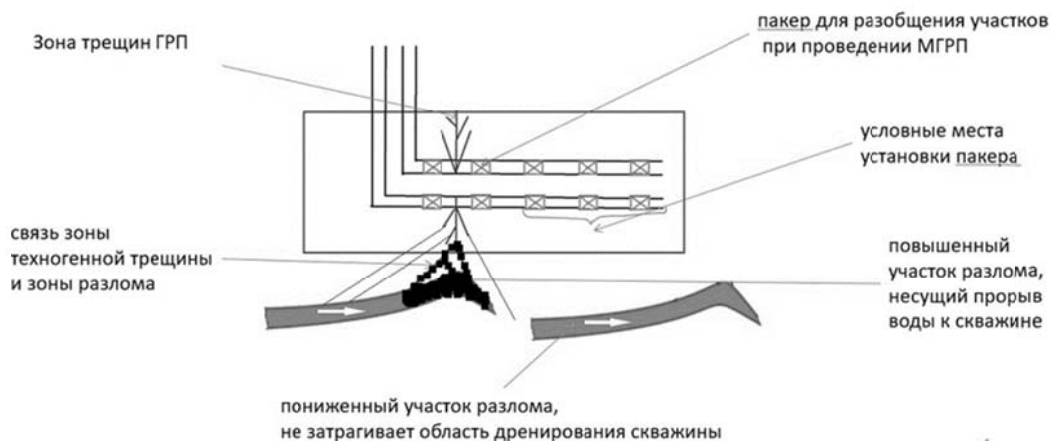


Рисунок 4. Создание буферной зоны. Вид поперек горизонтальной скважины

При образовании гидродинамической (ГД) связи трещин МГРП с близлежащим разломом происходит неконтролируемый прорыв воды в скважину. Отделение техногенной трещиноватости и зоны разлома созданием буферной зоны, подразумевает закачку блокирующих составов на основе ПАА для закупорки каналов низкого фильтрационного сопротивления, т.е. участков разлома, способствующего прорыву воды. Буферную зону предлагается создать сразу же после проведения МГРП на выбранном участке ГС. Формирование буфера заключается в нагнетании в расширенные трещины пласта 10 м^3 гелевого состава с последующим проталкиванием его водяной оторочкой 5 м^3 . В зависимости от особенности и размеров пласта количество нагнетаемых агентов должно быть скорректировано.

Для создания заблокированного участка необходимо применить конструкцию «лепестковая шторка», так как МГРП поводится во всех перфорациях, а блокирование участка разлома планируется только в одном направлении. Рассмотрим принцип действия и конструкцию по схеме (рис. 5).

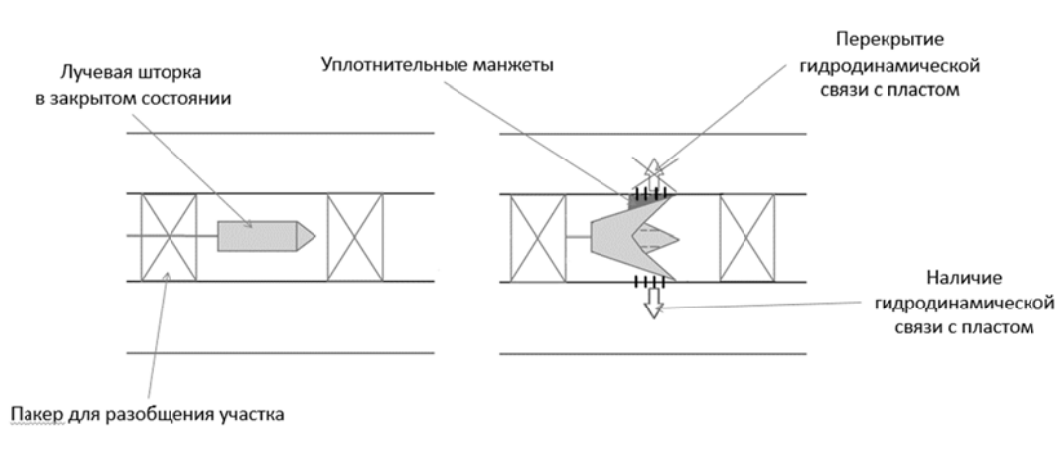


Рисунок 5. Конструкция лепестковая шторка

Лепестковая шторка в закрытом виде опускается в скважину. При доведении до необходимого участка раскрывается и резиновыми уплотнителями закрывает перфорации, кроме необходимого направления.

Для применения данной технологии необходимо провести отбор скважин кандидатов. Который будет происходить выбором скважин с высокой обводненностью, имеющих связь с близлежащими разломами. Для определения влияния разломной тектоники на обводненность скважин, будет применен микросейсмический мониторинг [3].

Таким образом, благодаря созданию буферной зоны, возможно снизить предполагаемые затраты средств и времени на проведение СПО и ремонт УЭЦН, за счет снижения обводненности скважины, вызванного неконтролируемым прорывом воды.

Выводы:

1) На примере разломной тектоники Северо-Хохряковском месторождении предложено создание буферной зоны для снижения повышенной обводненности ГС с МГРП

2) Предложена идея по дополнительной конструкции лепестковой шторки для возможности направления потока только в необходимый участок перфораций

3) Предполагается снижение объемов добычи жидкости и увеличение безремонтного периода УЭЦН, что благополучно скажется на стабильности работы ГС с МГРП.

4) Для корректировки проекта требуется полный расчет экономической рентабельности, и дальнейшая апробация в ГД моделях.

Библиографический список

1. Исхакова Г. Р. Определение влияния разломной тектоники на производительность горизонтальных скважин / Г. Р. Исхакова, И. О. Кривов. – Текст непосредственный // Международная научно-практическая конференция им. Менделеева : сборник материалов 3 Междунар. науч. практ. конф. им. Менделеева, 24-26 мая 2022. – Тюмень : ТИУ, 2023. – С. 105-108.

2. «Варьеганнефтегаз» на 35 % нарастил суточную добычу нефти на Северо-Хохряковском месторождении в Югре от 12 августа 2019. – Текст : электронный // Rosneft.ru – URL: <https://www.rosneft.ru/press/news/item/196407/> (дата обращения : 05.04.23).

3. Яскевич С. В. Микросейсмический мониторинг в азимутально анизотропных средах. Точность локации и возможность определения параметров анизотропии. / С. В. Яскевич, А. А. Дучков, Ф. А. Лундский. – Текст : непосредственный // Инекрэкспо ГЕО-СИБИРЬ. Том 2. – 2013. – № 2. – С. 9-13.

Научный руководитель – И. С. Аитов, канд. геогр. наук, доцент.

АНАЛИЗ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ, СОДЕРЖАЩИХСЯ В ПЕРЕКАЧИВАЕМЫХ ЖИДКОСТЯХ

С момента освоения Западной Сибири трубопроводный транспорт в нефтегазовой промышленности значительно устарел. Нагнетательные скважины поддерживают пластовое давление путем закачки в пласт сточных вод, которые затем перекачиваются по трубопроводам. Нефтяные месторождения на Крайнем Севере совершенно изменились – обводненность их составляет более 95 %. Эта жидкость обладает агрессивной средой, вызывая разрушение трубопроводной сети и насосно – гидравлической системы. Минерализация и гранулометрический состав перекачиваемой жидкости являются причиной разрушения нефтепромысловых труб и обводнения.

Целью данной работы является анализ влияния механических примесей на разрушение трубопроводной сети и насосно-гидравлической системы.

Задачи данной работы:

- 1) Определить причины отказов оборудования – разрушение и выход из строя деталей и узлов;
- 2) Провести лабораторный анализ содержания механических примесей;
- 3) Проанализировать гранулометрический и минералогический составы механических примесей и сделать соответствующие выводы.

Минералогический и гранулометрический состав измеряется в контрольной лаборатории Нижневартовского института (НИПИнефть). Под микроскопом измеряется размер частиц, разрушенного металла, поступившего с месторождения для исследования. Микроскопический анализ позволяет определить характеристики поверхности разрушения.

Для исследования под микроскопом требуется менее 1 мг материала. Такие измерения сферических частиц дают надежные и точные значения.

Размер частиц измеряется с помощью окулярного микрометра (рисунок 1).



Рисунок 1. Окулярный микрометр

Проба № 1

Причина отказа и дефекты:

В лабораторию поступила деталь насоса - наконечник темного цвета. Удлинительный кабель нагревался в результате электропробоя в муфте кабельного ввода.

Таблица 1

Характеристика детали насоса

Месторождение	Скв.	Пласт	Причина остановки	Наработка сут.	Дата отбора	Место отбора
	4738	АС10, АС12	ГТМ-ОПЗ	359	23.04.2016	ОК

Таблица 2

Минералогический состав. Проба № 1

Минералогический состав, %	Содержание, %
Карбонат	81
Барит	12
Гидроокислы железа	7

По результатам лабораторного анализа пробы №1 было выявлено наибольшее содержание карбоната – 81 %, примесь барита – 12 % и гидроокислов железа – 7 %.

Таблица 3

Гранулометрический состав. Проба № 1

Алевритовая фракция, %		Пелитовая фракция, %	
Крупнозернистая	0	Крупнозернистая	85
Среднезернистая	0	Среднезернистая	0
Мелкозернистая	15	Мелкозернистая	0

Микрозерна карбоната имеют размер менее 0,02 мм, неправильную и изометричную форму с неровными зазубренными краями. Микрозерна барита имеют размер не более 0,15 мм. Представляют себя в виде тонких пластинчатых, игольчатых и чешуйчатых агрегатов. Микрозерна гидроокислов железа имеют размер до 0,03 мм, окрашены в ржаво-коричневый цвет, отмечаются в виде коллоидных и аморфных скоплений.

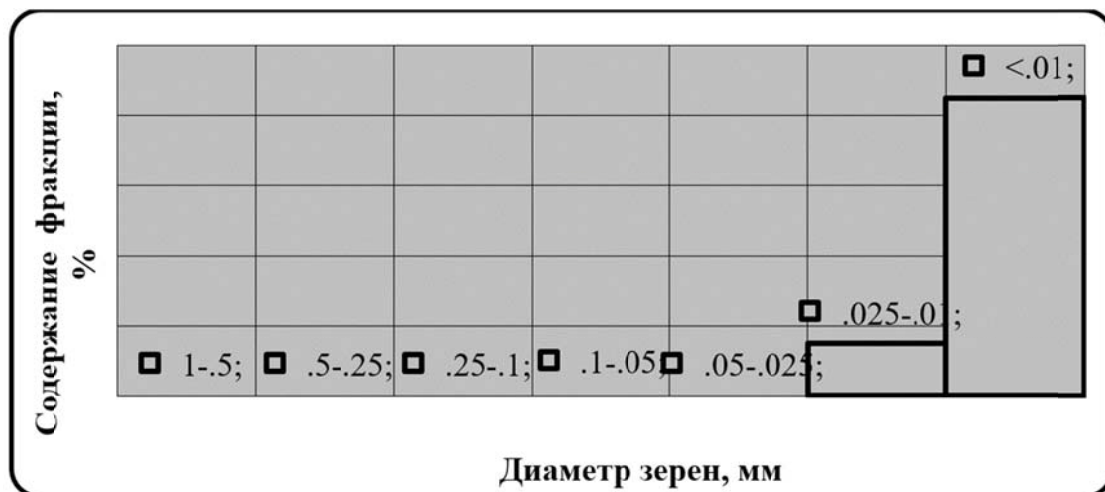


Рисунок 2. Гистограмма гранулометрического состава. Проба № 1

Обращаясь к таблице 3 можно сделать вывод о том, что карбонат и гидроокислы железа – это пелитовая крупнозернистая фракция, а барит – это алевролитовая мелкозернистая фракция.

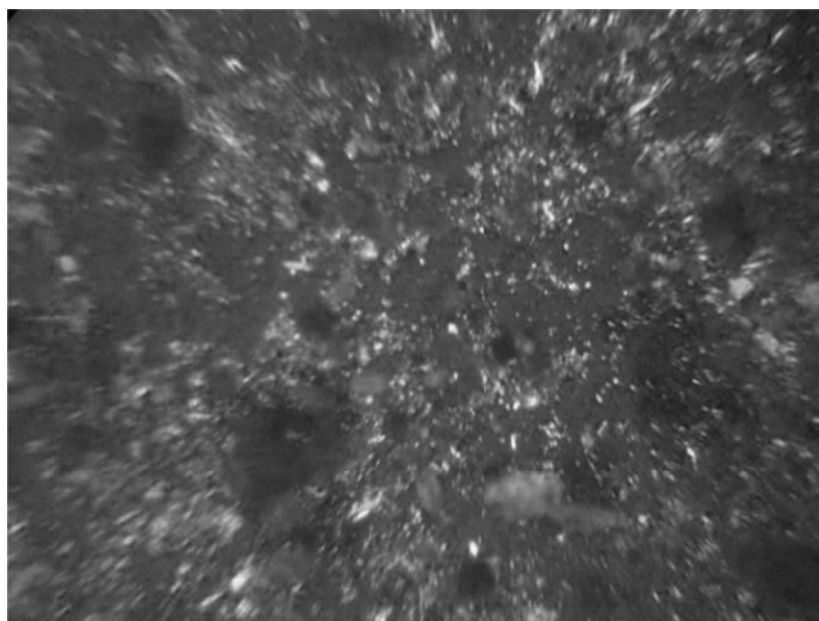


Рисунок 3. Фотография пробы № 1

Проба № 2

Причина отказа и дефекты:

1. Шайбы изношены полностью;
2. Втулки изношены;
3. Колеса рабочие износ средний;
4. Аппараты направляющие изношены полностью.

Таблица 4

Характеристика деталей насоса

Месторождение	Скв.	Пласт	Причина остановки	Наработка суг.	Дата отбора	Место отбора
	41332	АС12	С/П	23	16.05.2016	Г/С, ЭЦН

Таблица 5

Минералогический состав. Проба № 2

Минералогический состав	Содержание, %
Карбонат	82
Гидроокислы железа	11
Углистое вещество	7

Минералогический состав механических примесей представлен карбонатом, гидроокислами железа и углистым веществом. Отметим также большое содержание карбоната – 82 %. Он распределяется в виде зерен с неровными извилистыми краями, размером до 0,03 мм. Микрочастицы гидроокислов железа распределяются неравномерно в виде скоплений и имеют размер до 0,05 мм. Углистое вещество распределяется бесформенными примазками, размером до 0,05 мм.

Таблица 6

Гранулометрический состав. Проба № 2

Пелитовая фракция, %	
Крупнозернистая	100
Среднезернистая	0
Мелкозернистая	0

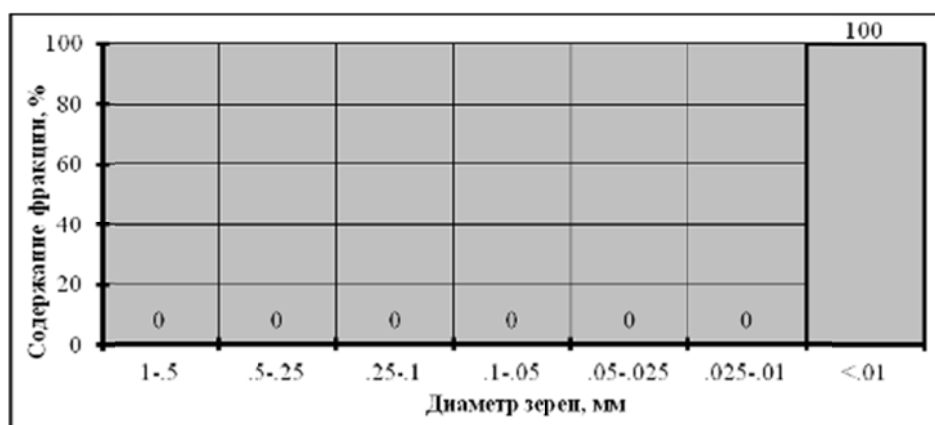


Рисунок 4. Гистограмма гранулометрического состава. Проба № 2

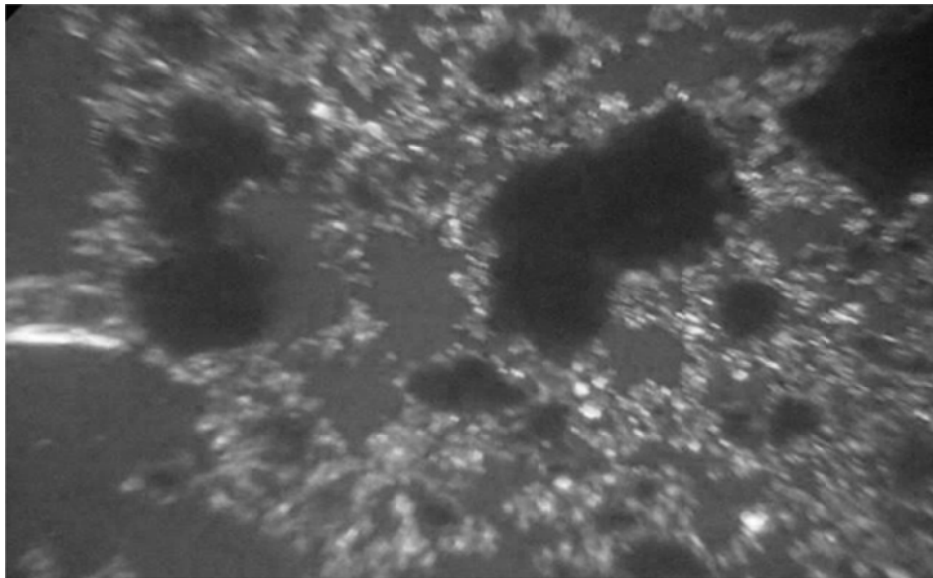


Рисунок 5. Фотография пробы № 2

По результатам лабораторного анализа пробы № 2 было выявлено наибольшее содержание карбоната – 82 %, примесь гидроокислов железа – 11 % и углистых веществ – 7 %. Обращаясь к таблице 1.6 можно сделать вывод о том, что карбонат, гидроокислы железа и углистые вещества относятся к пелитовой крупнозернистой фракции.

Отложения карбоната кальция CaCO_3 , сульфата кальция, бария, хлорида и других солей возникают в скважинах и оборудовании в процессе разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Отложение неорганических солей происходит при всех способах эксплуатации скважин, но больше всего при насосном.

Агрессивность подземных вод формируется наличием определенных химических составов - растворенных компонентов, которые способствуют выщелачиванию породы. Они влияют на химический состав и концентрацию химических компонентов. Существенное влияние оказывают температура и скорость фильтрации пластового раствора.

Таким образом, физико-химический анализ составов твердых отложений, позволяет сделать следующие выводы:

1) Наличие проб с явным преимуществом того или иного типа отложений указывает на соответствующий процесс образования твердых отложений;

2) Карбонатные соли присутствуют во всех типах отложений, что свидетельствует о том, что процесс отложения карбонатных солей имеет место во всех точках отбора;

3) Для предотвращения процессов образования карбонатных отложений, необходимо проведение на них мероприятий по предупреждению отложения солей.

Библиографический список

1. Погребная И. А., Михайлова С. В. Центробежные насосы. /Вопросы современной науки Монография, том 32, Интернаука. – Москва, 2018. – 59-75 с.
2. Погребная И. А., Михайлова С. В. Эксплуатация блока осушки попутного нефтяного газа на примере установки № 4 общества с ограниченной ответственностью «Нижневартовский газоперерабатывающий комплекс» Новые технологии – нефтегазовому региону: материалы международной научно-практической конференции / т. 3. – Тюмень: ТИУ, 2017. – 369 с. 87-90.
3. Погребная И.А., А.Х. Мустафаев Проблема кавитации в нефтегазопромысловом оборудовании. Статья Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазопромыслового комплекса. Материалы 5 региональной научно-практической конференции обучающихся ВО, аспирантов и ученых. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – с. 368 – 372.
4. Леонова, А. Е. Эффективность методов повышения надежности промысловых трубопроводов в Западной Сибири / А. Е. Леонова, И. А. Погребная, С. В. Михайлова // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: материалы IX Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых, Нижневартовск, 25 апреля 2019 года / Ответственный редактор: Ю. Б. Чебыкина. – Нижневартовск: Тюменский индустриальный университет, 2019. – С. 42-45. – EDN TEJALI.
5. Pogrebnaya, I. A. The Advantages and Efficiency of Using a Hydraulic Pumping Unit in Comparison with Small Pumps / I. A. Pogrebnaya, S. V. Mikhailova // Components of Scientific and Technological Progress. – 2020. – No. 12(54). – P. 5-9. – EDN MYKBGH.
6. Efficiency analysis of the geological-technical activities in severo ostrovnnoe field. Journal of Computational and Theoretical Nanoscience, 2019, 16(11), С. 4584-4588, DOI: 10.1166/jctn.2019.8359.

СЕКЦИЯ 3. ДОБЫЧА, ПОДГОТОВКА И ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ И ГАЗА. ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Глушков С. В.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

АВТОМАТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА КОНТРОЛЯ ИСПАРЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ ИЗ РЕЗЕРВУАРА

Согласно данным International Energy Agency (IEA) мировое потребление энергии к 2050 году будет неуклонно расти. Несмотря на то, что мировая тенденция нацелена на снижение антропогенного влияния на окружающую среду, доля потребления нефти и газа в 2050 году по прогнозам [1] будет составлять около 50 %.

Так как доля нефти и нефтепродуктов по прогнозам IEA будет составлять значительную часть в мировом объёме потребления энергии, то проблемы, связанные с расчётами влияния нефтяного сектора на окружающую среду будут актуальны.

Ежегодно в атмосферу планеты попадает от 50 млн до 90 млн т углеводородов. Общий объём загрязнений летучими органическими соединениями, произведённые российскими компаниями, со стационарных источников за 2021 год (рисунок 1) составил 1,3 млн т [2], где наибольшую часть, до 90 %, составляют потери, связанные с испарением легких фракций углеводородов из резервуара в результате естественных потерь.

Согласно российским источникам [3, 4] естественные потери, приходящиеся на стационарные источники, в нашем случае на резервуары вертикальные стальные, подразделяются на пять групп, а согласно API [5] на две большие группы: рабочие потери (большие дыхания, обратный выдох, потери при заполнении транспортных ёмкостей) и потери от испарения при хранении (малые дыхания, потери в результате вентиляции газового пространства).

Для сокращения потерь углеводородов в период хранения в резервуаре было разработано множество технологий по сокращению, однако, наиболее эффективной является применение понтонов или плавающих крыш при годовом коэффициенте оборачиваемости резервуара больше 12.

Для расчёта эффективности применяемых методик по сокращению потерь углеводородов от испарения существуют различные подходы для учёта. Так, основной вклад в развитие теоретической базы, позволяющей описать процесс испарения, а, как следствие, рассчитать массу испарившихся углеводородов, сделали такие учёные, как Ф. Ф. Абузова [3], Н. Н. Константинов, В. И. Черников и другие [5, 6, 7].

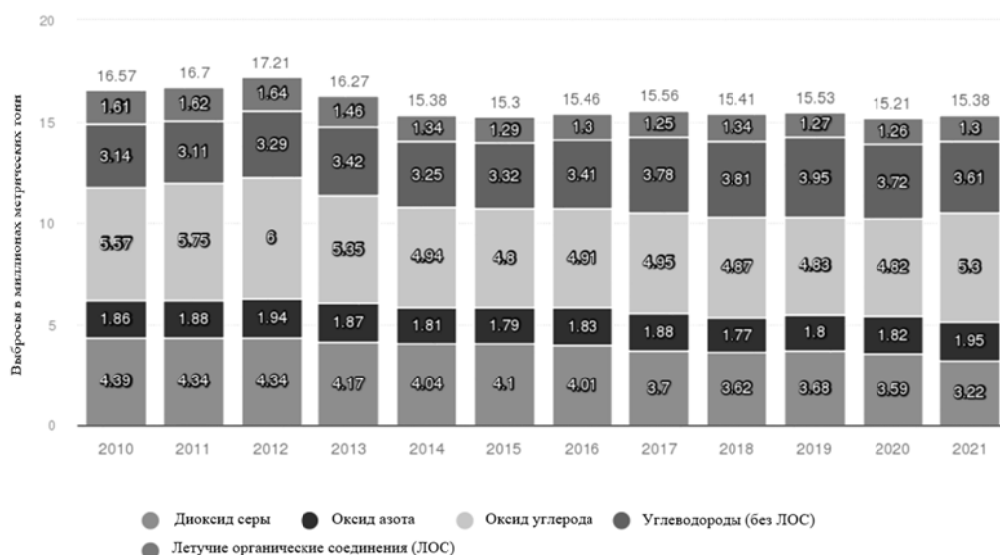


Рисунок 1. Объем выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из стационарных источников в России с 2010 по 2021 год

Сравнительный анализ, проведённый в работах [8, 9] показывает, что все методики, используемые различными государствами и предприятиями, одинаково интерпретируют процесс потерь углеводородов в результате испарений. Различаются методики лишь в количестве исходных данных и степени, и детальности их проработки.

Ключевым недостатком всех вышеперечисленных методик можно выделить то, что все они представлены в виде последовательных методических вычислений, для которых необходимо производить лабораторные замеры, что делает процесс долгим и сложным, а учитывая, какое количество резервуаров может быть на промежуточной нефтеперекачивающей станции в конце технологического участка, ещё и трудновыполнимым. Также нужно учитывать, что при лабораторных замерах может быть допущена ошибка в результате замера, что приведёт к значительным погрешностям, а, следовательно, возникнут денежные потери.

Для того, чтобы сделать процесс проще, быстрее и точнее, необходимо автоматизировать процесс контроля и учёта потерь углеводородов из резервуара в результате испарений.

В статье [10] описана автоматическая система учёта углеводородов при испарении из резервуара, где с помощью нескольких датчиков (датчик избыточного давления, газоанализатор и акселерометр), установленных непосредственно на резервуаре, будет происходить замер и расчёт массы углеводородов, испаряющихся через дыхательный клапан.

Целью будущего исследования является усовершенствование разрабатываемой методики, чтобы в будущем учёт испарений можно было вести не только на резервуарах вертикальных стальных, но также на резервуарах с понтоном и плавающей крышей.

Для достижения поставленной цели следует решить ряд задач, а именно:

1. Проанализировать модели распределения паровоздушных масс в газовом пространстве резервуара;
2. Выявить недостатки в имеющихся моделях и разработать решение для их устранения;
3. Провести опыт на лабораторной установке, сравнить результаты с традиционными методиками и дать рекомендации.

Так как методики, используемые для расчётов потерь углеводородов из резервуаров в результате испарений, показывают значения одного порядка, но, тем не менее, их конечные результаты могут различаться в пределах 10-20 % [9]. А с помощью автоматической системы контроля испарения углеводородов из резервуара будут наиболее точными, так как для расчётов потребуется меньшее количество данных, а также будет исключён человеческий фактор, на неточность результатов сможет повлиять лишь погрешность в измерительных приборах.

Библиографический список

1. International Energy Agency : [сайт]. – URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022> (дата обращения 08.02.2023). – Текст : электронный.
2. Russian Federal State Statistics Service : [сайт]. – URL: <https://www.statista.com/statistics/1057484/russia-emission-from-stationary-sources-by-pollutant/?locale=en> (дата обращения 08.02.2023). – Текст : электронный.
3. Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов при их транспортировке и хранении / Ф. Ф. Абузова, И. С. Бронштейн, В. Ф. Новоселов [и др.]. – Москва : Недра, 1981. – 248 с. – Текст : непосредственный.
4. Коршак А. А. Нефтебазы и АЗС : учеб. пособие. / А. А. Коршак, Г. Е. Коробков, Е. М. Муфтахов. – Уфа : ДизайнПолиграфСервис, 2006. – 416 с. – Текст : непосредственный.
5. Методические указания по определению технологических потерь нефти на предприятиях нефтяных компаний Российской Федерации : РД 153-39-019-97 : утв. Минтопэнерго Рос. Федерация 16.06.1997 : введ. в действие с 01.01.1998. – Москва, 1997. – 61 с. – Текст : непосредственный.
6. Зоря Е. И. Оценка общедоступных технологий и методов определения потерь нефтепродуктов от испарения из резервуара при хранении / Е. И. Зоря, О. В. Лощенкова – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Химия. – 2019. – № 1. – С. 24-31.
7. Левитин Р. Е. Зарубежный и российский опыт определения выбросов паров нефти из вертикальных стальных резервуаров : монография / Р. Е. Левитин. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2015. – 160 с. – Текст : непосредственный.
8. Глушков С. В. Система автоматического учета углеводородов при испарении из резервуара / С. В. Глушков, А. Р. Валеев. – DOI 10.32935/1815-2600-2022-141-4-50-54. – Текст : электронный // Технологии нефти и газа. – 2022. – № 4. – С. 50-54. – URL: https://www/nitu.ru/tng/2022_4 (дата обращения 08.02.2023).

Научный руководитель – Валеев А. Р., канд. техн. наук, доцент.

ОЦЕНКА СТЕПЕНИ БИОЛОГИЧЕСКОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПОЧВЫ

Оценка качества почвы имеет важное значение для характеристики эколого-гигиенического состояния территории, так как почва является источником вторичного загрязнения атмосферного воздуха и воды. Она выполняет протекторную роль по отношению к природным водам, атмосферному воздуху и растительности, являясь интегральным показателем экологического благополучия окружающей среды. Почва выполняет специфическую санитарно-гигиеническую функцию, связанную с поглощением загрязняющих веществ в себе. Процесс поглощения – это самовосстановление за счет микробиологических процессов. Однако, почвенная биота имеет собственные лимиты и превышение их ведет к аккумуляции вредных веществ, которые, в свою очередь, вызывают ее деградацию.

В данной статье дана оценка степени биологического загрязнения почвы нефтепродуктами путем сравнения данных лабораторных исследований.

Оценка степени биологического загрязнения проводится по санитарно-бактериологическим (микробиологическим) и санитарно-паразитологическим показателям. Сравнительный анализ гигиенических нормативов подробно описан в СанПиН 1.2.3685-21 (в редакции от 28 января 2021 года № 2) [1] по показателям индекса БГКП (индекс бактерий группы кишечной палочки), индекс энтерококков и ОМЧ (общее микробное число). Пробы почвы отобраны в соответствии с ГОСТ 17.4.3.01-83 и ГОСТ 17.4.4.02-84 [2,3]. Всего для исследований предоставлено 4 образца серой лесной почвы, массой по 500 грамм в каждой. При постановке эксперимента под номером 1 было внесено не более 300 мл, номером 2 – около 450 мл и номером 3 – 600 мл дизельного топлива на килограмм почвы. Образец под номером 4 являлся контрольным для данных проб. Исследования проводились по методическим указаниям МУК 4.2.3695-2021 [4] к методам микробиологического контроля почвы. Колониеобразующая единица на грамм почвы (КОЕ/г) является единицей измерения в исследовании.

Исследования проводились в Отделе микробиологии специальной аккредитованной лабораторией – Государственное автономное учреждение Тюменской области «Тюменская областная ветеринарная лаборатория» (ГАУ ТО «ТОВЛ») [5]. В Таблице 1 описано применяемое в процессе оборудования.

Применяемое оборудование

№ п/п	Наименование оборудования
1	Весы лабораторные ВЛТЭ-210/510С
2	Микроскоп биологический МИКРОСКРИН
3	Термостат суховоздушный ТС-1/80 СПУ, №012003044
4	Термостат электрический Binder(зав. № 11-15918)

В Таблице 2 испытаний представлена усредненная таблица по результатам Протоколов испытаний для проб № 1, 2, 3.

Микробиологические показатели образцов № 1, 2, 3

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Результат испытаний	Приписанная погрешность методики измерений	Норматив	НД на метод испытаний
1	Индекс БГКП	КОЕ/г	Менее 1	-	Чистая (0); Допустимая (1-9); Умеренно опасная (10-99); Опасная (100-999); Чрезвычайно опасная (1000 и более)	МУК 4.2.3695-2021 Методы микробиологического контроля почвы [4]
2	Индекс энтерококков	КОЕ/г	Менее 1	-	Чистая (0); Допустимая (1-9); Умеренно опасная (10-99); Опасная (100-999); Чрезвычайно опасная (1000 и более)	МУК 4.2.3695-2021 Методы микробиологического контроля почвы [4]
3	ОМЧ	КОЕ/г	$1,1 \cdot 10^5$	-	-	МУК 4.2.3695-2021 Методы микробиологического контроля почвы [4]

В Таблице 3 испытаний представлена усредненная таблица по результатам Протоколов испытаний для пробы № 4.

Таблица 3

Микробиологические показатели контрольного образца

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Результат испытаний	Приписанная погрешность методики измерений	Норматив	НД на метод испытаний
1	Индекс БГКП	КОЕ/г	Менее 1	-	Чистая (0); Допустимая (1-9); Умеренно опасная (10-99); Опасная (100-999); Чрезвычайно опасная (1000 и более)	МУК 4.2.3695-2021 Методы микробиологического контроля почвы [4]
2	Индекс энтерококков	КОЕ/г	Менее 1	-	Чистая (0); Допустимая (1-9); Умеренно опасная (10-99); Опасная (100-999); Чрезвычайно опасная (1000 и более)	МУК 4.2.3695-2021 Методы микробиологического контроля почвы [4]
3	ОМЧ	КОЕ/г	$1,1 \cdot 10^5$	-	-	МУК 4.2.3695-2021 Методы микробиологического контроля почвы [4]

Чистая, здоровая почва характеризуется эталонной динамикой важнейших интегральных биологических процессов, таких как колониеобразующая единица – это микроорганизм, образующий колонию в ходе размножения. Общее микробное число (ОМЧ) в 1 г почвы может достигать от 1,0 до 10 млрд. Оценка загрязнения почвы по химическим и санитарно-эпидемическим показателям произведена в соответствии с показателями СанПиН 1.2.3685-21, изложенными в таблице 4.6 [1].

По итогам полученных протоколов исследований и данным из Таблиц 2 и 3 можно сделать следующие выводы:

- индекс БГКП во всех пробах менее 1 КОЕ/г;
- индекс энтерококков менее 1 КОЕ/г;
- Общее микробное число (ОМЧ) составляет $1,1 \cdot 10^5$.

Таким образом, оценка степени биологического загрязнения почвы, проведенная в рамках сравнения данных лабораторных исследований. Предоставленные образцы являются «чистыми» по данным нормативных значений санитарно-эпидемиологических показателей.

Библиографический список

1. СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания : издание официальное : утвержден Главным санитарным врачом Российской Федерации 28.01.2021 : введен 01.03.2021. – Москва, 2021. – Текст : непосредственный.

2. ГОСТ 17.4.3.01-2017. Охрана природы. Почвы. Общие требования к отбору проб : межгосударственный стандарт : издание официальное : утв. и введ. в действие Приказом Росстандарта от 01.06.2018 № 302-ст : введ. впервые : дата введ. 2019-01-01 / разработан Ассоциация «НП «КИЦ СНГ». – Москва : Стандартинформ, 2018. – 7 с. – Текст : непосредственный.

3. ГОСТ 17.4.4.02-84 Охрана природы. Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа : межгосударственный стандарт : издание официальное : утв. и введ. в действие Приказом Росстандарта от 17.04.2018 № 202-ст : введ. впервые : дата введ. 2019-01-01 / разработан Ассоциация «НП «КИЦ СНГ». – Москва : Стандартинформ, 2018. – 14 с. – Текст : непосредственный.

4. МУК 4.2.3695-2021 Методы микробиологического контроля почвы : утв. зам. главного санитарного врача Российской Федерации 02.06.2021 № ФЦ/4022 : введен 02.06.2021. – Москва, 2021. – Текст : непосредственный.

5. ГАУ ТО «Тюменская областная ветеринарная лаборатория» : [сайт]. – URL : <https://www.ветлаборатория72.рф/home.html>. – Текст : электронный.

Ортобаев Н. К.¹, Давлетшин Д. Э.²,

^{1,2}Индустриальный институт (филиал) Югорский государственный университет, г. Нефтеюганск

^{1,2}Региональный центр выявления, поддержки и развития способностей и талантов у детей и молодежи, г. Нефтеюганск

ИЗГОТОВЛЕНИЕ МАКЕТА ФОНТАННОЙ АРМАТУРЫ

Работа оператора добычи нефти и газа подразумевает тесное взаимодействие с фонтанной арматурой и для нормальной работы с ней необходимо знать её как внешнее, так и внутреннее строение. Необходимо понимание логики различных технологических операций:

- Подготовительная сборка технологической схемы ФА для проведения прямой или обратной промывки, и обратная сборка для возврата скважины в рабочее состояние;
- Последовательность действий при запасовке скребка в лубрикаторную камеру;
- Последовательность действий при использовании эхолотов для отбивки статического и динамического уровня.

Знание внутреннего строения ФА и работ, которые на ней производятся необходимы для работников нефтегазовой отрасли, однако установка настоящей ФА в кабинете не целесообразна ввиду её размера и дороговизны. Также настоящая ФА арматура не имеет разреза с визуализацией открытого и закрытого положения задвижек. Таким образом, наилучшим выходом из этой проблемы стал наш макет. Следует отметить целесообразность применения макета ФА преподавателями, так как освоение материала улучшается при наличии наглядного разреза с изменяющейся технологической схемой. Однако в настоящее время обеспечение образовательных учреждений СПО подобными макетами ФА является невозможной, ввиду их отсутствия.

Решением данной проблемы является создание макета ФА, который позволит наглядно показать те или иные манипуляции, без дополнительных средств.

Актуальность исследования: выбранной темы заключается в том, что на практике довольно часто приходится работать с фонтанной арматурой, для того чтобы понять, как она устроена изнутри, будет использоваться данный макет, для обучения студентов в нефтегазовой отрасли.

Проблемы исследования: установка реальной ФА нецелесообразна, имеющиеся аналоги дорогие и не дают полноты картины.

Гипотеза исследования: если мы сможем разработать макет фонтанной арматуры в разрезе, то студентам, изучающим НГПО (нефтегазовое промышленное оборудование) и ЭНГС (эксплуатация нефтяных и газовых скважин), будет понятно внутреннее строение устройства фонтанной арматуры и её принцип действия.

Объект исследования: фонтанная арматура добывающей скважины.

Предмет исследования: использование макета фонтанной арматуры в образовательных целях.

Цель: разработать и создать разрез макета фонтанной арматуры с изменяющейся технологической схемой.

Задачи:

- просмотреть научный материал по теме исследования;
- изучить технологию проведения необходимых мероприятий;
- разработать макет ФА;
- придумать обучающие «кейсы»;
- сформулировать вывод;

Конечный результат: изготовленный макет ФА, который позволит продемонстрировать работу рольного прототипа.

В теоретической части исследования были изучены и проанализированы главные сведения о ФА, принципе проведения работы по очистке ФА.

Практическая часть исследования посвящена разработке макета ФА.

Для создания макета ФА были определены необходимые элементы ФА, такие как: работающая задвижка, манометры, которые предполагают их установку и теоретический замер давления, эхолот, для проверки уровня жидкости, лубрикатор. Для реализации этих задач были выбраны программы: «Autodesk Fusion360», «UltiMaker Cura».

Autodesk Fusion 360 – это комплексный облачный CAD/CAE/CAM инструмент для промышленного дизайна и проектирования. Он позволяет автоматизировать весь процесс дизайна от идеи до готового изделия и объединить все процессы разработки проекта в рамки одного программного продукта [2].

Ultimaker Cura – это удобный в использовании слайсер, который генерирует G-код (условное именование языка программирования устройств с числовым программным управлением (ЧПУ)) для различных моделей 3D-принтеров. Программное обеспечение для 3D-печати с открытым исходным кодом – он работает практически со всеми доступными настольными 3D-принтерами [3].

В дальнейшем автор проекта в практической части исследования реализует алгоритм создания макета ФА.

1. Разработка 3D-модели во Fusion360.
2. Настройка модели в Ultimaker Cura для дальнейшей печати.
3. Физическая обработка полученной пластиковой модели, подготовка к покраске и склейке.

Выводы: в ходе исследовательской работы основная цель проекта была достигнута. Был изготовлен макет ФА, показывающий наглядный вид изнутри с возможностью изменять технологическую схему. Данный продукт разрабатывался для того, чтобы решить проблему с пониманием принципа действия ФА.

В настоящее время разработанный макет ФА в рамках учебных занятий позволяет проводить практические работы по проведению прямой и обратной промывки, установка лубрикатора и отбивки уровня. Также данный макет ФА может быть применим для проведения мероприятий различного уровня, обучения и повышения квалификации специалистов [1].

Перспективы развития проекта: добавление новых элементов, разработка дополнительных образовательных кейсов, сделать макет ФА более вариативным, за счёт магнитов.

Библиографический список

1. Проведение промывки. – Текст электронный // Helpiks. – URL: <https://helpiks.org/8-94221.html/>.

2. Утилита Fusion 360 как инструмент CAD/CAE/CAM моделирования. – Текст : электронный // JUNIOR. – URL: <https://junior3d.ru/article/fusion-360.html>.

3. TOP 3D SHOP, Обзор слайсера Cura [сайт]. – URL: <https://top3dshop.ru/blog/cura-review.html>. – Текст : электронный.

Научные руководители: Попов Александр Николаевич, преподаватель Индустриальный институт (филиал) ФГБОУ ВО «ЮГУ», г. Нефтеюганск, Ханкишиев Эрман Эльманович, преподаватель дополнительного образования Региональный центр выявления, поддержки и развития способностей и талантов у детей и молодежи, г. Нефтеюганск.

Абдуллин А. Р.¹,

¹Индустриальный институт (филиал)

Югорского государственного университета, г. Нефтеюганск

¹Региональный центр выявления, поддержки и развития способностей и талантов у детей и молодежи, г. Нефтеюганск

ИЗГОТОВЛЕНИЕ СИМУЛЯТОРА ТУРБИННОГО ОБЪЕМНОГО РАСХОДОМЕРА

В настоящее время одним из самых важных показателей эффективности добывающей нефтяной скважины является ее дебит. Дебит – это количество жидкости, добываемой из скважины за единицу времени, и в основном измеряется в м³/сут. Для измерения и контроля данного параметра используется турбинный объемный расходомер (далее по тексту ТОР), который устанавливается в автоматизированной групповой замерной установке (далее по тексту АГЗУ).

Принцип работы расходомера заключается во вращении турбины за счет движения жидкости, после чего это вращение с помощью редуктора и магнитной муфты переносится на счетный механизм [1].

Навык работы с расходомерами данного типа необходим к освоению для будущих специалистов нефтегазовой отрасли, однако использование реальных действующих расходомеров при знакомстве с их работой связано с большими затратами времени и организационными проблемами (выезд на месторождение). Таким образом, наиболее оптимальным способом обучения работе с ТОР является использование его имитаторов, как в виде виртуальных комплексов, так и выполненных в виде действующих натуральных моделей. Также следует отметить целесообразность применения симуляторов ТОР преподавателями специальной подготовки нефтегазового промыслового оборудования. Однако, в настоящее время обеспечение образовательных учреждений СПО подобными симуляторами является проблемой ввиду отсутствия такого демонстрационного материала.

Кроме того, ввиду «затратности» организации работы реальных объемных расходомеров, зачастую, приходится отказываться от их использования при проведении различных конкурсов профессионального мастерства по компетенции «Добыча нефти и газа», по профессии «оператор добычи нефти и газа», организуемых на специализированных высокотехнологичных площадках.

Решением данной проблемы является создание симулятора TOP, который позволит воспроизвести работу реального расходомера без использования каких-либо дополнительных средств.

Актуальность исследования: разработанный макет будет имитировать работу счетчика TOP; без лишних затрат, которые возникают при использовании реального счетчика; позволят студентам получить практические навыки работы с счетчиком TOP в образовательном процессе.

Проблема исследования: для использования реального TOP, нужно установить трубопровод и насос, который будет прокачивать рабочий агент через расходомер. Это требует некоторых затрат, из-за которых его затруднительно использовать на учебных занятиях и на мероприятиях различного уровня.

Гипотеза исследования: если мы изготовим симулятор TOP, то это позволит студентам различных образовательных учреждений получить практические навыки работы с счетчиком TOP в рамках учебных занятий, а также усовершенствовать проведения различных конкурсов профессионального мастерства.

Объект исследования: счетчик TOP.

Предмет исследования: использование счетчика TOP в образовательном процессе.

Цель: разработать макет симулятора TOP, который будет имитировать работу настоящего TOP, для использования в учебном процессе и мероприятиях различного уровня.

Задачи:

- проанализировать научный материал по теме исследования;
- изучить принцип работы расходомера TOP;
- научиться работать с электроприборами с помощью микроконтроллера Arduino;
- разработать механизм имитации работы расходомера TOP и написать программный код для его работы;
- разместить механизм в корпус реального расходомера TOP;
- сформулировать выводы.

Конечный результат: изготовленный симулятор расходомера TOP, который позволяет имитировать работу реального прототипа.

В теоретической части исследования были изучены и проанализированы основные сведения о расходомере TOP [2, 3], рассмотрен принцип работы расходомера [5].

Практическая часть исследования посвящена разработке макета ТОР.

Для создания симулятора ТОР был выделен перечень необходимых элементов, а именно: электродвигатель, который должен приводить в движение стрелку счетчика, устройство, с помощью которого можно будет регулировать скорость вращения стрелки, и теоретический дебит, также необходим экран, с помощью которого можно будет отслеживать значение вводимого дебита. Для решения данных задач был выбран аппаратно-программные средства «Arduino».

«Arduino» – аппаратно-программные средства построения и прототипирования простых систем, моделей и экспериментов в области электроники, автоматики, автоматизации процессов и робототехники. Программная часть состоит из программной оболочки (IDE) для написания программ, их компиляции и программирования аппаратуры. Аппаратная часть представляет собой набор смонтированных печатных плат, продающихся как официальным производителем, так и сторонними производителями [4].

В дальнейшем автор проекта в практической части исследования реализует алгоритм создания ТОР:

1. Выбор подходящей версии микроконтроллера Arduino. Для проекта был использован стандартный микроконтроллер «Arduino Uno».
2. Разработка схемы подключения светодиодов, электродвигателя.
3. Проведение анализа используемых электроприборов для действия механизма ТОР, использование шагового электродвигателя «28BYJ-48».
4. Сборка схемы симулятора ТОР с подключением всех элементов.
5. Размещение элементов схемы, в том числе размещение электродвигателя в корпусе реального ТОР.

Для первого прототипа автор работы не стал создавать корпус ТОР, а взял корпус от уже существующего ТОР, в котором был размещен шаговый электродвигатель, приводящий в движение стрелку реального расходомера. Для этого был разобран счетный механизм-адаптер, размещенный на месте штатной магнитной муфты реального расходомера. Данный механизм также включал в себя опору шагового двигателя, смоделированную в программе Autodesk Fusion 360 и распечатана на Ultimaker 2+.

Также были смоделированы и распечатаны на 3D принтере вал и система шестерней, соединяющих стрелку и электродвигатель.

Последним этапом практической части исследования являлась покраска крышки ТОР и его шкалы измерений, так как слой краски был поврежден. Крышка так же была покрыта лаком для защиты краски.

Выводы: в ходе исследовательской работы основная цель проекта была достигнута. Был изготовлен симулятор ТОР, имитирующий работу реально действующего ТОР. Данный продукт разрабатывался для того, чтобы решить проблему с затратами при использовании реального расходомера.

В настоящее время разработанный симулятор ТОР в рамках учебных занятий позволяет проводить практические работы по замеру дебита скважина, а также решение задач связанные с закачкой реагента дозировочным

насосом в скважину. Также данный симулятор TOP может быть применим для проведения мероприятий различного уровня, обучения и повышения квалификации специалистов.

Перспективы развития проекта: разработка пульта управления работой симулятора и контроля его параметров, моделирование и печать на 3D принтере корпуса TOP, совершенствование программного кода и добавление новых функций.

Библиографический список

1. Гордюхин А. И. Измерение расхода и количества газа и его учет / А. И. Гордюхин, Ю. А. Гордюхин. - Ленинград : Недра, 1987. – 213 с. – Текст : непосредственный.
2. Кремлевский П. П. Расходомеры и счетчики количества веществ : Справочник : В 2 книгах. Кн. 1. / П. П. Кремлевский. – 5-е изд., перераб. и доп. – Санкт-Петербург : Политехника, 2004. – 409 с. – ISBN 5-7325-0709-4. – Текст : непосредственный.
3. Кремлевский П. П. Расходомеры и счетчики количества веществ : Справочник : В 2 книгах. Кн. 2. / П. П. Кремлевский; под общ. ред. Е. А. Шорникова. – 5-е изд., перераб. и доп. – Санкт-Петербург : Политехника, 2004. – 412 с. – ISBN 5-7325-0410-9. – Текст : непосредственный.
4. Ревич Ю. В. Занимательная электроника / Ю. В. Ревич. – 3-е изд., перераб. и доп. – Санкт-Петербург : БХВ-Петербург, 2015. – 576 с. – URL: <https://www.elec.ru/viewer> (дата обращения 12.01.2023). – Текст : электронный.
5. Фатхутдинов А. Ш. Автоматизированный учет нефти и нефтепродуктов при добыче, транспорте и переработке : Монография / А. Ш. Фатхутдинов, М. А. Слепян, Н. И. Ханов. – Москва : Недра, 2002. – 416 с. – ISBN 5-247-03876-2 – Текст : непосредственный.

Научные руководители:

Попов Александр Николаевич, преподаватель Индустриальный институт (филиал) ФГБОУ ВО «ЮГУ», г. Нефтеюганск;

Ханкишиев Эрман Эльманович, преподаватель дополнительного образования Региональный центр выявления, поддержки и развития способностей и талантов у детей и молодежи, г. Нефтеюганск

Бабаева М. А.

Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ УСТАНОВКИ РАННЕГО ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО СБРОСА ВОДЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬЮ 10000 М³/СУТ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ УСТАНОВКИ НА ОБЪЕКТАХ САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Самотлорское нефтегазовое месторождение (Самотлор) – крупнейшее в Западной Сибири и в России и одно из крупнейших в мире месторождений нефти. Геологические запасы Самотлорского месторождения оцениваются в 7,1 млрд тонн. Доказанные извлекаемые запасы оцениваются в 2,7 млрд тонн.

В связи с увеличением добычи продукции скважин на месторождении возникает необходимость в организации предварительного сброса основного объема попутно-добываемой пластовой воды непосредственно на месторождении.

Цель работы: проанализировать эффективность применения проекта строительства установки раннего предварительного сброса воды (УРПСВ) производительностью 10000 м³/сут на Самотлорском месторождении.

Установка раннего предварительного сброса воды УРПСВ-10000 с расчетной производительностью по жидкости до 13000 м³/сут состоит из двух блоков: первый - блок сепарации нефти, в который входят узлы фазового разделения эмульсии (УФРЭ-1,2) в количестве 2 штук, и второй - блок очистки отсепарированной воды, состоящий из 4-х устройств очистки воды (УОВ-1-4). На рисунке 1 представлен общий вид УРПСВ-10000. Основные технические параметры установки УРПСВ-10000 приведены в таблице № 1.

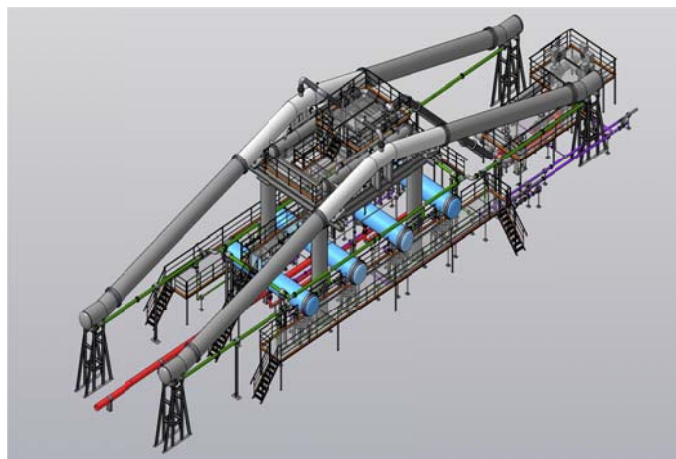


Рисунок 1. Общий вид установки УРПСВ-4,0-10000-ХЛ1

Таблица 1

Основные технические параметры установки УРПСВ-10000

Параметры	УРПСВ-10000
Длина корпуса L, м	260
Производительность установки расчетная, м ³ /сут	10000
Рабочее давление, МПа, не более	4,0
Температура рабочей среды, °С	46

Основное оборудование УРПСВ-10000 располагается на площади размерами 52x16,5 м. На центральной осевой линии на четырех опорных колоннах расположен УФРЭ. Входной депульсатор присоединен непо-

средственно к верхней части УФРЭ посредством сварки. Опорной поверхностью депульсатору служит рама, связывающая опорные колонны УФРЭ.

Устройства очистки воды (УОВ-1÷4) расположены симметрично по обе стороны от опорных колонн перпендикулярно осям УФРЭ-1,2.

Для обслуживания оборудования установки УРПСВ-10000 предусмотрено 5 площадок обслуживания. Площадка № 3 для обслуживания системы отвода уловленной нефти расположена в верхней центральной зоне, параллельно линии расположения УФРЭ.

Площадки №1 левая и правая для обслуживания коалесцирующих элементов УОВ расположены симметрично с левой и правой стороны под эллиптическими днищами устройств очистки воды.

На трубопроводах подачи ГЖС на установку и ее вывода с установки установлена площадка №2 для обслуживания электроприводных задвижек.

В состав УРПСВ-10000 входят шкафы автоматизации, обогрева и освещения.

Депульсатор (Д)

Депульсатор Д1, Д2 представляет собой трубный элемент диаметром Ду 700 и длиной 9000 мм. Депульсаторы предназначены для сглаживания пульсаций потока поступающей газожидкостной смеси и частичного отделения свободного газа.

ГЖС с расходом не более 15400 м³/сут поступает в депульсатор через патрубок диаметром Ду 400 мм, расположенными по центру депульсатора. Данное решение позволяет разделить поток естественным путем на две части и в дальнейшем равномерно загрузить УФРЭ. Для исключения турбулентности в зоне ввода ГЖС и улучшения процесса отделения свободной воды от нефти в УФРЭ в депульсатор предусмотрено три выхода, позволяющих равномерно распределить потоки. При этом более легкая фаза и свободный газ по верхнему патрубку (Ду 200) выхода продукции из депульсатора поступает непосредственно в верхнюю часть УФРЭ через штуцер Б. Более тяжелая фаза, включающая пластовую воду и нефть, отводится в УФРЭС противоположных концевых зон депульсатора через два штуцера Ду 200, расположенных на одном уровне с патрубком входа продукции.

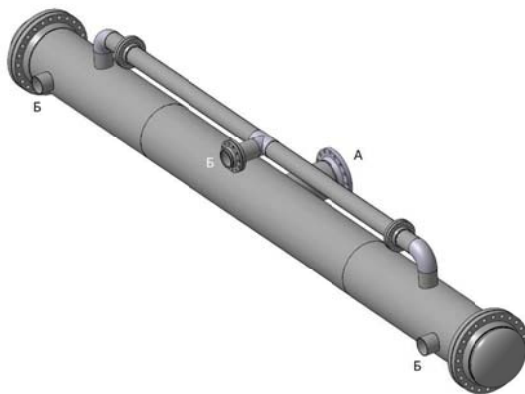


Рисунок 2. Депульсатор
А – вход ГЖС в депульсатор; Б – подача ГЖС в УФРЭ

Узел фазового разделения эмульсии (УФРЭ)

УФРЭ представляет собой трубный элемент диаметром Ду 1200 мм и общей длиной 50000 мм. УФРЭ предназначен для сепарации свободной воды из ГЖС, поступающей через депульсатор Д. Угол наклона каждой из частей УФРЭ составляет 15° . Общее время пребывания жидкости в аппарате составляет до 15 минут. За это время свободная вода, выделяющаяся в процессе отстаивания, по наклонной части трубы поступает в нижнюю часть аппарата со скоростью около 0,02 м/с, что позволяет всплыть крупным каплям эмульгированной нефти в верхнюю часть УФРЭ. Для вывода ГЖС с установки предусмотрен патрубок Ду 300, расположенный в верхней части. Отделившаяся, загрязнённая нефтепродуктами, вода через два патрубка Ду 200, расположенные в нижней части каждого из наклонных элементов УФРЭ, выводится в устройство очистки воды УОВ для дальнейшей подготовки.

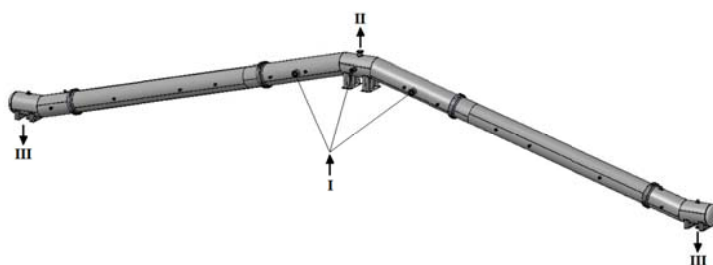


Рисунок 3. УФРЭ

I – вход ГЖС в УФРЭ; II – выход ГЖС из УФРЭ; III – выход загрязнённой воды

Устройство очистки воды (УОВ)

Технологический блок устройств очистки воды УОВ состоит из аппаратов с внутренними устройствами на базе коалесцирующих элементов, применяемых для интенсификации процесса укрупнения, сбора и дальнейшего вывода нефтепродуктов и механических примесей. Каждый из аппаратов представляет собой фильтр трубный потоковый ФТПК-4,0-2500-УХЛ1 диаметром Ду 1400 мм и длиной 9606 мм. Объем аппарата $15,5 \text{ м}^3$, давление до 4,0 МПа.

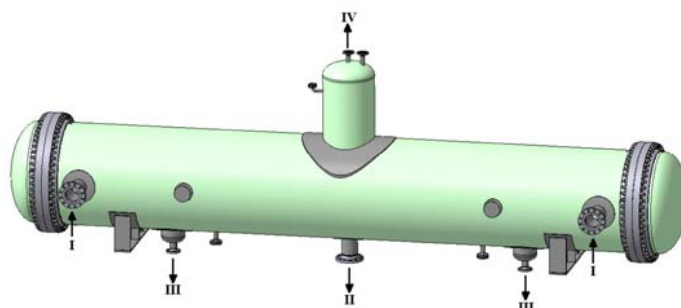


Рисунок 4. Фильтр-сепаратор ФТПК-4,0-2500-УХЛ1

I – вход загрязнённой воды; II – выход подготовленной воды;

III – выход загрязнённой воды в дренажную емкость;

IV – выход уловленных нефтепродуктов

Устройство очистки воды УОВ предназначено для подготовки пластовой воды поступающей на очистку из УФРЭ. Особенность УОВ заключается в использовании для очистки пластовой воды от нефтепродуктов и механических примесей коалесцирующих элементов. Ввод пластовой воды на подготовку в УОВ осуществляется через два патрубка I диаметром Ду 150. Далее пластовая вода, содержащая нефтепродукты и механические примеси, проходит через пакет коалесцирующих пластин блочного типа.

Из-за особенностей конструкции коалесцирующих пластин происходит укрупнение капель нефтепродуктов и под действием гравитационных сил они всплывают, занимая верхнее граничное положение в устройстве очистки пластовой воды. Поступающий поток воды обеспечивает их перемещение в колпак для сбора уловленных нефтепродуктов. Сброс накопленных нефтепродуктов осуществляется через клапан, расположенный на патрубке IV диаметром Ду 50, и контролируемого с помощью датчика уровня раздела фаз. Сброс уловленных нефтепродуктов предусмотрен как в линию дренажа, так и в линию ГЖС отводимую с установки.

Блоки коалесцирующих элементов устанавливаются внутри фильтра в двух симметрично расположенных друг к другу каркасах, подкреплённых двумя упорами каждый, и решёткой со стороны съёмных эллиптических днищ.

Подготовленная до норм ППД пластовая вода после устройства подготовки воды УОВ через патрубок II диаметром Ду 200 поступает на узел учета воды СИКВ и далее на КНС.

В 2017г. проведены успешные опытно-промышленные испытания УРПСВ-5000 м³/сут на Барсуковском месторождении ООО «РН-Пурнефтегаз». Результаты работ характеризуются эффективностью разработанной технологии по сравнению с аналогами, имеющимися на рынке. В данном случае за счёт увеличения пропускной способности системы нефтесбора экономический эффект от внедрения установки за 5 лет составил 259 млн. рублей. Так же реализовано строительство УРПСВ-5000 м³/сут на ДНС-10 Советского нефтяного месторождения (ОАО «Томскнефть» ВНК).

На данный момент реализовано строительство 4-х УРПСВ-10000 м³/сут на месторождениях:

- ООО «РН-Юганскнефтегаз»: Усть-Балыкское месторождение, Вуемское месторождение, Киньяминское месторождение.
- АО «РН-Няганьнефтегаз»: Красноленинское НГКМ, Ем-Еганский ЛУ.

Ввод УРПСВ-10000 позволит разгрузить существующую систему транспортировки жидкости на месторождении и провести ГТМ на получение дополнительной добычи нефти, а также позволит получать на выходе из установки предварительно обезвоженную нефть, которая далее будет откачиваться по нефтепроводу.

Библиографический список

1. Тронов В. П. Промысловая подготовка нефти / В. П. Тронов. – Казань : Фэн, 2000. – 3157 с. – Текст: непосредственный.
2. Карнаухов М. Л., Пьянкова Е. М. Современные методы гидродинамических исследований скважин : Учебное пособие / М. Л. Карнаухов, Е. М. Пьянкова. – Москва : Инфра-Инженерия, 2010. – 432 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель – Колесник С. В., канд. тех. наук, доцент кафедры «Нефтегазовое дело».

Березов К. М.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

АНАЛИЗ ПРИЧИН ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Для того чтобы выбрать наиболее подходящий метод борьбы с отложениями и, соответственно, химические реагенты, необходимо иметь представление о составе и свойствах АСПО. Сами отложения представляют собой твердую смесь углеводородов, похожую по структуре на густую мазеподобную субстанцию темно-коричневого или черного цвета. Основными компонентами композиции являются асфальтосмолообразные отложения (АСПО) (20-40 мас. %) и парафины (20-70 мас. %), а также кремниевом-магниево-связанное масло и механические примеси в виде песка, глины, солей и воды. Также в композиции могут присутствовать оксиды металлов в небольших количествах (ванадий, железо). Они способны образовывать комплексы с макромолекулами поверхностно-активных веществ, тем самым усиливая межмолекулярные взаимодействия, происходящие внутри отложений. На состав и процентное содержание компонентов влияет природа нефти, добываемой в пределах нефтедобывающего региона, а также залежи и твердые углеводороды, из которых они состоят, место отбора проб и ряд других геологических, гидродинамических и термодинамически активных факторов.

Основную долю в АСПО составляют нефтяные парафины, которые являются углеводородными соединениями метанового ряда. При высоких температурах и пластовых давлениях парафины находятся в растворенном состоянии в нефти и могут присутствовать в взвешенном или кристаллическом агрегатном состоянии при транспортировке. Согласно ГОСТ 11851-85, нефть классифицируется в зависимости от того, сколько парафина содержится в ней: низкое содержание (менее 1,5 % по массе), содержание парафина (от 1,5 до 6 %) и высокое содержание (более 6 %).

В некоторых случаях, содержание парафина может достигать 25 %, и он не реагирует с окружающей средой, поэтому не растворяется в кисло-

тах, щелочах и других химических реагентах. Его химическая формула C_nH_{2n+2} имеет преимущественно линейную структуру, а значение n находится в диапазоне от 16 до 64. Органические растворители, такие как бензол, газолин, ацетон, этиловый эфир и другие, являются основными растворителями. Парафин также растворяется в нефтепродуктах при нагревании и маслах, содержащих минеральные компоненты. При стандартных условиях, температура плавления парафина составляет 45-65 °С.

На сегодняшний день многолетние исследования ученых позволили нам выделить несколько основных факторов, влияющих на образование парафиновых отложений:

1. Давление в скважине падает из-за перемещения нефтяной системы в сторону ее устья, и изменения в призабойной зоне пласта происходят от периферии к центру, что нарушает гидродинамическое равновесие газожидкостной системы. Это приводит к увеличению объема газовой фазы, что в свою очередь влияет на устойчивость жидкой фазы и может привести к образованию кристаллов парафиновых углеводородов. Если давление насыщения нефти газом превышает давление на забое, то парафины начинают осаждаться из нефти, а легкие углеводородные фракции выделяются. Это может происходить в скважине или в пласте, так как равновесие может быть нарушено в любой точке. Если скважина эксплуатируется путем откачки, то основные зоны накопления осадка располагаются в приемной части насоса на месторождениях.

2. Температура потока снижается в скважине и насосно-компрессорных трубах из-за теплопередачи к горным породам и охлажденной металлической поверхности, вызывая образование кристаллов парафиновых углеводородов. Кристаллы осаждаются на поверхностях в направлении теплопередачи, причем, чем больше температурный градиент, тем больше образуется АСПО. Из-за увеличения разницы температур между окружающей средой и потоком газа и нефти, АСПО может накапливаться на различных поверхностях, особенно зимой. В начале процесса осаждение кристаллов наиболее интенсивно, но со временем скорость уменьшается из-за утолщения слоя АСПО.

3. Скорость газожидкостной смеси влияет на степень образования осадка. В ламинарном режиме течения поток движется медленно, что приводит к меньшей интенсивности образования АСПО. В турбулентном режиме поток движется быстрее, что повышает интенсивность осаждения до достижения максимального значения при критических числах Рейнольдса. Однако при максимальных скоростях накопление АСПО уменьшается, так как кристаллы парафина лучше удерживаются в масле во взвешенном состоянии. Высокая вероятность вымывания отложений также способствует уменьшению скорости накопления. Силы сдвигового напряжения преобладают над силами сцепления парафиновых кристаллов с внутренней поверхностью труб.

4. Ключевым фактором прочности связки полиуретан-стенки трубы является состояние и свойства поверхности, а также материал, из которого изготовлено оборудование. Однако на начальном этапе осаждения поверхностной обработки металла оказывает наибольшее влияние. Неровности поверхности трубы приводят к образованию вихрей, что замедляет скорость потока, усиливает перемешивание жидкости и способствует появлению газа и парафина, образующего кристаллы на внутренней стенке трубы. Чистота обработки перестает быть критически важной со временем, так как наличествующие неровности заполняются тонким слоем парафина. Степень полярности материала, из которого изготовлено оборудование оказывает большое влияние на интенсивность образования накипи. Чем выше значение полярности материала, тем лучше гидрофильные свойства и тем ниже адгезия кристаллов парафина и углеводов. Стекло является наиболее полярным материалом, и обладает наименьшей интенсивностью образования накипи, в то время как полиэтилен, имеющий структуру, аналогичную предельным углеводородам, имеет высокую интенсивность образования полиуретана. Таким образом, для уменьшения скорости образования накипи необходимо качественно обработать поверхность трубы и использовать материал с низкой полярностью.

5. Формирование и характер отложений связаны с составом нефти, включая асфальтены, смолы и парафины. Исследования показали, что нефть с высоким содержанием нафтеновых и ароматических углеводов образует меньше сильных парафиновых отложений. Растворяющая способность нефтяных компонентов влияет на температуру кристаллизации полиуретана. Образование АЧС стимулируется наличием легких фракций с кипящей точкой до 350 °С. Смолы и асфальтены играют роль в структурообразовании и стабильности парафиновых отложений. Они уменьшают силы коагуляции и оказывают депрессивное действие на процесс структурообразования. Смолы способствуют созданию условий для прилипания парафинов к поверхности, в то время как асфальтены могут быть зародышевыми центрами для образования парафиновых кристаллов.

Библиографический список

1. Савельев Я. В. Оптимизация добычи в АО «Самотлорнефтегаз» / Я. В. Савельев. – Текст : непосредственный // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса : материалы XI Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых, посвященной 40-летию филиала ТИУ в г. Нижневартовске, Нижневартовск, 22 апреля 2021 года. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2021. – С. 162-165.

2. Савельев Я. В. Особенности бурения горизонтальных скважин на палеозойский фундамент и кв на месторождениях Томской области / Я. В. Савельев, С. Н. Шедь. – Текст : непосредственный // Технологические решения строительства скважин на ме-

сторожениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки: материалы II международной научно-практической конференции, посвященной памяти Виктора Ефимовича Копылова, Тюмень, 15-17 февраля 2022 года. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2022. – С. 488-491.

Научный руководитель – Аитов И. С. – канд. геогр. наук, доцент.

Березов К. М.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

ОПТИМИЗАЦИЯ СТАРЕЮЩИХ ТРУБОПРОВОДОВ

1. Определение устаревающих трубопроводов и связанных с ними рисков

Хотя нет универсального определения для стареющего трубопровода, регулирующие организации пытаются предоставить некоторые критерии. В ответ на инциденты в 2011 году, Министерство транспорта США и PHMSA советуют проводить работы по ремонту и замене трубопроводов с наибольшим риском. PHMSA составляет ежегодный отчет, в котором показывается сокращение опасных трубопроводов, существовавших до 1970 года, и возможность классификации трубопровода как «устаревшего» может также быть обоснована анализом надежности и периодами отказов.

Большинство сроков службы трубопроводов и проектов могут быть подвергнуты анализу надежности, который обычно распознает три периода частоты отказов в жизненном цикле проекта: ранний период отказа, период внутреннего отказа и период поломки из-за износа. Когда мы применяем эту модель к монтажу трубопровода, ожидаемые инциденты, возникающие при установке или интеграции нового трубопровода в существующую инфраструктуру, могут быть распознаны как ранний период отказа, вызванный ошибками монтажа и плохим обращением. Затем, по мере того, как трубопровод переходит в период собственных отказов, частота инцидентов быстро снижается, когда трубопровод успешно используется на эксплуатационном уровне и имеет низкую частоту отказов.

Так же, как и с любым другим изделием, конвейер в конечном итоге приходит к концу своего жизненного цикла, когда он становится неисправным и количество проблем начинает быстро расти. Это указывает на процесс износа, который отображен на рисунке 1. Стоит отметить, что возраст изделия меняется с достижением срока его использования, и тайминг этого процесса не указан на рисунке 1. Например, трубопровод низкого качества, который обслуживается неадекватными операторами, может выйти из строя через 5-10 лет.

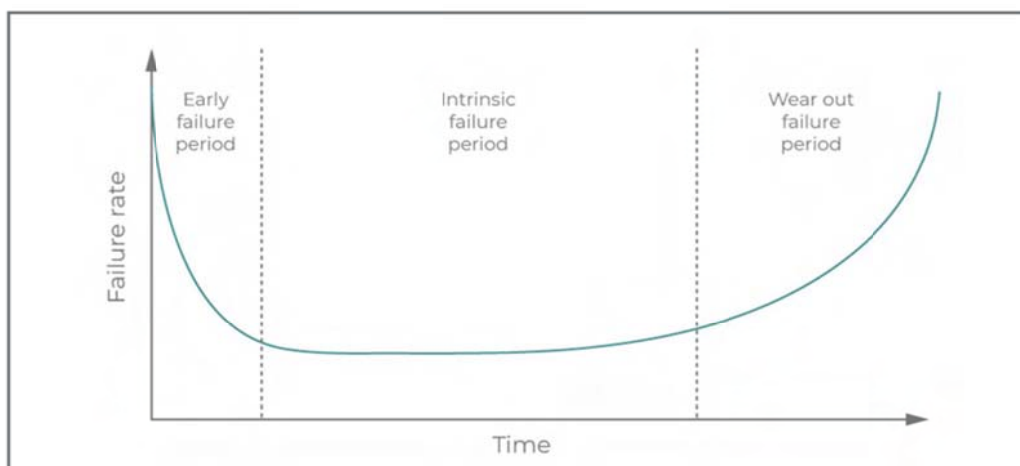


Рисунок 1. Кривая износа

Правильное определение состояния трубопровода как "старяющегося" подразумевает оценку того, как хорошо он продолжает работать со временем, а не только учет возраста. Трубопроводы, которые находятся на грани выхода из строя, связаны с большим количеством рисков, и операторам необходимо знать, когда они нуждаются в обслуживании.

2. Риски, связанные со старением трубопровода

Из-за возрастающей коррозии трубопроводов, которые часто имеют устаревшую инфраструктуру, трубы становятся более подверженными воздействию внешних факторов, таких как вода, воздух и почва, что может привести к авариям. Если не заботиться о состоянии труб, это может привести к утечкам и даже взрывам газопроводов. Водопроводы также подвержены коррозии, что может привести к осаждению частиц внутри сети трубопроводов, воздействуя на качество воды.

Другим риском старения трубопроводов является потенциальный ущерб, который они могут нанести, если они проходят через районы с высокой степенью риска, такие как густонаселенные районы, чувствительные экосистемы и районы с питьевой водой. Если утечка перерастает в разлив, последствия могут сильно различаться в зависимости от места выброса и товара, участвующего в выбросе, но по мере износа трубопровода возрастает риск потенциального повреждения НСА. Если не обратить внимания на устаревший трубопровод, из которого вытекает чрезмерное количество продукта, это может привести к взрыву или экологической катастрофе, что может привести к гораздо большим финансовым затратам, чем потеря продукта. Штрафы и затраты на очистку могут составлять миллионы долларов, если решения по обнаружению утечек не будут внедрены заранее. Преступление, связанное с кражей трубопроводов, также подвергает риску устаревшие трубопроводы.

3. Отремонтируйте или замените

Поскольку затраты, связанные с заменой трубопровода, являются дорогостоящими, многие операторы трубопроводов стремятся отремонтировать существующую инфраструктуру трубопровода, чтобы продлить срок его службы, но краткосрочные меры, такие как устранение утечек, не позволяют многого добиться в плане обнаружения утечек.

4. Оптимизация защиты устаревших трубопроводов от утечек: проблемы

В частности, для уменьшения коррозии на устаревших трубопроводах часто применяют системы покрытий с возможностью повторного нанесения при необходимости. Однако для выбора наиболее подходящей системы покрытия требуются обширные знания и опытный подрядчик по нанесению покрытий. Если участок трубопровода, который нуждается в покрытии, находится в НСА, как, например, в густонаселенном городском районе, это может значительно увеличить затраты. Кроме того, использование систем нанесения покрытий может решить проблему утечек на краткий период, но они не предусматривают возможных проблем с обнаружением утечек в будущем. Обнаружение утечек в устаревших трубопроводах может быть сложной задачей, поскольку инфраструктура построена давным-давно и не соответствует современным возможностям обнаружения утечек.

Один из возможных проблемных аспектов устаревших трубопроводов – это возможные разрывы и взрывы, которые могут произойти в результате необходимости обеспечения более чистого топлива, нежели может обеспечить данная инфраструктура. В перспективе перехода на углеродно-нейтральную энергетику возникают волнения по поводу возможных проблем, связанных с повреждением металла из-за водородного охрупчивания, что в свою очередь может привести к утечкам и разрывам. Однако, с помощью программного обеспечения, такого как Atmos SIM, можно безопасно и экономически выгодно эксплуатировать устаревшие трубопроводы, используя расчеты давления и расхода, а также моделирование обнаружения утечек для своевременного выявления и локализации утечек в сетях газопроводов.

Некоторые устаревшие конвейеры ограничены в отношении своих систем контроля. Например, некоторые операторы трубопроводов до сих пор используют физические карты своей трубопроводной сети. Однако программное обеспечение, такое как Atmos SIM, использует моделирование в реальном времени, что предоставляет более точное представление реальных условий эксплуатации трубопровода, чем нарисованная вручную карта. В свете того, что старые трубопроводы все больше и больше сталкиваются с новыми проблемами, все больше людей рассматривают возможность строительства новых трубопроводов. Однако, для тех операто-

ров трубопроводов, которые вынуждены ремонтировать и поддерживать существующую инфраструктуру, системы обнаружения утечек, такие как Atmos Wave Flow, и аппаратное обеспечение, такое как Atmos Eclipse, могут быть установлены на старый трубопровод, и эти методы проверены для эффективного обнаружения утечек и краж, что значительно уменьшает риск на случай проблем с трубопроводом.

Библиографический список

1. Савельев Я. В. Автоматизация процессов / Я. В. Савельев. – Текст : непосредственный // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса : материалы IX Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых, Нижневартовск, 25 апреля 2019 года / Ответственный редактор: Ю. Б. Чебыкина. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2019. – С. 63-66.

2. Савельев Я. В. Проектирование квадрокоптера для видеосъемки промышленных объектов / Я. В. Савельев. – Текст : непосредственный // Инновационные процессы в науке и технике XXI века : материалы XIX Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов, ученых, педагогических работников и специалистов-практиков, посвященной 40-летию юбилею Нижневартовского филиала ТИУ, Нижневартовск, 20 апреля 2021 года. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2021. – С. 414-417.

3. Савельев Я. В. Российская нефтегазовая отрасль в контексте международного экономического сотрудничества: проблемы и перспективы / Я. В. Савельев. – Текст : непосредственный. // Инновационные процессы в науке, технике и экономике : Материалы Международной научно-практической конференции. В 2-х частях, Нижневартовск, 21-22 апреля 2022 года / Отв. редактор В. Я. Мауль. Том Часть 1. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2022. – С. 329-334.

Научный руководитель – Аитов И. С. – канд. геогр. наук, доцент.

Белоусова С. В.

Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОПЗ НА ОБЪЕКТЕ АВ1(1-2) САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Самотлорское нефтегазовое месторождение является самым большим в Российской Федерации. Однако, находится на четвертой стадии разработки, что означает высокую обводненность добываемой продукции и падение добычи нефти. Большинство запасов углеводородов уже отобраны, а продуктивные объекты разработки заводнены. Добыча нефти на поздней стадии разработки включает сложный и дорогостоящий технологический процесс, который связан с характером распределения невыработанных запасов нефти и особенностями геологического строения залежей. Поэтому, для увеличения нефтеотдачи пласта применяются различные геолого-технологические мероприятия, в том числе ОПЗ – обработка призабойной зоны пласта.

Наибольшая доля остаточных извлекаемых запасов приходится на объект АВ1(1-2), поэтому проведение геолого-технологических мероприятий на данном объекте является наиболее эффективным.

Существенная часть скважин, вводимых на пласт АВ1(1-2) с ГРП, подвержена загрязнению, включая обломки породы и остатки неразложившегося геля. Поэтому цель ОПЗ на данном объекте заключается в необходимости его эффективной очистки. Рассмотрим далее эффективность проведения ОПЗ на данном объекте АВ1(1-2).

С учетом большого количества проведенных работ (1007 скважино-операций или 41 % от общего числа), уменьшение проведенных ОПЗ связано с падением фактической эффективности. При этом дополнительная добыча нефти за 1 год по пласту АВ1(1-2) составляет 627 тыс.т. или 0,6 тыс. т на одну скважино-операцию.

На пласт АВ1(1-2) в рассматриваемый период заложено проведение 1121 скв-опер. по ОПЗ, фактически проведено на 10 % меньше (рис. 3). Уменьшение объема проведенных ОПЗ обусловлено снижением фактической эффективности. Реальная удельная дополнительная добыча в год выполнения ГТМ варьировала от 0,55 тыс.т/скв.опер. до 0,30 тыс.т/скв.опер. при проектном уровне от 0,64 до 0,58 тыс.т/скв.опер.

Наблюдается неравномерная динамика проведения ОПЗ на скважинах пласта АВ1(1-2) в 2014 г. объем мероприятий увеличился на 37 % по сравнению с 2014 и 2013 г. – с 178-191 скв-опер. до 294 скв-опер.

Для сравнения проанализируем данные по добыче на Самотлорском месторождении в 2015-2016 гг. В 2015 году было выполнено 178 операций, прирост дебита нефти составил 2 тонны в сутки, жидкости – 18 тонн в сутки. Между тем, дополнительная добыча нефти была скромной - всего 114,3 тысячи тонн, а удельная добыча составила 0,6 тонн на одну скважину-операцию. Накопленная дополнительная добыча нефти составила 158 тысяч тонн.

В 2016 году выполнено было 166 операций, а прирост дебита нефти был более значительным – 2,7 тонны в сутки, а жидкости – 29 тонн в сутки. Однако дополнительная добыча нефти за первый год показала снижение в сравнении с предыдущим годом и составила 68,3 тысяч тонн или 0,4 тонны на одну скважину-операцию.

Всего на Самотлорском месторождении в 2014-2016 гг. было проведено 2492 мероприятия по обработке призабойной зоны пласты на 12 объектах разработки Основная часть ОПЗ за весь период приходится на объект АВ1(1-2) – 1007 операций, что составляет 41 % от общего числа всех обработок.

Если рассматривать удельную добычу нефти от ОПЗ по объекту АВ1(1-2), то можно заметить снижение эффективности ОПЗ в 2016 году по сравнению с 2014 годом. Не достигается проектный уровень прироста добычи нефти, который составляет 0,58 тысяч тонн, а по факту получили в 2016 году лишь 0,41 тысяч тонн нефти. Это можно объяснить ростом обводненности пластового флюида, снижением уровня остаточных запасов и стадией разработки месторождения.

Несмотря на небольшое отклонение от проектных значений, продолжение ОПЗ на Самотлорском месторождении целесообразно, так как они пока еще эффективны и могут быть оптимизированы.

Библиографический список

1. Гавур В. Е. Геология и разработка крупных месторождений России / В. Е. Гавур. – Москва : Недра, 1996. – 339 с. – Текст : непосредственный.
2. Ибрагимов Г. З., Фазлутдинов К. С., Хисамутдинов Н. И. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти : Справочник / Г. З. Ибрагимов, К. С. Фазлутдинов, Н. И. Хисамутдинов. – Москва : Недра, 1991. – 384 с. – Текст : непосредственный.
3. Дополнение к уточненному проекту разработки Самотлорского нефтяного месторождения. В 17 книгах и 3 папках. Книга 2. Геолого-физическая характеристика месторождения. ООО «ТННЦ» : Отчет / А. А. Чусовитин. – Тюмень, 2014. – 342 с. – Текст : непосредственный.
4. Дополнение к уточненному проекту разработки Самотлорского нефтяного месторождения. В 17 книгах и 3 папках. Книга 4. Состояние разработки месторождения в целом. Характеристика текущего состояния разработки и обоснования вариантов по месторождению в целом и по объекту АВ11-2.ООО «ТННЦ» : отчет / А. А. Чусовитин А. А. – Тюмень, 2014. – 360 с. – Текст : непосредственный.
5. Дополнение к уточненному проекту разработки Самотлорского нефтяного месторождения. В 17 книгах и 3 папках. Книга 5. Характеристика текущего состояния разработки и обоснование вариантов разработки объектов АВ13, АВ2-3, АВ4-5. ООО «ТННЦ» : отчет / А. А. Чусовитин. – Тюмень, 2014. – 303 с. – Текст : непосредственный.
6. Технологический проект разработки Самотлорского месторождения ООО "ТННЦ". В 13 книгах : отчет. – Тюмень, 2017. – Текст : непосредственный.
7. Анализ эффективности ГТМ за 2014-2016 годы АО "Самотлорнефтегаз : отчет. – Нижневартовск, 2016. – 42 с. – Текст : непосредственный.
8. Максимов М. Н. Геологические основы разработки нефтяных месторождений / М. Н. Максимов. – Москва : Недра, 1975. – 522 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель – Савельева Н. Н., канд. пед. наук, доцент.

¹Велханов Б.; ²Велханова Дж.; ³Велханова Ч.

¹Международный университет нефти и газа имени Ягшигельды Какаева,
Туркменистан;

²Институт инженерно-технических и транспортных коммуникаций
Туркменистана;

³Ашхабадская энергетическая средняя профессиональная школа

ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Самые ранние известные нефтяные скважины были пробурены в Китае в 6 веке. Используя сверла, прикрепленные к бамбуковым шестам, они выкопали колодцы глубиной около 240 м. Добытая нефть транспортировалась по бамбуковым трубопроводам и использовалась для раннего освещения и отопления.

Последствия промышленной революции привели к увеличению спроса на более дешевое и эффективное топливо, чем уголь. Этот спрос привел к знаменитому открытию нефти полковником Эдвином Дрейком в 1859 году в Пенсильвании, что ознаменовало собой первую коммерческую скважину, пробуренную в Северной Америке. Первые современные скважины были пробурены с использованием системы «трос-инструмент», которая поднималась и опускалась на землю с ударом для создания ствола скважины. 1901 год отмечен тем, что на нефтяном месторождении Шпиндлтоп, расположенном в юго-восточном Техасе, была пробурена самая известная и влиятельная нефтяная скважина. Успех этого нефтяного месторождения повлиял на внедрение и популярность системы роторного бурения, которая стала общепризнанным предпочтительным методом бурения.

МЕТОДЫ БУРЕНИЯ

Вертикальное бурение

Вертикальное бурение считается традиционным методом бурения для доступа к резервуарам непосредственно под поверхностью. Когда-то единственный метод добычи нефти и газа, вертикальное бурение стало менее распространенным методом бурения из-за развития технологий горизонтального и направленного бурения. Вертикальные скважины считаются простыми и обеспечивают некоторую экономию первоначальных затрат при запуске за счет меньшего количества оборудования и рабочей силы. В более крупных зонах пласта для эффективной добычи нефти и газа требуется несколько вертикальных скважин, что может свести на нет часть первоначальной экономии затрат. Сегодня вертикальные скважины в основном используются на этапе разведки при оценке потенциала новых нефтегазоносных зон.

Горизонтальное бурение

По мере того, как 20-й век подходил к концу, технологии быстро развивались, прокладывая путь к более точному бурению за счет использования наклонно-направленного или управляемого бурового оборудования. Скважины считаются горизонтальными, когда они приближаются к углу бурения 85-90° от вертикали. Горизонтальное бурение, также называемое наклонно-направленным бурением, способствует увеличению объемов добычи из одного ствола скважины за счет доступа к большей площади нефтегазовой зоны.

Типы/цели буровых растворов (использование нашей продукции)

Буровой раствор, впервые использованный во время бурения знаменитого нефтяного месторождения Шпиндлтоп в 1900 году, был изобретен для удаления рыхлой смеси песка и глинистых обломков, образующихся в процессе бурения. Эта смесь очень нестабильна, что приводит к ее обрушению на вершину бурового долота и усложняет операции бурения. Чтобы решить эту проблему, была введена циркуляция пресной воды, чтобы помочь в удалении мусора. Пресная вода, смешанная с песком и глиной, образовала вязкий раствор, который позже будет называться «грязью» или буровым раствором. Грязь не только удаляла мусор из ствола скважины. Он также образыв-

вал пленочный слой на стенках ствола скважины, что повышало устойчивость скважины. Со временем и развитием знаний системы циркуляции бурового раствора стали неотъемлемой частью всех операций буровых установок. Составы буровых растворов с годами стали более сложными, и теперь они разрабатываются на заказ с учетом конкретных типов пластов, регионов и экологических требований. Три наиболее распространенных типа буровых растворов: на водной, масляной и синтетической основе. В зависимости от местоположения и местных природоохранных норм в процессе бурения может использоваться любой из трех типов или их комбинация.

Системы бурового раствора в настоящее время используются не только для удаления обломков. Они также помогают повысить скорость бурения, контролировать пластовое давление и продлить срок службы буровых долот, обеспечивая охлаждение и смазку. Лигносульфонаты естественным образом подходят для снижения вязкости буровых растворов на водной основе благодаря их растворимости в воде и хорошо известной способности к дефлокуляции.

Миграция жидкости – FLCA (использование наших продуктов)

Добавки для контроля водоотдачи, или FLCA, были разработаны для стабилизации буровых растворов, сталкивающихся с различными проблемами в процессе бурения. FLCA уменьшают тенденцию бурового раствора затекать в микропоры пласта, образуя барьер, называемый фильтрационной коркой. FLCA создают фильтрационные корки, физически закупоривая сами эти поры или действуя в качестве дефлокулянта глины, позволяя частицам глины закупоривать поры. Отсутствие надлежащего контроля водоотдачи может привести к необратимым изменениям плотности и реологии бурового раствора, что приведет к нестабильности ствола скважины. Обычно используемыми FLCA являются глины, диспергаторы и полимеры.

Химические проблемы – использование поглотителей H_2S

Сероводород (H_2S) является чрезвычайно опасным веществом, встречающимся при некоторых вариантах бурения. Даже в относительно небольшой концентрации газообразный H_2S может быть весьма смертельным. Помимо опасности для здоровья, H_2S также может вызывать дорогостоящие коррозионные повреждения оборудования из-за его коррозионного воздействия на металл. Поглотители H_2S добавляются в буровые растворы для непосредственного взаимодействия с H_2S , переводя его в более инертную форму.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЗАЦЕМЕНТИРОВАННОГО ОТВЕРСТИЯ В КОРПУСЕ

Корпус

Обсадная колонна была впервые представлена в начале 1900-х годов как часть процесса бурения. Обсадная труба была вбита в землю по частям, чтобы создать первые несколько сотен футов скважины. Его назначение заключалось в предотвращении попадания на буровую компоновку обломков из мелководных зон. Позже был добавлен цемент для укрепления колодца и защиты пресноводных и других жизненно важных подзем-

ных зон. Цемент закачивается внутрь обсадной колонны и по мере увеличения сопротивления продавливается резиновой пробкой. Цемент также закачивается за пределы обсадной колонны через забой под давлением в пространство между стволом скважины и за пределами обсадной колонны, известное как затрубное пространство. Как только цемент затвердеет в затрубном пространстве, операция бурения может перейти к следующему участку бурения, или скважина будет готова для добычи. Некоторые скважины имеют несколько зацементированных секций обсадной колонны, диаметр которых уменьшается по мере увеличения глубины. По мере увеличения глубины ствола скважины температура внутри скважины также увеличивается за счет естественного тепла, выделяемого пластом, и трения при бурении. Эти температуры могут достигать +400 °F (+205 °C). Чтобы предотвратить преждевременное схватывание цемента, в процессе смешивания добавляют добавки, замедляющие водоотдачу, и диспергаторы.

Использование замедлителей (и сложности, например, температура, давление и т. д.)

Замедлители схватывания цемента увеличивают время, необходимое для затвердевания цемента, замедляя процесс реакции, когда вода вводится в сухой цемент. Желаемое время загустевания определяется временем, которое требуется для закачки цемента через обсадную трубу в затрубное пространство, а также дополнительным временем для учета проблем с оборудованием. Требуемое количество замедлителя схватывания цемента определяют в лаборатории с помощью консистометра. Консистометр позволяет моделировать условия ствола скважины, с которыми цемент будет сталкиваться во время закачки, такие как изменения температуры, давления и скорости закачки. Как только желаемое смоделированное время загустевания будет достигнуто путем корректировки концентрации добавок в лабораторных условиях, расчетный состав цементного раствора готов и готов к масштабированию до больших объемов. Замедлители схватывания и другие добавки могут быть добавлены к цементу в виде сухого порошка путем смешивания непосредственно с цементом на предприятиях по производству сухих смесей. Массовое сухое смешивание является наиболее распространенным методом добавления различных добавок к цементу перед смешиванием для закачки в скважину. Также возможно смешивать жидкие добавки с цементом во время процесса смешивания на строительных площадках непосредственно в цементный раствор или при необходимости смешивать с водой. Жидкие добавки для смешивания в основном используются при морских буровых работах или при отсутствии оборудования для сухого смешивания. Наиболее распространенными замедлителями схватывания являются лигносульфонаты. Также возможно смешивать жидкие добавки с цементом во время процесса смешивания на строительных площадках непосредственно в цементный раствор или при необходимости смешивать с водой. Жидкие добавки для смешивания в основном используются при морских буровых работах или при отсутствии оборудования для сухого смешивания. Наиболее распространенными замед-

лителями схватывания являются лигносульфонаты. Также возможно смешивать жидкие добавки с цементом во время процесса смешивания на строительных площадках непосредственно в цементный раствор или при необходимости смешивать с водой. Жидкие добавки для смешивания в основном используются при морских буровых работах или при отсутствии оборудования для сухого смешивания. Наиболее распространенными замедлителями схватывания являются лигносульфонаты.

Использование диспергаторов цемента (Использование наших продуктов)

В цементные растворы добавляют диспергаторы для улучшения перемешивания и прокачиваемости. Они используются для того, чтобы цементный раствор не стал чрезмерно вязким при требуемой плотности раствора. Плотность цемента увеличивается за счет уменьшения отношения содержания воды к цементу, что также вызывает увеличение вязкости. Другими добавками, способствующими увеличению вязкости, являются коллоидный кремнезем, а также добавки, контролирующие водоотдачу и свободную воду. Хотя диспергаторы не должны замедлять загустевание, большинство доступных диспергаторов умеренно увеличивают время загустевания. Концентрации диспергаторов необходимо тщательно контролировать, чтобы предотвратить нежелательные условия, такие как чрезмерное диспергирование или чрезмерное замедление. Распространенными типами диспергаторов являются нафталинсульфонаты, гидроксикарбоновые кислоты и лигносульфонаты.

Заканчивание ствола скважины начинается после бурения и цементирования последней секции скважины. Ствол скважины заполнен соляным раствором, также называемым жидкостью заканчивания. Содержание жидкости заканчивания может варьироваться в зависимости от типа пласта и наличия химических реагентов. Наиболее распространенным типом жидкости заканчивания является соляной раствор хлорида калия или «вода KCL», который используется для предотвращения набухания глин и сланцев при перфорации обсадной колонны для добычи. Другие добавки, такие как агенты, контролирующие фильтрацию, загустители, поглотители, поверхностно-активные вещества и ингибиторы коррозии, также могут быть добавлены в жидкости заканчивания, в зависимости от состояния скважины.

Библиографический список

1. Основы разработки шельфовых нефтегазовых месторождений и строительство морских сооружений в Арктике / А. Б. Золотухин, О. Т. Гудместад, А. И. Ермаков. – Москва : ГУП Изд-во «Нефть и газ», 2000. – 770 с. – Текст : непосредственный.
2. Acharya Harish R. Cost Effective Recovery of Low-TDS Frac Flowback Water for Reuse / Harish R. Acharya ; GE Global Research. U.S. DOE NETL. 2011. – URL: <https://docviewer.yandex.ru/view/588105651>. – Text : electronic.
3. Черножуков Н. Я. Технология переработки нефти и газа. Ч. 3. Переработка нефтепродуктов и производство специальных продуктов / Н. Я. Черножуков. – Москва : Химия, 1966. – 360 с. – Текст : непосредственный.

АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ НЕФТЕПРОВОДА ПРИ УТЕЧКАХ И НЕСАНКЦИОНИРОВАННЫХ ВРЕЗКАХ

Вопрос о безопасной и эффективной эксплуатации нефтепроводов был и остается одним из важнейших в настоящее время. Несмотря на модернизацию и автоматизацию процессов транспортировки, серьезную проблему представляют утечки и несанкционированные врезки (УНВ) [1]. Мелкую утечку, как и качественно выполненную врезку даже в современных условиях оперативно обнаружить довольно трудно. Невозможность быстрой локализации УНВ ведет за собой огромные потери не только экологические, но и экономические. УНВ, согласно статистике, являются основной причиной аварий, происходящих на нефтепроводах. К сожалению, на данный момент предложенные методы локализации УНВ не обладают достаточной точностью, а значит возникает задача найти наиболее рациональный способ оперативного поиска УНВ [2, 3].

Предположим, что была произведена врезка в нефтепровод в некоторых координатах (рис. 1).

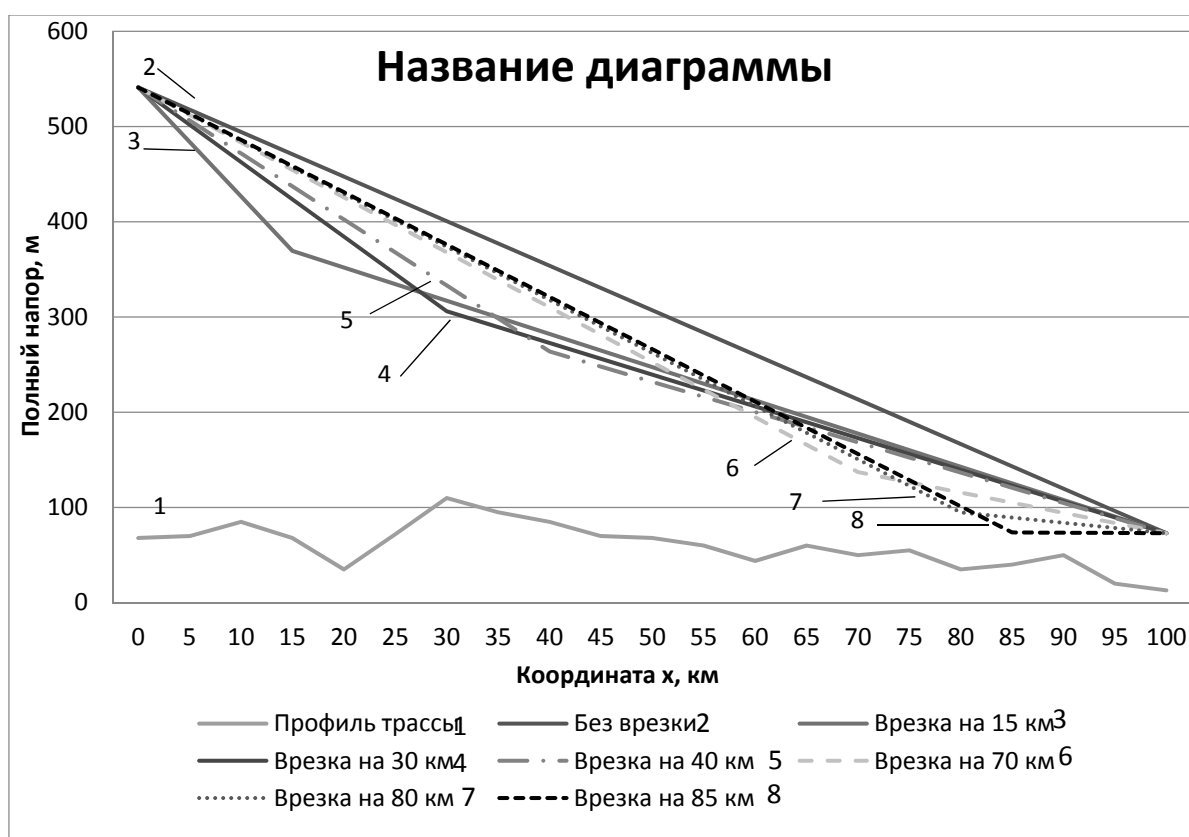


Рисунок 1. Изменение гидравлического уклона при врезке

На рисунке 1 видно, что при врезании в нефтепровод в некоторой координате, линия гидравлического уклона искажается. При этом гидравлический уклон увеличивается на промежутке от НПС в начале участка и уменьшается от места врезки до НПС в конце участка.

Предполагая, что была произведена откачка нефти и учитывая работу насосов, проанализируем рисунок 2.

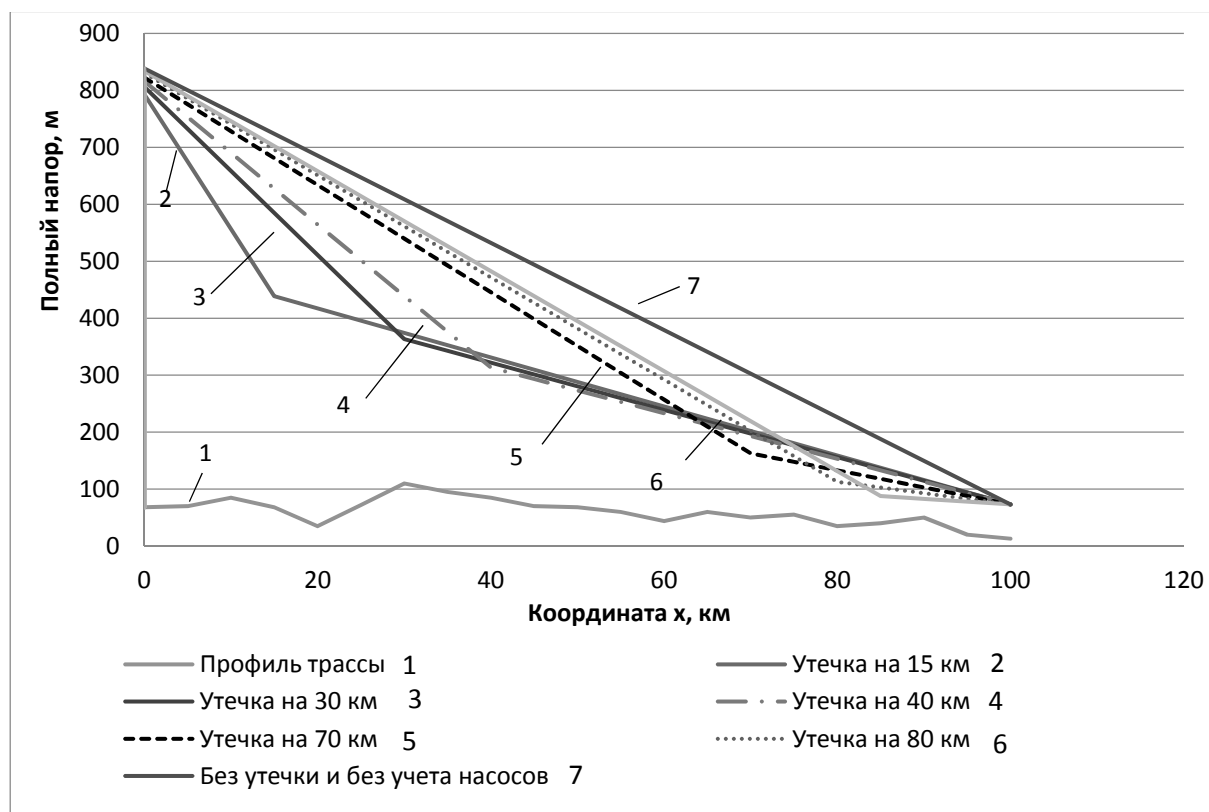


Рисунок 2. Изменение гидравлического уклона при откачке

Возможное предположение о неизменности давлений на входе в участок и на выходе из него, основанное на возрастании расхода от первой нефтеперекачивающей станции (НПС) до места врезки и его уменьшении от места врезки до последующей НПС, не совсем верно, учитывая изменение дифференциального напора, который создается в начальном сечении участка на НПС насосами [4, 5]. Это свидетельствует также и об изменении полного напора (рис. 2).

На рисунке 2 видно увеличение перепада напоров в связи с истечением в конкретной координате. В начальном сечении участка при учете насосного оборудования на НПС напор, развиваемый работающими насосами, падает, а также падает и полный напор [6].

Таким образом, при несанкционированных откачках нефти из нефтепровода происходит не только изменение мощности перекачивающих станций, но и изменение параметров нефтепровода, что может привести к значительным погрешностям параметрических систем обнаружения утечек.

Библиографический список

1. Казаков А. В. Защита трубопроводов от несанкционированных врезок / А. В. Казаков. – Текст : непосредственный // Системы безопасности. 2008. – № 5. – С.150-152.
2. Шестаков Р. А. Отбор нефти из магистрального нефтепровода как частная задача параметрической диагностики. Постановка задачи / Р. А. Шестаков. – Текст : непосредственный // Технологии нефти и газа. – 2015. – № 2. – С.55-59.
3. Эксплуатация объектов трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов: В 2-х томах / Ю. Д. Земенков, Р. Р. Исламов, Я. М. Курбанов [и др.]. Том 1. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2022. – 313 с. – Текст : непосредственный.
4. Лурье М. В. Гидравлическая локация утечек нефтепродуктов на участке трубопровода / М. В. Лурье, С. П. Макаров. – Текст : непосредственный // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 1998. – № 12. – С. 65-69.
5. Пат. 2362134 Российская Федерация, МПК F17D 5/02. Способ определения величины и места утечки в магистральном трубопроводе между двумя смежными насосными станциями насосно-трубопроводного комплекса по перекачке нефти и нефтепродуктов : заявл. 13.11.2007 : опубл. 20.07.2009 / В. О. Кричке, В. В. Кричке, О. А. Громан. ; патентообладатель Самарский государственный архитектурно-строительный университет. – Текст : непосредственный.
6. Шестаков Р. А., Дульченко А.А. Влияние утечек и несанкционированных отборов на параметры гидравлической системы / Р. А. Шестаков, А. А. Дульченко. – Текст : непосредственный // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2023. – № 3(135). – С. 30-35.

Научный руководитель – Шестаков Р. А., канд. тех. наук, доцент.

Ефимов М. Э.

Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

ВНЕДРЕНИЕ ИНГИБИТОРА СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГРП НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

Наиболее часто приходится сталкиваться с проблемой солеотложений и соответственно с последующим простоем в работе подземного оборудования на месторождениях, эксплуатирующих Юрские горизонты Русскинского, Федоровского и Восточно-Сургутского месторождений, в частности на пластах ЮС₁ и ЮС₂.

Отложения на деталях подземного оборудования обусловлены образованием трудно растворимых солей бария, а также стронция и кальция, имеющих сульфатное и карбонатное происхождение. Вследствие их повышенной адгезионной способности по отношению к рабочим деталям подземного оборудования происходит снижение эксплуатации УЭЦН [1].

Широкий диапазон варьирования пластовых температур, ионного состава и минерализации пластовых вод, газосодержания, состава растворенных газов и способов добычи на месторождениях определяют различную насыщенность попутно-добываемых вод солеобразующими ионами и, как следствие, различный состав солей и интенсивность отложения.

Используемые в настоящее время методы интенсивного воздействия на пласт в сочетании с использованием современных высокопроизводительных электроцентробежных насосов (ЭЦН) необходимы, прежде всего, для поддержания проектных темпов разработки месторождений. Важно различать следующие участки скважины: область от забоя до насоса, область ПЭДа и УЭЦН и выше УЭЦН. Такое разделение обусловлено различными последствиями солеотложения [2]. Наиболее драматичной представляется ситуация, когда солеотложение начинается в области «забой – прием насоса», поскольку образующиеся микрочастицы соли, обладающие высокой адгезией к металлической поверхности рабочих колес насоса, отлагаются на них, вызывая поломку УЭЦН (рисунок 1).



Рисунок 1. Отложения солей на деталях ЭЦН

Пути поступления осадкообразующих ионов:

- Попутно-добываемые воды;
- Растворы глушения;
- Персульфатные брейкера для деструкции жидкости гидроразрыва.

В ходе исследования ионного состава попутно-добываемых вод пластов ЮС₁ и ЮС₂ Русскинского, Восточно-Сургутского и Федоровского месторождений нефти были установлены следующие значения катионов и анионов щелочноземельных металлов в таблице 1.

Таблица 1

Состав попутно-добываемых вод

Месторождение	Ионный состав, мг/л					Возможные отложения
	Ca ²⁺	Ba ²⁺	Sr ²⁺	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	
Попутно-добываемые воды						
Русскинское	124-370	0-242	57-93	1159-2257	0-469	CaCO ₃ , BaSO ₄ , SrSO ₄ , FeCO ₃ , Fe ₂ O ₃
Восточно-Сургутское	28-143	20-547	15-185	1922-3630	0-178	CaCO ₃ , BaSO ₄ , SrSO ₄
Федоровское	46-320	75-339	37-159	1342-3386	–	CaCO ₃

Дополнительным источником поступления сульфат-ионов в пластовую воду Юрских горизонтов Восточно-Сургутского, Русскинского и Федоровского месторождений является соль галита, применяемая для приготовления растворов глушения. Ионный состав технологических жидкостей для глушения скважин представлен в таблице 2.

Таблица 2

Ионный состав технологических жидкостей для глушения скважин

Наименование образца	Ионный состав растворов, мг/л								
	Ca ²⁺	Na ⁺	Mg ²⁺	Sr ²⁺	Ba ²⁺	Fe _{общ}	Cl	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻
Сеноман, СРУ «Сургутнефть»	426	8860	109	38	0	4	14597	86	214
ЖГ, ρ = 1.18 г/мл, СРУ «Сургутнефть»	524	92093	206	9	0	3	142108	1645	153
ЖГ, ρ = 1.18 г/мл, СРУ Русскинского м/р	551	91167	173	27	0	3	140487	1853	137
Сеноман, СРУ Русскинского м/р	398	9780	72	61	0	4	15874	64	198
ЖГ, ρ = 1.16 г/мл, СРУ «Федоровскнефть»	592	83238	279	28	0	8	128830	1592	168
Сеноман, СРУ «Федоровскнефть»	409	12020	63	69	0	3	19320	96	168

Смешение растворов глушения с пластовой водой вызывает солеотложение кальцита, барита и карбоната железа различной интенсивности. При смешивании пластовых вод с применяемым промывочным раствором образуются осадки кальцита, барита и карбоната железа. Несовместимость смеси обусловлена солевой перенасыщенностью пластовых вод Восточно-Сургутского, Русскинского и Федоровского месторождений, хотя смешение промывочного раствора и пластовой воды снижает ее солевую насыщенность.

Также одним из источников поступления сульфат-ионов в пластовую воду Юрских горизонтов Восточно-Сургутского, Русскинского и Федоровского месторождений является твердый WGB-1 и капсулированный WBCap-НТ брейкера, используемые для разрушения геля ГРП. В таблице 3 представлено содержание солеобразующих ионов брейкеров в рабочих жидкостях ГРП.

Таблица 3

Содержание солеобразующих ионов в растворах брейкеров ГРП

Название образца	Ca ²⁺ , мг/л	Sr ²⁺ , мг/л	Ba ²⁺ , мг/л	Fe _{общ}	SO ₄ ²⁻ , мг/л	HCO ₃ ⁻ , мг/л
Температура 20 °С						
WBCap-НТ капс. брейкер	9	0	0	0	2	168
ЕВ-102 жидкий брейкер	8	0	0	0	0	168
WGB-1 твердый брейкер	7	0	0	0	10	168

	Температура 90 °С					
WBCap-НТ капс.брейкер	17	0	0	0	24	168
EB-102 жидкий брейкер	8	0	0	0	> 1	168
WGB-1 твердый брейкер	7	0	0	0	38	168
Вода озерная	7	0	0	0	0	168

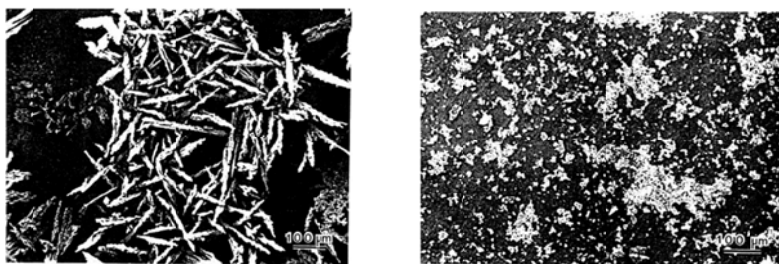
Химизм образования осадка сульфата бария в эксплуатационной скважине в процессе вывода ее на режим после проведения ГРП, состоит в следующем: твердый WGB-1 и капсулированный WBCap-НТ брейкера, являющиеся серосодержащими соединениями – персульфатами, в пластовых условиях при повышенной температуре продуцируют свободные радикалы, разрывающие структуру геля. Свободные радикалы сульфата превращаются в сульфат-анион из-за отрыва электрона от молекулы полимера, которая в дальнейшем претерпевает разложение на низкомолекулярные продукты. Образовавшийся сульфат-анион в процессе взаимодействия с пластовой водой, содержащей солеобразующий катион бария, вызывает осадкообразование барита.

Предлагаемый мною метод – химическое ингибирование, с применением жидкого ингибитора образования отложений SI-1000. Отличительной особенностью данного реагента является то, что его применение возможно в составе жидкости ГРП. По сравнению с подвесными контейнерами с вымываемыми ингибиторами отложений, применение SI-1000 позволяет провести обработку обширной площади коллектора, с последующим медленным вымыванием из пласта. В связи с этим происходит сокращение времени на освоение скважин после операций ГРП, т. к. техногенная жидкость (распавшаяся жидкость разрыва) не представляет угрозы солеотложения для подземного оборудования.

Сведения о реагенте:

- SI-1000 разработан для ингибирования образования отложений CaSO_4 , CaCO_3 и BaSO_4 ;
- SI-1000 работает в средах с высоким содержанием кальция;
- SI-1000 имеет широкие пределы ингибирования;
- SI-1000 можно добавлять непосредственно в технологическую жидкость ГРП;
- SI-1000 оседает на стенках коллектора и предотвращает образование отложений длительное время.

Ингибитор образует очень мелкие сферические однородные, легко диспергирующие, неадгезивные частицы карбоната кальция при концентрации кальция в 300 выше точки насыщения (рисунок 2).



1

2

Рисунок 2. Фотоснимки кристаллов карбоната кальция при 135-кратном увеличении: 1 – CaCO₃, образующийся в присутствии SI-1000; 2 – CaCO₃, образующийся в присутствии смеси фосфоната HEDP / полимера

Особенности совместного использования ингибитора солеотложений SI-1000 с жидкостью разрыва при проведении операции ГРП:

- При увеличении концентрации реагента SI-1000 от 1,0 л/м³ так же увеличивается его влияние на сшитый гель по тем же параметрам. Данные отклонения по водородному показателю pH и термостабильности сшитого геля выходят за пределы допустимых значений.

- Проведенные исследования позволили сделать вывод, что реагент pH-buffer нейтрализует отрицательное действие ингибитора солеотложений путем его повышения до первоначального значения в пределах нормы. Полевые работы так же подтвердили возможность совместной работы pH-buffer и SI-1000, концентрация ингибитора солеотложений составила 3 л/м³.

- Экономическая эффективность от применения ингибитора солеотложения SI-1000 рассчитывается исходя из разности затрат, связанных с менее продолжительным освоением скважин после проведения операций ГРП с ингибитором солеотложения. В качестве базы сравнения для расчета экономического эффекта взяты данные по четырем скважинам Восточно-Сургутского месторождения в таблице 4.

Таблица 4

База сравнения для расчета экономического эффекта

Месторождение	Восточно-Сургутское			
Куст №	518	518	545	538
Скважина №	3868	3176	3393	3349
Пласт	ЮС2/1	ЮС2/1	ЮС2/1	ЮС2/1
Применение SI-1000	ДА	ДА	НЕТ	НЕТ
Освоение СУБР-3	228 ч	211 ч	374 ч	240 ч
Освоение криогенным комплексом	–	–	48 ч	48 ч
Работа цеха НТ	–	–	–	36 ч

Всего на освоение	228 ч	211 ч	422 ч	324 ч
Затраты на освоение и SI-1000	963 041,49 руб.		2 257 959,36 руб.	2 152 659,36 руб.

Применение ингибитора отложений SI-1000 позволяет:

- Предотвратить образование солеотложений на подземном оборудовании.
- Снизить затраты на освоение скважин после операций ГРП.
- Провести обработку обширной площади эксплуатируемого нефтяного горизонта, с последующим медленным вымыванием из пласта.

Библиографический список

1. Кудряшов С. И. Менеджмент солеотложения на месторождениях «НК «Роснефть» / С. И. Кудряшов. – Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело. – 2006. – № 2. – С. 25.
2. Невядовский Е. Ю. Менеджмент солеотложений на месторождениях «НК «Роснефть» / Е. Ю. Невядовский. – Текст : непосредственный // Инженерная практика. – 2009. – № 12. – С. 37-45.

Научный руководитель: Савельева Н. Н., к. п. н., доцент кафедры Нефтегазовое дело Тюменского индустриального университета.

Коннов Т. В., Рябков А. В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

АНАЛИЗ ФАКТОРОВ КОРРОЗИОННОГО РАЗРУШЕНИЯ ТРУБ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

Трубопроводный транспорт нефти, в настоящее время, характеризуется высокой металлоемкостью основных производственных фондов, что, в частности, обусловлено повсеместным применением стальных трубопроводов, протяженность которых в отрасли насчитывает десятки тысяч километров. Для построения магистральных нефтепроводов, составляющих основу системы трубопроводного транспорта нефти, чаще всего находят свое применение относительно недорогие и хорошо свариваемые марки углеродистых и низколегированных сталей, которые, в свою очередь, обладают относительно малой коррозионной стойкостью, что определяет необходимость применения дополнительных средств антикоррозионной защиты для повышения срока эксплуатации и надежности работы нефте-

проводов. При этом, известно, что коррозионные процессы не гомогенны по своей природе, в связи с чем, для выбора наиболее эффективных средств антикоррозионной защиты, ключевое значение имеет анализ и выявление основных факторов, способствующих возникновению и протеканию коррозионных процессов применительно к специфичным условиям эксплуатации магистральных нефтепроводов.

Целью настоящего исследования выступает анализ известных научных подходов и гипотез о природе возникновения и развития коррозионных процессов применительно к условиям эксплуатации магистральных нефтепроводов.

Для достижения поставленной цели, в ходе исследования были изучены и систематизированы известные гипотезы о механизмах и природе возникновения и развития коррозионных процессов в трубных сталях в условиях эксплуатации магистральных нефтепроводов.

Анализ структуры распределения аварий на магистральных нефтепроводах [1], сопряженных с разрушением трубопровода, позволяет выделить три группы причин: причины, связанные с обстоятельствами непреодолимой силы и человеческим фактором, причины, связанные с изменением свойств материала трубопровода при эксплуатации, а также причины, связанные с нарушением производства строительно-монтажных работ. При этом, наибольшая доля аварийных разрушений, из указанной группы причин, приходится на аварийные разрушения, обусловленные развитием локальной коррозии, на долю которых приходится от 12 % до 30 % от всего объема аварий.

В качестве основных факторов столь высокого вклада коррозионных дефектов в аварийность магистральных нефтепроводов, можно выделить такие факторы как: состав и свойства транспортируемого сырья, свойства металла труб, а также развитие напряженно-деформированного состояния (НДС) металла труб. В настоящее время, природа коррозионного разрушения трубных сталей изучена достаточно хорошо, и, как показывают результаты множества проведенных ранее исследований, природа коррозионного разрушения трубных сталей под напряжением лежит в протекании одного или нескольких видов физико-химических процессов, среди которых [2-7]:

- электрохимическая коррозия, обусловленная протеканием в зоне КРН электролитического растворения металла в среде электролитов под действием разницы потенциалов, возникающей в металле трубы;

- химическая коррозия, обусловленная протеканием в зоне развития коррозионных дефектов окислительных массообменных реакций, вследствие воздействия окисляющей среды;

- изменение физико-механических свойств металла вследствие наводораживания его поверхностного слоя в эпицентре развития коррозионных дефектов, способствующего повышению хрупкости металла;

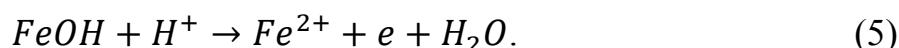
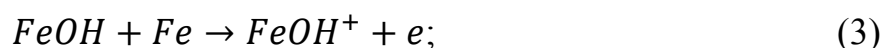
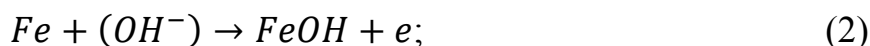
- механическая активация металла, вследствие абразивного износа под влиянием твердых абразивных частиц;
- рост деформаций в структуре металла, как на макро, так и на микроуровнях.

Результаты большого количества проведенных ранее исследований, в качестве одного из основных специфических факторов инициации и развития коррозионных процессов, применительно к условиям эксплуатации магистральных нефтепроводов, позволяют выделить присутствие в транспортируемой среде, а также в составе грунтовых, атмосферных и иных вод хлористых солей. Присутствие солей данной группы в водах, непосредственно контактирующих с металлом труб, способствует иницированию и развитию хлоридно-углекислотной коррозии, протекающей по электрохимическому механизму [5, 6].

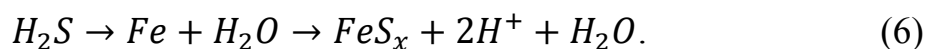
В условиях малого содержания сероводорода в среде, контактирующей с металлом трубы, источником водорода, участвующего в протекании электрохимических реакций коррозионного разрушения, могут выступать продукты электролитической диссоциации воды, протекающей в присутствии хлористых и иных солей, описываемой следующей реакцией [3]:



Тогда, в присутствии во внешней среде гидроксильной группы, массообменные процессы в зоне её контакта с металлом трубы, протекают в соответствии со следующими реакциями [3]:



В присутствии сероводорода, реакция протекания коррозионного процесса имеет вид [3]:



В условиях высокого качества первичной подготовки транспортируемой продукции в условиях промысла, обеспечивающей минимизацию содержания в транспортируемой среде хлористых солей и естественного сероводорода, источником водорода могут служить продукты жизнедеятельности группы сульфато-восстанавливающих бактерий, поступающих в полость МН из скважин вместе с транспортируемой средой [2].

Следствием протекания приведенных реакций в металле трубы является изменение его физико-механических свойств, обусловленное постепенным наводораживанием поверхностного слоя металла по мере развития, распространения и углубления очагов коррозионного разрушения, ко-

торые, в конечном итоге, способствуют преобладанию хрупкого разрушения трубной стали.

Вторым ключевым условием возникновения и коррозионных дефектов выступает наличие развитого НДС трубопровода. Так, среди основных нагрузок, воздействующих на магистральные нефтепроводы в процессе их длительной эксплуатации, можно выделить следующие виды нагрузок [2-7]:

1. Эксплуатационное давление транспортируемой среды;
2. Монтажные нагрузки, возникающие в процессе монтажа и сварки трубопровода, также вследствие несовпадения фактического положения профиля с проектным;
3. Нагрузки, возникающие вследствие протекания геодинамических процессов, сопровождающихся изменением несущей способности грунтового основания, его деформации вследствие оползней, влияния горных работ, карстовых явлений и т. д.;
4. Сварочные напряжения (в области продольных и кольцевых швов);
5. Остаточные напряжения, возникшие в процессе изготовления труб (при формовке, экспандировании, дробеструйной обработке поверхности и т. п.).

Обобщая вышесказанное, можно сделать вывод о том, что для обеспечения наибольшей эффективности реализации мероприятий по защите магистральных нефтепроводов от коррозии, следует учитывать не только химическую, но и также электрохимическую и механическую природу возникновения и развития коррозионных дефектов. В частности, в ключе профилактики коррозии, внимание следует уделять и НДС трубопровода, так как по мере развития НДС трубопровода, имеет место рост риска более интенсивного развития коррозионных дефектов, вплоть до достижения предельных состояний, способствующих возникновению аварийных ситуаций.

Библиографический список

1. Корнеева С. А. Анализ причин возникновения аварий на магистральных трубопроводах / С. А. Корнеева. – Текст : непосредственный // Вестник магистратуры. – 2019. – № 10-5 (97). – С. 21-23.
2. Дремичева Е. С. Изучение коррозионных процессов нефтяного оборудования / Е. С. Дремичева, Э. Р. Зверева. – Текст : непосредственный // Известия вузов. Проблемы энергетики. 2018. – № 1-2. – С. 78-94.
3. Саакиян Л. С. Защита нефтегазопромыслового оборудования от коррозии / Л. С. Саакиян, А. П. Ефремов. – Москва : Недра, 1982. – 227 с. – Текст : непосредственный.
4. Малкин А. И. Коррозия: материалы, защита / А. И. Малкин. – Текст : непосредственный // Коррозия: материалы, защита. – 2009. – № 10. – С. 1-15.
5. Абдуллин И. Г. Коррозия нефтегазового и нефтегазопромыслового оборудования : учебное пособие / И. Г. Абдуллин, С. Н. Давыдов, М. А. Худяков. – Уфа : Издательство Уфимского нефтяного института, 1990. – 72 с. – Текст : непосредственный.

6. Основы коррозионного разрушения трубопроводов : учебное пособие / Макаренко В. Д., Шатило С. П., Земенков Ю. Д. [и др.]. – Москва : ТюмГНГУ, 2009. – 404 с. – Текст : непосредственный.

7. Романив О. Н. Механика коррозионного разрушения конструкционных сплавов / О. Н. Романив, Г. Н. Никифорчин. – Москва : Металлургия, 1986. – 294 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель – Рябков А. В., канд. тех. наук, доцент, Тюменский индустриальный университет.

Коннов Т. В., Рябков А. В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

Известно, что нефтегазовая отрасль является одной из наиболее металлоемких отраслей промышленности. В частности, особо высокая металлоемкость характерна для предприятий трубопроводного транспорта, где металл, в настоящее время, является основным материалом для сооружения основных производственных фондов, включая насосные станции и магистральный нефтепровод, протяженность которого насчитывает несколько десятков тысяч километров стального трубопровода. Вместе с тем, высокая металлоемкость сферы трубопроводного транспорта нефти, сопряжена с высокой интенсивностью коррозионного разрушения основных производственных фондов, обусловленной особенностями условий их эксплуатации и свойствами транспортируемого сырья, что определяет высокую актуальность вопросов, связанных с поиском все более эффективных средств защиты от коррозии.

В частности, в условиях ограниченности материальных и финансовых ресурсов, ключевую роль приобретает поиск решения оптимизационной задачи выбора наиболее эффективных средств защиты магистральных трубопроводов от коррозии, как с точки зрения снижения интенсивности потерь металла во времени, равно, как и обеспечения безопасности эксплуатации основных производственных фондов без ущерба реализуемым технологическим процессам, так и с точки зрения минимизации капитальных и эксплуатационных затрат, связанных с применением тех или иных технических решений. Очевидно, что реализация мероприятий по защите магистральных нефтепроводов от коррозии, тесно сопряжена с реализацией некоторого объема инвестиций на внедрение тех или иных технических решений, причем, как показывает практика, объем таких инвестиций тем выше, чем выше протяженность защищаемого участка трубопровода. Все это, в конечном итоге определяет стратегический статус решения о реализации такого рода инвестиций. Ранее, управленческое решение о реализации инвестиций,

направленных на организацию антикоррозионной защиты нефтепроводов, традиционно принималось на основании интуитивных предпочтений конкретного руководителя или руководящей группы предприятия, однако, по мере развития рыночной экономики и расширения номенклатуры технологий антикоррозионной защиты, подобный подход перестал гарантировать принятие рациональных решений. На смену интуитивному подходу стали приходиться современные финансовые, математические и научные инструменты оценки эффективности и рациональности тех или иных решений в сфере защиты магистральных нефтепроводов от коррозии.

Целью настоящей исследовательской работы выступает анализ подходов к оценке эффективности защиты от коррозии магистральных нефтепроводов.

Для достижения поставленной цели, в ходе проведения исследования был выполнен обзор и анализ основных методов экономической и технической оценки эффективности реализации мероприятий по антикоррозионной защите магистральных трубопроводов.

Так, в ключе оценки экономической эффективности реализации инвестиций, направленных на обеспечение антикоррозионной защиты магистральных нефтепроводов, на практике наибольшее распространение получил метод оценки чистой дисконтированной стоимости проекта инвестиций с рассмотрением нескольких альтернативных вариантов инвестиционных проектов. В основе данного метода лежит поинтервальная оценка соотношения доходной и расходной частей инвестиционного проекта с учетом дисконтирования, т. е. изменения ценности денежных потоков во времени, учитываемого при помощи специального степенного показателя – ставки дисконтирования, отражающей поинтервальное снижение ценности денежных потоков во времени в зависимости от величины суммы ожидаемых рисков. Такая ставка дисконтирования позволяет учитывать широкий спектр факторов, определяющих итоговую доходность и срок окупаемости инвестиций – от принятого базового уровня доходности, до уровня инфляции и уровня кредитных ставок, необходимых, для оценки эффективности инвестиций, частично или полностью реализуемых за счет заемных средств. К основным преимуществам данного подхода можно отнести не только возможность определения срока окупаемости изначальных инвестиций и оценки будущей доходности инвестиционных проектов, но и также применимость результатов для выбора наиболее эффективных решений на основании сравнительного анализа, что позволяет с высокой долей достоверности найти наиболее рациональное решение, с учетом конкретных условий реализации инвестиций [1, 2].

Однако, данный метод служит лишь для оценки экономической оценки эффективности реализации тех или иных инвестиций на мероприятия по защите магистральных нефтепроводов от коррозионного разрушения и, для получения наиболее достоверной картины об эффективности тех или иных альтернативных вариантов, требует определения технических

показателей, прямо или косвенно характеризующих степень снижения интенсивности коррозионного разрушения от применения тех или иных технических решений. На практике, наиболее достоверную картину интенсивности протекания коррозионных процессов, позволяют получить эмпирические методы исследования, представленные [3-5]:

- физико-химическим анализом коррозионных свойств среды;
- методом линейной поляризации;
- весовым методом;
- методом оценки изменения электрического сопротивления.

В основе метода физико-химического анализа коррозионных свойств среды лежит выявление и оценка специфических свойств среды, способствующих возникновению и интенсификации коррозионных процессов при её взаимодействии с незащищенными металлическими поверхностями магистрального нефтепровода, а также иного технологического оборудования. Несмотря на то, что данный метод не позволяет напрямую оценить интенсивность протекания коррозионных процессов, однако, полученные в результате физико-химического анализа результаты представляют собой ценную информацию, позволяющую на ранних этапах разработки мероприятий антикоррозионной защиты спрогнозировать эффективность и целесообразность применения тех или иных средств и методов защиты от коррозии [3].

Метод исследования коррозионных процессов линейной поляризацией базируется на исследовании коррозионных процессов, протекающих в металле нефтепроводных труб посредством использования специальных датчиков и приборов, служащих для подачи и регистрации токового сигнала, из значения которого, в соответствии с законом Штерна-Гири, может быть определен ток коррозии, косвенно характеризующий интенсивность протекания коррозионных процессов. Несмотря на то, что данный метод обладает достаточно высокой чувствительностью в отношении достаточно протяженных или массивных металлических объектов, его информативность недостаточна в ключе оценки эффективности реализации тех или иных антикоррозионных мероприятий, так как например, интенсивная локальная коррозия, спровоцированная нарушением изоляционного слоя трубы, может дать ложные сведения об общей интенсивности развития коррозии в пределах достаточно значительного по протяженности участка трубопровода [3].

Метод весовой оценки представляет собой достаточно простой и информативный метод оценки интенсивности протекания коррозионных процессов, в основе которого лежит оценка изменения веса контрольных образцов металла, схожего по своим свойствам и составу с металлом реального трубопровода, после их выдержки в агрессивной среде, свойства которой соответствуют или схожи с агрессивной средой, взаимодействующей со стенками трубопровода в реальных условиях. Данный метод обладает достаточно широким диапазоном применения, в ключе оценки эффективности различных средств ингибирования коррозионных процессов,

а также позволяет получить прямые характеристики динамики протекания коррозионных процессов. Вместе с тем, данный метод может быть применим как в лабораторных условиях, так и в условиях реального производства. В качестве недостатка метода можно выделить относительно высокую трудоемкость, обусловленную необходимостью осуществления выдержки образцов в пределах достаточно продолжительного временного периода с целью получения максимально достоверных результатов [3].

В основе метода оценки изменения сопротивления, по аналогии с весовым методом, лежит исследование динамики протекания коррозионных процессов с использованием контрольных образцов, выдерживаемых в специфических условиях коррозионной среды. В отличие от весового метода, данный метод базируется на известных закономерностях изменения сопротивления проводящих тел вследствие изменения геометрических характеристик проводящего тока сечения. В целом, данный метод обладает достаточно высокой информативностью, простотой реализации и трудоемкостью, сопоставимой с методом весового анализа. Вместе с тем, данный метод обладает более высокой чувствительностью к протеканию локальных процессов коррозии, которая, при значительном локальном изменении площади поперечного сечения испытываемых контрольных образцов, может способствовать получению искаженных данных, что негативно отражается на их достоверности [3].

В ключе оценки эффективности реализации тех или иных антикоррозионных мероприятий не стоит принижать значимость метода системного анализа. Данный метод, при наличии достаточной научной базы и накопленного опыта применения тех или иных средств антикоррозионной защиты, с достаточной степенью достоверности позволяет оценить потенциальную эффективность реализации мероприятий антикоррозионной защиты. Вместе с тем, данный метод обладает достаточно малой трудо- и материалоемкостью, что делает его применение одним из наиболее целесообразных в ключе формирования и принятия соответствующих управленческих решений. Обобщая вышесказанное, можно сказать, что в ключе оценки эффективности антикоррозионной защиты магистральных нефтепроводов, для формирования соответствующих управленческих решений по реализации инвестиций, наиболее рациональным представляется комплексный подход, базирующийся на сравнительной оценке нескольких альтернативных вариантов мероприятий по показателям технической и экономической эффективности, а также с учетом результатов системного анализа накопленного практического опыта и научных данных, характеризующих эффективность применения тех или иных средств.

Библиографический список

1. Хакимов Р. М. Определение экономической эффективности от внедрения многофункционального антикоррозионного покрытия / Р. М. Хакимов, Б. Д. Ибрагимов, Д. Ал. Айрапетов. – Текст : непосредственный // Проблемы Науки. – 2022. – № 6 (175). – С. 12-15.

2. Богомолов Б. Б. Технико-экономический анализ технологии нанесения антикоррозионного покрытия / Б. Б. Богомолов, О. Е. Рыбина. – Текст : непосредственный // Sciences of Europe. 2019. – № 41-1 (41). – С. 25-29.

3. Локальная СО₂-коррозия нефтепромыслового оборудования / В. Э. Ткачева, А. В. Бриков, Д. А. Лунин, А. Н. Маркин. – Уфа : БашНИПИнефть, 2021. – 168 с. – Текст : непосредственный.

4. Дремичева Е. С. Изучение коррозионных процессов нефтяного оборудования / Е. С. Дремичева, Э. Р. Зверева. – Текст : непосредственный // Известия вузов. Проблемы энергетики. – 2018. – № 1-2. – С. 78-94.

5. Медведев М. С. Современные способы защиты металла от коррозии / М. С. Медведев. – Текст : непосредственный // Эпоха науки. – 2019. – № 20. – С. 176-179.

Научный руководитель – Рябков А. В., канд. тех. наук, доцент.

Корецкий П. Э.

Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОДБОРА НАЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ К СКВАЖИНАМ ЧРФ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ АО «ТОМСКНЕФТЬ» ВНК

Введение. Аварийные работы по устранению не герметичности, становятся причиной остановок скважин. Основываясь на фактических данных по отказам наземной инфраструктуры, повлекшие за собой не только экономические потери предприятия в следствии остановок добывающих скважин, но и ущерб, приносимый экологии, можно сделать вывод об актуальности рассматриваемые проблемы.

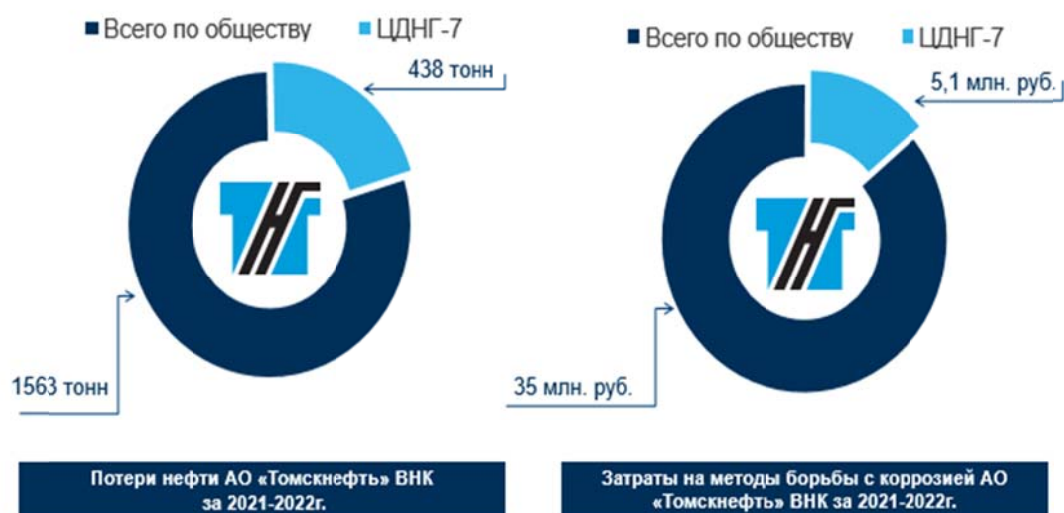


Рисунок 1. Потери нефти и затраты на борьбу с коррозией АО «Томскнефть» ВНК за 2021-2022 г

Из данных приведённых на рисунке 1. можно сделать вывод о недостаточной эффективности применяемых методов защиты от коррозии, при огромных капитальных затратах на борьбу с коррозией, мы имеем неудовлетворительно большие потери нефти (тонн) в результате вынужденных остановок скважин для устранения порывов и свищей.

Для того, чтобы показать проблему в рамках одной скважины рассмотрим среднестатистическую скважину ЦДНГ-7 № 888 Первомайского м-я, со следующими технологическими параметрами:

В скважину спущена НКТ с покрытием, вследствие чего ингибирование не производится. При этом Фонтанная арматура и Выкидная линия не имеют какой-либо защиты от коррозии. В период с 01.01.2022 по 01.08.2022 На скважине было произведено 12 РНО, по причине разгерметизации узлов обвязки фонтанной арматуры. На аварийные работы было потрачено в общей сложности 36 часов, что привело к потере 6 тонн нефти, без учета истечения нефти из очага разгерметизации до остановки скважины на проведение аварийных работ. Рассмотрим статистику отказов наземной инфраструктуры, за период, пока скважины обрабатывалась ингибитором от коррозии, ранее было спущено следующее оборудование:

НКТ N-80 СинТз

ВЛ-13ХФА (Двухслойное полиэтиленовое покрытие)

И проводилось ингибирование от коррозии. За период с 02.07 2021 по 21.11.2021 Остановки по РНО отсутствовали, что свидетельствует об эффективности ингибитора коррозии для защиты Обвязки фонтанной арматуры, а так-же выкидной линии до АГЗУ.

Отсюда следует, что для оптимальной защиты скважины от влияния коррозии спуска НКТ с покрытием недостаточно. Так как отсутствует защита от коррозии обвязки ФА и ВЛ.

Если говорить о количестве остановок скважин по РНО на скважинах КФ-1 в масштабах общества, мы увидим, что за 2021 год произошло около ДЕВЯТИСОТ остановок скважин для проведения аварийных работ по замене дефектных участков врезками катушками, использованием точечной сварки и другими ремонтными работами. 130 из которых произошли на скважинах с дебитом нефти более 10 тонн. Большинство РНО пришлось на скважины с тоннажем до 3 тонн в сутки, это связано прежде всего с количественным преимуществом малодебитных скважин.

Проведя анализ по статистике отказов на узлах ФА, мы видим, что подавляющее количество утечек, (более 50 % случаев) случается именно на обвязке ФА. Разбравшись в причинах, почему же количество свищей преобладает на обвязке ФА, мы пришли к выводу, что это связано не только с конструкцией трубы, наличием изгибов и местными сопротивлениями.

Одну из главных ролей играет марка стали, из которой выполнена обвязка ФА. Также марка стали, используемая при проведении ремонтных работ. Так как на данный момент на складах ЦЭРТ преобладает труба марки стали 09Г2С (с покрытием). (Активная закупка которой продолжается с 2018 года) преимущественное количество Обвязок и выкидных линий на скважинах АО «Томскнефть» ВНК выполнено из стали с маркой 13ХФА, довольно часто, во избежание ожидания необходимой марки стали, ремонт производится из разных типов стали, что приводит к повышенному риску повторного возникновения не герметичности на участке сварных соединений.

По статистике наибольшее количество утечек происходит в обвязке ФА, что связано с местными сопротивлениями в местах изгиба трубы.

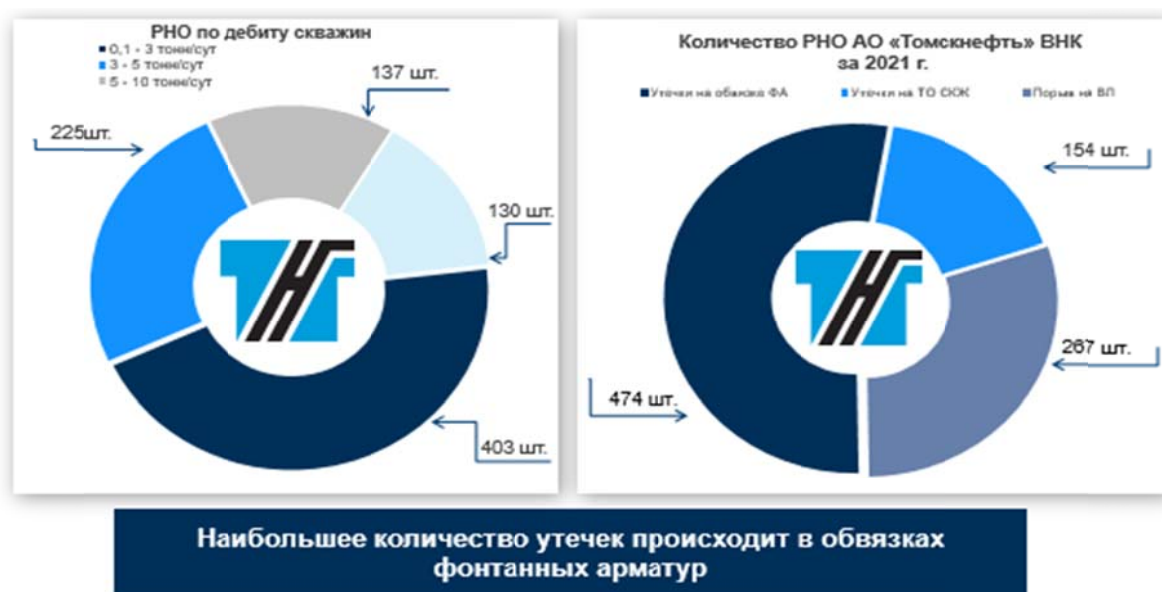


Рисунок 2. Статистика по РНО в АО «Томскнефть» ВНК

На рисунке 3 представлена типовая схема УДХМ-установки дозирования химического реагента механического типа, разработанная нами для проведения постоянного ингибирования от коррозии. Как показала практика максимальной защиты выкидных линий и обвязки фонтанных арматур можно достичь комбинируя методы защиты от коррозии, которые включают в себя постоянную обработку от коррозии. Преимущество данной установки над всеми существующими методами в том, что работы по ингибированию производятся непосредственно персоналом предприятия, а не подрядчиком, тем самым существенно сокращая затраты на работу подрядных организаций, занимающихся выездной обработкой и контролем проведения ингибирования на своей технике.

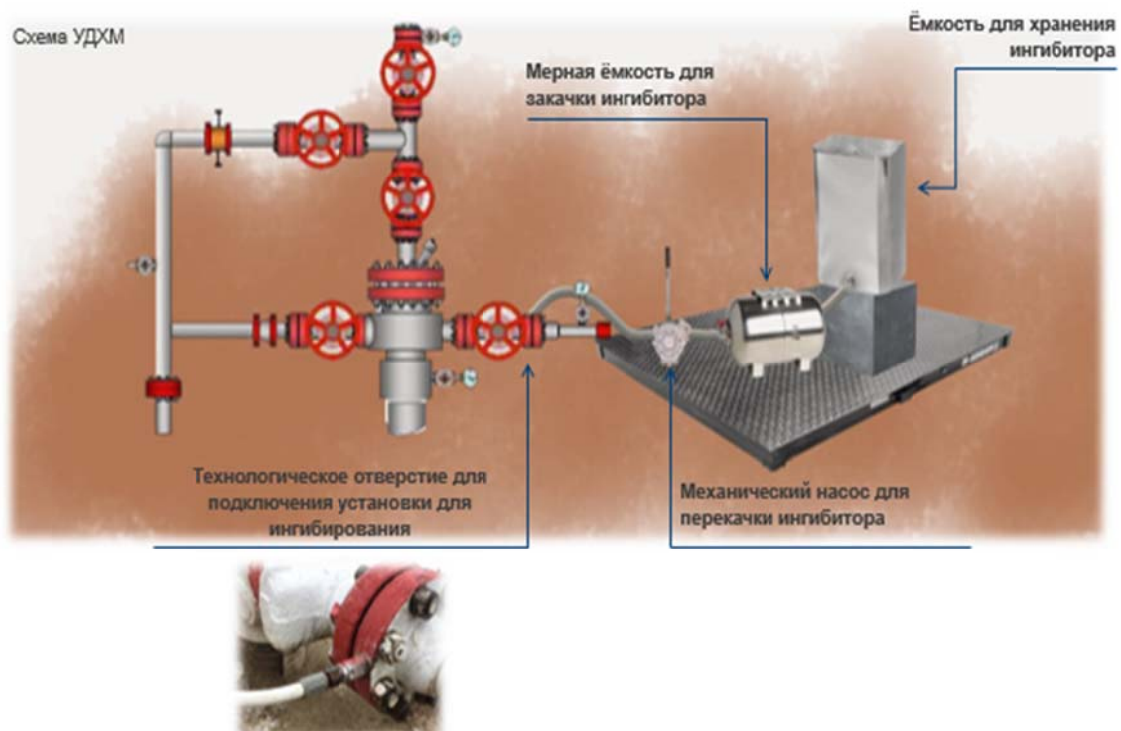


Рисунок 3. Модель схемы установки УДХМ

Вывод: Таким образом, разработанная установка, основанная на объеме данных, позволит одновременно уменьшить внутрисуточные потери нефти за счёт уменьшения остановок скважин.

Библиографический список

1. Лысенко В. Д. Разработка малопродуктивных нефтяных месторождений : учебное пособие / В. Д. Лысенко, В. И. Грайфер. – Москва : Недра, 2010. – 565 с. – Текст : непосредственный.
2. Яртиева А. Ф. Экономическая оценка проектных решений при разработке нефтяных месторождений для поздней стадии эксплуатации : учебное пособие / А. Ф. Яртиева. – Москва : ВНИИОЭНГ, 2011. – 158 с. – Текст : непосредственный.
3. Артемьев В. Н. Инженерные расчеты при разработке нефтяных месторождений. Скважина – промысловый сбор – ППД : справочник / В. Н. Артемьев, Г. З. Ибрагимов, А. И. Иванов. – Москва : Нефтегазтехнология АЛ, 2011. – 416 с. – Текст : непосредственный.
4. Желтов Ю. П. Разработка нефтяных месторождений : учебник / Ю. П. Желтов. – Москва : Недра, 2013. – 365 с. – Текст : непосредственный.
5. Программный комплекс подбора скважинных насосных установок для добычи нефти «Автотехнолог» и его развития / В. Н. Ивановский, А. А. Сабиров. – Текст : непосредственный // Научно-технический вестник НК «ЮКОС». – 2003. – № 6. – С. 26-32.

Научный руководитель – Савельева Наталья Николаевна, кандидат пед. наук, доцент.

МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ПРОМЫСЛОВЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ

Безопасность и надежность промысловых нефтегазопроводов является важным аспектом эффективного функционирования объектов добычи углеводород. Промысловые трубопроводы выполняют важную роль в функционировании месторождений, обеспечивая бесперебойную транспортировку нефти, газа, газового конденсата, воды.

Промысловые трубопроводы транспортируют углеводороды, которые ещё не прошли никаких технологических обработок, либо они минимальны, в таком состоянии транспортируемый продукт является агрессивным в высшей степени. Данный факт указывает на то, что промысловые трубопроводы значительно подвержены коррозионным влияниям, но не только со стороны транспортируемого продукта, но и со стороны внешних воздействий.

Согласно [1] почти половина отказов от коррозионных воздействий проявляется на насосно-компрессорных трубах, основной причиной чего является снижение герметичности под коррозионным воздействием. Отказы промысловых трубопроводов от внутренней коррозии составляют около 70 %. Для того, чтобы повысить безопасность промысловых трубопроводов необходимо повысить надежность самих труб. Данный аспект является комплексным. Повысить надежность и безопасность можно ещё на этапе проектирования за счет обоснованного выбора материала труб, которые лучше всего удовлетворят требования условий эксплуатации. Сюда же можно отнести своевременный мониторинг трубопроводов, который позволит контролировать и прогнозировать скорость развития коррозии. Мониторинг также позволит определить остаточный ресурс труб и целесообразность применения тех или иных антикоррозионных мероприятий.

Газированная нефть или газовый конденсат транспортируемый по промысловым трубопроводам, способствует образованию не только коррозионных отложений, но и образованию гидродинамических пробок. Данному процессу подвержены V-образные участки трубопроводов, чаще всего это подводные переходы естественные и искусственные препятствия, а также компенсационные участки, к ним относят П-образные компенсаторы.

Образование гидродинамических пробок значительно снижает внутреннее сечение трубы и повышает нагрузку на стенку трубопровода и вероятность образования гидроудара. Все это отрицательно сказывается на безопасной эксплуатации трубопровода. В некоторых случаях гидроудар достигает такой силы, что трубопровод, расположенный на опорах, может сойти с них, как изображено на рисунке 1, что в свою очередь может при-

вести к временной остановке производства в лучшем случае, а в худшем к аварийной ситуации [2].



Рисунок 1. Сход промышленного трубопровода с опорных поверхностей

Для обеспечения безопасности образование гидратообразований необходимо свести к минимуму, для этого возможно применить трубные газовые расширители, на практике данные меры способствуют улавливанию и рассеиванию жидкостных гидратных пробок. Данное техническое устройство представляет собой горизонтальный цилиндрический сосуд, оснащенный специальными внутренними устройствами. Применение трубных газовых расширителей реализуется на этапе проектирования с учетом расчета возможного пробкового режима течения. Для исключения проблем на этапе эксплуатации, которые в свою очередь могут повлечь понижение надежности и остаточного ресурса трубопровода.

Как было упомянуто выше, повышения безопасности можно достичь за счет применения методов неразрушающего контроля. Внутритрубная диагностика имеет ряд достоинств, первое и самое важное, это диагностика без остановки технологического процесса. Пуск и прием снаряда осуществляется в любых условиях, диагностируется вся протяженность промышленного трубопровода, которую проходит снаряд. На данный момент более перспективным методом диагностики является метод электромагнитно-

акустического преобразования. Метод заключается в трансформации электромагнитных волн в упругие акустические. Данный метод диагностики способен выявлять состояние изоляционного покрытия. При этом по характеру зарегистрированных сигналов можно разделить состояние изоляционного покрытия трубопровода на категории: отслоение без нарушения целостности, нарушение целостности (отсутствие) изоляционного покрытия.

Библиографический список

1. Петров С. С. Коррозионное разрушение металла нефтегазопроводных труб в процессе эксплуатации и при лабораторных испытаниях / С. С. Петров, Р. А. Васин, Ж. В. Князева [и др.] . – Текст : электронный // Нефтегазовое дело. – 2020. – № 4. – URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=43834795&ysclid=lg6ovrmaf6214223564> (дата обращения: 04.04.2023).

2. Баюшева Ж. В. Влияние пробкового режима течения на механическое поведение трубопровода в зоне П-образного компенсатора / Ж. В. Баюшева, А. А. Ковров, М. А. Федотенко. – Текст : электронный // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 14. – URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=37248340&ysclid=lg6rwxlul0133824343> (дата обращения: 04.04.2023).

3. Чемезов Е. Н. Предупреждение аварийных ситуаций при эксплуатации магистральных трубопроводов на примере ОАО «Сахатранснефтегаз» / Е. Н. Чемезов, А. Н. Степанова – Текст : электронный // ГИАБ. – 2015. – № 12. – URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?ysclid=lg7vj1wi8g489521141&id=25000114> (дата обращения: 04.04.2023).

Научный руководитель: Коркишко А С., кандидат техн. наук, Тюменский индустриальный университет.

Курасов Д. А.^{1,2}, Ботникова Е. Д.³, Лосева А. В.³, Емельянова Е. И.³

¹Тюменский государственный университет, г. Тюмень

²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

³Курганский государственный университет, г. Курган

К ВОПРОСУ КЛАССИФИКАЦИИ НАСОСОВ ДЛЯ ПЕРЕКАЧКИ ВЯЗКИХ СРЕД

Вещества в жидком состоянии условно можно разделить на две большие группы: ньютоновские (обладающие высокой подвижностью) и неньютоновские (характеризующиеся наличием касательных напряжений). К первым относятся жидкости с которыми мы часто сталкиваемся в повседневной жизни (например, вода, нефтепродукты парафина, растительные масла, ацетон и т. д.). Неньютоновские жидкости делятся на: вязкие жидкости (вязкопластичные); псевдопластичные (нереостабильные); дилатантные (вязкоупругие).

Для перекачки и перемещения на расстояния вязких сред, в том числе через трубопроводные системы, применяют насосные системы, отличающиеся от стандартных. Они характеризуются разной конфигурацией схем, разнообразием конструктивных решений, в том числе с учетом физико-механических свойств перекачиваемых под давлением вязких сред.

В трубопроводных и насосных системах вязкая среда – это материальное тело, как правило, перемещаемое из одной емкости в виде резервуара в другую емкость с возможным одновременным выполнением конкретных технологических задач.

Насосы являются ключевым элементом транспортировки вязких сред независимо от той сферы, где они используются. Рабочий процесс в основном построен на вращении элементов конструкции, которые обеспечивают подшипники [1-3] насоса. При этом важным требованием является надежность и эффективность насосов и подшипников.

Подбор конкретной разновидности насоса производится в соответствии с типом решаемой по определенным рабочим параметрам: расходу, давлению, температуре и другим возможным параметрам.

Дополнительными параметрами являются прочность и надежность насоса, его эффективность, цена и простота обслуживания. Правильный выбор насоса в целом предопределяет эффективность и безопасность транспортировки вязких сред для разных сфер промышленности.

Для перемещения вязких сред (например, жидкостей), используют в основном насосы, делящиеся два больших класса: динамические и объемные. Объемные насосы, как правило перекачивают вязкую среду за счет изменения объема рабочей камеры. В насосах динамического действия вязкая среда перемещается под силовым воздействием в камере.

Более подробная классификация [4-5] по видам насосов представлена на рис. 1.

Насосы для перекачки вязких сред			
<i>Динамические</i>		<i>Объемные</i>	
Лопастные		Поршневые	Роторные
Центробежные	Осевые	Плунжерные	Шестеренные
		Диафрагменные	Пластинчатые
		Перистальтические	Винтовые
		Импеллерные	Мембранные

Рисунок 1. Классификация насосов для перекачки вязких сред

Распространенными для перекачивания и транспортировки вязких сред в промышленных технических системах являются насосы шестеренного вида действия, рабочим органом в которых является шестерня 2 и 4. При вращении шестерни на стороне всасывания насоса создается разрежение, вызывающее перепад давления, приводящий к заполнению межзубного пространства вязкой среды и ее перемещению в зону нагнетания, а затем – в патрубок 5 напорной магистрали (рис. 2).

Помимо перечисленных насосов существует дополнительная не вошедшая в классификацию группа механических устройств, так называемых планетарных роторных гидромашин (ПРГМ) [6], обладающих принципиальными достоинствами, но применяемых на практике достаточно редко в силу разных обстоятельств. В перспективе при более глубоком исследовании, в том числе технологических вопросов, ПРГМ могут быть успешно использованы для перекачки и транспортировки вязких сред.

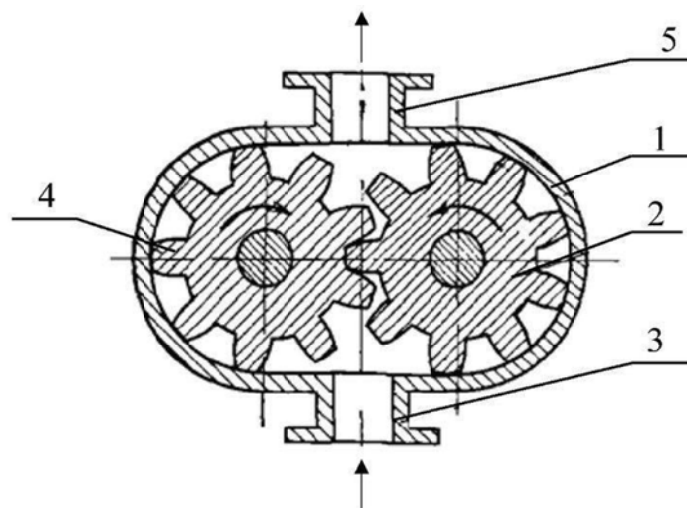


Рисунок 2. Шестеренный насос:

1 – корпус; 2,4 – шестерни; 3 – всасывающий патрубок; 5 – нагнетательный патрубок

По результатам проведенного анализа, можно сказать, что актуальной является задача исследования насосов для транспортировки вязких сред. Промышленное использование подобных насосов требует определения их основных рабочих характеристик, а также разработки методик расчетов и проектирования.

Библиографический список

1. Пат. 63476 Российская Федерация, МПК F16C 27/00. Эксцентриковый подшипник качения : № 2006145094/22 : заявл. 18.12.2006 : опубл. 27.05.2007 / Волков Г. Ю., Курасов Д. А.; патентообладатель Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Курганский государственный университет» (КГУ). – Текст : непосредственный.

2. Пат. 2331000 Российская Федерация, МПК F16C 19/22. Бессепараторный роликовый подшипник качения : № 2006145161/11 : заявл. 18.12.2006 : опубл. 10.08.2008 / Волков Г. Ю., Курасов Д. А.; патентообладатель Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Курганский государственный университет» (КГУ). – Текст : непосредственный.

3. Пат. 2331000 Российская Федерация, МПК F16C 19/22. Бессепараторный роликовый подшипник качения : № 2006145161/11 : заявл. 18.12.2006 : опубл. 10.08.2008 / Волков Г. Ю., Курасов Д. А.; патентообладатель Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Курганский государственный университет» (КГУ). – Текст : непосредственный.

4. Башта Т. М. Объемные насосы и гидравлические двигатели гидросистем / Т. М. Башта. – Москва : Машиностроение, 1974. – 606 с. – Текст : непосредственный.

5. Башта Т. М. Гидравлика, гидромашины и гидроприводы / Т. М. Башта, С. С. Руднев, Б. Б. Некрасов. – Москва : Машиностроение, 1982. – 423 с. – Текст : непосредственный.

6. Волков Г. Ю. Планетарно-роторная гидромашина / Г. Ю. Волков, Д. А. Курасов. – Текст : непосредственный // Зауральский научный вестник. – 2014. – № 2(6). – С. 135-136.

Курасов О. А.¹

¹ Национальный исследовательский

Томский политехнический университет, г. Томск

РОЛЬ МЕЖДУНАРОДНЫХ СТАНДАРТОВ И СЕРТИФИКАЦИИ В ПРОЦЕССЕ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ И ГАЗА

Стандарты и сертификация являются ключевыми инструментами, необходимыми для обеспечения безопасности и надежности процесса транспортировки нефти и газа. Стандарты устанавливают минимальные требования к качеству и безопасности продуктов, систем и услуг. Они определяют, какие материалы и технологии могут использоваться при транспортировке углеводородов, а также как они должны быть упакованы и маркированы [1].

Сертификация – это процесс подтверждения соответствия продукта, процесса или системы стандартам. Сертификационные организации проверяют продукты, процессы и системы на соответствие стандартам и выдают сертификаты, подтверждающие их соответствие. Сертификация помогает обеспечить более высокий уровень безопасности и надежности процесса транспортировки углеводородов путем сокращения возможности ошибок и несоответствий.

Одним из наиболее важных стандартов в транспортировке нефти и газа является API (American Petroleum Institute). API разработало целый ряд стандартов, которые касаются различных аспектов транспортировки нефти и газа, включая требования к конструкции трубопроводов, методы контроля за состоянием трубопроводов, требования к оборудованию, ис-

пользуемому при перекачке углеводородов, и многое другое. Некоторые из них включают следующие:

1. Стандарт API 5L – устанавливает требования к трубам, используемым для транспортировки нефти и газа. Он включает в себя требования к химическому составу, механическим свойствам и геометрическим параметрам труб.

2. Руководство API RP 1110 – содержит рекомендации по безопасности при транспортировке нефти и газа через трубопроводы.

3. Стандарт API RP 1102 – устанавливает требования к конструкции и тестированию трубопроводов для транспортировки нефти и газа.

4. Стандарт API RP 1173 – определяет требования к системам управления безопасностью при транспортировке нефти и газа.

Кроме API, существуют также другие стандарты, которые широко используются в транспортировке нефти и газа. Например, ISO (International Organization for Standardization) разработало стандарты для контроля за качеством нефти и газа, а также для определения оптимальных условий транспортировки.

Одним из самых важных стандартов здесь является стандарт ISO 9001:2015. Этот стандарт устанавливает требования к системам менеджмента качества (СМК) и гарантирует, что организация, использующая его, имеет систему управления качеством, которая способна обеспечить постоянное улучшение и соответствует международным стандартам.

ISO/TS 29001:2010 – спецификация является дополнением к стандарту ISO 9001 и определяет дополнительные требования к системе менеджмента качества для организаций, поставляющих продукты и услуги в нефтегазовой отрасли, включая транспортировку нефти и газа.

ISO 10432:2004 стандарт определяет термины, определения и стандартные условия для оборудования, используемого в скважинах для добычи и транспортировки нефти и газа.

Большинство известных несчастных случаев на месторождениях углеводородов связаны с нарушением безопасности. Потому стандарты и сертификация играют важную роль в предотвращении возможных аварий при транспортировке нефти и газа. Они помогают сократить количество перевозимых веществ, которые попадают в окружающую среду, повышают защиту здоровья людей, работающих на месторождениях, и сокращают финансовые потери, связанные с прерыванием производства и ликвидацией последствий аварий [2].

В целом, стандарты и сертификация играют важную роль в обеспечении безопасности и надежности процесса транспортировки углеводородов. Хорошо разработанные стандарты и программы сертификации помогают уменьшить возможность ошибок и несоответствий, повышают защиту окружающей среды и здоровья работников, а также сокращают финансовые риски. Без тщательного контроля и регулирования, транспортировка

нефти и газа может стать опасным процессом с серьезными последствиями для окружающей среды и человеческого здоровья.

Библиографический список

1. Курасов О. А. Научные основы риск-ориентированного подхода к обеспечению промышленной безопасности оборудования магистральных газопроводов / О. А. Курасов. – Текст : непосредственный // Арктика: современные подходы к производственной и экологической безопасности в нефтегазовом секторе : Материалы Международной научно-практической конференции, Тюмень, 28 ноября 2022 года. Том I. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2023. – С. 132-135.

2. Курасов О. А. Формирование требований к промышленной безопасности опасных производственных объектов на основе анализа опасных процессов в природно-техногенной сфере / О. А. Курасов. – Текст : непосредственный // Актуальные проблемы научного знания. Новые технологии ТЭК-2022 : Материалы VI Международной научно-практической конференции, Тюмень, 22 апреля 2022 года / Отв. редактор С. Н. Нагаева. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2022. – С. 295-299.

Научный руководитель – Бурков П. В., доктор тех. наук, профессор.

Мамаева Н. Л.^{1, 2}, Петров С. А.¹

¹*Тюменский научный центр СО РАН, г. Тюмень*

²*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

КРУГОВОРОТ АЗОТА В КОМПОНЕНТАХ СЕВЕРНЫХ ЭКОСИСТЕМ

На сегодняшний день северные районы – крупные нефтегазодобывающие комплексы, роль и масштабы которых невозможно переоценить. Известно, что воздействие нефтегазовых объектов негативно влияет на атмосферный воздух, водные объекты и почву [1, 2]. Источниками загрязнений атмосферного воздуха являются залповые выбросы при нефте- и газопрооявлениях, термическое обезвреживание буровых шламов, дизельные приводы, котельные установки, сжигание газа на факеле, испарение углеводородов при аварийных разливах нефтепродуктов и др. Так, с продуктами сгорания бензина и дизельного топлива ежегодно выбрасывается – оксида углерода – 300 млн.т, оксидов серы 80 млн.т, оксидов азота – 50 млн.т, а при использовании в ДВС 1 тонны моторного топлива в атмосферный воздух поступает до 90 кг вредных выбросов. При нормальной работе дизеля за сутки больше всего выбрасывается – оксидов азота – 1,3 т, угарного газа – 1,1 т, диоксида серы – 0,1 т, сажи и углеводородов – 18 и 16 кг, соответственно. На 1 тонну перерабатываемой нефти из печей выбрасывается около 600 м³ дымового газа [3]. Известно, что выбросы углекислого газа, метана и закиси азота могут стать причиной появления парнико-

вого эффекта. При бурении скважин загрязнителями как поверхностных, так и подземных водных объектов, а также почвенного покрова являются буровые растворы, пластовые воды, которые могут содержать в 1 м³ до 300 кг солей. Максимальный объем отходов при бурении составляют буровые сточные воды, экологическая утилизация которых заключается в их повторном использовании.

Итак, нефть и нефтепродукты – комплексные загрязнители, которые отрицательно влияют не только на живые организмы, но и нарушают обмен энергией, влаго- и газообмен между атмосферой и гидросферой. В связи с вышеизложенным, антропогенная деятельность может нарушать круговорот азотсодержащих соединений в северных экосистемах. Актуальность данного исследования усиливается тем, что циркуляция азотсодержащих соединений в различных биотопах с низкой самоочищающей способностью в Ханты-Мансийском округе – Югре (ХМАО-Югра) изучена недостаточно.

Целью работы явилась оценка накопления соединений азота в различных компонентах северных экосистем ХМАО-Югры.

Материалы и методы. Экологические данные по ХМАО-Югре за 2016-2020 гг. получены согласно официальных Докладов об экологической ситуации в Ханты-Мансийском округе – Югре [4]. Данные по климату в районах г. Ханты-Мансийск, г. Сургут, г. Нижневартовск с 2016 по 2020 гг. получены с использованием программы Earth: глобальная карта ветров, погодных условий и морских течений [5]. Температура воздуха и относительная влажность на протяжении пяти лет регистрировались 15-го числа каждого месяца в 14.00. Численные значения подвергали статистической обработке с помощью программного обеспечения «IBM SPSS Statistics 21» и программы Excel с построением линии тренда и нахождением величины достоверности аппроксимации (R^2).

Полученные результаты. Известно, что запас азота в атмосфере огромен (78 % от ее объема), в результате антропогенной деятельности выбросы оксидов азота в атмосферный воздух составили $118,4 \pm 4,67$ тыс.т. в год. Накопленные в атмосфере азотсодержащие соединения, реагируя с парами воды, выпадают в виде осадков на поверхность земли и попадают в водные объекты, в основном, в виде аммонийных соединений, содержание которых в поверхностных водах составило $0,63 \pm 0,03$ мг/дм³ и нитратов – $0,65 \pm 0,03$ мг/дм³. Техногенное загрязнение усиливается и сбросом сточных вод в водные объекты, содержащим азот аммонийный – $347,17 \pm 101,92$ т, нитрат-анион – $5\,772,73 \pm 247,13$ т и нитрит-анион – $80,19 \pm 45,48$ т. Нитраты и нитриты хорошо растворимы в воде и могут мигрировать в подземные воды и растения. Однако растения могут поглощать азот только в связанной форме (в виде NH_4^+ или NO_3^-). В почвах северных экосистем наблюдается малочисленное количество нитрофицирующих бактерий и почти отсутствуют азотобакте-

рии, которые связывают свободный азот из атмосферы и переводят его в доступные растениям формы. Выявлено, что в пробах почвы обм. аммоний составляет $9,24 \pm 1,16$ мг/кг (ПДК – отсутствует), нитраты – $3,45 \pm 0,95$ мг/кг, что намного меньше ПДК в почве (ПДКп = 130 мг/кг, ЛПВ – водно-миграционный). Низкая биологическая активность микроорганизмов (в том числе и малое количество микроорганизмов – активизаторов растений) северных экосистем в том, что они развиваются в условиях низких температур, высокой степени увлажненности и недостатка питательных веществ. Что касается водной микрофлоры, то ее развитие также замедленно, так как ограничено рамками непродолжительного теплого периода и прекращается на 7-9 месяцев в холодный период года [6]. Поэтому зимой азотсодержащие соединения в основном накапливаются в снежном покрове в виде аммонийных соединений ($0,26 \pm 0,02$ мг/дм³) и нитратов ($1,02 \pm 0,04$ мг/дм³). С наступлением лета, содержание аммонийных соединений и нитратов накапливается вновь в почве и в водных объектах.

Кроме антропогенной деятельности, которая существенно влияет на устойчивость круговорота азота, рассмотрим и развитие естественных процессов, связанных с рассматриваемым циклом. В растениях азот закрепляется в органическом веществе и передается по цепям питания. После отмирания живых организмов, редуценты минерализуют органические вещества и превращают их в аммонийные соединения, нитраты, нитриты, а также в свободный азот, который возвращается в атмосферу [7]. Поэтому микроорганизмы играют большую роль во взаимосвязях между воздухом, почвой и растительностью, а следовательно, в их развитии и круговороте веществ и энергии.

При проведении корреляционного анализа достоверности различий между климатическими факторами и содержанием соединений азота в различных компонентах северных экосистем ХМАО-Югры за 2016-2020 гг. не обнаружено. При этом за 2016-2020 гг. происходит постепенное увеличение обм. аммония в почве ($y = 1,495x + 4,759$; $R^2 = 0,8299$), что может говорить о замедленном процессе нитрификации (перехода азота из аммонийной формы в нитрат) в подкисленных и щелочных почвах и способствовать накоплению аммония в почве [8]. Также наблюдается увеличение нитратов в поверхностных водах ($y = 0,034x + 0,544$; $R^2 = 0,8811$), а также уменьшение аммония в пробах снежного покрова ($y = -0,024x + 0,332$; $R^2 = 0,929$) и нитрат-анионов в сбросах сточных вод ($y = -321319x + 7E+06$; $R^2 = 0,8453$).

Таким образом, активное развитие нефтегазового комплекса в течение рассматриваемого периода времени сопровождается накоплением азотсодержащих соединений в биотопах ХМАО-Югры (в почве и поверхностных водах) и снижением азотсодержащих соединений в сбросах сточных вод и пробах снежного покрова.

Библиографический список

1. Мамаева Н. Л. Экологические проблемы Арктической зоны Российской Федерации / Н. Л. Мамаева, С. А. Петров. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. – № 5. – С. 148-152.
2. Petrov S. The impact of technogenesis and economic activities of the indigenous peoples of the North Russia on the environmental status of the Yamal region / S. Petrov, N. Mamaeva and M. Narushko. – Текст : электронный // E3S Web of Conferences. – 2019. – Vol. 91, 06012 <https://doi.org/10.1051/e3sconf/20199106012> (дата обращения: 30.03.2023).
3. Тетельмин В. В. Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе : учебное пособие / В. В. Тетельмин, В. А. Язев. – 2 изд. – Долгопрудный : Издательский дом «Интеллект», 2011. – 352 с. – Текст : непосредственный.
4. Об экологической ситуации в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре в 2020 году : доклад / Служба по контролю и надзору в сфере охраны окружающей среды, объектов животного мира и лесных отношений Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. – Ханты-Мансийск, 2021. – 187 с. – Текст : непосредственный.
5. Earth: глобальная карта ветров, погодных условий и морских течений : [сайт]. – URL: <https://earth.nullschool.net/ru/> (дата обращения: 30.03.2023). – Текст : электронный.
6. Микроорганизмы тундролесья. – URL : <https://www.activestudy.info/mikroorganizmy-tundrolesya> (дата обращения: 30.03.2023). – Текст : электронный.
7. Колесников С. И. Основы экологии для инженеров / С. И. Колесников. – Ростов на Дону : Феникс, 2003. – 352 с. – Текст : непосредственный.
8. Бусыгин В. О. Содержание нитратной и аммонийной форм азота в почвах санатория «Сосновая роща» и обеспеченность ими растений / В. О. Бусыгин, А. А. Бунин, Ю. А. Даниленко. – Текст : электронный // Молодой ученый. – 2019. – № 5 (243). – С. 85-88. – URL: <https://moluch.ru/archive/243/56065/> (дата обращения: 30.03.2023).

Мирошников Д. А., Шипков В. И.

Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

ПРОИЗВОДСТВО МАСЕЛ И ПРИСАДОК С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НЕФТИ КАК ОДИН ИЗ СПОСОБОВ РАЗВИТИЯ РЕГИОНА

Введение: Ханты Мансийский автономный округ – Югра, крупный округ, с огромными запасами различных ресурсов, важнейшим из которых как для округа, так и для всей страны является нефть [1]. Уникальность округа не только в масштабах страны, но и всего мира, демонстрирует тот факт, что половина текущих извлекаемых запасов нефти России находится на территории ХМАО – Югры.

При этом согласно стратегии социально – экономического развития региона, он сохранит лидерские позиции по объёму добычи нефти в экономике страны. Добыча нефти является основной составляющей экономики региона, и это благодаря продаже товарной нефти. Но ведь возможно использовать эту нефть внутри региона, для его дальнейшего развития [2].

На сегодняшний день существует множество различных идей, которые будут активно способствовать развитию нефтедобывающей отрасли. Также, нам представлена уникальная возможность использовать сложившуюся ситуацию и развивать те аспекты, которые ранее не были использованы.

По нашему мнению, развитие региона в первую очередь должно опираться на его сильные стороны, а именно на нефтегазовую отрасль. Мы предлагаем сосредоточиться на развитии новых технологий, не применяющихся ранее.

Развитие новых технологий и соответственно, строительство предприятий должно учитывать тот факт, что запасы углеводородов в регионе с каждым годом сокращаются. В связи с этим необходимо наиболее рационально и эффективно использовать имеющиеся ресурсы.

Интересный факт: из проданной за границу нефти и газа производят различные продукты, такие как: пластик, присадки для масел, резину. И в последующем, нам приходится покупать эти товары. Рассмотрев эти положения трудно не заметить перспективу развития нефтяной отрасли в этом направлении. В нашем регионе имеется большая научная база для производства высококачественных продуктов.

В качестве новой технологии развития авторами предлагается использовать нефтяные запасы для производства новых высококачественных продуктов, способных заместить импортные, не только для продажи другим странам, но и для производства примитивных продуктов.

Мы решили сфокусироваться на развитии производства присадок для масел, и соответственно создания масла соответствующего современным допускам. Производство присадок для масла в условиях санкций, с каждым днем становится все более актуальным. В России производят присадки только для определённых нужд, но не предлагают пакетных решений для массового пользователя.

Актуальность развития такого направления еще и обусловлена тем, что присадки используются практически во всех существующих маслах с целью улучшения его свойств. Функция такого масла: защита деталей от износа и облегчение хода деталей, что впоследствии повышает ресурс того или иного вида оборудования, механизма [3]. Современное масло содержит в себе следующую структуру:

1. Базовое масло, или так называемая "основа". Обычно она составляет 70-75 % от общего объема.

2. Пакет присадок. Он занимает 15-20 % объема. Пакет присадок включает в себя следующие компоненты:

- Детергенты
- Ингибиторы
- Модификаторы трения

- Прочие присадки

3. Модификаторы вязкости. Могут составлять от 5-10 % объема.

4. Депрессорные присадки. Составляют 1 %.

Мы предлагаем идею к рассмотрению, а именно создать такое предприятие, которое будет ориентироваться на пакетном производстве присадок и в последующем – создании масел, соответствующих современным допускам. Подобный завод уже строится в Подмосковье. Но один такой завод не сможет удовлетворить все нужды России в пакетных присадках и готовых маслах, а создание такого завода в ХМАО будет более выгодным за счет наличия в регионе своих запасов нефти.

В последние годы в России происходила тотальная ликвидация производств по выпуску присадок к смазочным маслам. Выработка отечественных присадок сократилась более чем в пять раз. Потребность российских заводов удовлетворяется импортными поставками, которые превышают уже 15 тыс. т в год.

Продолжая говорить про необходимость внутреннего рынка России в присадках для моторных масел, годовой объём производства самих моторных масел в РФ равен примерно 600 тысячам тонн в год, а присадки занимают от 5 % до 35 % объема. Если взять среднее значение 20 %, то потребность рынка РФ равно приблизительно 120 тыс.тонн. Планируемый объём производства завода в Подмосковье ~ до 10 тыс.тонн в год. Газпром нефть к примеру, также планирует к 2024 году увеличить объём производства высокотехнологичных присадок до до 3,4 тыс.тонн. Но этого всего всё ещё не достаточно для полного удовлетворения внутреннего рынка, и строительство новых заводов, достаточно актуальный способ увеличения мощностей производства.

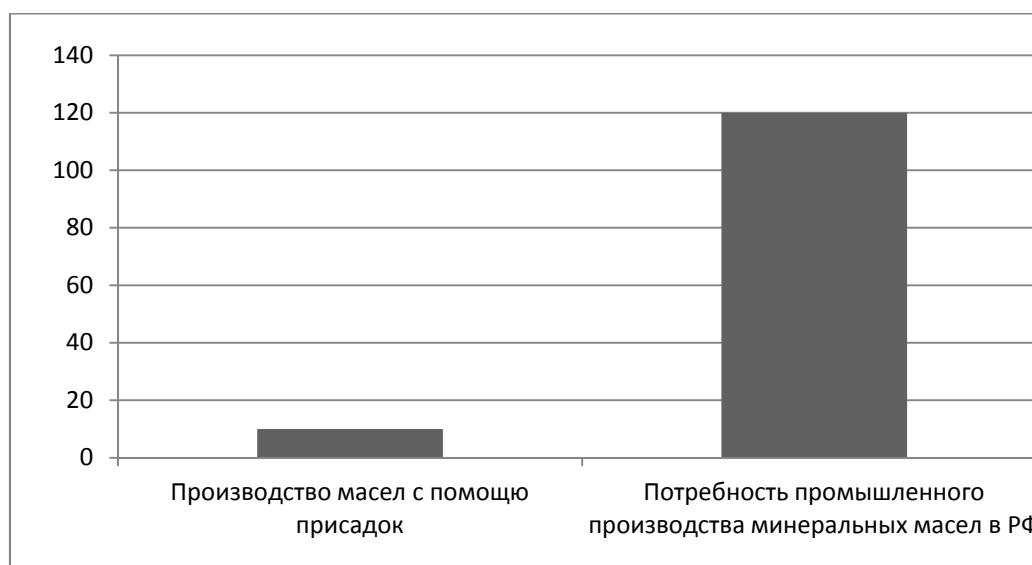


Рисунок 1. Диаграмма соотношения объёма производимых масел к количеству производимых присадок одним заводом

Необходимо также добавить про некоторые достоинства строительства завода именно в ХМАО – Югре. Выше уже говорилось про наличие самой нефти непосредственно в регионе, но к этому можно также добавить уже созданную инфраструктуру [4]. При создании производства не придется прокладывать новые пути доставки, а лишь слегка изменить уже имеющиеся способы доставки сырья, что хорошо скажется на цене конечного продукта. Кроме прочего, создание производства в регионе создаст рабочие места, это положительно скажется на экономике и социальной составляющей. В регионе стабильная демография, а увеличение населения обеспечивается, в том числе, людьми которые приезжают в регион для заработка, соответственно созданное новое предприятие хорошо вписывается в существующую демографическую политику.

Производство присадок на деле оказывается не таким легким. Для запуска потребуются значительные вложения. Высокие затраты на старте обусловлены строительством самого завода, который содержит в себе множество лабораторий и стендов для испытаний. Также, потребуется некоторое время на создание и испытание присадок.

Однако, несмотря на большие вложения в будущем такой завод предполагает иметь стабильное развитие и будущее, т. к. замещенная продукция будет стоить дешевле, при этом не подвергаясь внешнеполитической ситуации. Об актуальности введения такого завода сомневаться не приходится: даже если взять в пример автомобильный двигатель, то можно сказать, что их конструкция с течением времени становится все более сложной, и требует постоянного улучшения смазочных материалов применяемых в них.

Полученные присадки предполагается использовать для создания различных масел. Таким образом, само производство будет направлено на создание моторных, промышленных, гидравлических и трансмиссионных масел (На стандартах SAE, API, ACEA) [5]. На запуск проекта потребуется около 8 лет . 6 лет – это проектировка и строительство завода, его оснащение и полная подготовка к работе. Еще год потребуется на поиск необходимых сотрудников и запуск самого процесса производства. В конце этого-же года планируется начало разработки образцов масел. Последний год запланирован на возможные непредвиденные ситуации.

Выводы: предполагаемые затраты на проект составляют около 7млрд. рублей. Они включают в себя: строительство завода и закупку оборудования (5 млрд.руб) вложения в научно-исследовательские и опытно конструкторские работы (1 млрд.руб), еще 1 млрд. руб. выступает в роли "страховки" при возникновении различных непредвиденных ситуаций. При таких затратах завод окупается примерно за 6 лет, здесь мы принимаем в условие, что завод будет работать на полную мощность и выпускать 65 тысяч тонн готовой продукции в год, в том числе около 20 тысяч тонн присадок.

Таким образом, развитие производства присадок не только активно повлияет на развитие региона, но и поможет развивать промышленность в целом. Так как новые присадки помогут применять новые материалы в машиностроении и сократить расходы на различных производствах.

Библиографический список

1. Погребная И. А. Современные методы нефтеизвлечения в условиях Крайнего Севера / И. А. Погребная, С. В. Михайлова. – Москва : Знание-М, 2022. – 88 с. – Текст : непосредственный.

2. Комарова Н. В. Стратегия социально-экономического развития Ханты-Мансийского автономного округа – Югры до 2020 года и на период 2030 года / Н. В. Комарова. – URL: <https://ophmao.ru/images/fbfiles/files/strateg2030.pdf> – Текст: электронный.

3. Балабанов В. И., Болгов В. И. Автомобильные присадки и добавки / В. И. Балабанов, В. И. Болгов. – URL: https://www.4italka.ru/nauka_obrazovanie/himiya/366794/fulltext.html – Текст: электронный.

4. Данилов В. Ф. Масла, смазки и специальные жидкости : учебное пособие / В. Ф. Данилов, А. Н. Литвиненко, М. М. Ахсанов, Р. М. Тимербаев. – Елабуга : Изд-во филиала К(П)ФУ, 2013. – 218 с. – Текст : непосредственный.

5. Погребная И. А. Гидравлика и гидропневмоприводы транспортных и транспортно-технологических машин и оборудования : Учебное пособие для студентов направления подготовки бакалавров 23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов / И. А. Погребная, Ю. И. Казаринов, С. В. Михайлова. – Москва : Знание-М, 2021. – 112 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель – Михайлова С. В., старший преподаватель кафедры «Нефтегазовое дело».

Паскина Е. С.

Тюменский Индустриальный университет, г. Нижневартовск

К ВОПРОСУ О ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

В данной статье авторы освещают актуальную проблему экологической безопасности. Окружающая среда, часто подвергается загрязнению нефтью, что представляет серьезную угрозу для всей экосистемы. Проведя анализ архивных материалов, авторами выявлены причины аварийных разливов нефти, а также оперативные методы ликвидации данных аварий.

Состояние окружающей среды продолжает ухудшаться из года в год, и важность защиты окружающей среды возрастает день ото дня. Сегодня промышленное воздействие на окружающую среду усиливается, и многие предприятия игнорируют мероприятия по экологической безопасности. В разных странах, в том числе и в России, ухудшение состояния окружаю-

щей среды и постепенное нарастание экологических проблем остаются неконтролируемыми (рост заболеваемости, снижение жизнестойкости из-за экологических факторов). Экологические проблемы не имеют себе равных по масштабам своего катастрофического воздействия на все живое.

Добыча нефти оказывает разрушительное воздействие на окружающую среду. Частые разливы происходят, особенно при хранении и транспортировке нефти и нефтепродуктов. Поскольку вредные вещества выбрасываются в атмосферу, почву и воду, эти воздействия затрагивают не только место разлива, но и окружающую территорию.

Разливы нефти являются одной из основных проблем в нефтегазовой отрасли. Практически каждая отрасль, связанная с нефтью, страдает от этой проблемы. В результате загрязнение воды и почвы на нефтяных и газовых месторождениях стало очень серьезной проблемой. Речь идет о техногенных линзах нефтепродуктов толщиной до нескольких метров. Тысячи гектаров земли загрязнены нефтепродуктами. Разливы нефти приводят к смерти многих млекопитающих. Нефть и нефтепродукты часто повреждают земную кору и нарушают биосинтез. Почвенные микроорганизмы, почвенные беспозвоночные и даже насекомые отравляются легкими фракциями нефти и не могут осуществлять свою жизнедеятельность.

По данным Минэнерго, только в 2019 году в России произошло более 17 171 разливов нефти. По степени воздействия горюче-смазочных материалов на окружающую среду наша страна занимает первое место в мире.

Последний такой инцидент произошел 14 мая 2021 года. В районе Карамовского нефтяного месторождения в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа произошел крупный разлив нефти, вызвавший разрыв трубопровода. Из трубопровода в окружающую среду вытекло 3000 кубометров нефти. «Карамовское» месторождение было разработано ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз». Находится примерно в 50 км от города Ноябрьск.

Разливы нефти случаются по двум причинам: эксплуатационным и аварийным. Вторая причина очевидна. Ведь стихийные бедствия неизбежны. Конечно, они и вредят резервуарному парку. Первая причина заключается в том, что человек несет ответственность за повреждение или неисправность трубы, которую он использует.

В настоящее время существует четыре основных метода ликвидации аварийных разливов нефти:

1. Механический является наиболее распространенным методом ликвидации разливов нефти в аварийных ситуациях. Делается это с помощью специальной технологии и, возможно, вручную. Под технологией понимается скиммеры-нефтесборщики, собирающие 99 % нефтепродуктов с поверхности воды (см. рис. 1). Благодаря небольшому размеру и небольшому весу скиммер-нефтесборщик можно быстро установить даже в ограниченном пространстве. Есть три основных типа скиммеров-

нефтесборщиков: ленточные, трубчатые и дисковые. Они работают почти все одинаково: отделяют нефтепродукт от воды.

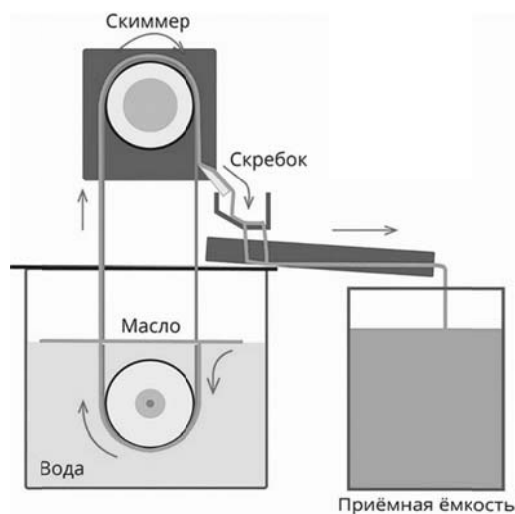


Рисунок 1. Принцип действия скиммера-нефтесборщика

2. Термический способ, то есть (выжигание нефти на воде). Этот способ используется, когда слой нефти достаточно большой, до начала разбавления водой с эмульсией (см. рис. 2). Он обычно хорошо сочетается с другими способами, однако в некоторых случаях, когда слой нефти большой и он еще не успел смешаться с водой или с почвой, этот метод очень хорошо работает.

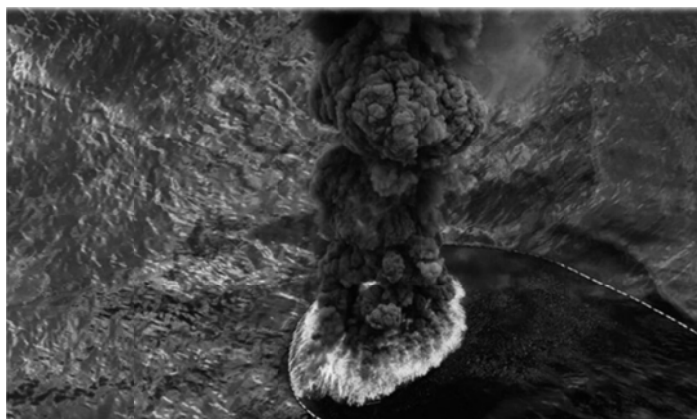


Рисунок 2. Выжигание нефти на воде

3. Физико-химический считается одним из лучших и безопасных методов получения нефтепродуктов. Суть метода заключается в высыпании сорбента на загрязненный участок воды или почвы, после чего необходимо дождаться поглощения сорбентом нефтепродуктов (см. рис. 3). Сорбенты из мха сфагнома обладают способностью расщеплять нефть, поэтому нет

необходимости их собирать или утилизировать. Также сорбент не загрязняет воду и может быть использован для сбора нефти и ее свойств из воды. Очень просто и удобно.



Рисунок 3. Сорбент

4. Биологический способ — реальный прогресс в промышленной экологии. Этот метод очистки основан на использовании специальных биопрепаратов, бактерий или грибов, которые питаются нефтью и превращают ее в воду и углекислый газ (см. рис. 4). При правильно рассчитанной дозе эти микробы могут поглощать килограммы нефтепродуктов всего за несколько часов. Этот метод также считается экологически безопасным. Большим плюсом является то, что после использования биопрепарата, нет необходимости убирать то, что остается от нефти.



Рисунок 4. Биопрепарат, который питается нефтью, превращая ее в воду

На сегодняшний день одним из самых эффективных методов является очистка воды методом сорбции. В качестве сорбентов используют алюмосиликаты, торф, опилки, графит, лигнин. При использовании высокоактивных сорбентов вода очищается от загрязнений до практически нулевой остаточной концентрации. Сорбцию применяют для загрязнений низкой плотности, когда другие методы очистки неэффективны и требуют тщательной очистки.

В заключение следует отметить, что каждая аварийная ситуация, возникающая при аварийных разливах нефти и нефтепродуктов, имеет свои особенности. Однако, проанализировав варианты ликвидации последствий разливов и их эффективность при определенных условиях, может быть разработана эффективная система действий, позволяющая быстро ликвидировать последствия аварийного разлива и уменьшить ущерб окружающей среде.

Библиографический список

1. Алешкова А. А. Экологическая безопасность / А. А. Алешкова, А. Р. Махмутов. – Текст : непосредственный // Вестник науки. – 2022. – № 1. – (46). – С. 206-208.
2. Соромотин А. В. Аварийные разливы нефти и нефтепродуктов. Ликвидация последствий разливов / А. В. Соромотин. – DOI : 10.24411/2588-0209-2021-10278. – Текст: электронный // International agricultural journal. – 2021. № 1. – С. 69-74. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/avariynye-razlivy-nefti-i-nefteproduktov-likvidatsiya-posledstviy-razlivov/viewer> (дата обращения : 11.03.2023).
3. Разливы нефти: почему они случаются так часто и можно ли их предотвратить. – Текст : электронный // Trends.rbc. – 2021. – URL: <https://trends.rbc.ru/> (дата обращения: 03.03.2023).
4. Слащева А. В. Источники загрязнения окружающей среды нефтепродуктами / А. В. Слащева. – Текст : непосредственный // Проблемы безопасности при чрезвычайных ситуациях. – 1997. – Вып. 9. – С. 54-59.
5. Муллагалиев Т. Ф. К вопросу об экологической безопасности в нефтяной промышленности / Т. Ф. Муллагалиев, Д. С. Михай, С. В. Михайлова. – Текст : непосредственный // Инновационные процессы в науке, технике и экономике : материалы Международной научно-практической конференции. В 2 ч., Нижневартовск, 21-22 апреля 2022 года. Том Ч. II. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2022. – С. 211-214.
6. Казаринов, Ю. И. Гидравлика и гидропневмоприводы транспортных и транспортно-технологических машин и оборудования: Учебное пособие для студентов направления подготовки бакалавров 23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов / Ю. И. Казаринов, И. А. Погребная, С. В. Михайлова. – Москва: Издательство «Знание-М», 2021. – 112 с. Текст : непосредственный
7. Леонова, А. Е. Эффективность методов повышения надежности промысловых трубопроводов в Западной Сибири / А. Е. Леонова, И. А. Погребная, С. В. Михайлова. – Текст : непосредственный // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: материалы IX Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых, Нижневартовск, 25 апреля 2019 года / Ответственный редактор: Ю. Б. Чебыкина. – Нижневартовск: Тюменский индустриальный университет, 2019. – С. 42-45.

Научный руководитель: Михайлова С. В., ст. преподаватель.

ОЦЕНКА ТЕПЛООВОГО ВЛИЯНИЯ НЕФТЕПРОВОДА С ОТСЫПКОЙ В ЗОНЕ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД

Магистральный нефтепровод предназначен для транспортировки миллионов баррелей нефти ежегодно. Температура поступающей нефти около 30 °С. Опыт России, Канады и Аляски показал, что подземный способ строительства трубопровода в районах вечной мерзлоты является рискованным, особенно если трубопровод должен эксплуатироваться при температурах выше 0 °С. Горячий трубопровод большого диаметра, проложенный в богатой льдом вечной мерзлоте, вызвал бы множество геотехнических проблем, таких как деградация вечной мерзлоты, оттаивание, проседание грунта и движение, и в конечном итоге может поставить под угрозу эксплуатацию трубопроводной системы.

Несколько методов смягчения последствий растепления многолетнемерзлых грунтов, таких как изоляция вокруг трубы, установка термосифонов в грунте или отсыпка песком. Однако практическое и эффективное применение этих методов должно основываться на правильно спрогнозированных изменениях тепловых режимов грунтов основания трубопровода в прогнозируемых или предполагаемых условиях во время строительства трубопровода [1]. Таким образом, в этой статье, метод конечных элементов используется для анализа теплового эффекта магистрального нефтепровода в районе вечной мерзлоты при подземном способе прокладки в течение ближайших 20 лет. В этих расчетах также учитывается влияние снежного покрова в зимний период и изоляция труб.

Известно, что основным способом теплопередачи в мерзлых грунтах является теплопроводность, и лед при оттаивании выделяет большое количество скрытого тепла [2]. Следовательно, если принять во внимание эти два фактора и содержание незамерзшей воды в мерзлых грунтах, то можно описать просто как функцию:

$$\rho \cdot C \frac{dT}{dt} = \frac{d}{dx} \left(\lambda \frac{dT}{dx} \right) + \frac{d}{dy} \left(\lambda \frac{dT}{dy} \right)$$

где ρ – плотность почвы; C – кажущаяся удельная теплоемкость почвы; T – температура почвы; t – время; λ – кажущаяся теплопроводность почвы; x и y – пространственные переменные.

Удельная теплоемкость (C) и теплопроводность (λ) рассматриваются как функция температуры почвы из-за присутствия незамерзшей воды, и они определяются как:

$$C = \begin{cases} C_u \\ C_f + \frac{C_u - C_f}{T_2 - T_1} (T - T_1) + \frac{L}{(1 + W)} \cdot \frac{dW_i}{dT} \end{cases}$$

$$\lambda = \begin{cases} \lambda_u \\ \lambda_f + \frac{\lambda_u - C_f}{T_2 - T_1} (T - T_1) + \frac{L}{(1 + W)} \cdot \frac{dW_i}{dT} \end{cases}$$

где C_u – удельная теплоемкость талого грунта; C_f – удельная теплоемкость мерзлого грунта; λ_u – теплопроводность талого грунта; λ_f – теплопроводность мерзлого грунта; L – скрытая теплота воды; W – общее содержание воды в почве по массе; W_i – содержание льда в почве по массе; T_1 и T_2 – интервальные температуры фазового перехода.

Объект исследования – нефтепровод и его тепловое поле. Необходимо оценить отепляющее воздействие на мерзлые грунты. Нефтепровод закопан на глубину 1,2 метра и имеет отсыпку в 1 метр. Расчеты проводились в программе «QFrost» предназначенной для моделирования теплофизических процессов в грунтах. Она позволяет решать разнообразные задачи геокриологии, в частности проводить расчёты теплового взаимодействия инженерных сооружений с грунтами естественного основания с учетом изменения граничных условий.

Для того, чтобы наглядно рассмотреть степень оттаивания грунтов, моделирование производилось на 1-й, 5-й, 10-й, 20-й год с момента инженерных изысканий. Конечной датой расчётов является именно 20-ти летний срок, на момент проведения инженерных изысканий – это срок эксплуатации объекта.

Рассмотрим и проанализируем, что будет происходить с температурой грунтов при эксплуатации нефтепровода с $t=30\text{ }^{\circ}\text{C}$ за 20 лет (рисунок 1).

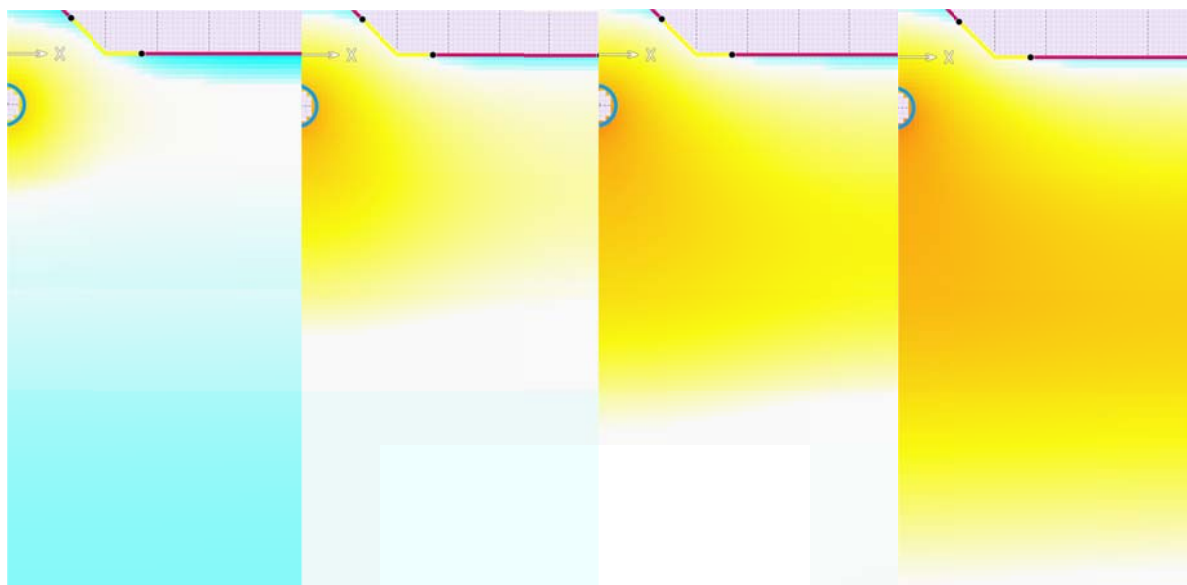


Рисунок 1. Тепловое поле грунтов за 1, 5, 10 и 20 лет эксплуатации соответственно

Расчетный срок службы трубопровода составляет 20 лет, изменения уровня вечной мерзлоты под трубопроводом по истечении срока его службы приведены выше. Как видно, что температура грунтов сильно повышается за период эксплуатации нефтепровода. Очевидно, что значения могут различаются при разных технологиях строительства и климатических условий. Поэтому при проектировании нефтепровода в районах вечной мерзлоты следует выбирать оптимальные методы строительства с учетом условий вечной мерзлоты вдоль маршрута. В частности, для обычного заглубленного трубопровода в теплых и богатых льдом участках вечной мерзлоты необходимо применять устройства для выемки грунта или охлаждающие устройства грунтов, чтобы обеспечить стабильность трубопровода.

Благодаря отсыпке и терморегулирующим устройствам можно предотвратить оттаивание вечной мерзлоты под трубопроводом в течение срока службы нефтепровода. Однако таяние вечной мерзлоты под традиционно заглубленным трубопроводом невозможно предотвратить независимо от климатических условий или толщины теплоизоляции вокруг трубы.

Авторы благодарят за поддержку данного исследования национальный проект «Наука и университеты» Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (FEWN-2021-0012).

Библиографический список

1. Эксплуатация магистральных и технологических нефтегазопроводов. Процессы : учебное пособие / Подорожников С. Ю. [и др.]. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. – 260 с. – Текст : непосредственный.
2. Димов Л. А. Строительство нефтепроводов на многолетнемерзлых грунтах в южной части криолитозоны Центральной и Восточной Сибири / Л. А. Димов // Трубопроводный транспорт нефти. – 2008. – № 2. – 180 с. – Текст: непосредственный.
3. Основы геокриологии. Ч. 5. Инженерная геокриология / С. Н. Булдович, С. С. Волохов, Л. С. Гарагуля [и др.]. – Москва : МГУ, 1999. – 526 с. – Текст: непосредственный.
4. Аспекты надежности и диагностики нефтегазовых объектов : монография / Б. В. Моисеев, Ю. Д. Земенков, М. Н. Чекардовский [и др.]. – Тюмень : ТИУ, 2019. – 423 с. – Текст: непосредственный.
5. Ершов Э. В. Общая геокриология : Учебник / Э. В. Ершов. – Москва : Изд-во МГУ, 2002. – 682 с. – Текст: непосредственный.
6. Эксплуатация объектов трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов : учебное пособие. В 2 т. Т. 1 / Ю. Д. Земенков, Р. Р. Исламов, Я. М. Курбанов [и др.]; под общ. ред. Ю. Д. Земенкова; ТИУ. – Тюмень : ТИУ, 2022. – 313 с. – Текст: непосредственный.

Научный руководитель – Подорожников С. Ю., канд. тех. наук, доцент.

ПЕРЕРАБОТКА ОТХОДОВ НЕФТЯНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ МЕТОДОМ БИОЛОГИЧЕСКОЙ ОЧИСТКИ

Существует несколько экологически безопасных способов переработки нефтешламов, которые минимизируют негативное воздействие на окружающую среду. Один из таких способов – биологическая очистка, которая основана на использовании микроорганизмов для разложения загрязняющих веществ в нефтешламах

Биологическая очистка нефтешламов – это процесс, в ходе которого микроорганизмы используются для превращения нефтепродуктов в биологически разлагаемые соединения. Этот метод имеет свои преимущества и недостатки, которые мы рассмотрим далее. Преимущества биологической очистки нефтешламов:

1. Экологическая безопасность. Биологическая очистка считается одним из самых экологически безопасных способов переработки нефтешламов. В отличие от других методов переработки, которые могут оставлять токсичные отходы, биологическая очистка превращает загрязнения в безопасные для окружающей среды соединения.

2. Эффективность. Биологическая очистка может очистить нефтешламы от различных загрязняющих веществ, таких как нефть, бензол, толуол, ксилол и др. Более того, она может эффективно очищать нефтешламы от тяжелых нефтяных фракций, что делает ее идеальным способом переработки нефтешламов, которые содержат в себе различные виды загрязнений.

3. Экономическая эффективность. Биологическая очистка считается одним из наиболее экономически эффективных способов переработки нефтешламов. В отличие от других методов, которые требуют больших затрат на энергию и оборудование, биологическая очистка требует минимальных затрат на энергию и не требует дорогостоящего оборудования.

4. Универсальность. Биологическая очистка может быть использована для очистки различных типов нефтешламов, включая тяжелые нефтяные фракции, отходы от нефтеперерабатывающих процессов и т. д. Это делает ее универсальным методом переработки нефтешламов.

5. Устойчивость к изменению климата. Биологическая очистка не зависит от климатических условий и может быть использована в любых регионах.

Наряду с преимуществами у данного способа переработки нефтяных шламов также есть недостатки. Недостатки биологической очистки нефтешламов:

1. Время. Биологическая очистка требует достаточно длительного времени для завершения процесса. Это связано с тем, что микроорга-

низмы, используемые в процессе очистки, нуждаются в определенных условиях для своего роста и размножения, таких как определенная температура, влажность, наличие кислорода и т. д. В зависимости от условий, время биологической очистки может варьироваться от нескольких дней до нескольких месяцев.

2. Низкая эффективность при низких температурах. Некоторые микроорганизмы, используемые в процессе биологической очистки, не могут работать при низких температурах. Поэтому в зимний период, особенно в северных регионах, процесс биологической очистки может быть замедлен или полностью прекращен.

3. Зависимость от качества воды. Биологическая очистка требует высокого качества воды, поскольку загрязненная вода может содержать токсичные вещества, которые могут убить микроорганизмы. Это может привести к неэффективности процесса очистки или к увеличению времени, необходимого для завершения процесса.

4. Необходимость контроля. В процессе биологической очистки необходимо постоянно контролировать условия, в которых растут микроорганизмы. Если условия не будут оптимальными, микроорганизмы могут умереть, что приведет к неэффективности процесса очистки.

5. Невозможность очистки от тяжелых металлов и радиоактивных веществ. Биологическая очистка не может быть использована для очистки от тяжелых металлов и радиоактивных веществ, поскольку она не способна разлагать эти вещества.

В целом, биологическая очистка нефтешламов имеет множество преимуществ и является одним из наиболее эффективных и экологически безопасных способов переработки нефтешламов. Однако, для достижения максимальной эффективности процесса, необходимо учитывать все его недостатки и выполнять контроль за всем процессом. Кроме того, биологическая очистка может быть ограничена в использовании в некоторых условиях, таких как низкие температуры или наличие токсичных веществ в воде.

Важно отметить, что биологическая очистка не является универсальным решением для всех типов нефтешламов. Некоторые типы нефтешламов, такие как сильно загрязненные или содержащие токсичные вещества, могут требовать дополнительных методов переработки.

Тем не менее, биологическая очистка все еще остается одним из наиболее эффективных и экологически безопасных способов переработки нефтешламов. Благодаря постоянному совершенствованию и развитию технологий, биологическая очистка может быть еще более улучшена, чтобы удовлетворять различным требованиям и условиям.

В России, как и во многих других странах, существует необходимость в переработке нефтешламов, которые образуются при добыче и

переработке нефти. Биологическая очистка является одним из наиболее экологически безопасных и эффективных методов переработки нефтешламов.

Например, в России существует несколько предприятий, которые занимаются биологической очисткой нефтешламов. Одним из наиболее крупных и известных является компания "ЛУКОЙЛ-Экология", которая использует биологическую очистку для переработки нефтешламов на своих нефтеперерабатывающих заводах.

Однако, необходимо отметить, что для применения метода биологической очистки необходимы определенные условия, такие как наличие подходящих биологических средств и оборудования, а также контроль за качеством воды и содержанием токсичных веществ. Кроме того, реализация метода биологической очистки может потребовать значительных инвестиций в оборудование и обучение персонала.

Библиографический список

1. Биологическая переработка нефтяных отходов: принципы, технологии, перспективы / С. А. Климов, А. И. Иванова, Е. А. Карасева [и др.]. – Текст : непосредственный // Биотехнология. – 2020. – Т. 36. – № 5. – С. 3-17.

2. Оценка эффективности биологической очистки нефтяных отходов методами микробиологической деградации / С. В. Маслов, В. А. Зотов, М. С. Павлов [и др.]. – Текст : непосредственный // Химическая технология. – 2021. – Т. 22 – № 4. – С. 174-179.

3. Биологическая очистка нефтяных отходов: технологии и аспекты экологической безопасности / А. В. Кузнецов, А. А. Горбунов, Е. Г. Медведева [и др.]. – Текст : непосредственный // Экология и промышленность России. – 2022. – Т. 26. – № 1. – С. 36-44.

4. Биологическая переработка нефтяных отходов в природных и искусственных биосистемах / О. В. Белкина, Е. В. Леонтьева, В. П. Петров [и др.]. – Текст : непосредственный // Вестник Московского университета. Серия 16 : Биология. – 2022. – № 1. – С. 3-11.

5. Биологическая очистка нефтяных отходов с использованием микроорганизмов / Е. В. Крылова, Н. Г. Сергеева, Н. В. Дробот [и др.]. – Текст : непосредственный // Биотехнология. – 2023. – Т. 39. – № 2. – С. 3-11.

6. Процессы биологической переработки нефтяных отходов и их влияние на окружающую среду / А. В. Поляков, И. В. Смирнов, О. В. Кравченко [и др.]. – Текст : непосредственный // Материалы научно-практической конференции "Современные проблемы экологии и природопользования". – Москва, 2023. – С. 142-147.

7. Биологическая очистка нефтяных отходов на основе использования живых организмов / О. В. Чувилкина, О. Г. Шевченко, А. В. Чекушкин [и др.]. – Текст : непосредственный // Экологическая безопасность и устойчивое развитие. – 2023. – Т. 2. – № 1. – С. 47-56.

Научный руководитель – Коркишко А. Н., кандидат технических наук, доцент.

ПЕРСПЕКТИВЫ КОНТРОЛЯ НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТИ ГРУНТОВОГО ОСНОВАНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ В ЗОНАХ РАСПРОСТРАНЕНИЯ МНОГОЛЕТНЕ-МЕРЗЛЫХ ПОРОД

Трубопроводный транспорт, в настоящее время, является одним из основных способов транспортировки нефти от промыслов до нефтеперерабатывающих производств или иных потребителей. При этом, значительная географическая удаленность нефтедобывающих промыслов, определяет то, что прокладка магистральных нефтепроводов осуществляется в широком спектре геологических и климатических условий, в том числе, в условиях присутствия в составе грунтов многолетнемерзлых пород, характерных для северных регионов. Присутствие подобных пород в составе грунтового основания магистрального нефтепровода, способствует значительному усложнению инженерной задачи его сооружения и последующей эксплуатации, что приводит к необходимости поиска все более неординарных подходов к её решению. Учитывая тот факт, что многолетнемерзлые породы отличаются непостоянством своей несущей способности и склонны к различного рода деформациям, особую актуальность, в ключе надежной и безопасной эксплуатации магистральных нефтепроводов, проложенных в зонах распространения подобных пород, приобретает проблема оперативного контроля изменения текущего технического состояния нефтепровода и несущей способности грунтового основания с целью прогнозирования и пресечения аварийных состояний трубопровода.

Целью настоящей исследовательской работы выступает анализ подходов к контролю несущей способности грунтового основания магистральных нефтепроводов в зонах распространения многолетнемерзлых пород.

Для достижения поставленной цели, в ходе проведения исследования, были решены следующие задачи:

- выполнен анализ подходов к контролю несущей способности грунтового основания магистральных нефтепроводов в зонах распространения многолетнемерзлых пород;

- выполнено обоснование функциональной схемы диагностической установки для оперативного контроля несущей способности грунтового основания магистральных нефтепроводов в зонах распространения многолетнемерзлых пород с использованием метода акустико-эмиссионной диагностики.

Как показывают проведенные ранее исследования [1], в период, охватывающий последние 20 лет, наблюдается выраженная тенденция к

таянию многолетнемерзлых грунтов, следствием которой является рост числа аварий на технических объектах, сооруженных в зонах распространения подобных грунтов. Так, повсеместные климатические изменения, сопровождающиеся ростом средней температуры грунтов, наряду с естественными сезонными изменениями температур, определяют необходимость совершенствования оперативного контроля несущей способности грунтового основания технических объектов, в частности – магистральных нефтепроводов, в зонах распространения многолетнемерзлых пород. В настоящее время, для решения задачи оперативной оценки несущей способности грунтового основания технических объектов в зонах распространения многолетнемерзлых пород, положениями действующих норм [2], предписывается обязательный периодический контроль температуры грунта, являющейся основным исходным параметром для последующего расчетного определения несущих характеристик грунтового основания.

Однако, обязательный характер контроля температуры подобных грунтов, не приводит к радикальному снижению аварийности, что обусловлено тем, что протекание фазовых переходов в структуре многолетнемерзлых пород может происходить в пределах малых температурных изменений, в том числе, имеющих локальный характер. На практике, оперативный контроль подобных изменений представляет собой достаточно трудоемкую задачу, решение которой в условиях значительной протяженности магистральных нефтепроводов, представляется практически невыполнимой. В качестве альтернативного способа оценки текущего состояния несущей способности грунтового основания, может выступать метод геодезической аэросъемки, который, хоть и является менее трудоемким, ввиду своей высокой стоимости имеет гораздо более дискретный характер, а его автоматизация, на текущем этапе развития технологий, все еще не представляется возможной [2, 3].

Традиционные методы разрушающего контроля несущей способности грунтовых оснований, сводятся к проведению пенетрационных испытаний с использованием специальных инденторов, имеющих форму разнообразных свай, штампов, шипов и т. д., а также отбора проб грунта с целью их последующего исследования в лабораторных условиях. Вместе с тем, находят свое применение методы оценки физико-механических свойств грунтов испытанием разгрузкой и компрессией [4, 5]. Однако, вся совокупность представленных методов, отличается высокой трудоемкостью и дискретностью, а их реализация сложно поддается автоматизации технологических процессов, что делает невозможным их применение в рамках организации систем автоматизированного контроля текущей несущей способности грунтового основания в зонах распространения многолетнемерзлых грунтов.

Особый интерес, в ключе решения задачи оперативного контроля изменения физико-механических свойств, как следствие, несущей способности грунтов в зонах распространения многолетнемерзлых пород, представляет применение геофизических методов исследования физико-механических

свойств горных пород, основанных на использовании физических принципов и закономерностей акустической эмиссии: сейсмоакустических, ультразвуковых, каротажных и др. методов исследования [6]. Среди недостатков данных методов, в ключе организации оперативной диагностики, является сложность интерпретации полученных данных, а также косвенный характер полученных результатов, вместе с тем, практическая применимость данных методов затруднена отсутствием компактных и экономичных технических решений, применимых в рамках решения технической задачи оперативного контроля несущей способности грунтового основания магистральных нефтепроводов в зонах распространения многолетнемерзлых пород.

Несмотря на существенные недостатки технических средств геофизических исследований грунтов, основанных на принципах акустической эмиссии, возможности самого метода не представляются исчерпанными. Так, в ключе решения указанной технической задачи, практический и научный интерес представляет применение метода акустической эмиссии [7], зарекомендовавшего себя в качестве простого и информативного метода изучения физико-механических свойств и деформированного состояния горных пород, в составе автоматической диагностической системы, функциональная схема которой представлена на рис. 1.

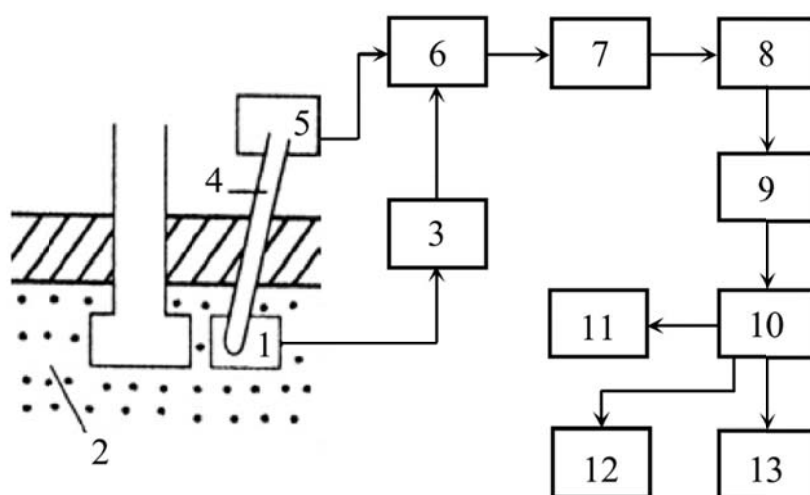


Рисунок 1. Функциональная схема диагностической станции для оперативного контроля несущей способности грунтового основания магистрального нефтепровода:

- 1 – термоэлектрический преобразователь; 2 – исследуемый грунт;
- 3 – преусилитель термопары; 4 – волновод; 5 – пьезодатчик; 6 – преусилитель сигнала акустической эмиссии; 7 – полосовой фильтр с усилителем;
- 8 – блок аналого-цифровой обработки сигнала; 9 – процессорный блок;
- 11 – радиопередатчик; 12 – коммутационный разъем; 13 – сигнальное устройство

В основе работы предлагаемой системы лежит организация автоматического исследования физико-механических свойств грунтового основания магистральных нефтепроводов, в зоне распространения многолетнемерзлых

грунтов, посредством измерения текущей температуры и акустической проницаемости грунта. Работа предлагаемой системы, предполагает осуществление измерения температуры с использованием известных термоэлектрических эффектов, а также исследования физико-механических свойств грунтов с использованием известных эффектов и закономерностей распространения звуковых волн в твердых телах и жидкостях.

Среди преимуществ предлагаемого решения можно выделить высокую степень автоматизации технологических процессов контроля, что позволит организовать дистанционный контроль текущего состояния несущей способности грунтовых оснований магистральных нефтепроводов с малой трудоемкостью, отличающийся малой трудоемкостью, широким диапазоном условий применения, а также относительно малой капиталоемкостью применяемых технических решений. Вместе с тем, для получения достаточно достоверных данных о текущем состоянии несущей способности грунтовых оснований с целью правильной интерпретации получаемых результатов, требуется проведение дополнительных исследований, направленных на установление экспериментальных зависимостей изменения акустической проницаемости грунтов, содержащих многолетнемерзлые породы, от их несущей способности и температуры.

Библиографический список

1. Рабинович М. В. Надежная и безаварийная эксплуатация зданий и сооружений на многолетнемерзлых грунтах в условиях изменения климатических параметров территорий Крайнего Севера Российской Федерации / М. В. Рабинович. – Текст : непосредственный // Экономика строительства. – 2022. – № 2. – С. 83-89.
2. Репин А. С. О методике геопространственного мониторинга бугров пучения многолетнемерзлых пород / А. С. Репин. – Текст : непосредственный // Вестник СГУГиТ (Сибирского государственного университета геосистем и технологий). – 2021. – № 3. – С. 28-34.
3. Корниенко С. Г. Развитие научных основ аэрокосмического геоэкологического мониторинга и обеспечения безопасности геотехнических объектов при освоении нефтегазовых месторождений арктики и субарктики / С. Г. Корниенко, Н. Н. Хренов, П. А. Василенко. – Текст : непосредственный // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. – 2013. – № 1 (7). С. 28-34.
4. Бажанов А. П. Методы повышения несущей способности и стабильности грунтов : учебное пособие / А. П. Бажанов. – Пенза : Пензенский государственный университет архитектуры и строительства, 2015. – 160 с. – Текст : непосредственный.
5. Игнатов С. В. Механика грунтов, основания и фундаменты : практикум / С. В. Игнатов. – Минск : БНТУ, 2013. – 184 с. – Текст : непосредственный.
6. Манштейн А. К. Малоглубинная геофизика : монография / А. К. Манштейн. – Новосибирск : НГУ, 2002. – 135 с. – Текст : непосредственный.
7. Потапов А. И., Павлов И. В. Акустоэмиссионная диагностика зданий и сооружений горных предприятий на Крайнем севере / А. И. Потапов, И. В. Павлов. – Текст : непосредственный // Записки Горного института. – 2014. – Т. 209. – С. 128-132.

Научный руководитель – Рябков А. В., канд. тех. наук, доцент.

ДОСТИЖЕНИЕ «ЦЕЛИ 0» В ОБЛАСТИ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ РОССИЙСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА

В основу устойчивого развития ведущих нефтедобывающих стран заложены два ключевых фактора – постоянный мониторинг состояния окружающей среды и снижение техногенного воздействия на живую оболочку планеты. Нефтегазодобывающие компании уделяют большое внимание местному законодательству и соблюдают экологический свод правил осуществления разработки и эксплуатации месторождений. Так, в Российской Федерации Президентом и Правительством ежегодно принимаются государственные нормативные документы, направленные на обеспечение сохранности климатических изменений, снижение углеродного следа в атмосфере и недопущение экологических катастроф. Особое внимание уделяется парниковым газам, образующимся в процессе сжигания углеводородного сырья, ускоряющего процессы изменения климата.

Недропользователи стремятся к «Цели 0» по экологическим показателям не только из цели сохранения природы, но и ради выявления потери или неэффективного использования энергии и сырья. Снижение углеродного следа обычно влечет за собой повышение рентабельности производственных процессов. Так, один из крупнейших ритейлеров Walmart разработал программу энергоэффективности FEER для своих поставщиков. К концу 2019 года к ней присоединилось 940 фабрик. Самые активные участники программы экономят более 29 миллионов долларов на годовых эксплуатационных расходах и предотвращают выбросы 199 854 тонн CO₂-эквивалента в год. Сокращение углеродного следа также улучшает имидж бренда. Тема изменения климата все чаще звучит на бизнес-конференциях, в социальных сетях, на улицах.

Для российского бизнеса стимулом снизить свой углеродный след стал Европейский зеленый курс и введение трансграничного углеродного регулирования. По оценке аудиторской компании KPMG, российским экспортерам придется потратить на этот налог от 33,3 до 50,6 млрд евро в 2025-2030 годы. Наконец, необходимость снизить углеродный след теперь закреплена законодательно. В сентябре 2019 года Россия ратифицировала Парижское соглашение по климату, после чего вышел Указ Президента РФ от 4 ноября 2020 г. № 666 «О сокращении выбросов парниковых газов» [1].

На долю энергетики и сжигания ископаемого углеводородного топлива приходится первое место по количеству выбросов парниковых газов. На втором месте – промышленность, на третьем – сельское хозяйство, а замыкает рейтинг – сектор отходов [Рисунок 1]. Как ни странно, но значительную часть загрязнения атмосфера получает от нефтегазодобывающей и перерабатывающей отраслей.

СТРУКТУРА ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ В РОССИИ, %

Источник: Минприроды



Рисунок 1. Процентное соотношение структуры выбросов парников газов в России

В экономике России нефтегазовая отрасль играет ведущую роль и обеспечивает около трети государственного дохода. Рано или поздно в стране произойдет «зеленая» трансформация углеводородного сектора в качестве приоритетной стратегии развития отечественной энергетики. В пользу данного вывода приведены следующие предпосылки:

- Один из главных партнеров РФ на ресурсном рынке, Китай, планирует достигнуть углеродной нейтральности в 2060 году. Глава КНР Си Цзиньпин, а также лидеры 40 стран, включая президента России Владимира Путина, в 2021-м году приняли участие в Международном климатическом саммите, организованном по инициативе США [2];

- Владимир Путин на данном саммите отметил реализацию Рамочной конвенции ООН об изменении климата, Киотского протокола и Парижского соглашения на территории России. Помимо этого были подтверждены начала по формированию в стране законодательства, посредством которого будут контролироваться размеры эмиссии углерода и процент снижения его вредных выбросов в атмосферу [2];

- В Европейском союзе принят "Зеленый курс", целью которого является достижение нулевых выбросов парниковых газов к 2050 году [2];

- В октябре 2021 правительство утвердило Стратегию социально-экономического развития до 2050 года. Она содержит ряд мер, реализация которых приведет в 2050 году к сокращению нетто-выбросов парниковых газов на 80 % к уровню 1990 года [2].

- В России действует несколько проектов, которые помогают частным лицам и компаниям рассчитывать и минимизировать свой углеродный след. Например: Всероссийская акция «Посади лес», специальный фонд «РусКлиматФонд» и другие сервисы, позволяющие компенсировать нанесенный вред окружающей среде недропользователями.

Проанализировав указанные перспективы для «чистой» энергетики, можно сделать вывод о возможности достижения «Цели 0» в области экологической безопасности российского нефтегазового сектора. Но на этом пути встречаются следующие препятствия:

- Процесс декарбонизации будет продолжаться десятилетия, при этом абсолютный 0 по количеству экологических загрязнений будет неопостижим ввиду человеческого фактора в нефтегазовом производстве;
- Для энергоперехода потребуется привлечение огромных инвестиций, в том числе «зеленые» технологии иностранных партнеров;
- Вложенные инвестиции в «чистые» проекты на сегодняшний день не представляются окупаемыми для нефтедобывающих компаний (например, «British Petroleum» в 2023-м году свернула большую часть «зеленых» инвестиций обратно к добыче нефти и газа ввиду нерентабельности вложений).

На сегодняшний же день «Цели 0» будут благоприятствовать следующие мероприятия:

- Переход на низкоуглеродные источники энергии (возобновляемая энергия Солнца, ветра, и т. д., газомоторное топливо и другое);
- Обязательная монетизация метана и попутного нефтяного газа вместо сжигания данных ценных компонентов на факельных установках;
- Повторное использование и утилизация вторичных энергетических ресурсов;
- Улавливание, хранение, утилизация и удаление углекислого газа;
- Производство, транспортировка и продажа водорода;
- Совершенствование существующих производственных процессов в нефтегазодобывающей и перерабатывающей промышленности [3].

Библиографический список

1. Федеральный гид по экообъектам, услугам и мероприятиям : [сайт.] – URL: <https://karpooosta.ru/journal/9/> (дата обращения: 11.04.2023). – Текст : электронный.
2. Национальная ассоциация нефтегазового сектора : [сайт.] – URL : <https://nangs.org/news/ecology/kitay-planiruet-dostignuty-uglerodnoy-neytralynosti-k-2060-godu> (дата обращения: 11.04.2023). – Текст : электронный.
3. Декарбонизация нефтегазовой отрасли: международный опыт и приоритеты России // Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО [Электронный ресурс]. URL : https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_Decarbonization_of_oil_and_gas_RU_22032021.pdf (дата обращения: 11.04.2023). – Текст : электронный.

Научный руководитель: Закирзаков А. Г., старший преподаватель Центра проектного обучения Высшей инженерной школы EG.

ОПЫТ И ПЕРСПЕКТИВЫ РЕАЛИЗАЦИИ РОБОТИЗИРОВАННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ УВС

Интенсивный рост уровней автоматизации основных процессов нефтегазодобывающей отрасли сопровождается внедрением различных устройств, способных осуществлять ряд механических операций в соответствии с утвержденным программным алгоритмом. Реализация программной функции позволяет обеспечить комплексную безопасность и производства. Сегодня все большее количество ведущих нефтегазодобывающих компаний страны демонстрирует активный интерес в роботизации ключевых технологических процессов, связанных с мониторингом и контролем предприятия [1].

Одной из первых среди российских нефтяных компаний, заявившей о готовности промышленной апробации роботизированных технологий, считается Газпром нефть. Компания разработала робота для капитального строительства – беспилотный бульдозер. Бульдозер оснащен модулем управления роботизированными комплексами и агрегатами, который обеспечивает автономную работу спецтехники с возможностью принятия самостоятельных решений, например, объехать препятствие, выполнить технологическую операцию или прекратить работу. По мнению экспертов, данная технология повышает уровень производственной безопасности.

Один из крупнейших независимых производителей нефти в России, Иркутская нефтяная компания, разработала роботизированную систему автономного контроля состояния оборудования [2]. Данная технология впервые получила промышленное применение на Ярактинском месторождении, расположенном в северной части Усть-Кутского района. Здесь автоматизированная система Трал Патруль 5.2 в режиме реального времени отслеживает основные функциональные характеристики эксплуатируемого оборудования, сообщает о неисправностях и предлагает варианты их устранения. Кроме этого, робот имеет газоанализатор, который дает возможность отследить порог концентрации газов, и тепловизионный контроль для регулирования допустимых показателей температуры. Данная система сводит к минимуму величину финансовых издержек аварийного ремонта путем постоянного контроля и мониторинга месторождения.

На другом промысловом объекте, принадлежащем компании Татнефть, технологами компании разработана система мониторинга добычи сверхвязкой нефти (СВН). Новая технология охватывает процессы от управления режимами работы скважин до экономической оценки разработки месторождения и позволяет существенно сократить потери при добыче СВН. Проект роботизации функций контроля и управления режима-

ми работы скважин по добыче СВН позволяет сократить недоборы нефти и увеличить продолжительность работы глубинно-насосного оборудования.

Процесс роботизации объектов нефтегазового производства очевиден. По данным Минэнерго России, к 2030 году спрос на автономную технику превысит 1 млн роботов, что значит активное создание, внедрение, совершенствование роботизированных решений в производственных процессах [3]. В перспективе промышленное применение робототехники повысит уровень комплексной цифровизации месторождений углеводородного сырья.

Библиографический список

1. Корневская А. В. Роботизация процессов в нефтегазовой отрасли Российской Федерации / А. В. Корневская, Х. А. Пшинцев. – Текст : непосредственный // Геополитика и экогеодинамика регионов. – 2020. – № 4. – С. 281-289.
2. На Ярактинском месторождении к работе приступил патрульный робот. – Текст : электронный // Кабель Иркутск : официальный сайт. – 2022. – URL : <https://kabelirkutsk.ru/news/na-yaraktinskom-mestorozhdenii-k-rabote-pristupil-patrulnyj-robot/> (дата обращения : 01.04.2023).
3. Роботизация нефтегазовой отрасли в России: каковы перспективы? – Текст : электронный // Drom.online : официальный сайт. – 2022. – URL : <https://dprom.online> (дата обращения : 05.04.2023).

Научный руководитель – Закирзаков А. Г., старший преподаватель Центра проектного обучения Высшей инженерной школы ЕГ.

Солодовников А. Ю.

Тюменское отделение «СургутНИПИнефть», г. Тюмень

ВКЛАД НГК «СЛАВНЕФТЬ» В ДОБЫЧУ УГЛЕВОДОРОДОВ ХМАО-ЮГРЫ В XXI ВЕКЕ

Как известно, основная добыча углеводородов в России приходится на крупные вертикально-интегрированные нефтяные компании (ВИНК). Их всего 11 и это число стабильно на протяжении многих лет. Большинство ВИНК образовалось на начальном этапе становления – в первой половине 1990-х годов. В их числе следует назвать и НГК «Славнефть». Она была образована в 1994 г. на основании постановления Правительства Российской Федерации и распоряжения Совета Министров Республики Беларусь. Основными учредителями выступили Госкомимущество России и Мингосимущество Республики Беларусь. Полное название – открытое акционерное общество «Нефтегазовая компания «Славнефть» (ОАО НГК «Славнефть»). Штаб-квартира – в Москве. В 2002 г. компания перешла в совместное управление к нефтяным компаниям «Сибнефть» и «ТНК». В

настоящее время является совместным предприятием НК «Газпром нефть» и НК «Роснефть» на паритетных началах.

История компании неразрывно связана с Ханты-Мансийском автономным округом-Югрой (ХМАО-Югра). Именно здесь в 1964 г. для разработки Мегионского месторождения было создано НПУ «Мегионнефть», ставшее впоследствии ядром НГК «Славнефть». Первоначально НПУ располагалось в пос. Нижневартовский. В конце 1971 г. НПУ «Мегионнефть» преобразовано в НГДУ «Мегионнефть» с местом размещения в пос. Мегион. В 1990 г. на базе НГДУ «Мегионнефть» было создано ПО «Мегионнефтегаз». Сейчас это ПАО «СН-МНГ» – самое крупное предприятие НГК.

В настоящее время в составе НГК «Славнефть» в автономном округе следующие добывающие предприятия – ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ПАО «СН-МНГ»), ПАО «Славнефть-Мегионнефтегазгеология» (ПАО СН-МНГГ), ПАО «Обьнефтегазгеология» (ПАО «ОНГГ»), ПАО «ГК «Славнефть» и ООО «Славнефть-Нижневартовск». Все предприятия за исключением ПАО «ГК «Славнефть» входят в список 400 крупнейших предприятий Урала и Западной Сибири по объёму реализации продукции.

На балансе предприятий компании в пределах ХМАО-Югры числятся 35 месторождений из 37. Большая часть месторождений расположена на территории Нижневартовского района – 23 (65,7 %). 8 месторождений (22,9 %) находятся в Сургутском районе, 1 – месторождение (2,8 %) в Нефтеюганском районе и 3 месторождения (8,8 %) одновременно в Нижневартовском и Сургутском районах. Свыше 83 % месторождений находится в разработке (табл. 1).

Таблица 1

Перечень месторождений НГК «Славнефть» в ХМАО-Югре на 01.01.2023 г.

№ п/п	Месторождение	Тип по флюиду	Год открытия	В разработке	Категория запасов	Район
1	2	3	4	5	6	7
1	Мегионское	Н	1961	1965	К	Н.Вартовский
2	Ватинское	Н	1964	1965	К	Н.Вартовский
3	Северо-Покурское	Н	1964	1976	К	Н.Вартовский
4	Тайлаковское ¹	Н	1964	2005	К	Сургутский
5	Аганское	Н	1965	1973	К	Н.Вартовский
6	Вахское ²	Н	1965	1976	К	Н.Вартовский
7	Самотлорское ³	НГК	1965	1969	У	Н.Вартовский
8	Мыхпайское	Н	1968	1973	С	Н.Вартовский
9	Малочерногорское ⁴	Н	1969	1983	С	Н.Вартовский
10	Покамасовское ⁵	Н	1972	1986	С	Сургутский
11	Северо-Островное	Н	1978	1996	С	Сургутский
12	Южно-Аганское	Н	1980	1983	С	Н.Вартовский
13	Кетовское	Н	1980	1986	С	Н.Вартовский

1	2	3	4	5	6	7
14	Ачимовское	Н	1981	2007	С	Н.Вартовский, Сургутский
15	Новопокурское	Н	1981	1987	С	Сургутский
16	Западно- Покамасовское	Н	1983		М	Н.Вартовский
17	Кысомское	Н	1983	1987	М	Н.Вартовский
18	Западно-Усть- Балыкское ⁶	Н	1985	2004	С	Н.Юганский
19	Чистинное	Н	1985	2000	С	Сургутский
20	Северо-Ореховское	Н	1986	1996	С	Н.Вартовский
21	Южно-Покамасовское	Н	1986	1997	М	Сургутский
22	Западно- Асомкинское ⁷	Н	1988	1994	С	Сургутский
23	Ининское	Н	1989	2004	М	Н.Вартовский
24	Южно-Островное	Н	1990		М	Н.Вартовский, Сургутский
25	Аригольское	Н	1992	1992	С	Н.Вартовский
26	Максимкинское	Н	1992	2004	М	Н.Вартовский
27	Восточно-Охтеурское	Н	1994	2018	М	Н.Вартовский
28	Узунское	Н	1996	2002	М	Н.Вартовский
1	2	3	4	5	6	7
20	Западно-Чистинное ⁶	Н	1997	2018	М	Н.Вартовский, Сургутский
30	Полевое	Н	2002		М	Н.Вартовский
31	Пятковское	Н	2004		М	Н.Вартовский
32	Северо-Негусьяхское	Н	2004		М	Н.Вартовский
33	Южно-Чистинное	Н	2004		М	Сургутский
34	Луговое	Н	2006	2009	М	Н.Вартовский
35	Островное	Н	2006	2014	М	Н.Вартовский

Примечание: Тип по флюиду – Н – нефтяное, НГК – нефтегазоконденсатное; категории запасов: М – мелкое, С – среднее, К – крупное, У – уникальное; разрабатываемые совместно: ¹ОАО «Объединенная геология» (ПАО «НК «Славнефть»), ООО «Густореченский участок», ²ООО «Славнефть-Нижневартовск» (ПАО «НК «Славнефть») и ОАО «Томскнефть» ВНК, ³АО «Самотлорнефтегаз» (ПАО «НК «Роснефть»), ПАО «НК «РуссНефть», АО «СибИнвестНафта», АО «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ПАО «НК «Славнефть»), ⁴АО «Корпорация «Югранефть» и ООО «Славнефть-Нижневартовск» (ПАО «НК «Славнефть»), ⁵ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (ПАО НК «ЛУКОЙЛ») и АО «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ПАО «НК «Славнефть»), ⁶ПАО «Роснефть» и ООО «Славнефть-Нижневартовск», ⁷ЗАО «Объединенная геология» и ПАО «Роснефть».

Источник: составлена по: [1-4].

Свыше 97 % месторождений относится к нефтяным и менее 3 % – к нефтегазоконденсатным. По величине запасов больше всего мелких месторождений, меньше всего – уникальных. Нефтяные месторождения отмечены в категориях мелкие, средние и крупные, нефтегазоконденсатное – только в категории уникальное.

Основную добычу нефти обеспечивают крупные месторождения, крупнейшими из которых являются Ватинское и Тайлаковское. На каждом из них добыча нефти превышает 1 млн т, а на Тайлаковском – 2 млн т, хотя ещё не так давно на Ватинском месторождении добыча нефти превышала 5 млн т, а на Аганском 4 млн т (табл. 2). В отдельные годы ещё на нескольких месторождениях добыча нефти превышала 1 млн т. Большинство разрабатываемых месторождений находятся в стадии падающей добычи. Особенно это касается крупных, длительно разрабатываемых месторождений.

Таблица 2

Добыча нефти ПАО НГК «Славнефть»
на крупнейших месторождениях, млн т

Месторождение	Год								
	2001	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Мегионское	1,0	2,0	1,3	0,9	0,8	0,8	0,5	0,7	0,3
Северо-Покурское	2,4	3,8	2,2	1,5	1,6	1,4	1,4	1,3	0,4
Аганское	3,5	4,6	2,4	1,7	1,5	1,4	1,3	1,3	0,6
Ватинское	3,35	5,7	2,7	3,0	3,0	2,7	2,7	2,7	1,2
Тайлаковское		0,1	3,2	3,5	3,0	2,6	2,4	2,4	2,3

Источники: составлено по: [1, 2, 5, 6, 7].

По объёмам добычи нефти НГК «Славнефть» в масштабах автономного округа относится к числу небольших нефтегазодобывающих предприятий. На его долю приходится менее 4 % добычи нефти и чуть более 2 % газа ХМАО-Югры. В отдельные годы доля компании в добычу нефти превышала 9 %, газа – 5 % (табл. 3). В целом можно отметить, что по добыче нефти и газа НГК «Славнефть» занимает 4 место в автономном округе. В тоже время автономный округ обеспечивает почти 90 % добычи нефти и газа компании, а в начале 2000-х годов эта величина достигала 98-99 %. В 2000 г. предприятия компании добыли 500-миллионную тонну нефти.

Таблица 3

Доля НГК «Славнефть» в добычу углеводородов в
ХМАО-Югры в 2001-2022 гг., %

Год	ХМАО-Югра				НГК «Славнефть»			
	нефть с газовым конденсатом		газ		нефть с газовым конденсатом		газ	
	млн т	доля, %	млрд м ³	доля, %	млн т	доля, %	млрд м ³	доля, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2001	194,2	100,0	26,9	100,0	13,5	7,0	0,8	3,0
2002	209,9	100,0	27,0	100,0	14,2	6,8	0,6	2,2
2003	233,1	100,0	29,5	100,0	17,7	7,6	0,8	2,7
2004	255,8	100,0	26,3	100,0	21,6	8,4	0,9	3,4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2005	268,0	100,0	27,5	100,0	24,8	9,2	1,0	3,6
2006	275,6	100,0	29,3	100,0	23,0	8,3	0,9	3,0
2007	278,6	100,0	28,4	100,0	20,9	7,5	1,5	5,3
2008	277,6	100,0	30,0	100,0	19,5	7,0	1,2	4,0
2009	270,6	100,0	31,1	100,0	18,9	7,0	1,3	4,2
2010	266,0	100,0	31,4	100,0	18,3	6,9	1,2	3,8
2011	263,2	100,0	31,4	100,0	18,0	6,8	1,1	3,5
2012	260,6	100,0	32,3	100,0	17,8	6,8	1,1	3,4
2013	254,2	100,0	33,0	100,0	16,8	6,6	1,0	3,0
2014	250,2	100,0	32,2	100,0	16,1	6,4	1,0	3,1
2015	242,8	100,0	32,0	100,0	15,4	6,3	1,1	3,4
2016	239,2	100,0	35,5	100,0	14,9	6,2	1,0	2,8
2017	234,6	100,0	33,9	100,0	14,0	6,0	1,0	2,9
2018	235,9	100,0	34,3	100,0	13,3	5,6	1,2	3,5
2019	235,3	100,0	34,7	100,0	13,0	5,5	0,9	2,6
2020	209,7	100,0	32,4	100,0	8,2	3,9	0,6	1,9
2021	214,1	100,0	31,9	100,0	8,3	3,9	0,7	2,2
2001-2021	5159,2	100,0	651,0	100,0	348,2	6,7	20,9	3,2

Источники: составлена по: [8, 9].

Таким образом, в ходе проведённого исследования было установлено, что НГК «Славнефть» входит в число 4 крупнейших компаний ХМАО-Югры, а ХМАО-Югра в свою очередь является важнейшим для компании регионом по добыче углеводородов.

Библиографический список

1. Атлас месторождений нефти и газа Ханты-Мансийского автономного округа-Югры. Том 1. – Екатеринбург : Из-во «ИздатНаукаСервис». 2013. – 236 с. – Текст : непосредственный.
2. Атлас месторождений нефти и газа Ханты-Мансийского автономного округа-Югры. Том 2. – Екатеринбург : Из-во «ИздатНаукаСервис». 2013. – 308 с. – Текст : непосредственный.
3. Геологоразведка. – Текст : электронный // Официальный сайт научно-аналитического центра рационального недропользования ХМАО-Югры им. В.И.Шпильмана. – URL : [https:// http://www2.crru.ru/gr.html](https://http://www2.crru.ru/gr.html) (дата обращения: 02.03.2023).
4. Клещев К. А. Нефтяные и газовые месторождения России : Справочник в двух книгах. Книга вторая – азиатская часть России / К. А. Клещев, В. С. Шеин. – Москва : ВНИГРИ, 2010. – 720 с. – Текст : непосредственный.
5. О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2019 году. Государственный доклад МПР и экологии РФ. – Москва : ООО «Минерал-Инфо», 2020. – 494 с. – Текст : непосредственный.
6. О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2020 году. Государственный доклад МПР и экологии РФ. – Москва : ООО «Минерал-Инфо», 2021. – 572 с. – Текст : непосредственный.

7. Отчёт эмитента (ежеквартальный отчет). Публичное акционерное общество «Славнефть-Мегионнефтегаз». Код эмитента: 00149-А. – Текст : электронный // Официальный сайт ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз». – URL: <https://sn-mng.ru> (дата обращения: 25.02.2023). – Текст : электронный.

8. Статистический ежегодник. Ханты-Мансийский автономный округ – Югра. – Текст : электронный // Официальный сайт управления Федеральной службы государственной статистики по Тюменской области, Ханты-Мансийскому автономному округу – Югре и Ямало-Ненецкому автономному округу. – URL: <https://tumstat.gks.ru/ofpublic> (дата обращения: 21.03.2023). – Текст : электронный.

9. Инфо ТЭК : [сайт]. – URL: <http://www.citek.ru> (дата обращения: 13.03.2023). – Текст : электронный.

Тушев М. Ю., Мошкин А. А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

РЕЗУЛЬТАТЫ ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН ЕН-ЯХИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В процессе геологоразведочных работ и эксплуатационного разбуривания залежей нижнемелового продуктивного комплекса на анализируемый период на Ен-Яхинском НГКМ испытано 105 объектов в 33 разведочных и 117 объектов в эксплуатационных скважинах [1].

В этот период из 199 объектов испытания в 115 получены притоки свободного газа, в 6 притоки чистой нефти и в 28 притоки пластовой воды. В 47 объектах опробования получены смешанные притоки, в том числе: в 23 – нефти и свободного газа, в восьми – нефти и воды, в 10 – газа и воды и в шести объектах одновременные притоки нефти, пластовой воды и газа (Таблица № 1).

Таблица 1

Результаты испытания скважин Ен-Яхинского месторождения

Объект испытания	Количество испытанных интервалов								
	характер насыщения								всего
	конденсато-содержащий газ	нефть	газоконденсат			нефть с водой	вода	практически "сухой"	
с нефтью			с водой	с нефтью и водой					
Пласт БУ ₈ ¹⁻²	70	4	4	5	2	3	7	2	97
пласт БУ ₈₋₉ ³	3	-	18	-	1	-	6	-	28
пласт БУ ₁₀ ²	37	-	-	2	2	2	7	-	50
пласт БУ ₁₂ ¹	5	2	1	3	1	3	8	1	24
Итого по нижне-меловым залежам	115	6	23	10	6	8	28	3	199

При выделении объектов для испытания и исследования в разведочных скважинах учитывался следующий комплекс решаемых задач:

- выяснение и изучение продуктивности и гидродинамических параметров различных типов коллекторов;
- определение положения ГВК, ГНК и ВНК;
- изучение общей гидрогеологической обстановки с целью выяснения минерализации пластовых вод и режима залежей.

В эксплуатационных скважинах выбор интервалов опробования осуществлялся с целью получения устойчивых промышленных притоков конденсатосодержащего газа или нефти.

После вызова притока и отработки скважин осуществлялся замер пластового давления (по разведочным скважинам со снятием КВД) и проводились газогидродинамические исследования на приток, в процессе которых отбирались пробы нефти (устьевые и глубинные), а также газа и воды для последующего анализа.

По результатам исследований на неустановившихся режимах фильтрации определялись коэффициенты гидропроводности пласта, а на стационарных режимах фильтрации коэффициенты продуктивности скважин или фильтрационные параметры «А» и «В» двучленного уравнению притока газа [2].

При проведении газогидродинамических исследований скважин замеры забойных и пластовых давлений осуществлялись глубинными манометрами типа МГП-3М, МГН-2, МГИ-1.

Устьевые давления замерялись образцовыми манометрами класса точности 0,4. Для замера температуры применялись максимальные ртутные термометры ТП-7 и ртутные термометры типа «Прац». Глубинные пробы нефти или воды отбирались пробоотборниками типа ПД-3М или ВПП-3М. Дебит газа замерялся с помощью двух- или четырёхдюймового ДИКТа (прувера).

Первичные газодинамические исследования проведены по 37 газонасыщенным интервалам в 20 разведочных и по 96 газонасыщенным интервалам в 86 эксплуатационных скважинах, в пяти из которых исследования проведены после забуривания бокового ствола (Таблица № 2).

Таблица 2

Информация о газодинамических исследованиях
в эксплуатационных скважинах Ен-Яхинского НГКМ

Вид исследования	Количество исследований (количество скважин/после ЗБС)		
	пласт БУ ₈ ¹⁻² (экспл. объект II)	пласт БУ ₁₀ ² (экспл. объект III)	ВСЕГО
первичные, в т.ч.			
ИД	63 (59/4)	29 (28/1)	92
КВД	14 (14/0)	11 (11/0)	25
текущие, в т.ч.			
ИД	236 (59/4)	116 (28/1)	352
КВД	27 (14/0)	27 (11/0)	54

Анализ результатов газодинамических исследований на установившихся режимах фильтрации газа по эксплуатационному фонду скважин свидетельствует об их значительной неоднородности по продуктивной характеристике.

Проницаемость, определенная результатам всех исследований (с учетом данных по разведочным скважинам) для пласта БУ₈¹⁻², изменяется от $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм² (скв.464) до $145,3 \cdot 10^{-3}$ мкм² (скв.466) и в среднем по пласту БУ₈¹⁻² она равняется $11,8 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Пластовое давление для пласта БУ₈¹⁻² приведенное к уровню ГНК в среднем равнялось 22,3 МПа, а для пласта БУ₁₀² оно составило 22,5 МПа. В скважине 233 пластовое давление на ГНК равнялось 16,51 МПа.

Величины газопроводности по пласту БУ₈¹⁻² определялись по 41 измерению и изменялись от $1,33$ мкм²*м/МПа*с до $15,14$ мкм²*м/МПа*с со средним значением $7,8$ мкм²*м/МПа*с.

Значение скин-фактора по пласту БУ₈¹⁻² определялись по 41 измерению и изменялись от 0,2 до 29,6 со средним значением 10,5. По пласту БУ₁₀² величина скин-фактора определялась по 39 измерениям и изменялась от 0,12 до 29,6 со средним значением 5,9.

Сопоставление коэффициентов проницаемости, полученных на основе данных обработки результатов исследования одних и тех же скважин на установившихся режимах фильтрации газа и кривых восстановления давления, свидетельствует, что их средние значения составляют, соответственно, $6,6$ и $8,4 \cdot 10^{-3}$ мкм². Различия в средних величинах проницаемости объясняются загрязнением призабойной зоны при бурении скважин. Поэтому, в процессе эксплуатации скважин возможно увеличение их продуктивности за счет самоочистки призабойной зоны, о чем свидетельствуют результаты исследования разведочной скв. 463, которая находилась в пробной эксплуатации. Абсолютно свободный дебит по ней, являющийся обобщенной характеристикой продуктивности, возрос за период четырехмесячной эксплуатации с $221,6$ до $344,0$ тыс. м³/сут., то есть в 1.6 раза.

Библиографический список

1. Технологическая схема разработки нижнемеловых отложений Ен-Яхинского нефтегазоконденсатного месторождения : отчет о НИР / ООО «ТюменНИИгипрогаз»; Руководитель Нестеренко А. Н. – Тюмень, 2012. – Текст : непосредственный.

2. Алиев З. С. Газогидродинамические основы исследования скважин на газоконденсатность / З. С. Алиев, Р. Г. Исмагилов. – Москва : Недра, 2012. – 214 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель – Савельева Н. Н., канд. пед. наук, доцент.

Халилов Ж. А., Нуркулов Ф. Н., Джалилов А. Т.

РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ АЗОТСОДЕРЖАЩИХ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Среди используемых в настоящее время ингибиторов коррозии использование органических соединений является наиболее распространенным способом предотвращения коррозии. В мировом производстве ингибиторов коррозии, состоящих из органических соединений, углеводородорастворимые ингибиторы составляют около 30 % объема, наибольшая часть которых (~70 %) используется в нефтепереработке [1]. В большинстве случаев рекомендуемыми ингибиторами являются органические соединения различных классов, содержащие гетероатомы: азот, серу, кислород и фосфор. Эффективность ингибирующего действия веществ возрастает в ряду гетероатомов: $O \wedge N \wedge S \wedge P$. Однако, поскольку в этом ряду возрастает и токсичность продуктов, для промышленного использования обычно выбирают азотсодержащие соединения. Хотя он менее эффективен, чем соединения, содержащие серу или фосфор, он менее токсичен.

На основании этих исследований нами были проведены процессы синтеза нашего ингибитора коррозии марки МРО-1, содержащего азот в различных соотношениях и температурах, в результате испытаний было определено, что наиболее оптимальной является температура 20 °С. С помощью магнитной мешалки и охладителя получен антикоррозионный ингибитор марки МРО-1, растворяющийся в нефтепродуктах.

С целью изучения состава и строения ингибитора коррозии марки МРО-1, синтезированного нами и использованного в испытании, был проведен анализ ИК-спектров и изучена их структура.

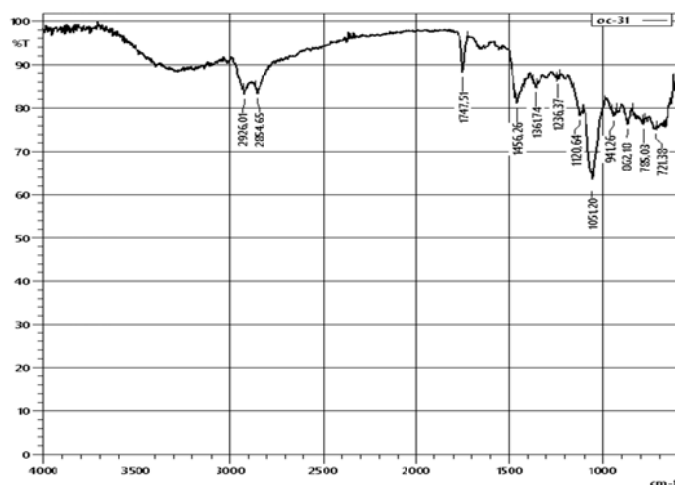


Рисунок 1. ИК спектр ингибитора коррозии марки МРО-1

Состав и структуру ингибитора коррозии МРО-1 исследовали с помощью ИК-спектрометрической технологии (ИК-Fure, SHIMADZU, Япония) в диапазоне до 4000 см^{-1} . Линия поглощения ИК-спектроскопии ингибитора МРО-1, используемого в защите от коррозии, показывает спектр SN2-групп связи в валентных областях $2926,01\text{ см}^{-1}$ и $2854,65\text{ см}^{-1}$, а также в структуре $1747,51\text{ см}^{-1}$ $>S=O$ производит валентные колебания. При $1361,74\text{ см}^{-1}$ имеются линии поглощения, принадлежащие NO_3^- и $1236,37\text{ см}^{-1}$ валентные полосы - группы $P=O$. вибрации.

По результатам данного анализа установлено, что исследуемый нами ингибитор коррозии МРО-1 содержит азот и фосфор.

Каждый состав ингибитора коррозии металлов испытывали стандартными методами по ГОСТ 9.506-87. Его проводили при 3 различных концентрациях в течение 72 часов в испытательном приборе при атмосферном давлении. Время испытаний отсчитывали с момента помещения образцов в окружающую среду. Продолжительность испытаний определяют по ГОСТ 9.905 82. Для определения оптимальной концентрации ингибитора была проведена серия опытов с изменением концентрации от низкой к высокой.

В результате испытаний степень защиты ингибитора коррозии марки МРО-1 составила от 83,3 до 90,7 %.

По результатам испытаний использованный нами образец стали СТЗ был исследован с помощью СЭМ.

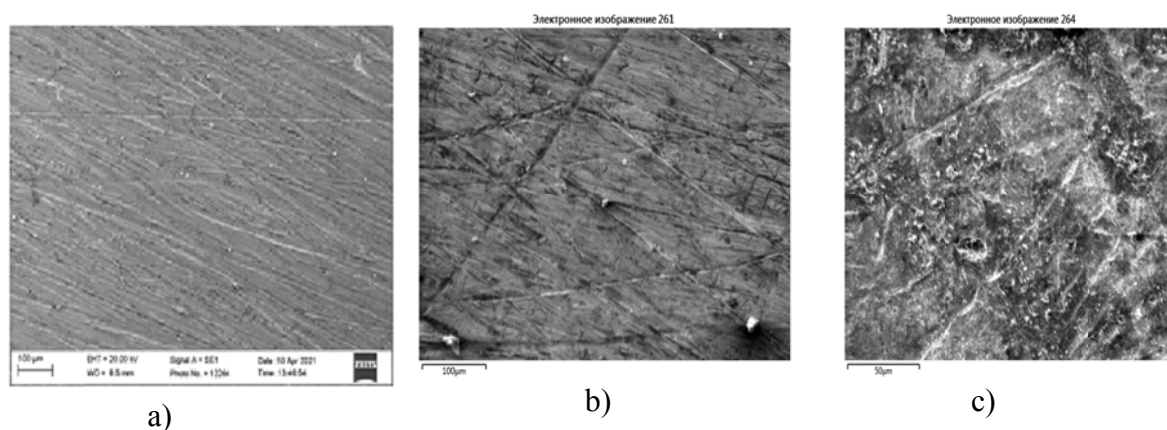


Рисунок 4. Вид СЭМ образца стали СТЗ
а) чистый металл,
б) ингибирующая среда,
в) неингибирующая конденсатная среда

В результатах наших исследований, полученных с помощью сканирующего электронного микроскопа, видно, что изученный нами ингибитор коррозии марки МРО-1 защищает поверхность металла от коррозии.

Библиографический список

1. Lekan T.P Corrosion problems during oil and gas production and its mitigation / T.P Lekan, Sh. G Alhaji. – DOI : 10.1186/2228-5547-4-35. – Text : electronic // International Journal of Industrial Chemistry. – 2013. – № 6. – С. 1-6. – URL: https://www.researchgate.net/publication/278646538_Corrosion (дата обращения : 11.03.2023).
2. Quraishi M. A. Development of environmentally benign corrosion inhibitors for organic acid environments for oil-gas industry / M.A. Quraishi, S.Ch Dheeraj. – Text : electronic // Journal of Molecular Liquids. – 2021. – № 5. – URL: https://www.researchgate.net/publication/348889902_Development_Corrosion (дата обращения : 11.03.2023).
3. Кузнецов Ю. И. Прогресс в науке об ингибиторах коррозии / Ю. И. Кузнецов. – Текст : непосредственный // Коррозия: материалы, защита. – 2015. – № 3. – С. 12-24.
4. Downhole corrosion inhibitors for oil and gas production – a review. – Text : electronic // Applied Surface Science Advances. – 2021. – URL: https://www.researchgate.net/publication/352815709_Downhole (дата обращения : 11.03.2023).

Научный руководитель: Нуркулов Файзулла Нурмуминович, д. т. н., профессор.

Ху Ханьвэнь

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, г. Москва

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ОСОБЕННОСТИ МОБИЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ НА ОСНОВЕ ПЛОСКОСВОРАЧИВАЕМЫХ РУКАВОВ

Мобильные трубопроводные системы на основе плоскосворачиваемых рукавов (МТС) являются неотъемлемой составляющей элементом систем нефтепродуктообеспечения.

Предназначенные для транспортировки как сырой и товарной нефти, так и светлых нефтепродуктов, МТС применяют большинство нефтегазодобывающих и перерабатывающих компаний.

В настоящее время МТС используют в своей эксплуатационной деятельности для организации байпасных линий трубопроводных систем, подачи нефти с месторождений в резервуарные парки, опорожнения и заполнения магистральных трубопроводов и емкостей, заправок различных транспортных средств и других целей [1].

При эксплуатации МТС возникает ряд важных задач, важнейшими из которых являются:

1. Определение максимальной длины напорной линии в соответствии максимально возможной величиной давления при заданных значениях пропускной способности, диаметра и вязкости нефти или нефтепродукта.

2. Подбор насосного оборудования, позволяющего осуществить транспортировку нефти или нефтепродуктов.

Решение этой задачи было проведено для трех вариантов диаметра напорной линии ($d_1 = 0,1$ м, $d_2 = 0,15$ м, $d_3 = 0,2$ м). Подбор насосного оборудования проводился для трех типов установок типа ПНУ-140, ПНУ 100/200К [2].

Расчетами показано, что наиболее сильное влияние на определяемую длину напорной линии имеет диаметр. Поэтому анализ максимальной длины напорной линии МТС был проведен для трех диаметров $d_1 = 0,1$ м, $d_2 = 0,15$ м, $d_3 = 0,2$ м.

Оценено влияние вязкости перекачиваемой среды в пределах от $3 \cdot 10^{-6}$ м²/с до $25 \cdot 10^{-6}$ м²/с. Результаты расчетов при максимальном рабочем давлении 3 МПа и расходе 144 м³/ч приведены на рис. 1.

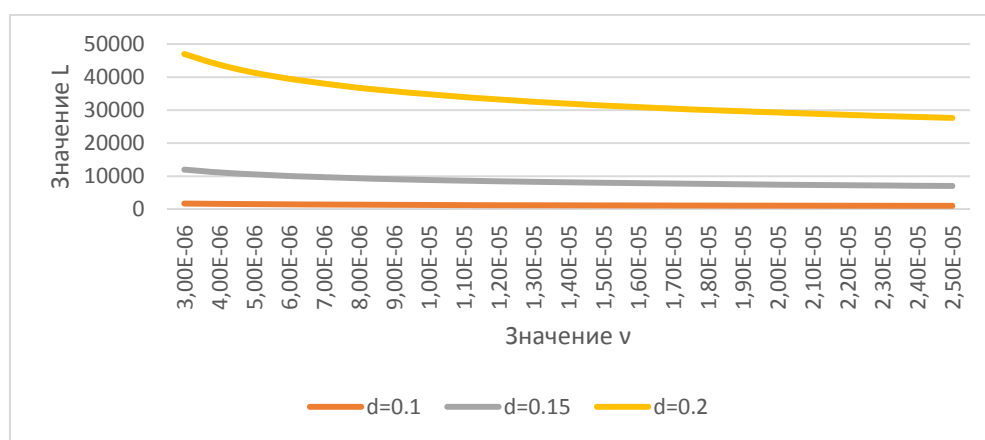


Рисунок 1. Зависимость максимальной длины ПТ от вязкости при рабочем давлении 3 МПа

Влияние расхода можно проследить (см. рис. 2), изменяя его значения от 0,01 м³/с до 0,07 м³/с (от 36 м³/ч до 252 м³/ч).

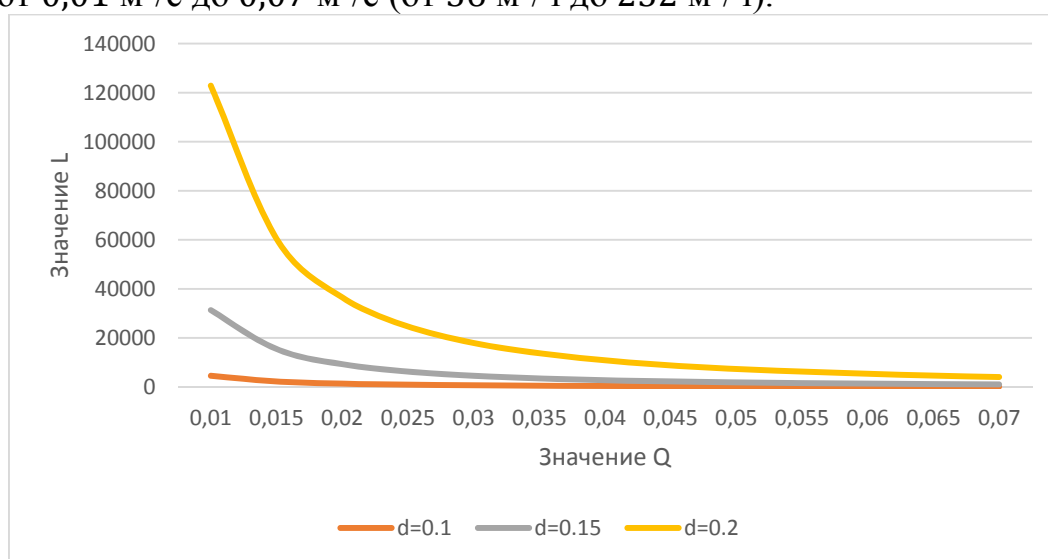


Рисунок 2. Зависимость максимальной длины ПТ от расхода при рабочем давлении 3 МПа

Для оценки эффективности совместной работы трубопроводной системы насос-напорный рукав были проведены расчеты с целью получения совмещенных характеристик и рабочей точки.

Первоначально необходимо определить коэффициенты аппроксимации характеристик центробежных насосов передвижных насосных установок (ПНУ). Для этого воспользуемся экспериментальными данными. Имея значения подачи насоса и соответствующего значения напора по пяти точкам определяются коэффициенты аппроксимации:

$$H = a - b \cdot Q^2, \quad (1)$$

$$a = \frac{\sum_{i=1}^{i=5} Q_i^2 \cdot \sum_{i=1}^{i=5} H_i \cdot Q_i^2 - \sum_{i=1}^{i=5} H_i \cdot \sum_{i=1}^{i=5} Q_i^4}{\left(\sum_{i=1}^{i=5} Q_i^2 \right)^2 - 5 \cdot \sum_{i=1}^{i=5} Q_i^4}, \quad (2)$$

$$b = \frac{5 \cdot \sum_{i=1}^{i=5} H_i \cdot Q_i^2 - \sum_{i=1}^{i=5} H_i \cdot \sum_{i=1}^{i=5} Q_i^2}{\left(\sum_{i=1}^{i=5} Q_i^2 \right)^2 - 5 \cdot \sum_{i=1}^{i=5} Q_i^4}, \quad (3)$$

а также коэффициенты аппроксимации для коэффициента полезного действия:

$$\eta = k \cdot Q - k_1 \cdot Q^2, \quad (4)$$

$$k = \frac{\sum_{i=1}^{i=5} \eta_i \cdot Q_i \cdot \sum_{i=1}^{i=5} Q_i^4 - \sum_{i=1}^{i=5} \eta_i \cdot Q_i^2 \cdot \sum_{i=1}^{i=5} Q_i^3}{\sum_{i=1}^{i=5} Q_i^2 \cdot \sum_{i=1}^{i=5} Q_i^4 - \left(\sum_{i=1}^{i=5} Q_i^3 \right)^2}, \quad (5)$$

$$k_1 = \frac{\sum_{i=1}^{i=5} \eta_i \cdot Q_i \cdot \sum_{i=1}^{i=5} Q_i^3 - \sum_{i=1}^{i=5} Q_i^2 \cdot \sum_{i=1}^{i=5} \eta_i \cdot Q_i^2}{\sum_{i=1}^{i=5} Q_i^2 \cdot \sum_{i=1}^{i=5} Q_i^4 - \left(\sum_{i=1}^{i=5} Q_i^3 \right)^2}, \quad (6)$$

где H – дифференциальный напор насоса, м; Q – подача насоса, м³/ч; a, b, k, k_1 – коэффициенты аппроксимации.

Для ПНУ-140 используется полученная гидравлическая характеристика, на этом же графике строится характеристика напорной линии (см. рис. 3). Ее длина – 3000 м, диаметр 150 мм, перекачиваемая среда – дизельное топливо вязкостью 6 сСт (лето) или 9 сСт (зима).

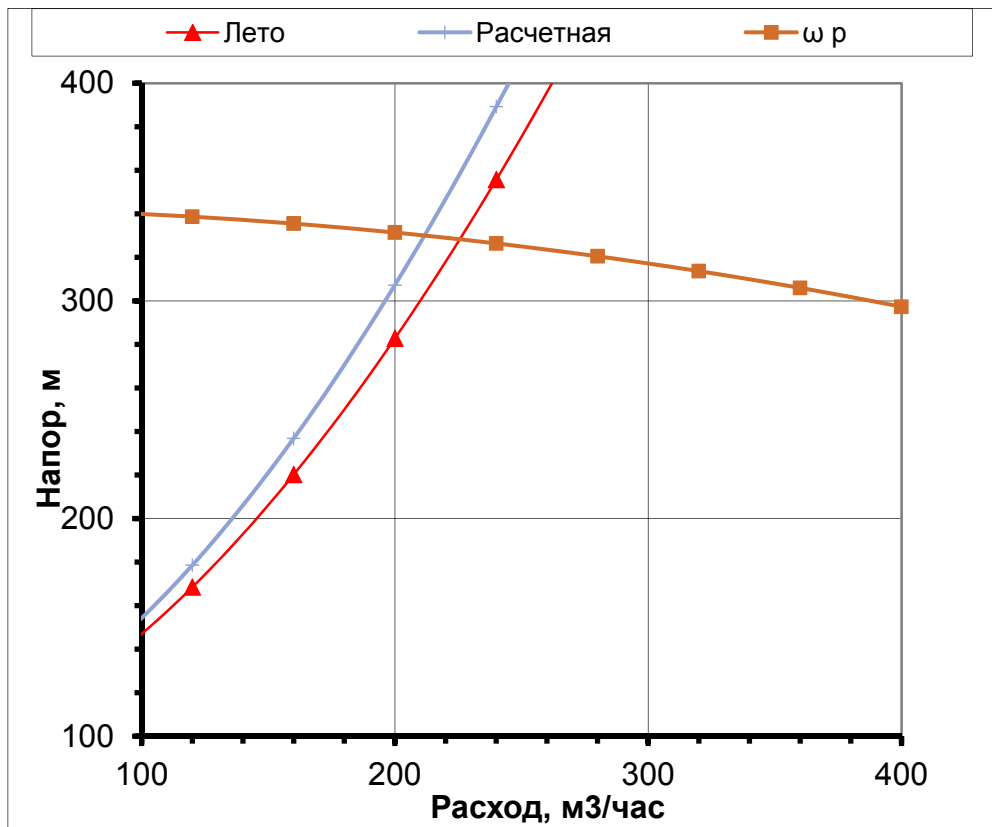


Рисунок 3. Совмещенная характеристика ПНУ-140 и трубопровода

Приведенные расчеты показывают возможность применения МТС на основе плосковорачиваемых рукавов для перекачки нефти и нефтепродуктов на значительные расстояния, а также использования насосных установок типа ПНУ-140 [3].

Библиографический список

1. Шишкин Г. В. Справочник по проектированию нефтебаз : учебное пособие / Г. В. Шишкин. – Ленинград : Недра, 1978. – 216 с. – Текст : непосредственный.
2. Рекламный проспект ООО «Балтикфлекс» : [сайт]. – 2016. – URL: <https://balticflex.ru/> (дата обращения: 10.04.2023). – Текст : электронный.
3. ГОСТ 18698 -79. Рукава резиновые напорные с текстильным каркасом. Технические условия : межгосударственный стандарт : издание официальное : утвержден и введен в действие Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 29 ноября 1979 г. № 4581 : дата введения 1981-01-01. – Москва : Стандартиформ, 1981. – 14 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель – Ларионов С. В., доцент.

Дряхлов В. С.
Российский Университет Дружбы Народов, г. Москва

РАЗВИТИЕ МЕТОДОВ ИНТЕГРИРОВАННОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ ОСВОЕНИЯ ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

В отечественной практике проектирования малое внимание уделяется проблеме комплексного интегрированного проектирования освоения морских месторождений. В настоящее время оно строится на тех же принципах «линейности», что и проектирование освоения сухопутных месторождений.

Между функцией «бурения» и функцией «обустройства» в проектной команде зачастую возникает конфликт, обусловленный тем, что первые стремятся сократить затраты на бурение за счет более свободного размещения скважин и уменьшения суммарной проходки, а вторые – сократить кап.затраты на обустройство путем уменьшения количества буровых центров и интерфейсов между ними. Для максимизации экономического эффекта проекта необходимо комплексное решение задачи размещения объектов обустройства на площади с учетом батиметрии, инженерно-геологических условий и проектирования траекторий стволов скважин с целью максимизации NPV или IRR проекта.

При определении оптимальной схемы обустройства морского месторождения на этапе концептуального проектирования необходимо проводить многовариантный расчет по критерию максимизации NPV и/или IRR. В многовариантном расчете необходимо рассматривать различные варианты кустования скважин и организации системы сбора, темпы и последовательность ввода скважин, типы ПБУ, опции частичной подготовки скважинной продукции под водой и обеспечения потока во взаимосвязи с влиянием технических решений на профиль добычи.

С учетом комбинаторики, количество вариантов обустройства месторождения зачастую таково, что невозможно вручную произвести расчеты по каждому из них. Обоснованный подход к выбору оптимальной схемы обустройства, основанный на многовариантных расчетах, потенциально позволит перезапустить экономику многих проектов и вывести их в положительную зону.

1. Состояние изученности проблемы в России и за рубежом

В регламенте ПАО «Газпром» на составление проектных документов по разработке морских нефтяных, газовых и нефтегазоконденсатных месторождений (СТО Газпром 2-3.7-320-2009) отмечено, что «в процессе обоснования оптимальных технико-экономических решений рекомендуется соблюдение принципа комплексности, который предусматривает взаимосвязь расчетных вариантов разработки месторождения со способами обустрой-

ства устьев скважин и прогнозируемой технологической схемой обустройства месторождения;» [1]. Этот пункт рекомендует (но не обязывает) использовать интегрированные модели «пласт – скважина – система сбора – УКПГ» на этапе формирования проекта разработки, но не конкретизирует критерий оптимальности технико-экономических решений, а также метод его поиска. Другой пункт СТО несколько конкретизирует требования к формированию вариантов для подводных добычных комплексов (далее – ПДК): «При подводном обустройстве устьев скважин с использованием подводных добычных комплексов необходимо сформировать варианты разработки, отличающиеся числом кустов скважин (числом ПДК), их расположением по площади залежи, количеством скважин в кусте» [1].

Качество формирования ограниченного количества рассматриваемых вариантов разработки и обустройства месторождения при текущих подходах зависит от опыта и компетентности проектной команды. Объективные интересы проекта заключаются в рассмотрении и количественной оценке наиболее полного перечня возможных (и целесообразных) сценариев разработки и обустройства.

Различными авторами задача автоматизации генерации вариантов и поиска оптимума решалась средствами математического моделирования, программирования и использования алгоритмов и методов оптимизации. Различные работы фокусируются на ограниченном перечне рассматриваемых дисциплин, ввиду чего лишь некоторые из них представляют собой комплексный подход к решению задачи поиска глобального оптимума.

Первая всеобъемлющая работа по автоматизации интегрированного проектирования освоения морских месторождений авторства A.S. Cullick [2] предлагает интегрированную схему взаимодействия между функциями проектной команды, использование экспертной системы, обширных баз технико-экономических данных и мета-эвристического метода поиска. Диссертация G. R. Johansen [3] отличается от других работ тем, что при решении задачи оптимизации разработки и обустройства морского газового месторождения методом смешанно-целочисленного программирования в качестве одной из переменных задается точка сдачи продукции – таким образом моделируется вариативность выбора потребителя продукции по договорной цене или реализация газа на спотовом рынке.

Наиболее полная и учитывающая практически все дисциплины (за исключением подводного процессинга) работа за авторством L. Basilio [4] предполагает решение задачи автоматической генерации и оптимизации схемы ПДК с использованием специализированного ПО компании Deep Seed Solutions – FLOCO. Математическая модель FLOCO сочетает в себе возможности не только интегрированного расчета системы «пласт – скважина – система сбора – УКПГ», но и автоматизированную генерацию сценариев обустройства с поиском оптимального по различным критериям (определяются пользователем) с помощью мета-эвристического алгоритма.

В России проблематика автоматизации концептуального проектирования обустройства морских месторождений находится в начальной стадии, существует всего несколько работ, посвященных этому вопросу.

Работа О. А. Корниенко [5] посвящена выбору оптимального количества, местоположения и конструкции оборудования ПДК для заданного проекта разработки месторождения. С помощью линейного программирования решается задача оптимального размещения подводных устьев скважин и манифольдов с целью оптимизации капитальных затрат. Сам факт постановки подобной задачи в отрасли является значимым, однако качество предложенного алгоритма с учетом оптимизируемой функции и принятых упрощений и допущений не позволяет использовать его на реальных проектах для обоснования выбора оптимальных вариантов обустройства.

В диссертации В. С. Дряхлова [6] выполнен поиск локального оптимума схемы ПДК с точки зрения NPV и IRR для конкретного морского нефтяного месторождения с помощью эвристического алгоритма, предусматривающего последовательное рассмотрение и сравнение между собой по критерию NPV большого количества сценариев обустройства. Алгоритм и рассматриваемые сценарии из работы [6] могут быть использованы для других проектов, однако не гарантируют нахождение глобального оптимума по NPV.

2. Существующее ПО

Среди ПО отечественной разработки выделяется «ЭРА:Искра» компании ООО «Газпром нефть Цифровые решения», обладающая функционалом расчета траекторий скважин, сетей сбора, сухопутных площадных объектов, стоимостных параметров и экономики для сухопутных проектов. В текущей версии «ЭРА:Искра» не проводит интегрированный гидродинамический расчет «пласт – скважина – система сбора – УПН», а также не осуществляет автоматизированную генерацию вариантов и поиск оптимальных решений, эта задача по-прежнему возлагается на проектную команду и эвристические методы поиска, т. е. ручной перебор вариантов.

В отечественной ИТ-индустрии для решения рассматриваемых задач можно выделить еще один программный комплекс – «CLS Planner» от независимой компании «Strata Solutions». С точки зрения автоматизации процессов концептуального проектирования «CLS Planner» является наиболее продвинутым программным комплексом на отечественном рынке, т. к. выполняет автоматизированную генерацию и оптимизацию раскустовки скважин и трассировку сетей сбора по заданным геологическим целям (Т₁-Т₃) с учетом топологии и гидравлических расчетов [7].

В отечественных компаниях, занимающихся планированием освоения шельфовых месторождений РФ, до 2022 года широко использовались программные комплексы «QUESTOR» компании «S&P Global» и «ADEPT» компании «Genesis». Эти программные комплексы схожи по функционалу и позволяют на ранней стадии проектирования на основе ограниченного количества исходной информации сформировать варианты обустройства и оценить

их ключевые технико-экономические параметры. Стоит отметить, что данные ПО не производят автоматическую генерацию и подбор оптимальных вариантов освоения, лишь предлагают наиболее распространенные решения на основе эвристического алгоритма. Ключевой недостаток их использования – отсутствие в этих программных комплексах баз данных по российскому арктическому шельфу (как технических, так и стоимостных).

Наиболее продвинутым и отвечающим задачам автоматизации концептуального проектирования морских месторождений ПО является программный комплекс «FLOCO» бразильской компании «Deep Seed Solutions». По заявлениям разработчиков [8] «FLOCO» способен автоматически генерировать, рассчитывать и оптимизировать варианты обустройства, предлагая наиболее оптимальные с точки зрения экономических показателей, определяемых пользователем – капитальные и операционные затраты, NPV, IRR, цена безубыточности и период окупаемости. При этом, в ПО реализуется концепция интегрированного проектирования, т. е. учитываются все дисциплины, включая разработку, скважинную добычу, обеспечение потока. Для технико-стоимостных параметров вариантов обустройства используется облачная база данных «Deep4Share», регулярно обновляемая как разработчиками, так и сторонними компаниями.

3. Заключение

Значительное внимание в мире уделяется разработке алгоритмов и программного обеспечения для автоматизированного концептуального проектирования освоения морских месторождений нефти и газа, включая автоматическую генерацию и оптимизацию вариантов обустройства и расчет интегрированной модели «пласт – скважина – система сбора – УПН». За последние годы иностранными компаниями создавалось и совершенствовалось ПО для автоматизации интегрированного концептуального проектирования морских месторождений.

В отечественной науке существует ряд исследований, посвященных проблеме создания инструментов интегрированного концептуального проектирования для шельфовых месторождений РФ, которые либо предлагают крайне упрощенные математические модели, не учитывающие многие существенные факторы и дисциплины, [Корниенко] либо апеллируют к эвристическим методам поиска локального оптимума [Дряхлов]. Определенно большего развития это направление получило в области сухопутной нефтегазодобычи. Отечественной компанией «Strata Solutions», выпустившей ИТ-продукт «CLS Planner», положено начало автоматизированного концептуального проектирования в России.

Необходимые дальнейшие шаги в области создания инструментов автоматизации концептуального проектирования для шельфовых месторождений РФ:

1. Создание единой структурированной технико-стоимостной базы данных по реализованным и реализуемым проектам на шельфе РФ, выпускаемым в РФ МТР, российским верфям и судовладельцам.

2. Разработка математических моделей, алгоритмов и нормативов для расчета технических параметров объектов обустройства месторождений арктического шельфа РФ.

3. Разработка или определение наименее ресурсоемкого алгоритма поиска, исключающего перебор каждой возможной комбинации технических решений при гарантированном достижении глобального оптимума.

Библиографический список

1. СТО Газпром 2-3.7-320-2009. Регламент на составление проектных документов по разработке морских нефтяных, газовых и нефтегазоконденсатных месторождений. – Введ. 2009-12-14 – Москва : Газпром экспо, 2009. – 96 с. – Текст : непосредственный.

2. Cullick A.S. Optimizing Field Development Concepts for Complex Offshore Production Systems / A. S. Cullick, R. Cude, M. Tarman. – Direct text // Offshore Europe. – 2007. – SPE 108562. – Direct text.

3. Johansen G. R. Optimization of offshore natural gas field development: Master`s Thesis / Gaute Rannem Johansen; Norwegian University of Science and Technology. – Trondheim, 2011. – Direct text.

4. Basilio L. Integrated design computational model applied to O&G offshore field development / Leandro Basilio, Celso Noronha, Matheus Passos, Debora Calaza, Anderson L. da Nova, Roland Daly. – Direct text. // Offshore Technology Conference. – 2018, May. – OTC-28664-MS.

5. Корниенко О. А. Разработка рациональных методов обустройства углеводородных месторождений арктического шельфа РФ : 25.00.18 : дис. ... канд.техн.наук / О. А. Корниенко; ВНИИГАЗ. – Москва, 2007. – 99 с. – Текст : непосредственный.

6. Дряхлов В. С. Техничко-экономическое обоснование оптимальной схемы подводного добычного комплекса при добыче в замерзающей акватории : 21.04.01 : дис. ... маг. / В. С. Дряхлов; СПбГУ – Санкт-Петербург, 2021. –163 с. – Текст : непосредственный.

7. Strata Solutions. CLS Planner : [сайт]. – URL: <https://www.stratasolutions.ru/cls-planner> (date of the application 15.03.2023). – Text : electronic.

8. Deep Seed Solutions. FLOCO Software : [сайт]. – URL: <https://deepseedsolutions.com/floco/> (date of the application 15.03.2023). – Text : electronic.

Научный руководитель – Юшков Е. С., канд. тех. наук, доцент.

Косьянов П. М.

Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

ИССЛЕДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ПОЛЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ

Введение: В лаборатории физики филиала ТИУ в г. Нижневартовске была разработана и внедрена экспериментальная установка по исследованию снижения вязкости нефти воздействием тепловыми и электромагнит-

ными полями рисунок 1. Для изменения температуры был использован воздушный обогреватель (теповентилятор) АТД: артикул ARC0304, электропитание 220-240 В, 50/60 Гц, мощность 2000 Вт, класс защиты II, для измерения температуры градусник ртутный лабораторный ТЛ-2, ареометр АОН-1 (700/1840), для генерации сигналов частотой до 110 КГц генератор ГЗЧМ, для наблюдения и контроля сигналов осциллограф М0S-620. Для создания области с электромагнитным полем использовался конденсатор разборный с площадью обкладок $S_0=228,5\text{см}^2$, обкладки разнесены при помощи диэлектрического каркаса на расстояние $l = 26\text{см}$. Между обкладок конденсатора размещается вискозиметр ВНЖТ-2 или ВПЖ-4, нефть в приборе поднималась при помощи компрессора, замеры времени проводились несколькими лаборантами при помощи как электронных, так и механических секундомеров.

В работах [1-5] показаны результаты исследований. Одновременное воздействие тепловыми и электромагнитными полями позволило снижать вязкость различных сортов нефтей на пятьдесят процентов и более. В рассматриваемой модели [1-3] повышение нефтедобычи и предполагает наряду с другими факторами, снижения вязкости нефти.

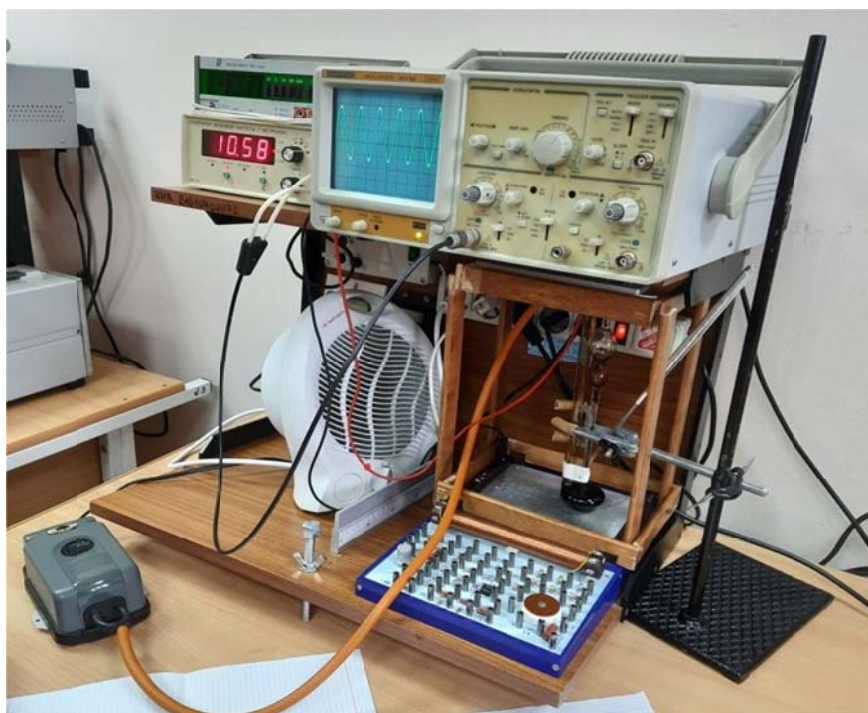


Рисунок 1. Экспериментальная установка

Экспериментальные результаты

Были проведены измерения плотности и вязкости по методике «Определение вязкости (ГОСТ 33-82)» [6,7] для нефтей Самотлорского месторождения. Одни из многих результатов приведены в таблицах 1, 2.

Таблица 1

Результаты измерений плотности и вязкости нефти без электромагнитного поля с увеличением температуры

№ серии измерений	температура	плотность	Среднее время	Динамическая. вязкость η
	T, K	ρ кг/м ³	t_{cp} , с	мПа*с
1	293	859	8,51	21,701
2	298	858	7,86	20,056
3	303	857	6,72	17,136
4	308	855	6,63	16,907
5	313	852	6,21	15,836
6	318	849	6,03	15,364
7	323	845	5,62	14,321
8	328	842	5,56	14,279

Результаты измерений плотностей и вязкостей нефти, при одновременном тепловом и электромагнитном воздействиях, приведены в таблице 2.

Таблица 2

Результаты измерений вязкости нефти с ростом температуры в электромагнитном поле

№ серии измерений	температура	плотность	Среднее время	Динамическая. вязкость η
	T, K	ρ кг/м ³	t_{cp} , с	мПа*с
1	293	859	7,750	19,763
2	298	853	7,590	19,355
3	303	850	7,017	17,893
4	308	846	6,630	16,907
5	313	842	5,595	14,267
6	318	839	5,370	13,694
7	323	836	4,985	12,712
8	328	833	4,799	12,238

Как видно, наложение электромагнитного поля приводит к дополнительному снижению вязкости на десять процентов и более. Сравнение аппроксимаций зависимостей линейными, гиперболическими и экспоненциальными функциями показало минимальные дисперсии при использовании гиперболических функций [4, 5].

Для усиления эффекта, было решено использовать два параллельно подключенных генератора. Но ожидаемого результата не получено, дополнительное снижение вязкости около двух процентов. Поэтому было решено проанализировать переменное электромагнитное поле индукционным методом рисунок 2.

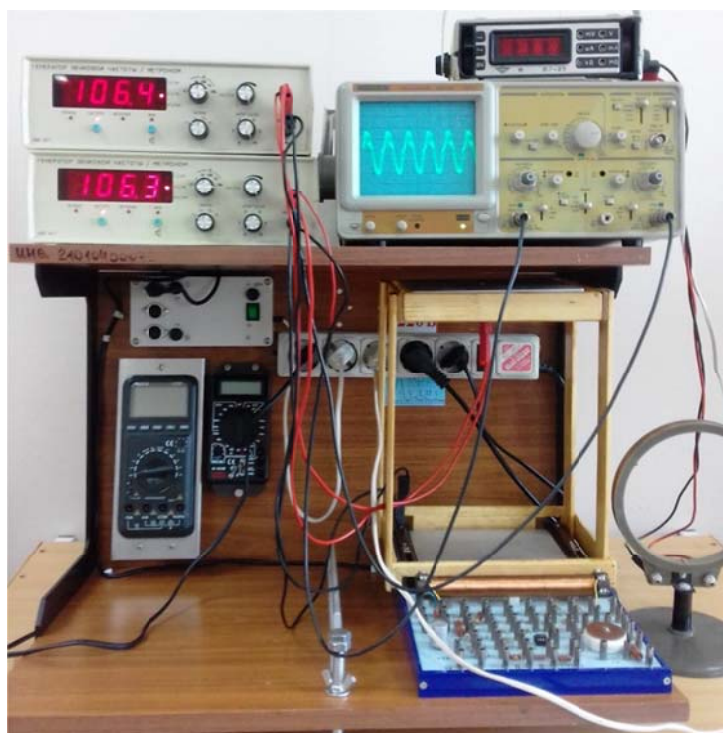


Рисунок 2. Исследование электромагнитного поля индукционным способом

В качестве детектора была использована катушка с числом витков $N=250$, сопротивлением $R=5,7$ Ом и площадью витков $S=0,0154$ м². Результаты измерений приведены в таблице 3.

Таблица 3
Результаты измерений ЭДС индукции и тока индукции в катушке

№ серии измерений	Частота (КГц)	1 генератор		2 генератора	
		ε_i (В)	I_i (А)	ε_i (В)	I_i (А)
1	105,7	3,2	0,058	2-6	0,02-0,08
2	10,8	0,19	0,016	0,2-0,6	0,01
3	1,08	0,09	0,0018	0,013-0,03	0,001
4	0,108	0,003	0,0003	0,003	0,0003
5	0,011	0,003	0,0003	0,003	0,0003
6	фон	0,003	0,0002	0,003	0,0002

Из таблицы видно, что при параллельном подключении генераторов, ЭДС меняется от 2В до 6В. Это объясняется тем, что нет полной синхронизации сигналов по частоте и фазе. Поэтому эффективное ЭДС от двух генераторов, ненамного выше ЭДС от одного генератора. Но это чисто техническая и решаемая проблема. Принципиально, использование двух генераторов позволяет добиться ожидаемого снижения вязкости нефти.

Обоснование результатов

Как указывалось выше, плотность нефти ρ определялась опытным путем и при увеличении температуры на 35 градусов снижалась на 26 кг/м³. Так как плотность нефти:

$$\rho = \frac{m}{V} = \frac{Nm_0}{NV_0} \quad (1)$$

где: N – число молекул, m_0 – масса одной молекулы, V_0 – объём занимаемый одной молекулой.

Из (1) получим объём элементарной ячейки:

$$V_0 = \frac{m_0}{\rho} = \frac{4}{3} \pi R_0^3 \quad (2)$$

где: R_0 – радиус элементарной ячейки.

Молекула колеблется в своей элементарной ячейке и средняя длина свободного пробега молекулы $l = 2 R_0$. Тогда из (1) и (2) получим:

$$l = \sqrt[3]{\frac{6V_0}{\pi}} = \sqrt[3]{\frac{6m_0}{\pi\rho}} = \sqrt[3]{\frac{6\mu}{\pi\rho Na}} \quad (3)$$

где: μ – молярная масса нефти, Na – число Авогадро.

Среднее время средней длины пробега молекулы $t = l/v$ где v – средняя арифметическая скорость теплового движения молекул:

$$v = \sqrt{\frac{8kT}{\pi m_0}} = \sqrt{\frac{8RT}{\pi\mu}} \quad (4)$$

где: μ – молярная масса нефти, T – температура по шкале Кельвина, R – универсальная газовая постоянная.

Тогда среднее время средней длины свободного пробега молекул:

$$t = \frac{\sqrt[3]{\frac{6\mu}{\pi\rho Na}}}{\sqrt{\frac{8RT}{\pi\mu}}} \quad (5)$$

Следовательно, частота колебания молекулы в элементарной ячейке:

$$\nu = \frac{1}{2t} = \frac{\sqrt{\frac{2RT}{\pi\mu}}}{\sqrt[3]{\frac{6\mu}{\pi\rho Na}}} \quad (6)$$

учитывая, что масса одной молекулы $m_0 = \mu / Na \approx 49,8 * 10^{-24}$ кг, плотность нефти $\rho = 850$ кг/м³, получим частоту $\nu \approx 22 * 10^7$ Гц.

Выводы.

Опыты подтвердили полученные ранее результаты. Одновременное воздействие на нефть тепловыми и электромагнитными полями позволяет снижать вязкость на пятьдесят и более процентов. Причём, доля, приходящаяся на воздействие электромагнитным полем превышает десять процентов. Частота используемых генераторов переменного напряжения не превышала 110 КГц. Рассчитанное значение собственной частоты колебаний молекулы нефти $\nu \approx 22 \cdot 10^7$ Гц, на три порядка выше. Следовательно, использование высокочастотного генератора позволит добиться резонансного снижения вязкости нефти при равенстве частоты электромагнитного поля и собственной частоты колебаний молекул.

Библиографический список

1. Косьянов П. М. Модель определения и повышения КИН. Проблемы и пути их решения / П. М. Косьянов. – Текст : непосредственный // Инновационные процессы в науке и технике XXI века : материалы XVII Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов, ученых, педагогических работников и специалистов – практиков. – Тюмень, 2019. – С. 8-13.
2. Kosianov P. M. Ways to Improve Production Efficiency. Problems and Ways of Their Solution / P. M. Kosianov. – Direct text // Journal of Computational and Theoretical Nanoscience. – 2019. – Vol. 16. – P. 3094-3097.
3. Kosianov P. M. Integrated physical enhanced recovery method for high-viscosity oil reservoirs / P. M. Kosianov, A. T. Hudajberdiev. – Text : electronic // E3S Web of Conferences. – 2021. – URL: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202124409012> EMMFT-2020. (date of the application 15.03.2023).
4. Kosianov P. M. Studies of Oil Viscosity Under the Influence of Thermal and Electromagnetic Fields / P. M. Kosianov. – doi:10.1088/1755-1315/666/2/0220213. – Text : electronic // International science and technology conference "Earth science" IOP Conf. Series : Earth and Environmental Science 666 (2021) 022021 IOP (date of the application 15.03.2023).
5. Косьянов П. М. Исследования воздействия тепловыми и электромагнитными полями на вязкость нефти / П. М. Косьянов. – Текст : непосредственный // Недропользование XXI век. – 2022. – № 4 (96). – С. 80-85.
6. ГОСТ 33-82. Нефтепродукты. Метод определения кинематической и расчет динамической вязкости : национальный стандарт Российской Федерации : издание официальное : утв. и введ. в действие Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 16.07.82 N 2700 : введ. 1983-01-01 / разработан Государственным комитетом СССР по стандартам. - Москва : ИПК Издательство стандартов, 1997. – 31 с. – Текст : непосредственный.
7. ГОСТ 10028-81. Вискозиметры капиллярные стеклянные. Технические условия : национальный стандарт Российской Федерации : издание официальное : утв. и введ. в действие Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 19.05.81 N 2461: дата введ. 1983-01-01 / разработан Министерством приборостроения, средств автоматизации и систем управления. – Москва : Стандартиформ, 2005. – 50 с. – Текст : непосредственный.

Нестерова О. В.¹, Разманова С. В.²

¹*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта*

²*Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Ухта*

ПОТЕНЦИАЛ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ТРАДИЦИОННОЙ И «ЗЕЛеной» ЭНЕРГЕТИКИ В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ

Освоение Арктики – одно из ключевых направлений развития Российской экономики XXI века. Производственно-хозяйственная деятельность (ПХД) в этом регионе напрямую связана с вопросом создания для населения достаточно комфортных условий работы и проживания. Однако сложные климатические условия серьезно затрудняют работу в Арктическом регионе и для этого необходимо рассмотреть проблему перспективного энергоснабжения региона, основу которой в настоящее время составляет завозимое из других регионов топливо. Вместе с тем, Арктика является зоной для проживания коренных малочисленных народов Севера. Это заставляет уделять пристальное внимание экологическим вопросам по осуществлению ПХД в арктической зоне [1, 2]. Использование ВИЭ может существенно улучшить экологию северного региона, поскольку энергосистема Арктики работает на привозном угле, мазуте, дизельном топливе, способствующих вредным выбросам в окружающую среду. Следует отметить, что в рамках «северного завоза» ежегодно в регион поставляется 7-10 млн. т горюче-смазочного материала, что ведет к накоплению пустых бочек и прочей тары, услуги по вывозу и утилизации которых являются очень дорогостоящими, а в ряде случаев, просто и невозможными по причине отдаленности поселений.

Если вести речь об углеводородах, то начальные извлекаемые суммарные ресурсы Арктической зоны РФ в целом оценены в 258 млрд т условного топлива, что составляет 60 % всех ресурсов углеводородов России [3]. Вместе с тем, потенциал Арктического региона в свете перспективных поставок энергоресурсов не исчерпывается его углеводородными запасами. С точки зрения затрат, наиболее перспективным является вопрос об использовании возобновляемых источниках энергии (ВИЭ). К ним можно отнести энергию ветра, воды, солнца и биомассы. Для извлечения энергии из этих источников в условиях Севера используют солнечные панели, приливные станции, ветроэнергетические установки (ВЭУ). К примеру, «обширные акватории шельфов способствуют получению возобновляемых источников энергии – энергии ветра, морских волн и приливов, поэтому в зоне шельфов располагают приливные электростанции и ветроэлектростанции» [4]. По мнению представителя посольства Нидерландов в России И. Стоела «использование ВИЭ в удаленных территориях России, в частности, в Арктике, особенно за счет имеющихся ресурсов – солнечной энергии является перспективной возможностью для выхода на рынок ВИЭ» [5]. ВИЭ являются актуальными для использования в Арктическом регионе в силу ряда причин. Например, из-за дешевизны по сравнению с тра-

диционными видами энергии. На сегодняшний день на Крайнем Севере стоимость электроэнергии составляет 25-235 рублей кВт/ч, что в десятки раз выше (до 55) чем в других регионах. Тепловая энергия для потребителей составляет 3-20 тысяч рублей за 1 Гкал это в 4-17 раз выше, чем в среднем по стране. В это же время, цена на производство электроэнергии на солнечных электростанциях составляет в среднем 9,5 рублей кВт/час, ветряных 6,5 рублей кВт/час, новых парогазовых установок 3,5 рублей кВт/час.

Главной задачей при сооружении объектов энергетики на основе ВИЭ является возведение электростанций с использованием новейших технологий, обеспечивающих минимальные риски для арктической флоры и фауны и надежную эксплуатацию в сложных климатических условиях Арктики. С точки зрения предсказуемости, в первую очередь можно уделить внимание приливным станциям, так как сделать предварительный расчет движения масс воды гораздо легче, чем понять силу и движение ветра или солнечную активность. Главное условие экономической целесообразности строительства приливных электростанций: перепад уровней воды должен составлять не менее четырех метров. ПЭС строятся в местах самого большого повышения уровня моря. Самые высокие приливы на Земле Бухта Фанди (Канада) 18 метров. В России самые высокие приливы – Пенжинская Губа (Охотское море) до 13 метров и побережье Баренцева моря до 10 метров.

Использование ВЭУ принято считать перспективным при среднегодовой скорости ветра превышающей 4-5 м/с на высоте 10 метров. Северные регионы РФ обладают достаточным потенциалом для развития возобновляемой энергии, среди которых ключевыми являются энергия ветра. Районы вдоль северных морских границ РФ характеризуются средними скоростями ветра более 6-7 м/с, что крайне привлекательно для применения ветроэнергетических установок (ВЭУ). По прогнозам климатологов, по мере потепления климата в арктическом регионе будет многократно усиливаться частота и сила ветра. Кроме того, холодный воздух обладает более высокой плотностью, чем горячий, а значит, энергоэффективность данной установки при одной и той же скорости ветра будет гораздо выше. В комплексе это создает благоприятные условия для развития ветроэнергетики в северных районах.

Также в Арктической зоне РФ имеются разнообразные ниши для практического применения солнечной энергии. Суммарная продолжительность световых периодов в течение года для любой точки земли одинакова. Для районов расположенных в высоких широтах толщина проходящего солнечными лучами атмосферного слоя выше, в связи с более низким солнцестоянием над горизонтом. В холодном климате увеличивается потенциал производства солнечной энергии. Чем ниже температура воздуха, тем эффективнее работают фотоэлементы: при 0 °С солнечный элемент будет иметь на 10 % более высокий КПД, чем при 20 °С. Следовательно, среднегодовое поступление солнечной энергии в Арктике днем может до-

ходить до 2-5 кВт/ч, а в некоторых районах до 5-6 кВт/ч. Солнечные панели на Крайнем Севере работают хорошо, а низкие температуры повышают их эффективность. Данные установки на Шпицбергене оказались почти в три раза рентабельней, чем на материке.

Отметим, что на сегодняшний день ВИЭ не могут в полной мере заменить традиционные энергоресурсы. Очевидно, что «в российских условиях, характеризующихся преобладающим количеством регионов, пребывающих на протяжении года преимущественно в зоне низких температур, возможности применения альтернативной энергии ограничены и уступают традиционным источникам энергии (гидро-, тепловая и атомная). В защиту традиционных источников энергии выступают и факторы масштабности территории, наличия значительного количества полноводных рек и иных природных ресурсов» [6]. Но экологический фактор на фоне борьбы за Арктические богатства, дает огромный шанс реализации проектов на основе ВИЭ, которые на данный момент можно назвать экспериментальными.

Библиографический список

1. Tamnes R., Offerdal K. Geopolitics and Security in the Arctic: Regional Dynamics in a Global World / R. Tamnes, K. Offerdal. – Abingdon: Routledge, 2016. – 198 p. – Direct text.
2. Razmanova S. Environmental Hazards and Risk Identification in the Arctic Shelf Development as Part of China and Russia Energy Interests / S. Razmanova, Z. Pisarenko, O. Nesterova. – Text : electronic // Energies. – 2023. – № 16. – P. 1800. – URL: <https://doi.org/10.3390/en16041800> (date of the application 15.03.2023).
3. Мирзоев М. Р. Основные проблемы освоения морских нефтегазовых ресурсов Арктики и пути их решения / М. Р. Мирзоев, В. А. Скрипниченко. – Текст : непосредственный // Вестник Северного (Арктического) федерального университета. Серия: Гуманитарные и социальные науки, 2015. – № 4. – С. 15-123.
4. Разманова С. В. Арктический шельф: актуальные экономические проблемы разработки углеводородных месторождений / С. В. Разманова, О. В. Нестерова. – Текст : непосредственный // Экономика и экологический менеджмент. – 2022. – № 1 (48) – С. 45-54.
5. Андрухова О. В. Экономическое развитие нефтедобычи в России в условиях альтернативной энергетики и декарбонизации / О. В. Андрухова, С. В. Разманова. – Текст : непосредственный // Социальные и экономические системы. – 2022. – № 3 (25) – С. 268-302.
6. Крестовских Т. С., Разманова С. В. Обоснование стратегических приоритетов социально-экономического развития северного региона / Т. С. Крестовских, С. В. Разманова – Текст : непосредственный // Корпоративное управление и инновационное развитие экономики Севера: Вестник НИЦ корпоративного права, управления и венчурного инвестирования СГУ. – 2021. – № 1. – С. 31-40.

Научные руководители: Нестерова Ольга Валентиновна – доцент кафедры экономики и управления ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет»;

Разманова Светлана Валерьевна – доктор экономических наук, доцент, начальник отдела геологии и разработки месторождений филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

*Старикова П. В.¹, Гадалова А. В.², Наумова С. В.²
¹ООО «СибГеоПроект», г. Тюмень,
²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

ОЦЕНКА ПОЖАРНОГО РИСКА НА КУСТАХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН БЕЗ ОГРАЖДЕНИЯ ЗЕМЛЯНЫМ ВАЛОМ

Целью данной работы является определение расчетных величин пожарного риска на кустах скважин №№ 1, 2, 3, 8, 9, 11 Г-ого НГКМ (далее ГМ). В отступление от требований п. 7.1.8 СП 231.1311500.2015 [1] территорию кустовых площадок №№ 1, 2, 3, 8, 9, 11 ГМ не предусматривается ограждать земляным валом.

На территории ГМ располагаются опасные производственные объекты такие как: установка комплексной подготовки газа, база горюче-смазочных материалов, полигон строительных, производственных отходов и твердых коммунальных отходов, площадка одиночной скважины № 57Р, удаленный грузовой причал.

Основными технологическими процессами на рассматриваемых объектах являются добыча и транспорт газоконденсатной смеси. Для предупреждения возможного гидратообразования в шлейфах и обвязке скважин предусмотрен транспорт метанола.

Из анализа свойств обрабатываемых в проектируемых объектах веществ можно сделать вывод, что разгерметизация трубопроводов и скважин ведет к выбросу горючих жидкостей, воспламеняющихся газов с возможностью последующего воспламенения от источников воспламенения.

Причины возникновения аварийных ситуаций на объекте можно условно объединить в следующие взаимосвязанные группы:

- отказы (неполадки) оборудования и трубопроводов;
- ошибочные действия персонала;
- внешние воздействия природного и техногенного характера.

Типовыми сценариями аварий на рассматриваемых объектах являются следующие:

– сценарий С1 – Взрыв облака топливно-воздушной смеси (ТВС). Разгерметизация (разрушение) технологического оборудования/ трубопровода → отсутствие мгновенного воспламенения → отложенное воспламенение → образование облака ТВС → взрыв облака ТВС;

– сценарий С2 – Пожар-вспышка. Разгерметизация (разрушение) технологического оборудования/ трубопровода → отсутствие мгновенного воспламенения → отложенное воспламенение → образование облака ТВС → пожар-вспышка;

– сценарий С3 – Пожар пролива. Разгерметизация (разрушение) технологического оборудования/ трубопровода → отсутствие мгновенного воспламенения → отложенное воспламенение → пожар пролива;

– сценарий С4 – Факельное горение. Частичное разрушение технологического оборудования/ трубопровода → мгновенное воспламенение → факельное горение.

Сведения по частотам реализации, инициирующих пожароопасные ситуации событий для трубопроводов, которые принимались в соответствии с условиями методики [2], приведены в таблице 1.

Таблица 1

Частоты разгерметизации трубопроводов

Диаметр трубопровода, мм	Частота утечек, (м ⁻¹ ×год ⁻¹)				Разрыв
	Малая (диаметр отверстия 12,5 мм)	Средняя (диаметр отверстия 25 мм)	Значительная (диаметр отверстия 50 мм)	Большая (диаметр отверстия 100 мм)	
57	5,7×10 ⁻⁶	2,4×10 ⁻⁶	-	-	1,4 ×10 ⁻⁶
159, 219	1,9×10 ⁻⁶	7,9×10 ⁻⁷	3,1×10 ⁻⁷	1,3×10 ⁻⁷	2,5×10 ⁻⁸
273, 325	1,1×10 ⁻⁶	4,7×10 ⁻⁷	1,9×10 ⁻⁷	7,8×10 ⁻⁸	1,5×10 ⁻⁸

Условная вероятность мгновенного воспламенения и воспламенения с задержкой принимались в соответствии с таблицей П2.1 методики [2] и приведены в таблице 2.

Таблица 2

Условная вероятность воспламенения

Массовый расход истечения, кг/с		Условная вероятность мгновенного воспламенения			Условная вероятность последующего воспламенения при отсутствии мгновенного воспламенения			Условная вероятность сгорания с образованием избыточного давления		
Диапазон	Номинальное среднее значение	Газ	Двух-фазная смесь	Жидкость	Газ	Двух-фазная смесь	Жидкость	Газ	Двух-фазная смесь	Жидкость
Малый (<1)	0,5	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,080	0,080	0,050
Средний (1 - 50)	10	0,035	0,035	0,015	0,036	0,036	0,015	0,240	0,240	0,050
Большой (>50)	100	0,150	0,150	0,040	0,176	0,176	0,042	0,600	0,600	0,050
Полный разрыв	Не определено	0,200	0,200	0,050	0,240	0,240	0,061	0,600	0,600	0,100

На объекте применяются следующие системы безопасности:

– на входной линии метанола на куст предусмотрена установка электроприводных задвижек ЗД-5 и ЗД-6 для аварийного отключения по-

дачи метанола на куст. После электроприводной арматуры предусматривается установка промывных фильтров, промывка осуществляется с последующим сбросом метанола и примесей в газосборный коллектор;

– на выходе с куста скважин предусматривается установка запорной арматуры Кр-1 (Кр-2, Кр-3) с дистанционным управлением на газосборном трубопроводе и ЗД-5 (ЗД-6) с дистанционным управлением на метанолепроводе. Автоматическое закрытие запорной арматуры предусматривается по падению давления (порыв) в промысловых трубопроводах (аварийное закрытие);

– для защиты системы сбора газоконденсатной смеси от превышения давления, выше допустимого, на кустах №№ 3, 8, 9 предусматривается установка блока предохранительных клапанов (БПК). Сброс газа с БПК предусматривается на горизонтальную факельную установку. Для замера сжигаемого газа на линии сброса устанавливается расходомер.

Расчеты показателей пожарного риска выполнялись по сертифицированной компьютерной программе TOXI+Risk 5.

Нами были рассчитаны условные вероятности реализации пожароопасных ситуаций, частоты реализации для каждого типа возможных утечек при реализации пожароопасных ситуаций. Для скважин учитывалось падение давления по длине скважины в результате разрушения устьевого арматуры и поступлении опасных веществ в окружающую среду. Расчет эпюры давления при установившемся течении газа по стволу скважины в результате аварии проводился с использованием модели Приложения №3 методики [3].

При разгерметизации трубопроводов время перекрытия потока запорной арматурой принималось равной 120 с. Количество опасного вещества, участвующего в создании поражающих факторов при разгерметизации скважины, определялось за время поступления газа 3600 с.

В расчетах принималось, что расход при фонтанировании скважин и при аварийных утечках для различных типов разгерметизации трубопроводов постоянен, при этом не учитывалось падение давления в оборудовании в результате выброса опасных веществ в окружающую среду.

С целью обоснования возможности отступления от п. 7.1.8 СП 231.1311500.2015 [1] в части отсутствия ограждения земляным валом далее по тексту приведена оценка количества пролитого конденсата при фонтанировании скважины. С учетом интенсивности аварийного истечения из скважины, плотности добываемого пластового газа и конденсата и значения конденсатно-газового фактора (КГФ) выполнен расчет максимально возможной массы конденсата. На рассматриваемых кустах газоконденсатных скважин, принимая коэффициент разлития 20 м^{-1} , как при проливе на спланированное грунтовое покрытие, определены площади и радиусы пролива конденсата из скважин. Результаты расчетов приведены в таблице 3.

Результаты расчетов по оценке последствий истечения конденсата
при фонтанировании скважин

Номер скважины по ГП	КГФ, см ³ /м ³	Масса конденсата, кг	Площадь, м ²	Радиус пролива, м
Куст № 3				
Скважина 1	5,5734	325	7,7	1,6
Скважина 2	8,1659	296	7,9	1,6
Куст № 8				
Скважина 1	132,784	4244	113,2	6,0
Скважина 2	110,836	3075	82,9	5,1
Скважина 3	19,8	500	12,3	2,0
Скважина 4	19,953	577	14,2	2,1
Скважина 5	19,858	509	12,5	2,0
Скважина 6	2,436	91	2,2	0,8
Скважина 7	5,573	277	6,5	1,4
Куст № 9				
Скважина 1	19,795	550	1,8	1,8
Скважина 2	2,435	113	1,8	1,8
Скважина 3	5,573	280	1,8	1,8
Скважина 4	1,468	40	1,8	1,8
Скважина 5	8,122	385	1,8	1,8

С учетом проектного расстояния между скважинами 20 м указанный пролив не достигнет соседней скважины. Следует отметить, что приведенная выше оценка площади пролива конденсата носит консервативный характер, поскольку согласно расчетным соотношениям, приведенным в формуле ПЗ.69 [2], большая часть конденсата при аварии, связанной с фонтанированием скважины, мгновенно испарится.

Для оценки пожарного риска использовались вероятностные и детерминированные критерии поражения людей опасными факторами пожара. В соответствии со ст. 93 ФЗ [4] в связи с отсутствием вблизи проектируемых объектов населенных пунктов и сторонних организаций оценка индивидуального пожарного и социального пожарного риска в результате воздействия опасных факторов пожара на проектируемых объектах для людей, находящихся в жилой зоне, общественно-деловой зоне или зоне рекреационного назначения, вблизи объекта не производилась.

Пример определения поля распределения потенциального пожарного риска гибели людей на кусте скважин № 8 приведен на рисунке 1.

На этапе эксплуатации индивидуальный пожарный риск для персонала, обслуживающего кусты скважин, не превысит $2,59 \times 10^{-7}$ год⁻¹.

Результаты расчетов по оценке пожарного риска свидетельствуют о том, что поле распределения потенциального пожарного риска гибели людей (на рис. 1 оно указано красным цветом) не выходит за пределы обваловки куста, а величина индивидуального пожарного риска на рассматри-

ваемых кустах скважин ГМ соответствует допустимым значениям, установленным требованиями в части 1 ст. 93 ФЗ [4].

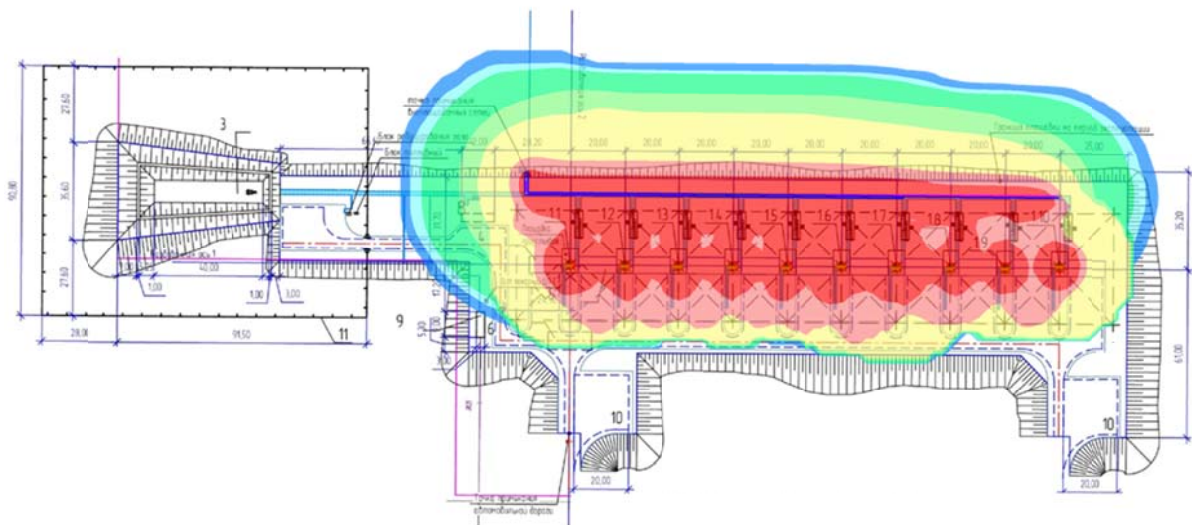


Рисунок 1. Схема поля распределения потенциального пожарного риска на кусте скважин № 8

Библиографический список

1. Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности : СП 231.1311500.2015 : утв. и введен в действие приказом Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий от 17.06.2015 № 302. – Москва, 2020. – 34 с. – Текст : непосредственный.

2. Об утверждении методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах : приказ МЧС РФ от 10 июля 2009 г. N 404 : с изменениями и дополнениями от 14.12. 2010. – Москва, 2010. – Текст : непосредственный.

3. Методика анализа риска для опасных производственных объектов газодобывающих предприятий ОАО «Газпром» : СТО Газпром 2-2.3-400-2009. – Текст : непосредственный.

4. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности: федеральный закон № 123-ФЗ: принят Государственной думой 04.07.2008 : одобрен Советом Федерации 11.07.2008. – Москва, 2021. – 139 с. – Текст : непосредственный.

СЕКЦИЯ 4. БУРЕНИЕ, ОСВОЕНИЕ И КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

*Рожкова Д. С.
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

ПРОБЛЕМЫ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН В НЕУСТОЙЧИВЫХ ГЛИНИСТЫХ ПОРОДАХ СРЕДНЕБОТУОБИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Большинство из месторождений Якутии характеризуется наличием в геологическом разрезе пластовых трапповых тел (силлов – интрузивных залежей) внутри осадочного чехла. Трапповые тела располагаются по всему разрезу отложений венда – нижнего палеозоя, на разных стратиграфических уровнях. К таким месторождениям относятся Среднеботуобинское, Ковыктинское, Верхнечонское, Ярактинское, Даниловское, и другие [1]. Особый интерес представляет собой Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное в Мирнинском районе Якутии, в 130 км от города Мирный.

К настоящему времени о нефтегазоносности Сибирского плоскогорья собрано много научных материалов. Особый интерес в геологических исследованиях представляет его западная часть, где, как уже говорилось ранее, в пределах Курейской синеклизы обнаруживается своеобразная насыщенность геологической области интрузиями траппов [2].

В границах Среднеботуобинского месторождения трапповая интрузия пермо-триасового возраста представлена долеритами, входящими в состав различных формаций в осадочных отложениях (интервал 720,32 – 846,32 м, мощность ботуобинского горизонта \approx 130 м), также отмечается повсеместное распространение вечной мерзлоты (ММП) в интервалах до 400 метров, далее отмечаются аномально низкие пластовые давления и естественные трещины, встречается неравномерное переслаивание доломитов, ангидритов и каменной соли, что при строительстве скважин в таких условиях может вызвать различные осложнения [3].

При бурении скважин на Среднеботуобинском нефтегазоконденсатном месторождении встречаются проблемы, которые приводят к задержкам или ухудшению качества при строительстве [4]. Это поглощения двух видов, критический износ буровых долот и снижение скорости бурения.

Геологическое строение разреза весьма различно. Оно зависит от глубины. Например, в интервале 735-831 м можно наблюдать вулканическую, трещиновато-поровую породу, представленную долеритами серого, темно-серого цвета, мелкокристаллическую, массивную плотную и крепкую. На рис. 1 подробнее представлены состав пласта и часто встречающиеся в данных интервалах осложнения.

Зона поглощений, м		Стратиграфический разрез	Описание пород	Тип коллетора
1	735-831	Интрузии диабазов	Долерит серый, темно-серый, мелкокристаллический, массивный, плотный, крепкий.	вулканическая порода, трещиновато-поровая
2	1478-1541	Осинский горизонт	Доломит темно-серый, серый, скрыто- мелкокристаллический, массивный, плотный, неравномерно глинистый, средней крепости. Ангидрит белый, светло-серый, скрытокристаллический, плотный, слабой крепости.	трещиноватые
3	1817-1932	Телегеспитский горизонт	Песчаник прозрачный, кварцевый, средне-мелкозернистый, средней степени сортированности, зерна полуокатанные и плохоокатанные. Доломит серый, темно-серый, скрыто-мелкокристаллический, массивный, плотный, крепкий. Ангидрит белый, светло-серый, скрытокристаллический, плотный, слабой крепости.	трещиновато-пористый
4	1932-1952	Ботубинский горизонт	Песчаник прозрачный, кварцевый, средне-мелкозернистый, плохосортированный, зерна полуокатанные и плохоокатанные.	высокопористый, высокопроницаемый

Рисунок 1. Технологические проблемы при бурении эксплуатационных скважин

В интервале 720,32-846,32 м. по вертикали залегают пластовые интрузии диабазов (трапов) мощностью ≈ 130 м в которых вероятно поглощение бурового раствора интенсивностью от 3 м³/час до полного ухода. Данный вид поглощений обусловлен наличием пустот различной интенсивности. Практика борьбы с траповым видом поглощения говорит о том, что для ликвидации катастрофических поглощений, нужно использовать: цементные мосты со специальными добавками, профильные перекрыватели и специальные составы буровых растворов.

На рис. 2 представлены наполнители для буровых растворов, обладающие нужными свойствами для остановки поглощений при бурении.

1. Карбонат кальция. Зачастую является наполнителем для резиновых смесей, представляет собой микромрамор.

2. К-МІХ. В его состав входят натуральные добавки, такие как ореховая скорлупа и ракушки.

3. КС (Кольматант селективный). Состоит из отходов дереводобывающей промышленности.

Наименование наполнителя	Средний размер частиц, мм	Концентрация, кг/м ³		Тип кольматанта		
		от	до	Гранулы	Чешуйки	Волокна
CaCO ₃ - 50	0,05	50	100	+	-	-
CaCO ₃ - 150	0,15	50	100	+	-	-
CaCO ₃ - 600	0,6	50	100	+	-	-
К-МІХ 3	1-3	10	50	+	+	+
К-МІХ 5	3-5	10	70	+	+	+
К-МІХ 10	3-10	10	80	+	+	+
КС-1	до 1	10	140	-	+	-
КС-3	до 3	10	50	-	+	-
Итого концентрация:		200	690			

Рисунок 2. Применяемые технологии для ликвидации катастрофических поглощений

Для оценки эффективности буровых растворов использован специальный прибор – тестер проницаемости тампонирующего раствора производства OFITE (PPT – Permeability Plugging Tester). В него вставляются специальные пластины, имитирующие трещиноватость траптовых отложений (рис. 3).



Рисунок 3. Приборы для оценки эффективности материалов для ликвидации поглощений

Сквозь эти пластины пропускается буровой раствор, что позволяет определить самый подходящий вариант состава для данного типа трапповых отложений. Размер отверстий или щелей, зависят от частиц закупоривающего материала и должны иметь, в первую очередь, определенный размер. Целью этого исследования является разработка методики оценки наполнителей, определение необходимого размера и концентрации материала для бурового раствора, который способствует перекрытию щели или перфорированного основания и предотвращению потерь бурового раствора. В зависимости от физических свойств разбуриваемой породы, результаты испытаний могут определить один или более тестируемых наполнителей для борьбы с поглощением либо композиции, которые могут сократить потери раствора в разбуриваемую породу.

По полученным результатам тестов, проведенных с разными пластинами и растворами, возможно сделать выводы:

- Применение наполнителей средней и малой размерности малоэффективно при борьбе с поглощениями;
- Необходимо обеспечить все необходимые типы кольматантов

Следовательно, одним из эффективных наполнителей при ликвидации поглощений в трапповых интрузиях является К-МИКС- 20 и 50 вместе с гранулированной лузгой семечек и резиновой крошкой. Они представлены на рис. 4.



Рисунок 4. Наполнители бурового раствора

При концентрации наполнителей менее 330 кг/м^3 эффективности при фильтровании через пористые и щелевые диски нет. Так же отсутствует эффективность при использовании фабричных смесей без дополнительных добавок. Обозначение – MIX должно обеспечивать достаточную концентрацию сводообразующих частиц заявленного размера и иметь в составе компоненты различной твердости для обеспечения плотности упаковки фильтрационной корки.

Библиографический список

1. Фомин А. М. Ботуобинский продуктивный горизонт (условия формирования, строение и перспективы нефтегазоносности) / А. М. Фомин, С. А. Моисеев. – Текст : непосредственный // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2012. – № 1(2). – С. 19-23.
2. Влияние траппового магматизма на геохимию рассолов нефтегазоносных отложений западных районов Курейской синеклизы (Сибирская платформа) / Д. А. Новиков, А. О. Гордеева, А. В. Черных [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2021. – № 6. – С. 861-881.
3. Феоктистов Г. Д. Петрология и условия формирования трапповых силлов / Г. Д. Феоктистов. – Новосибирск : Наука, 1978. – 168 с. – Текст : непосредственный.
4. Тузов Е. В. Технологические решения в бурении трапповой интрузии на Среднеботуобинском нефтегазоконденсатном месторождении (Восточная Сибирь) / Е. В. Тузов, Т. Ю. Кутузова. – Текст : электронный // Науки о Земле и недропользование. – 2021. – № 44(3). – С.261-270. – URL: <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2021-44-3-261-270> (дата обращения 22.03.2023).

Научный руководитель – Распопова М. В., ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин.

Бабаева М. А.

Тюменский индустриальный университет», г. Нижневартовск

ТЕХНОЛОГИЯ ЗАКАЧКИ ГРАВИЙНОЙ НАБИВКИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Создание гравийной набивки за обсадной колонной в прискважинной части пласта является эффективным способом предотвращения поступления песка в скважину. Гравийные набивки используются на месторождениях как с чисто песчаными (с широким фракционным составом), так и с глинисто-песчаными коллекторами. Но многочисленные испытания создания набивок при неполном намыве гравия и при неплавном пуске скважины в эксплуатацию показали, что происходит вынос песка в скважину, причем межремонтный период не превышает 8-15 суток.

Впоследствии эксплуатации наблюдается проседание гравия из-за переуплотнения набивки, приводящее к образованию полостей, свободных от гравия, через которые песок вновь начинает поступать в скважину. Наиболее широко используемым материалом для гравийной набивки является природный крупнозернистый песок. Однако применение такого наполнителя в значительной степени ограничено из-за растворения кремнезема горячими высокощелочными жидкостями (особенно при закачке в пласт водяного пара), а также дробления песка при намыве набивки. Использование других материалов в качестве наполнителя для набивки широкого применения не получило. Широкое внедрение метода создания

гравийных набивок сдерживается недостатком оборудования для проведения процесса (оно в основном импортное). Кроме того, данный метод имеет малую эффективность для условий месторождений, разрабатываемых с осуществлением термических методов повышения нефтеотдачи.

Одной из самых простых и качественных конструкций фильтрации воды для скважины является фильтр с гравием. Главная задача при бурении скважины с использованием гравийного фильтра – диаметр скважины должен быть больше, чем труба. Далее необходимо исследовать породу, прилегающую к скважине и подобрать гравий в 5 раз крупнее. После установки обсадной трубы происходит обсыпка гравием. Толщина обсыпки должна быть не менее 90 мм. В основном, все это выполняют бурильщики самостоятельно. Гравийный фильтр, кроме своей практичности, еще и безопасен для здоровья, так как имеет природное происхождение.

Гравийный фильтр для скважин бывает опускной и обсыпной. Опускной фильтр не требует создания внутри скважины, а опускается уже в готовом виде. Обсыпной фильтр надо соорудить внутри скважины, путем обсыпки гравием стенок каркаса.

Есть несколько способов обсыпки скважин:

1) Гравитационный – гравий оседает в кольцевом пространстве за счет своего свободного падения, под силой тяжести. Это самый простой и доступный способ при сооружении скважины. Данный способ нельзя использовать при бурении скважин глубиной более 100 метров. Рекомендуется использовать фракционированный гравий с одинаковым химическим составом. Все эти рекомендации уменьшают риск пескования и выхода из строя скважины.

2) Принудительное осаждение – гравий при помощи различной техники засыпается вместе с потоком воды под давлением.

Размер частичек гравия также имеет значение. Их диаметр должен быть больше, нежели размер частичек песка, который подняли из ямы будущей скважины.

Если вода содержит большое количество солей, то обсыпка скважины может быть в два или три слоя гравия. Это предотвращает зарастание вокруг каркаса, что продлевает срок службы скважины. Средний слой гравия при обсыпке составляет около 200 мм.

Рассмотрим виды опускных фильтров гравийной набивки. Естественная гравийная набивка – комплекс оборудования для борьбы с пескопроявлением в нефтяных и газовых скважинах предназначен для оснащения скважин со слабоцементированным песчаником в пласте. Состав оборудования, представленный на рисунке 1, обеспечивает образование естественной гравийной набивки из пластового песка в процессе добычи нефти или газа при условии правильного определения наружного диаметра фильтра и зазоров между витками обмотки фильтра из профилированной проволоки. Сварная конструкция обмотки фильтра и применение в составе

комплекса устройств посекционного съема обеспечивают безаварийное извлечение фильтра в случае ремонта. Устройство посекционного съема позволяет расхаживать часть комплекса оборудования, расположенную над ним, снижая усилие съема за счет снижения плотности упаковки набивки, путем удаления ее части вовнутрь таких устройств.

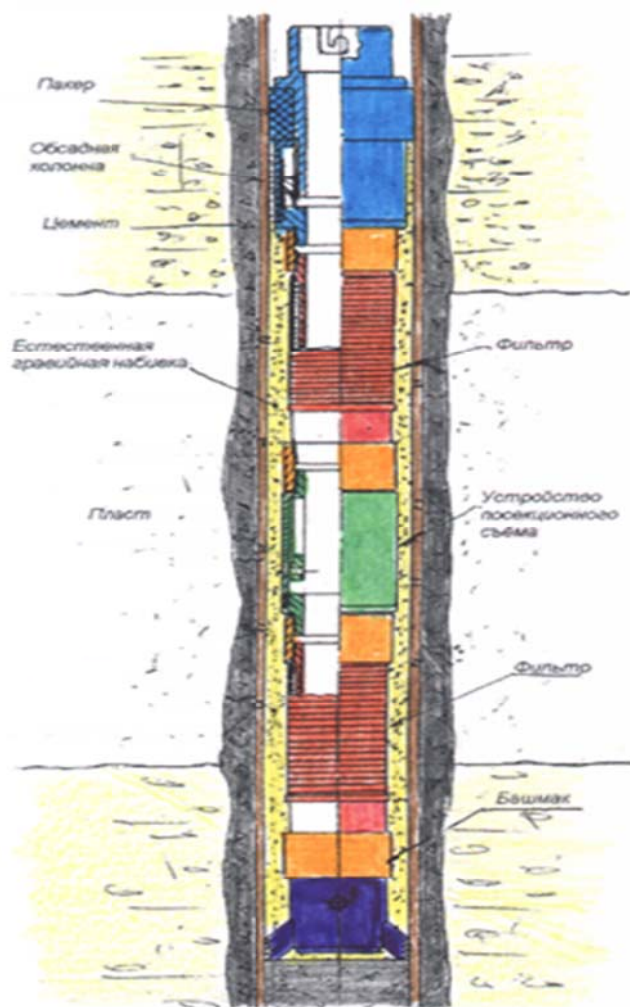


Рисунок 1. Схема естественной гравийной набивки

Подбор параметров комплекса оборудования может быть осуществлен при его заказе по таким данным, как гранулометричный состав пластов, пористость, кинематическая вязкость флюида в пластовых условиях, коэффициент неоднородности пласта, проницаемость пласта (горизонтальная), мощность пласта (высота перекрываемого фильтром интервала), дебит скважин, диаметр и толщина стенки обсадной колонны, глубина скважины, пластовое давление, химико-физическая характеристика добываемого продукта (газонасыщенность, обводненность и т. д.), пластовая температура.

Далее рассмотрим устройство для создания искусственной гравийной набивки. Компоновка оборудования для закачки гравийных набивок предназначена для создания искусственной гравийной набивки при сооружении гравийных забойных фильтров в добывающих нефтяных и газовых скважинах. Схемы компоновок первого и второго спуска показана на рисунке 2.

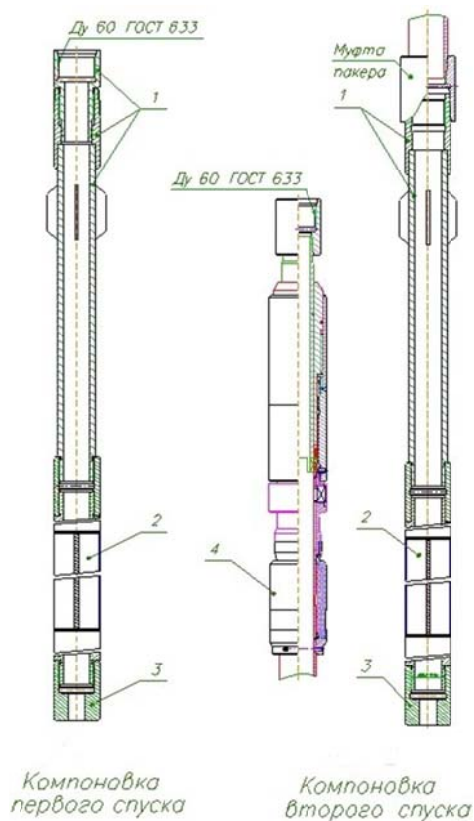


Рисунок 2. Схемы компоновок первого и второго спуска оборудования для закачки гравийных набивок (1 – устройство посекционного съема; 2 – скважинный фильтр; 3 – башмак-клапан; 4 – пакер механический)

Технические характеристика данной компоновки представлены в таблице № 1.

Таблица 1

Технические характеристики компоновки оборудования для закачки гравийных набивок

Технические характеристики	Значение характеристик
Наружный диаметр секции фильтра, мм	89
Внутренний диаметр секции фильтра, мм	72
Диаметр обсадной колонны, мм	168
Длина секции фильтра, мм	1690
Скважинность щелевой оболочки секции не менее, %	8

Отношение длины щелевой оболочки к длине секции фильтра не менее	0,75
Номинальный размер щели фильтра, мм	0,15
Допускаемое растягивающее усилие на компоновку в сборе, кН	160
Минимальная наработка на отказ, час	8000
Минимальная наработка на отказ установлена для условий эксплуатации в нефтяной скважине с обводненностью	Не более 50 %
Температура, °С	≤ 80
Пластовый песок	слабосцементированный
Средний диаметр песка (d_{cp} песка), мм	0,15

Вывод: представленные в работе опускные компоновки фильтров гравийной набивки на слабосцементированных песчаниках показывают высокую эффективность, так как качественно предотвращают вынос песка в процессе эксплуатации скважин.

Библиографический список

1. Бутко О. Г. Методы борьбы с пескопроявлениями при эксплуатации скважин / О. Г. Бутко, Б. А. Скуин. – Москва : ВНИИОЭНГ, 1987. – 48 с. : ил. – Текст : непосредственный.
2. Ликвидация пескопроявления при добыче газа / А. А. Ахметов, К. А. Жуковский, А. М. Шарипов [и др.]. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 1998. – № 9. – С. 20-22.

Научный руководитель: Шедь С. Н., ст. преподаватель кафедры «Нефтегазовое дело», Тюменский Индустриальный университет, филиал в г. Нижневартовске.

Быков В. Д.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

ИССЛЕДОВАНИЯ И ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СУПЕРПЛАСТИФИКАТОРА СП-1

Суперпластификатор – это химическое вещество, которое добавляют в тампонажный раствор, чтобы улучшить его текучесть и пластичность. Суперпластификаторы являются одним из типов пластификаторов, которые добавляют в раствор, чтобы улучшить его свойства.

Суперпластификаторы уменьшают вязкость смеси, что позволяет легко закачивать раствор без потери прочности и устойчивости. Они могут

быть использованы для создания бетона с высокой прочностью и легкостью обработки, а также для уменьшения количества воды, необходимой для производства бетона, что уменьшает его стоимость.

Суперпластификаторы могут быть различных типов, в зависимости от химического состава. Некоторые из них включают в себя поликарбонилаты, сульфонаты, меламиновые и нафталиновые смолы. Выбор конкретного суперпластификатора зависит от требований конкретного проекта и его условий.

Преимущества использования суперпластификаторов включают:

1. Увеличение прочности бетона и снижение его водопоглощения. Это позволяет создавать более прочные и долговечные конструкции, которые могут быть использованы в различных пластовых условиях.

2. Уменьшение количества воды, необходимой для производства тампонажного раствора. Это помогает снизить затраты на производство и транспортировку раствора, а также уменьшить негативное воздействие на окружающую среду.

3. Улучшение текучести бетона и его пластичности, что упрощает процесс строительства скважины.

4. Сокращение времени затвердевания бетона, что ускоряет процесс строительства и позволяет быстрее достигнуть необходимых результатов.

У тампонажных растворов с увеличением содержания реагента происходит снижение предельного напряжения сдвига и пластической вязкости. Согласно расчетам показателя нелинейности (см. таблица 1), тампонажные растворы, содержащие реагент в концентрациях от 0,05 % до 0,20 %, проявляют вязкопластичные свойства, а те, в которых концентрация реагента составляет от 0,30 % до 0,60 %, демонстрируют дилатантные свойства, что обусловлено нестабильностью данных систем и быстрым осаждением тяжелых частиц.

Таблица 1

Реологические свойства тампонажных растворов с добавкой СП-1 при 22 °С

Добавка реагента, % (от массы цемента)	Пластическая вязкость, мПа·с	Напряжение сдвига, дПа	СНС1/СНС10, дПа	Показатель нелинейности	Показатель консистенции, Па·с	Угол закручивания при оборотах/мин									
						600	300	200	100	60	30	20	10	6	3
-	48	703,72	144,60/115,68	0,318	13,644	242	194	167	133	112	73	52	34	22	1 2
0,05	50	491,64	106,04/72,30	0,410	6,023	202	152	130	99	83	63	46	29	20	1 2
0,1	56	428,98	60,25/57,84	0,704	0,564	202	152	130	99	83	63	46	29	20	9
0,2	50	77,12	21,69/21,69	0,813	0,211	116	66	50	31	22	14	12	8	6	5
0,3	49	-	0,00/9,64	1,097	0,098	92	43	28	14	8	4	3	1	0	0
0,4	43	-	0,00/3,23	1,312	0,004	72	29	16	6	3	1	0,5	0	0	0
0,6	38	-	0,00/0,00	1,687	0,002	64	21	10	2	1	0	0	0	0	0

Примечание: Раствор с добавкой реагента 0,60 % нестабильный.

После проведения лабораторных исследований был сделан вывод о том, что СП-1 эффективно снижает показатели вязкости и максимального напряжения сдвига во всем исследованном диапазоне концентраций, улучшает прочностные характеристики цементного камня. Учитывая другие технологические данные тампонажного раствора, для практического применения рекомендуется использовать концентрацию реагента от 0,1 % до 0,3 %.

Библиографический список

1. Суперпластификатор «Полипласт СП-1». Технические условия: ТУ 5870-005-58042865-2005 : утв. ОАО «Полипласт» : введ. в действие с 2005. – Москва : ОАО «Полипласт», 2005. – 19 с. – Текст : непосредственный.

2. ГОСТ 1581-2019. Портландцементы тампонажные. Технические условия : межгосударственный стандарт : издание официальное : утв. и введ. в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 октября 2019 г. № 847-ст : взамен гост 1581-96 : дата введ. 2020-06-01 / разработан НО «Союз-Цемент». – Москва : Изд-во стандартов. – 12 с. – Текст : непосредственный.

3. ГОСТ 26798.1-96. Цементы тампонажные. Методы испытаний. : межгосударственный стандарт : издание официальное : утв. и введ. в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 10 апреля 1998 г. № 18-32 : взамен гост 26798.0-85 – ГОСТ 26798.2-85: дата введ. 1998-10-01 / разработан НПО «Бурение». – Москва : Изд-во стандартов. – 22 с. – Текст : непосредственный.

Валеев А. И.

Казанский государственный энергетический университет, г. Казань

ПРОБЛЕМЫ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД С ПОМОЩЬЮ УЛЬТРАЗВУКА ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Ультразвук – это высокочастотная звуковая волна с частотой выше 20 кГц, обладающая высокими энергетическими характеристиками и способная передавать энергию в виде механической волны в среде [1]. Воздействуя на породную среду, он вызывает взаимодействие двухфазных или многофазных сред. Это может оказывать тепловое, электромагнитное и механическое воздействие на горную среду, а также может приводить к некоторым химическим изменениям различных пород.

В настоящее время в академических кругах общепринято, что дробление горных пород в основном зависит от механических воздействий ультразвуковой волны при распространении среды, к которым относятся резонансные эффекты, ударные эффекты и кавитационные эффекты.

Исследования технологии разрушения горных пород с помощью ультразвука находятся на начальном этапе, и большинство исследований

сосредоточено в горнодобывающей промышленности. Недостаточно исследований в области бурения нефтяных и газовых скважин, включающих циркуляционное и комбинированное обычное вращательное бурение в условиях высоких температур и давлений в глубоком пласте и ультразвуковом пласте, а также исследований по полевому применению пород с ультразвуковым сопровождением. – ломается еще реже. Таким образом, разрушение горных пород с помощью ультразвука по-прежнему сталкивается со многими проблемами при бурении нефтяных и газовых скважин.

1. Плохие условия при бурении скважин на нефть и газ

Бурение скважин на нефть и газ имеет характеристики «большой глубины, суровых условий и высокой твердости горных пород», особенно глубоких и сверхглубоких скважин, которые активно разрабатываются в настоящее время; температура в скважине может достигать более 300 °С, а порода находится в сложных, высоконапряженных условиях. В настоящее время физические свойства и прочностные свойства горных пород иные, чем на поверхности и на малых глубинах, а также иные условия дробления горных пород, формы и факторы воздействия. В текущих исследованиях по разрушению горных пород с помощью ультразвука вышеуказанные факторы редко учитываются при бурении нефтяных и газовых скважин. Следовательно, необходимо объединить вышеперечисленные факторы для дальнейшего изучения и усовершенствования механизма разрушения пород с помощью ультразвука [2].

2. Влияние циркулирующей среды

Бурение на нефть и газ требует участия циркуляционной среды, которая может охлаждать и смазывать буровое долото, уносить шлам и уравновешивать пластовое давление. За исключением струйно-ударного разрушения породы, большинство циркулирующих сред при обычном бурении нефтяных и газовых скважин не принимают непосредственного участия в разрушении породы. Однако ультразвуковые волны вызовут ультразвуковую кавитацию в жидкофазной циркулирующей среде, что может повредить горную породу и повлиять на эффект разрушения породы. Большинство существующих теоретических исследований не учитывает влияние циркулирующей среды, а экспериментальные исследования большей частью проводятся непосредственно в атмосфере, без учета участия циркуляционной среды, и не выявили повреждения горных пород, вызванные ультразвуковой кавитацией циркулирующая среда при ультразвуковом разрушении горных пород.

3. Передача энергии и использование ультразвуковой волны

Суть дробления с помощью ультразвука заключается в том, чтобы обеспечить дополнительную энергию разрушения породы для разрушения породы с помощью ультразвуковой волны, а ее передача энергии и

эффективность использования оказывают большое влияние на конечный эффект разрушения породы. Ультразвук – это, по сути, механическая волна. При его распространении в скважине будут происходить отражения, интерференция и другие явления [4]. Состав внутрискважинной среды, встречающейся при распространении, также сложен, и большое количество энергии будет поглощаться или преобразовываться в тепловую энергию при распространении в скважине на большие расстояния, что приводит к высоким уровням потерь. Энергия, которая в конечном итоге поступает в горную породу для разрушения породы, сильно отличается от выходной мощности ультразвукового генератора. Однако существующие исследования не рассматривают процесс распространения ультразвуковой волны, или потери, и большинство из них непосредственно используют ультразвуковые волны. Номинальная мощность генератора рассчитана на энергию, обеспечиваемую ультразвуковой волной, что не соответствует реальной ситуации. Следовательно, необходимо исследовать закон потерь при распространении ультразвуковых волн в реальном стволе скважины при бурении нефтяных и газовых скважин и определить, как измерить энергию ультразвуковых волн, которые фактически участвуют в разрушении горных пород, реальную эффективность использования ультразвуковой энергии и как эффективно использовать ультразвуковую энергию. Выбор ультразвукового оборудования обеспечивает основу для этого. необходимо исследовать закон затухания распространения ультразвуковых волн в реальном стволе скважины при бурении нефтяных и газовых скважин, а также определить способы измерения энергии ультразвуковых волн, реально участвующих в разрушении горных пород, реальную эффективность использования ультразвуковой энергии, и как эффективно использовать ультразвуковую энергию. Выбор ультразвукового оборудования обеспечивает основу для этого.

При разрушении горных пород с помощью ультразвука ультразвуковая волна исходит от ультразвукового генератора, состоящего из пьезоэлектрических керамических листов и т. д., и преобразуется в высокочастотные механические колебания через рупор и передается через среду для воздействия на горную породу. Звуковые буровые установки используются в горнодобывающей промышленности, устройство, генерирующее звуковую вибрацию, размещается на устье скважины, а механические вибрации

передаются на дно скважины через среды, такие как бурильная труба, для создания вибрации и дробления породы. Отверстие небольшое, а камень относительно твердый. Если ультразвуковой генератор будет размещен на устье скважины, большая энергия будет потеряна при передаче на большие расстояния, в скважине, в сложных условиях [5].

4. Подходящие буровые инструменты и продукты

Ультразвук имеет характеристики «высокой частоты». В настоящее время при бурении нефтяных и газовых скважин используется высокочастотное ударное бурение; однако, поскольку принцип вибрации в основном пневматический или гидравлический, эта так называемая «высокая частота» в основном относится к вибрации с частотой уровня 10 Гц по сравнению с ультразвуковой волной. Что касается вибрации на частоте 10 3 Гц, между ними существует большая разница. Таким образом, именно из-за высокочастотных характеристик ультразвуковой вибрации ультразвуковое разрушение горных пород сталкивается со многими новыми проблемами.

Высокочастотная вибрация предъявляет более высокие требования к характеристикам бурового инструмента. Высокочастотные вибрации эквивалентны приложению высокочастотных периодических изменяющихся нагрузок к буровым инструментам, что делает металлические буровые инструменты чрезвычайно склонными к усталости, что приводит к трещинам и пробоям в буровых инструментах. Разрушение значительно сокращает срок службы бурильного инструмента, и обычным буровым инструментам сложно удовлетворить этим требованиям [6]. В то же время высокочастотное воздействие бурового долота на пласт вызывает более быстрое стачивание режущих зубьев бурового долота, а при вращении бурового долота и закон взаимодействия высокочастотных ультразвуковых колебаний, а также эффект связи.

Высокочастотная вибрация будет оказывать высокочастотное сдвиговое воздействие на циркулирующую среду, а ультразвуковая волна также приведет к ультразвуковой кавитации в циркулирующей среде. Кроме того, буровой инструмент при высокочастотных вибрациях будет выделять много тепла, что приведет к разрушению циркулирующей среды. Его физические свойства делают функцию циркулирующей среды недействительной. Таким образом, при разрушении горных пород при ультразвуковом бурении нефтяных и газовых скважин предъявляются более высокие требования к выбору и процессу циркуляционной среды, и возникают новые проблемы.

Согласно существующим отчетам, выходная мощность мощного ультразвукового оборудования может достигать 10 кВт, но мощное выходное оборудование этого уровня мощности не может удовлетворить вспомогательное разрушение твердых пород, таких как глубокие сква-

жины и сверхглубокие скважины. В то же время существует множество проблем в стабильной передаче подземной энергии. В настоящее время успешно разработаны и используются кабели, пригодные для сложной подземной среды, что решает проблему передачи электроэнергии. Однако спуск кабеля в скважину, особенно в глубоких скважинах и сверхглубоких скважинах, и обеспечение непрерывной и стабильной передачи электрической энергии являются актуальными проблемами, которые необходимо решить в области продвижения и применения ультразвукового разрушения горных пород.

Делая акцент на основных проблемах ультразвукового бурения, а также занимаясь решением этих проблем, можно добиться более качественного результата бурения, что безусловно является приоритетом индустрии нефтедобычи в целом. В перспективе должны быть усовершенствованы закономерности и механизм ультразвукового разрушения горных пород в тяжелых условиях глубокого нефтегазового бурения и в скважинных условиях. Путь передачи энергии и использование энергии при разрушении породы с помощью ультразвука следует уточнить, чтобы повысить эффективность использования энергии при разрушении породы с помощью ультразвука. Разработка соответствующих продуктов должна быть увеличена и объединена с тенденцией развития ультразвуковой технологии, чтобы сформировать полную и зрелую теорию разрушения горных пород с помощью ультразвука, а также технологии и оборудование, а также способствовать популяризации и применению этой эффективной породы. – метод разрушения при бурении нефтяных и газовых скважин.

Библиографический список

1. Олейник Л. Н. Влияние ультразвука на процесс обезвоживания и обессоливания нефти / Л. Н. Олейник, А. В. Птушко. – Омск : ОмГТУ, 2016. – 49 с. – Текст : непосредственный.
2. Абрамов В. О. Акустические и сонохимические методы изменения вязкости нефти при добыче и трубопроводном транспорте. / В. О. Абрамов, А. В. Абрамова, В. М. Баязитов [и др.]. – Текст : непосредственный // Ultrason. Sonochem. – 2017. – № 35. – 389-396 с.
3. Вольцов А. А. Новые технологии подготовки нефти / А. А. Вольцов : материалы IV международной конференции в 2-х томах / А. А. Вольцов, В. А. Крючков, А. А. Вольцов. – Томск, 2016. – 45 с. – Текст : непосредственный.
4. Гречухина А. А. Установки подготовки нефти / А. А. Гречухина, А. А. Елпидинский. – Казань : Изд-во Казан. гос. технол.ун-та, 2011. – 84 с. – Текст : непосредственный.
5. Муллакаев М. С. Исследование воздействия ультразвуковой обработки и химических реагентов на реологические свойства нефти Лузановского месторождения /

М. С. Муллакаев, В. О. Абрамов, О. М. Градов [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2011. – № 11. – 23-28 с.

6. Омаралиев О. Влияние ультразвука на температуру застывания нефтей / О. Омаралиев, К. Р. Алимбаев, А. У. Сарсенбаева, У. Нуридинова. – Текст : непосредственный // Материалы 4-й междунар. конф. "Химия нефти и газа". – Томск, 2000. – 433-435 с.

Байрамова Г. М.

*Международный университет нефти и газа имени Ягшыгелди Какаева
г. Ашхабад, Туркменистан*

БУРОВОЙ ШЛАМ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА СТРОИТЕЛЬНОЙ КЕРАМИКИ ПЛАСТИЧЕСКОГО ФОРМОВАНИЯ

В процессе строительства скважин образуется многотоннажный отход – буровой шлам, подлежащий утилизации. Угрожающий рост накапливаемых ежегодно опасных нефтешламов при отсутствии необходимых масштабов их утилизации и переработки приводит к изъятию на длительный срок земельных ресурсов [1].

Однако до настоящего времени не разработан универсальный способ утилизации и обезвреживания полученного техногенного продукта нефтедобычи, хотя по своему химическому и минералогическому составу данный материал после обезвреживания может быть пригоден для получения строительных материалов [2].

В соответствии с методикой эксперимента разработка составов трехкомпонентной системы проводилась в зависимости от состава сырьевой шихты «глина – буровой шлам – стеклобой» и режима обжига [3].

Для применения бурового шлама в качестве источника вторичной сырьевой базы в керамике важным является показатель спекаемости, который во многом зависит как от вещественного состава исходного сырья, так и от степени его измельчения [4].

В связи с тем, что предварительно проведенные эксперименты свидетельствуют о низкой спекаемости бурового шлама, взятого в насыпном виде с полигона, то для получения удовлетворительных механических результатов необходимо повысить температуру обжига как для тугоплавкого сырья - в пределах от 1050 до 1350 оС [6]. Однако данное технологическое решение неизбежно приведет к увеличению энергозатрат.

Для решения данной проблемы с целью повышения плотности и прочности синтезированного искусственного композиционного камня была выбрана методика дополнительного введения в шихту тарного стеклобоя в качестве дополнительного плавня в количестве от 10 до 15 масс. % [5].

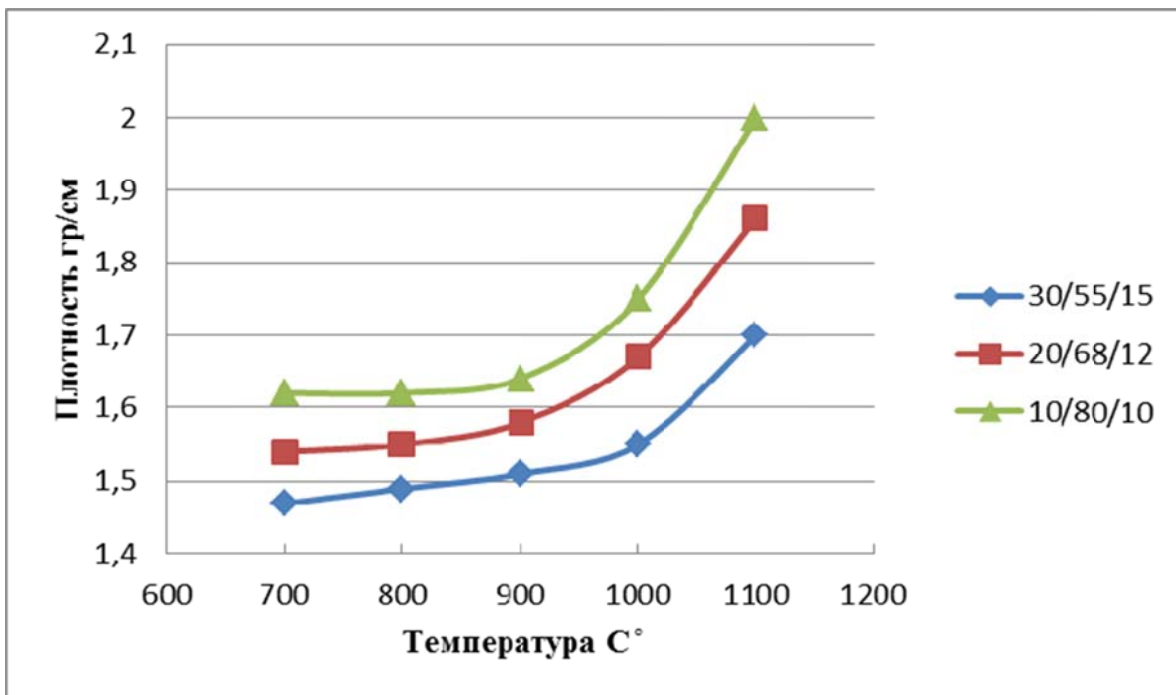


Рисунок 1. Изменение предела прочности при сжатии изделий в зависимости от состава шихты (глина/шлам/стеклобой) и температуры обжига

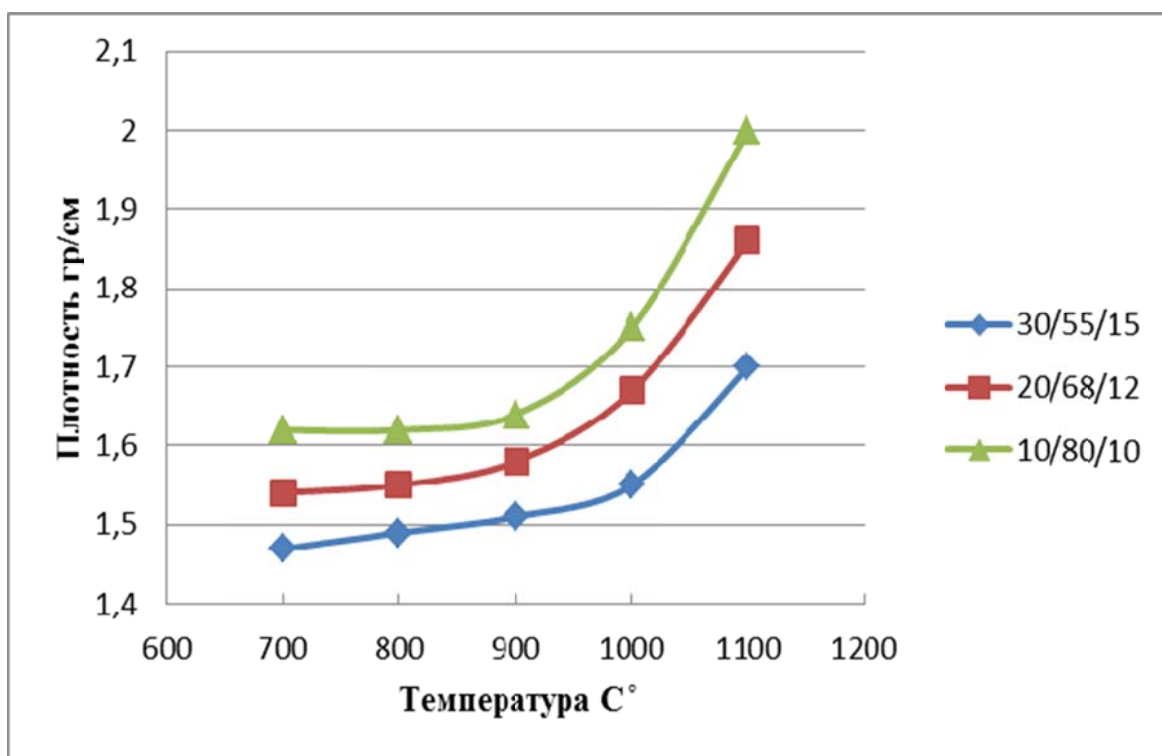


Рисунок 2. Изменение плотности в зависимости от состава шихты (глина/шлам/стеклобой) и температуры обжига

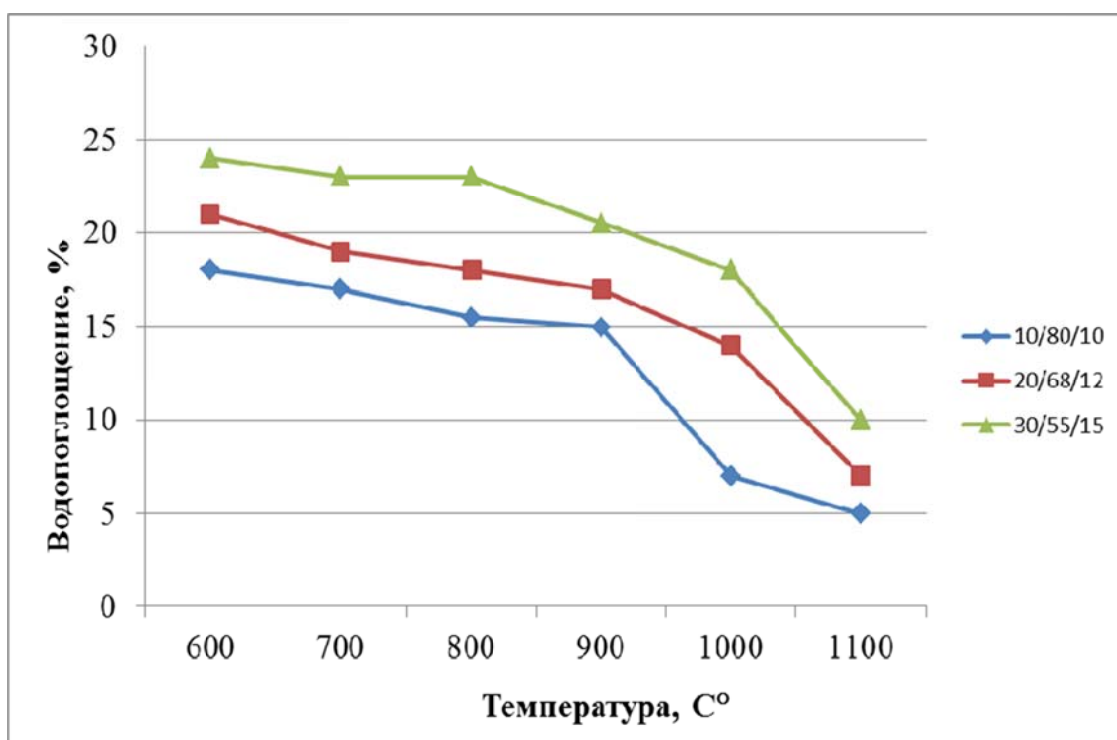


Рисунок 3. Изменение водопоглощения в зависимости от состава шихты (глина/шлам/стеклобой) и температуры обжига

Полученные экспериментальные данные указывают на то, что прочностные характеристики, плотность образцов с ростом температуры увеличиваются, водопоглощение уменьшается. Активизации процесса спекания способствует присутствие стеклобоя, который, характеризуясь низкой эвтектикой плавления, является инициатором образования жидкой фазы в структуре керамики. Образующейся при обжиге расплав расходуется частично на заполнение крупных пор и обволакивание зерен материала, выступая в роли связующего между частицами керамики [6].

Таким образом, полученные результаты свидетельствуют о возможности и целесообразности разработки ресурсосберегающих технологий получения керамики с содержанием в трехкомпонентной шихте бурового шлама до 30 % при температуре обжига в диапазоне до 1100 оС различной номенклатуры (кирпич, плитка, черепица).

Библиографический список

1. Жуков А. А. Результаты контрольно-надзорной деятельности в части обращения с отходами производства и потребления Управления Росприроднадзора по Оренбургской области по итогам 9 месяцев и задачи на IV квартал 2012 года / А. А. Жуков. – Оренбург : Упр-ние Росприроднадзора, 2012. – 6 с. – Текст : непосредственный.
2. Полигон по утилизации и переработке отходов бурения и нефтедобычи: Принципиальные технологические решения. Кн. 3. Разработка принципиальных технологических решений по обезвреживанию и утилизации буровых шламов и нефтезагряз-

ненных песков /под ред. В. Н. Савельева. – Сургут : НГДУ, 1996. – 101 с. – Текст : непосредственный.

3. Дубинецкий В. В., Гурьева В. А., Вдовин К. М. Применение бурового шлама в качестве отошителя для производства керамического кирпича / В. В. Дубинецкий, В. А. Гурьева, К. М. Вдовин. – Текст : непосредственный : материалы Всероссийской научно-методической конференции. – Оренбург, 2014. – С. 145-147.

4. Plasma – sprayed glass-ceramic coatings on ceramic tiles: microstructure, chemical resistance and mechanical properties / G. Bolelli, V. Cannillo, T. Lusvardi/ – Direct : text // Journal of the European Ceramic Society. – 2005. – Т.25. – № 11. – С. 1835-1853.

5. Plasma rod decorating of household glass / V. S. Bessmertnyi, V. P. Krokhin, V. A. Panasenko. – Direct : text // Glass and Ceramics. – 2001. – Т. 58. – № 5-6. – С. 214-215.

6. Проблемы вторичного использования стеклобоя и пути их решения / Г. Б. Кетова, А. И. Пузанов, И. С. Пузанов [и др.]. – Текст : непосредственный // Промышленная экология на рубеже веков : сборник. – Пермь, 2001. – С. 247-252.

Галеева В. Э.

Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

ПРЕИМУЩЕСТВА ГОРИЗОНТАЛЬНО НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Газовые турбины произвели революцию в способах получения энергии и широко используются в различных областях, включая авиацию, производство электроэнергии и нефтегазовую промышленность. Эти машины отличаются высокой эффективностью, надежностью и экономичностью, что делает их популярным выбором для многих предприятий и отраслей промышленности по всему миру. Одним из наиболее значимых преимуществ газовых турбин является их способность эффективно перекачивать газ, что делает их незаменимым инструментом в нефтегазовой промышленности.

Перекачка газа – это процесс перемещения газа из одного места в другое, и она играет важную роль в различных отраслях промышленности. Газовые турбины часто используются для перекачки газа благодаря их высокой эффективности, надежности и экономичности. Они могут перекачивать газ на большие расстояния и в различных условиях, в том числе в суровых условиях, таких как морские буровые установки и пустыни.

Примеры операций по перекачке газа с использованием газовых турбин:

Одним из наиболее распространенных применений газовых турбин для перекачки газа является нефтегазовая промышленность, где они используются для перекачки природного газа от устья скважин до перерабатывающих заводов или трубопроводов. Газовые турбины также используются для сжатия газа на заводах по производству сжиженного природного газа (СПГ), где они сжимают природный газ для транспортировки. При

производстве электроэнергии газовые турбины используются для перекачки природного газа из резервуаров для хранения в камеры сгорания, где он сжигается для выработки электроэнергии.

Преимущества использования газовых турбин:

Использование газовых турбин для перекачки газа имеет множество преимуществ. Одним из основных преимуществ является их высокая эффективность. Газовые турбины могут достигать КПД до 60 %, что значительно выше, чем у других типов насосов, таких как поршневые или центробежные. Такой высокий КПД снижает эксплуатационные расходы и повышает производительность, что делает газовые турбины экономически эффективным вариантом для перекачки газа.

Газовые турбины также производят меньше выбросов, что делает их экологически чистым вариантом для перекачки газа. Они выбрасывают меньше загрязняющих веществ, чем другие типы насосов, таких как оксиды азота (NO_x), угарный газ (CO) и диоксид серы (SO₂).

Еще одним преимуществом газовых турбин является их надежность и долговечность. Газовые турбины предназначены для работы в суровых условиях, включая экстремальные температуры, пыльные или влажные условия, что обеспечивает постоянную производительность даже в сложных условиях. Они требуют минимального технического обслуживания, что сокращает время простоя и повышает производительность.

Сравнение с другими типами насосов:

Газовые турбины обладают рядом преимуществ по сравнению с другими типами насосов, обычно используемых для перекачки газа. Например, поршневые насосы менее эффективны и производят больше выбросов, чем газовые турбины. Центробежные насосы также менее эффективны и требуют большего технического обслуживания, что делает их эксплуатацию более дорогостоящей, чем газовые турбины. Газовые турбины также могут перекачивать газ на большие расстояния, что снижает необходимость в дополнительной инфраструктуре, такой как трубопроводы или дополнительные насосные станции.

В заключение, газовые турбины стали незаменимым инструментом в нефтегазовой промышленности для перекачки газа. Они обладают многочисленными преимуществами по сравнению с другими типами оборудования, включая высокую эффективность, низкий уровень выбросов, надежность и долговечность, а также экономию средств.

Высокая эффективность:

Газовые турбины известны своей высокой эффективностью, что является одной из основных причин их использования для перекачки газа. Они могут достигать КПД до 60 %, что означает, что они преобразуют большую часть энергии топлива в механическую энергию для перекачки газа. Такой высокий КПД снижает количество топлива, необходимого для перекачки газа, что приводит к снижению эксплуатационных расходов.

Низкий уровень выбросов:

Еще одним преимуществом газовых турбин является низкий уровень выбросов. Они производят меньше выбросов загрязняющих веществ, таких как оксиды азота (NOx), угарный газ (CO) и диоксид серы (SO₂), чем другие типы оборудования. Это означает, что компании, использующие газовые турбины для перекачки газа, могут соблюдать экологические нормы и одновременно повышать устойчивость.

Надежность и долговечность:

Газовые турбины известны своей надежностью и долговечностью, что делает их популярным выбором для операций по перекачке газа. Они могут работать в течение длительного времени, не требуя значительного технического обслуживания или ремонта, что сокращает время простоя и повышает производительность. Газовые турбины также предназначены для работы в суровых условиях, включая экстремальные температуры, пыль и влажность, что обеспечивает стабильную производительность даже в сложных условиях.

Экономия затрат:

Использование газовых турбин для перекачки газа может привести к значительной экономии затрат для компаний. Их высокая эффективность означает, что они требуют меньше топлива, чем другие типы оборудования, что снижает эксплуатационные расходы. Кроме того, их надежность и долговечность означают, что они требуют меньше технического обслуживания и ремонта, что снижает эксплуатационные расходы. Газовые турбины могут перекачивать газ на большие расстояния, снижая потребность в дополнительном оборудовании и инфраструктуре, что приводит к дальнейшей экономии средств.

Библиографический список

1. ГОСТ 23290-78. Установки газотурбинные стационарные. Термины и определения : межгосударственный стандарт : издание официальное : утв. и введ. в действие Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 18.10.78 N 2708 : введен впервые : дата введ. 1980-01-01 / разработан и внесен Министерством энергетического машиностроения. – Москва : Стандартинформ, 1980. – 6 с. – Текст : непосредственный.
2. ГОСТ 4.433-86. Установки газотурбинные стационарные. Номенклатура показателей : межгосударственный стандарт : издание официальное : утв. и введ. в действие Постановлением Государственного комитета СССР по управлению качеством продукции и стандартам от 13.06.86 N 1473 : введен впервые : дата введ. 1987-07-01 / разработан и внесен Министерством энергетического машиностроения. – Москва : Стандартинформ, 2005. – 6 с. – Текст : непосредственный.
3. Козаченко А. Н. Энергетика трубопроводного транспорта газов : учебное пособие / А. Н. Козаченко, В. И. Никишин, Б. П. Поршаков. – Москва : ГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2001. – 400 с. – Текст : непосредственный.

4. Поршаков Б. П. Газотурбинные установки : учебник для вузов / Б. П. Поршаков. – Москва : Недра, 1992. – 238 с. – Текст : непосредственный.
5. Газо-турбинные установки на газопроводах / Б. П. Поршаков, А. А. Апостолов, А. Н. Козаченко, В. И. Никишин. – Москва : ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004. – 216 с. – Текст : непосредственный.
6. Пономарев П. С. Вопросы рациональной эксплуатации газотурбинных установок : учебное пособие / П. С. Пономарев. – Уфа : ГОУ ВПО УГНТУ, 2003. – 88 с. – Текст : непосредственный.
7. Белоконь Н. И. Газотурбинные установки на компрессорных станциях магистральных газопроводов / Н. И. Белоконь, Б. П. Поршаков. – Москва : Недра, 1969. – 112 с. – Текст : непосредственный.
8. ГОСТ 17140–84. Установки газотурбинные стационарные для приводанагнетателей природного газа. Основные параметры : национальный стандарт : издание официальное : утв. и введ. в действие Постановлением Государственного комитета СССР по управлению качеством продукции и стандартам от 13.06.84 N 1420 : введен впервые : дата введ. 1987-07-01 / разработан и внесен Министерством энергетического машиностроения. – Москва : Стандартиформ, 1984. – 6 с. – Текст : непосредственный.
9. ГОСТ 21199-82. Установки газотурбинные. Общие технические требования : национальный стандарт : издание официальное : утв. и введ. в действие Постановлением Государственного комитета СССР по управлению качеством продукции и стандартами от 10.04.82 N 235 : введен впервые : дата введ. 1982-06-05 / разработан и внесен Министерством энергетического машиностроения. – Москва : Стандартиформ, 1982. – 6 с. – Текст : непосредственный.
10. Костюк А. Г. Газотурбинные установки : учеб. пособие для вузов / А. Г. Костюк, А. Н. Шерстюк. – Москва : Высшая школа, 1979. – 254 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель – Савельева Н. Н., доцент.

Еремеев И. А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

ИННОВАЦИИ В БУРЕНИИ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Бурение наклонно-направленных скважин является ключевой технологией, используемой в нефтегазовой промышленности для добычи залежей углеводородов, к которым трудно или невозможно получить доступ с помощью вертикальных скважин. Направленное бурение позволяет инженерам ориентироваться на конкретные участки пласта, максимизируя добычу углеводородов. Однако бурение наклонно направленных скважин сопряжено с уникальными проблемами, требующими инновационных решений.

Одной из основных проблем при бурении наклонно-направленных скважин является сложность поддержания желаемой траектории. По мере отклонения ствола скважины от вертикали, возрастает риск отклонения от

намеченной цели. Это может привести к потере времени бурения, увеличению затрат на бурение и снижению производительности. Другой проблемой является ограниченная видимость бурового долота, что затрудняет определение точного местоположения ствола скважины и окружающих его геологических формаций [1].

В последние годы нефтегазовая промышленность добилась значительных успехов в технологии, используемой для бурения наклонно-направленных скважин. Одним из наиболее важных нововведений является использование внутрискважинных инструментов, которые позволяют инженерам измерять траекторию ствола скважины в режиме реального времени. Эта технология включает в себя такие инструменты, как гироскопы, магнитометры и акселерометры, которые предоставляют точную информацию о местоположении и ориентации ствола скважины. Затем эти данные используются для корректировки траектории бурения в режиме реального времени, гарантируя, что ствол скважины остается на заданном уровне.

Еще одним ключевым нововведением является использование передовых технологий визуализации для улучшения видимости в стволе скважины. Например, некоторые буровые установки оснащены камерами, которые обеспечивают видеозапись процесса бурения в режиме реального времени. Это позволяет инженерам выявлять потенциальные проблемы и при необходимости вносить коррективы в траекторию бурения. Кроме того, передовые технологии визуализации, такие как компьютерная томография и магнитно-резонансная томография (МРТ), могут быть использованы для создания детальных 3D-изображений ствола скважины и окружающих пластов, предоставляя ценную информацию о коллекторе и геологии [2].

Инновации в бурении наклонно-направленных скважин оказали значительное влияние на нефтегазовую отрасль. Благодаря усовершенствованным инструментам и технологиям инженеры могут бурить скважины более точно и эффективно, снижая затраты и повышая производительность. Кроме того, использование направленного бурения позволило получить доступ к ранее недоступным коллекторам, увеличив потенциал добычи углеводородов.

В заключение следует отметить, что проблемы, связанные с бурением наклонно-направленных скважин, стимулируют инновации в нефтегазовой отрасли. Благодаря передовым скважинным инструментам и технологиям визуализации инженеры способны преодолевать трудности, связанные с бурением в сложных геологических условиях. Эти инновации привели к повышению эффективности бурения, снижению затрат и увеличению объемов добычи, обеспечив дальнейший успех нефтегазовой отрасли.

Библиографический список

1. CYBERLENINKA : Онлайн библиотека : [сайт]. – URL : <https://cyberleninka.ru/article/n/problemy-promyvki-naklonno-napravlennyh-skvazhin> (дата обращения: 25.03.2023). – Текст : электронный.
2. CYBERLENINKA : Онлайн библиотека : [сайт]. – URL : <https://cyberleninka.ru/article/n/peredovye-tehnologii-bureniya-naklonno-gorizontalnyh-skvazhin-pri-razrabotke-tverdyyh-poleznyh-iskopaemyh> (дата обращения: 20.03.2023). – Текст : электронный.

Ерохин М. А., Григорьев М. А.

Акционерное Общество – Государственный научный центр Российской Федерации «Исследовательский центр им. М. В. Келдыша», г. Москва

КОМПЛЕКСНАЯ ПЕРЕРАБОТКА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Технологические аварии, случившиеся в последнее время на предприятиях нефтегазового комплекса России, заставили значительно усилить требования в области природы, что повлекло за собой ужесточение требований законодательства в области экологии [1].

Одним из видов отходов, образующихся при бурении скважин и добычи нефти, являются буровые растворы. Буровые растворы представляют собой высокоминерализованные устойчивые суспензии с высоким содержанием твердой коллоидной фазы. В растворе присутствует значительное количество органических составляющих – диспергаторов и других добавок, не позволяющих оседать взвесям. В состав буровых растворов входят: вода, бентонит, нефтепродукты, крупный шлам, органические и неорганические соединения. Существующие в настоящее время и активно применяющиеся технологии очистки водных буровых растворов осуществляют отделение твердой фазы на виброситах и гидроциклонах, а затем производится осветление жидкой фазы на основе реагентной коагуляции, флокуляции и последующего отстаивания. Однако такая технология не обеспечивает достаточный уровень очистки для применения последующей стадии обратного осмоса.

Для решения проблем экологической безопасности в области бурения скважин и возможности повторного использования технической воды (буровой раствор), специалистами Центра Келдыша разработаны технологии очистки и утилизации отработанных буровых растворов по технологии нулевого жидкого сброса (Zero Liquid Discharge) (рис. 1). При этом возможно извлечение компонентов, являющихся самостоятельным продуктом [2].



Рисунок 1. Принцип технологии нулевого жидкого сброса, применительно как к технологии утилизации отработанных буровых растворов, так и к технологии опреснения морской или речной воды

Данная технология позволяет произвести очистку буровых растворов, с разделением на твердую смесь, состоящую из песка, глины и нефтепродуктов, и воду, высокой степени очистки, которая может либо использоваться повторно на предприятии, например, для приготовления растворов реагентов, либо сбрасываться в водоемы, т. к. содержание вредных компонентов в воде гораздо ниже нормируемых требований к сбросным водам в водоемы рыбо-хозяйственного назначения [3].

Основными этапами очистки буровых растворов по данной технологии являются:

1. очистка на виброситах и гидроциклонах – на данном этапе происходит отделение выбуренной породы;
2. центрифугирование – на данном этапе происходит отделение взвесей с размером частиц выше ~30 мкм;
3. дестабилизация коллоидной системы – на данном этапе применяются различные методы, которые зависят (подбираются) исходя из состава раствора, а именно:
 - коагуляция,
 - флотация,

- электрокоагуляция,
 - содоизвесткование с последующим разделением на ламельных сепараторах или отстаивание,
4. Обратноосмотическое обессоливание.
 5. Термическое выпаривание концентрата обратного осмоса.

Практически любые загрязнения твердыми взвесями удаляются совмещенным методом электрокоагуляции-электрофлотации. При повышенных концентрациях органики в воде и неспособности электрокоагуляции справиться с ними, может подключаться электроокисление. Неэффективность низких доз коагулянта в виде химического реагента может обуславливаться присутствием в буровом растворе сложного комплекса органических соединений, обладающих диспергирующими свойствами, которые не позволяют провести полное осаждение мелкодисперсной фазы. Данный фактор может вызывать трудности при предварительной подготовке, которая должна обеспечить качество воды, соответствующее требованиям к последующему обратноосмотическому обессоливанию. Применение электрохимических методов очистки позволяет полностью исключить использование реагентов и систем приготовления и дозирования реагентов, сделать оборудование более компактным для размещения в контейнерах.

Комплексный подход (электрокоагуляция-электрофлотация-электроокисление) к очистке бурового раствора позволяет значительно снизить цветность воды, содержание взвесей и органических веществ, а также полностью исключить бактерицидную составляющую.

В дальнейшей технологической цепочке после прохождения этапов фильтрации на механических фильтрах и микрофильтрации, качество раствора становится удовлетворительным для его подачи на обратноосмотическое обессоливание, с использованием мембран Fouling Resistance со специальным покрытием, обеспечивающим защиту от высокого содержания органики [4].

Специалистами Государственного научного центра имени Келдыша проведены исследования комплексной очистки буровых растворов месторождения Северное Хоседаю (Ненецкий АО) на разработанном ими технологическом оборудовании и специально подобранной технологии очистки. В ходе работы доказана высокая эффективность электрокоагуляции, в совокупности с последующими стадиями глубокого обратноосмотического обессоливания (Recovery 75 %) и выпаривания. Получаемый пермеат с содержанием до 300 мг/л возвращается в технологию на вторичное использование. Концентрат с содержанием до 75 г/л циркулирует в выпарной системе с периодическим удалением твердых солей.

Данные по основным показателям качества бурового раствора на разных стадиях переработки представлены в таблице № 1.

Основные показатели качества обработанного бурового раствора
на различных стадиях утилизации

Наименование показателя	Значение показателя			
	Буровой раствор после осветлительных фильтров	Фильтрат микрофильтров	Обратноосм. концентрат	Упаренный концентрат
Водородный показатель, ед. рН	3.5 – 4.4	3.5 – 4.4	4.0 – 4.5	3.7 – 4.2
Электропроводность, мСм/см	17.2 – 27.1	17.2 – 27.1	74.4 – 82.2	111.5 – 113.2
Общая минерализация, мг/л	10 762	10 762	47 160	74 433
Мутность, NTU	3.0 – 6.0	0.05 – 1.0	-	-
Нефтепродукты, мг/л	1.1	0.005	0.17	0.06
Сульфаты	791.2	791.2	3 919	6 209
Хлориды	4420	4420	18 803	30 430
Кальций	218.1	218.1	713.9	952.3
Магний	9.10	9.10	30.3	53.41
Натрий	501.2	501.2	1997.6	3361.9
Калий	4102	4012	16 783	28 067

Проведенные исследования и эксплуатация комплекса очистки в течение трех месяцев подтвердила ее заявленную высокую эффективность и производительность. Так, при поступлении бурового раствора на очистку в количестве 60 м³/сутки, объем очищенной воды составил 37,5 м³/сутки, а упаренного концентрата 6,0 м³/сутки. Таким образом, степень концентрирования бурового раствора по жидкой фазе составила ~ 90 %.

В настоящее время проводятся исследования по использованию шлама, получаемого после центрифугирования, в технологии изготовления пенобетона, газобетона и тротуарной плитки, а также по разделению смеси солей, получаемых на этапе термического выпаривания обратноосмотического концентрата.

Эксплуатация комплекса на месторождении в Северном Хоседаю показала высокую эффективность очистки буровых растворов с применением метода электрокоагуляции и последующего обратноосмотического обессоливания и упаривания, что значительно повысило экологическую составляющую всех процессов по нефтедобыче. Данная разработка Центра Келдыша может быть применена на всех нефтепромыслах Российской Федерации.

Библиографический список

1. Об отходах производства и потребления в Российской Федерации: Федеральный закон от 24 июня 1998 г. N 89-ФЗ : Принят Государственной думой 22 мая 1998 г. : одобрен Советом Федерации 10 июня 1998 г. – Москва : Ось-89, 2008. – 30 с. – Текст : непосредственный.

2. Решение проблем рационального природопользования путем комплексного подхода к использованию природных и водных ресурсов региона Тарфая, Марокко / М. А. Ерохин, М. А. Григорьев, Н. Н. Казанцева, О. А. Подымова. – Текст : непосредственный // Теория и практика современной аграрной науки : Сб. научных статей VI национальной (всероссийской) научной конференции с международным участием. – Новосибирск, 2023. – С. 302-305.

3. Об утверждении нормативов качества воды водных объектов рыбохозяйственного значения, в том числе нормативов предельно допустимых концентраций вредных веществ в водах водных объектов рыбохозяйственного значения : Приказ № 552 от 13.12.2016 г. с изменениями от 10.03.2020 : утв. М-вом сельского хозяйства Российской Федерации. – URL: <https://minjust.consultant.ru/documents/22231?items=1&page=1> (дата обращения: 08.04.2023)

Научный руководитель – Григорьев М. А., канд. биол. наук, доцент.

Ерохин М. А., Григорьев М. А., Казанцева Н. Н.,

Подымова О. А., Белов А. Е.

Акционерное Общество – Государственный научный центр Российской Федерации «Исследовательский центр им. М. В. Келдыша», г. Москва

ИССЛЕДОВАНИЕ И ПОДБОР ЭФФЕКТИВНЫХ МЕТОДОВ СИСТЕМЫ ОЧИСТКИ ОТРАБОТАННЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

В качестве основных видов буровых растворов в мире, в основном используются (~ 90 %) буровые растворы на водной основе. Однако в последнее время активное распространение получили также растворы на нефтяной (углеводородной) основе (реагенты специального назначения), позволяющие обеспечить возможность применения в сложных геологических условиях, таких как солевые отложения высокой растворимости (бишофит, карналлит), зоны, состоящие из смеси неустойчивых глин и солевых пород, наличие сероводорода и пр. [1, 2].

В настоящий момент времени, основные требования к полной переработке (очистки) буровых растворов следующие:

- обработка всего количества циркуляции бурового раствора;
- компоновка технологического оборудования на принципе очередности согласно размеру разделяемых частиц;
- точный подбор и настройка технологического оборудования, для эффективной работы последующих ступеней очистки [3].

Специалистами Центра Келдыша разработаны технологии очистки и утилизации отработанных буровых растворов по технологии нулевого жидкого сброса (Zero Liquid Discharge), основные этапы очистки которой представлены на рис. 1.

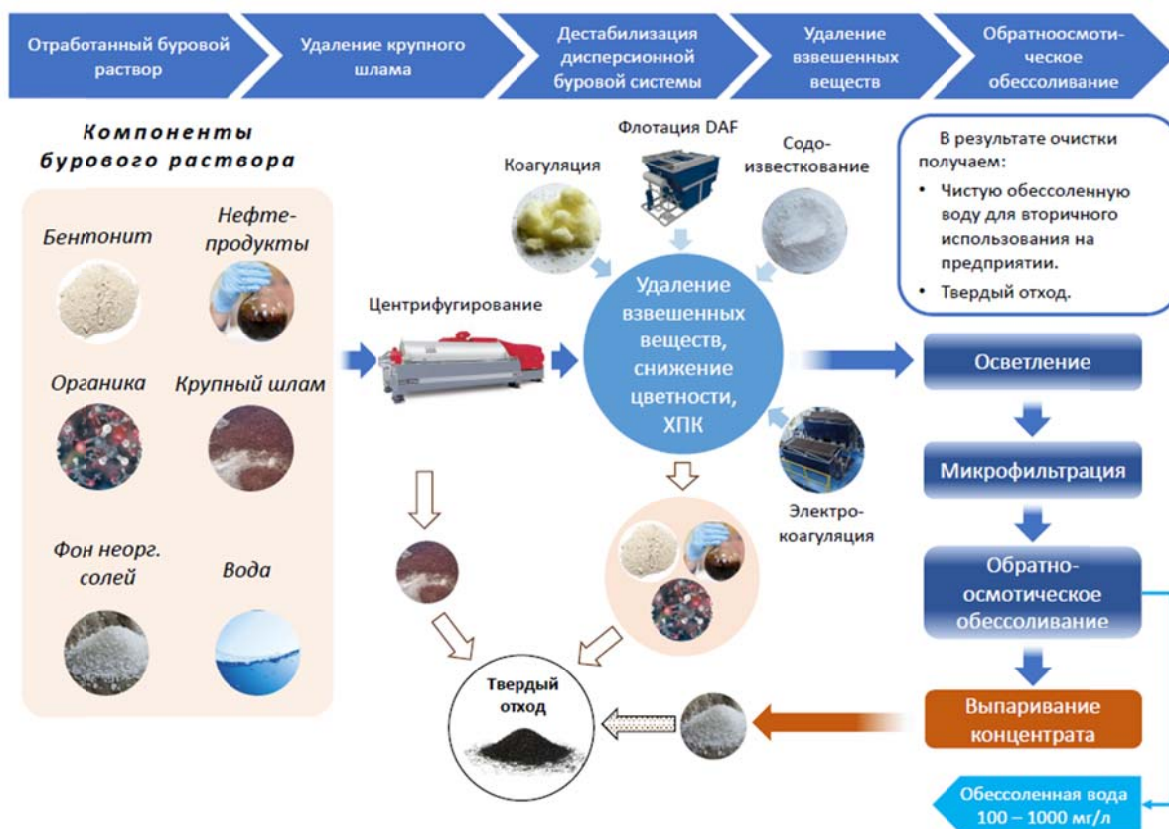


Рисунок 1. Основные этапы очистки отработанного бурового раствора

На этап центрифугирования попадает раствор прошедший очистку на виброситах и гидроциклонах, где отделяются крупные компоненты породы. После этого, в зависимости от состава раствора, применяются различные методы, или их комбинация, по дестабилизации коллоидной системы – реагентная коагуляция и флокуляция, содоизвесткование, электрокоагуляция, совмещенная с электрофлотацией. Как показала практика, оптимальными методами очистки является комплексный метод электрокоагуляции-электрофлотации. В случае наличия повышенных концентраций органических соединений в воде и низкой эффективности электрокоагуляции можно использовать электроокисление. Данные методы в совокупности позволяют значительно убрать цветность воды, содержание взвесей и органических веществ. В результате комплекса предварительной очистки качество раствора становится достаточным для его подачи на модули обратного осмотического обессоливания.

Однако, несмотря на кажущуюся простоту инженерного решения для очистки буровых растворов, основной проблемой является исследование физико-химического состава получаемого «полуфабриката» (на каждом этапе системы очистки) для эффективной подборки инженерного технологического оборудования, участвующего на каждом этапе, особенно в свете постоянно меняющегося состава раствора на различных этапах бурения.

В качестве объекта исследования взят образец отработанного бурового раствора одного из месторождений в Восточной Сибири.

Как показано в таблице № 1, проведение лабораторной электрокоагуляции на алюминиевых электродах отработанного бурового раствора, имеющем исходные показатели качества, представленные в колонке «До электрокоагуляции», при плотности тока 24 мА/см² в течение 30 мин, и дальнейшего отстаивания в течение 3 часов показало возможность снижения основных параметров очистки до следующих значений: мутности на 83 %, ХПК на 83 %, кремния на 66 %.

Таблица 1

Показатели качества отработанного бурового раствора до и после проведения электрокоагуляции

Наименование	До электрокоагуляции	После электрокоагуляции и микрофльтрации	Требования для подачи воды на РО
рН	7,6	8,3	2 – 11
Мутность, NTU	6,0	0,7 – 1,0	< 1,0
Цветность, (Cr-Co)	51,5	14,5	-
Электропроводность, мСм/см	5,94	4,86	-
ХПК, мгО ₂ /л	347	57,6	< 10 мгО ₂ /л
Кремний, мг/л	14,1	4,67	-
Кальций, мг/л	347	232	-
Сульфаты, мг/л	2101	1847	-
Железо, мг/л	0,331	0,022	< 4,0

Дополнительное электроокисление на графитовых электродах привело к снижению ХПК и органического углерода еще на 15 %. Несмотря на превышение показателя ХПК после электрокоагуляции, полученный раствор после прохождения осветлительных фильтров и микрофильтров, пригоден для подачи на обратноосмотическое обессоливание, поскольку ведущими производителями обратноосмотических мембран выпускаются мембраны со специальным покрытием, позволяющим проводить обессоливание растворов с повышенным содержанием органических веществ.

Проведенные исследования по применению реагентного коагулянта показали, что применение сульфата алюминия обеспечивает значимый эффект осветления лишь при дозах от 200 мг/л по Al₂(SO₄)₃ и выше, в оптимальной области рН 6,0-7,5. При дозах ниже 100 мг/л коагуляция не эффективна: мутность раствора снижалась с 50 до 20 ед. NTU (определялось после фильтрации). При этом раствор оставался мутноватого желтого цвета. Использование доз выше 200 мг/л приводит к интенсивному образованию хлопьев, которые в течение 5-10 минут практически полностью осе-

дают на дно. Минимальная достигаемая мутность осветленного раствора при дозе $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$ 400 мг/л составила 0,71 NTU (после фильтрации), визуально раствор выглядел полностью прозрачным. Однако содержание остаточного алюминия в коагулированном растворе доходило до 26 мг/л, что, при отсутствии дополнительных мер, неизбежно приводит к отложению осадка гидроксида алюминия на поверхности мембран.

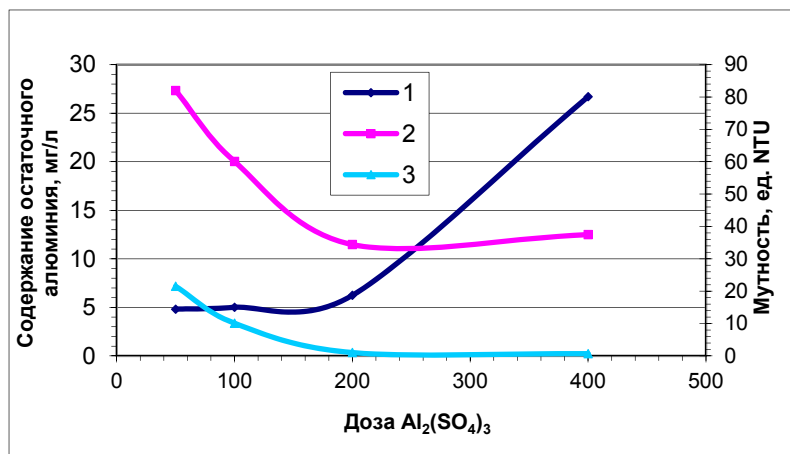


Рисунок 2. Параметры коагулированного раствора при разных дозах коагулянта $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$. 1 – Остаточное содержание алюминия, 2 – Мутность раствора через 5 мин после коагуляции, до фильтрования, 3 – Мутность раствора через 5 мин после коагуляции, после фильтрования

Неэффективность низких доз коагулянта, сравнимых с теми что применяют при коагуляции природных вод, обуславливается присутствием в исследуемом образце бурового раствора сложного комплекса органических соединений, обладающих диспергирующими свойствами, что препятствует проведению полного осаждения мелкодисперсной фазы. Именно этот фактор и создает основные трудности при предварительной подготовке, которая должна обеспечить качество воды, соответствующее требованиям к последующему обратноосмотическому обессоливанию. Так, отстаивание необработанного реагентами бурового раствора в течение двух недель привело лишь к выпадению тяжелой части породы в первые минуты отстаивания. Далее никаких изменений цветности и мутности раствора не наблюдалось.

Применение электрохимических методов позволяет полностью исключить использование реагентов и сопутствующих систем приготовления и дозирования реагентов, сделать оборудование более компактным. В отличие от реагентных методов очистки, не создается вторичное загрязнение, привносимое анионами коагулятов. Также, за счет интенсивного выделения водорода осуществляется одновременная флотация, что повышает эффективность разделения фаз. При достижении сравнимых показателей

мутности при реагентной коагуляции (0,71 NTU при дозе коагулянта от 200 мг/л) и электрокоагуляции (до 1,0 NTU), содержание остаточного алюминия после электрокоагуляции ниже, и составляет 3,0 мг/л, после реагентной коагуляции до 26 мг/л.

Работа разработанных Центром Келдыша установок на нефтедобывающем комплексе в Северном Хоседаю (Ненецкий АО) доказала высокую эффективность электрокоагуляции. Концентрация взвешенных веществ снижалась с 3000 до 1,5 мг/л, нефтепродуктов с 5,0 до 2,0 мг/л. Оставшиеся количества и их повышение, при колебаниях состава бурового раствора, легко удалялись на стадии грубого фильтрования и микрофльтрации. Полученный пермеат после обратного осмоса имел проводимость 300-500 мкСм/см и использовался повторно для приготовления раствора ингибитора осадкообразования и промывки технологического оборудования.

Таким образом показана эффективность электрокоагуляционного метода очистки отработанного бурового раствора и его преимущества перед реагентной коагуляцией, в качестве стадии подготовки перед обратным осмосом.

В целом эффективность системы очистки, подбора и компоновки технологического оборудования комплексной системы очистки отработанных буровых растворов на водной основе очень сильно зависит от конкретного состава исходного бурового раствора. Таким образом, для каждого конкретного месторождения требуется проведение широкого комплекса исследований по подбору технологических стадий очистки и их корректировки на реальном объекте. В настоящее время проводятся исследования по очистке бурового раствора, утяжеленного баритом с высоким содержанием твердой фракции и органической составляющей.

Библиографический список

1. Разработка составов и свойства соленасыщенных эмульсионных буровых растворов / Н. П. Крутько, Н. В. Яковец, Ю. Н. Шемет, Т. А. Козинец. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловая химия : Материалы V Международной научно-практической конференции (XIII Всероссийской научно-практической конференции). – Москва, 2018. – С. 109-115.
2. Кижяева А. В. Проблема обеспечения экологической безопасности арктического региона как важный вектор российской политики / А. В. Кижяева. – Текст : непосредственный // Актуальные проблемы современных международных отношений. – 2016. – № 7. – С. 53-60.
3. Ступени очистки бурового раствора // Drill mesh : [сайт]. – URL: <https://drillmesh.ru/stati/stupeni-ochistki-burovogo-rastvora/?ysclid=lgap78s923829290675> (дата обращения: 10.04.2023).

Научный руководитель – Ерохин М. А., канд. техн. наук, ведущий научный сотрудник.

Захарова А. А.

Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

АНАЛИЗ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА С ПРИМЕНЕНИЕМ ЦИЛИНДРИЧЕСКОГО ПРОППАНТА

Гидро разрыв пласта (ГРП) на сегодняшний день является одним из самых востребованных методов для увеличения притока углеводородов в скважину.

Для транспортирования проппанта в скважину используются жидкости-разрыва и жидкость-песконосители. Жидкость разрыва представляет собой жидкость, которая нагнетается в призабойную зону пласта для разрушения горной породы и образования трещин или раскрытия уже существующих трещин. Жидкость-песконоситель представляет собой жидкость, применяемую для перемещения проппанта и заполнения им трещины [1].

После проведения ГРП в образовавшиеся трещины жидкостью-песконосителем транспортируется проппант. Проппант представляет собой гранулы, созданные искусственным методом. Проппант должен обладать свойствами, способными сопротивляться пластовому давлению, который стремится деформировать или разрушить гранулы проппанта, что, в свою очередь, может привести к незамедлительному закрытию трещины, а также проппант должен сопротивляться воздействию различных температур и скважинной среды (влаги, кислые газы, солевые растворы), которая является агрессивной.

После тщательного изучения литературы по применению цилиндрического, можно выделить ряд важных преимуществ применения цилиндрического проппанта (рис. 1): благодаря хаотичному расположению гранул цилиндрического проппанта, увеличивается проводимость проппантной пачки. По этим же причинам улучшается удаление геля из трещины; необычная упаковка проппанта (сцепка каждого цилиндра друг за друга) служит практичной защитой от выноса проппанта из трещины. Цилиндрический проппант хорошо взаимодействует с любыми жидкостями ГРП и их добавками [4].

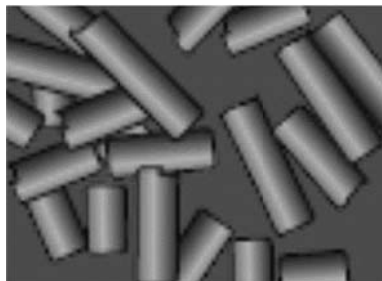


Рисунок 1. Цилиндрический проппант

Для исследования была выбрана серия лабораторных испытаний на Лебяжинском месторождении, что отражено в нормативных документах.

Производился сравнительный тест на проводимость проппантных пачек с цилиндрическим проппантом и со сферическими проппантами различного размера, «с» и «без» полимерного покрытия. В результате полученных анализов можно наблюдать проводимость, рассматриваемого материала – цилиндрического проппанта. Проведение испытаний цилиндрического и сферического проппантов на долговечность, рисунок 2.

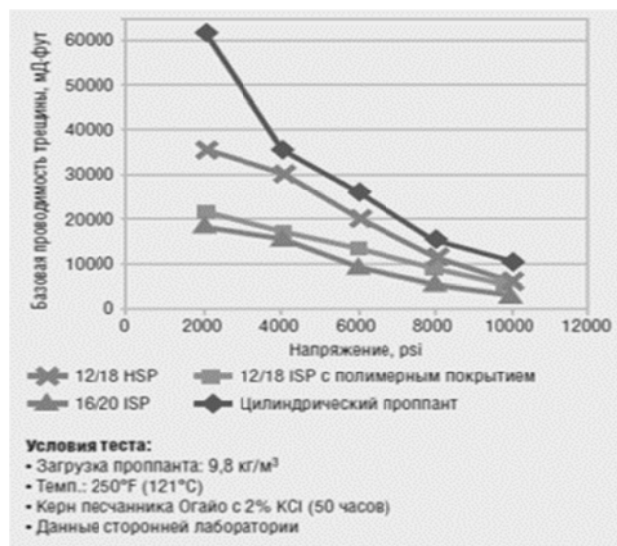


Рисунок 2. Проведение испытаний цилиндрического и сферического проппантов на долговечность

Проведение анализа по гидроразрыву пласта сняты показатели расхода жидкости из трещины модельного образца. В условиях эксперимента цилиндрический проппант показывает гораздо более высокую устойчивость к его выносу. Были получены результаты на устойчивость проппантных пачек к выносу при различных температурах [5]. Проведение испытаний по сравнению цилиндрического и сферического проппантов на стабильность, рисунок 3.



Рисунок 3. Проведение испытаний по сравнению цилиндрического и сферического проппантов на стабильность

За счёт своей нестандартной формы и отличительного свойства размещения в трещине, цилиндрический проппант отличается гораздо более высокой остаточной проводимостью. Проведение испытаний по сравнению цилиндрического и сферического проппантов на остаточную проводимость, рисунок 4.

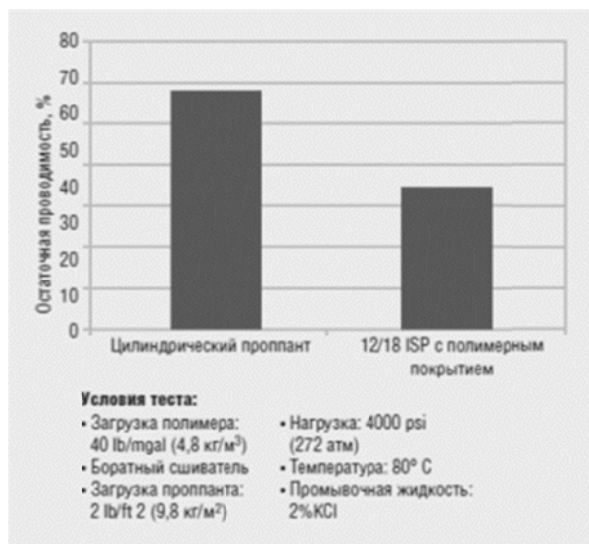


Рисунок 4. Проведение испытаний по сравнению цилиндрического и сферического проппантов на остаточную проводимость

Закачивание цилиндрического проппанта осуществляется следующим образом: в трещину закачивается сферический проппант, а затем цилиндрический, с целью создания эрозий на входе в трещину. Благодаря такому закачиванию, цилиндрический проппант легче проходит следом за сферическим, а также увеличивается продуктивная длина трещины [2, 3]. Задержки цилиндрического проппанта в призабойной зоне и на входе в трещину не были зафиксированы.

Таким образом, при проведении анализа гидроразрыва пласта с применением цилиндрического проппанта, можно сделать вывод: по данным 10-ти первых испытаний ГРП с цилиндрическим проппантом увеличивается продуктивность пласта в сравнении со стандартным ГРП. Результаты менялись в диапазоне от 26 до 67 %. При проведении ГРП с цилиндрическим проппантом не было выявлено его выноса ни на одной из скважин и не возникло проблем при работе установки электроцентробежного насоса (УЭЦН) и при освоении с гибкими насосно-компрессорными трубами (ГНКТ).

Библиографический список

1. Покрепин Б. В. Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений : учеб. пособие / Б. В. Покрепин. – Изд. 2-е. – Ростов на Дону : Феникс, 2018. – 605 с.: ил. – (Среднее профессиональное образование). – Текст : непосредственный.

2. Покрепин Б. В. Разработка нефтяных и газовых месторождений : Учебное пособие / Б. В. Покрепин. – Волгоград : Ин-Фолио, 2008 – 192 с. – Текст : непосредственный.

3. Ильина Г. Ф. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов западной Сибири / Г. Ф. Ильина, Л. К. Алтунина. – 2-е изд. – Томск : Изд-во ТПУ, 2006. – 165 с. – Текст: непосредственный.

4. Муслимов Р. Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения, проектирование, оптимизация и оценка эффективности : Учебное пособие / Р. Х. Муслимов. – Казань : Изд-во «Фен» Академии наук РТ, 2005. – 688 с. – Текст: непосредственный.

5. Погребная И. А. Современные методы нефтеизвлечения в условиях крайнего севера / И. А. Погребная, С. В. Михайлова. – Москва : Знание-М, 2022. – С. 88. – Текст: непосредственный.

Научный руководитель – Погребная Ирина Алексеевна, канд. пед. наук, доцент.

Зимонина О. Р.

Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ДОБАВКИ «НЕФТЕНОЛ-СДИ» МАРКИ СДИН-5 НА СМАЗЫВАЮЩУЮ СПОСОБНОСТЬ БУРОВОГО РАСТВОРА И ЕГО АНТИПРИХВАТНЫЕ СВОЙСТВА

В связи с увеличением доли бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин, требования к буровым растворам и применяемым реагентам резко возросли. Смазочные добавки из вспомогательных реагентов перешли в разряд определяющих.

В настоящее время ассортимент этих добавок достаточно велик, их производством занимается много предприятий. Несмотря на имеющийся ассортимент смазочных добавок, потребность в совершенствовании их качества остается актуальной задачей.

Широкое применение в настоящее время нашли смазочные добавки на основе продуктов олеохимии (олеохимических веществ, полученных из жиров и масел) благодаря их высокой экологичности и повышенной смазывающей способности. Одним из примеров таких добавок является смазочная добавка «НЕФТЕНОЛ-СДИ» марки СДИН-5 разработанная на основе эфиров растительных масел [1-2].

Опытно-промышленные испытания добавки «НЕФТЕНОЛ-СДИ» марки СДИН-5 при бурении скважин на месторождениях Сургутского района показали высокую эффективность добавки.

При бурении скважин применялся пресный естественно-наработанный глинистый раствор с добавкой Poly Kem D частично гидролизованного полиакриламида ($2,5-3,0 \text{ кг/м}^3$). Poly Kem D оказывает ингибирующее действие на частицы глины снижая ее гидратацию и

обеспечивая устойчивость глинистых отложений. Так же, с целью повышения ингибирующих свойств, в раствор добавляли борсиликатный реагент (БСР) (4,5-5,0 кг/м³), который обладает комплексом уникальных свойств. БСР обеспечивает повышение ингибирующей способности раствора, и одновременно обладает разжижающим действием, то есть понижает пластическую вязкость бурового раствора при одновременной стабилизации динамического напряжения сдвига. Это способствует устойчивости ствола скважины при его углублении.

Таким образом, компонентный состав бурового раствора обеспечивает двойное ингибирование, характеризуется стабильными реологическими ($\tau_0 = 48-70$ дПа, $\eta_{пл} = 15-25$ мПа·с) и тиксотропными свойствами (СНС 1/10 мин = 20-40/35-27 дПа), удовлетворительными фильтрационными показателями (5-3 см³/30 мин).

В лабораторных условиях проводили тестовые испытания определения влияния смазывающей добавки СДИН-5 (2,5-3,0 кг/м³) на коэффициент трения ($K_{тр}$) бурового раствора на приборе КТК-2 и на снижение момента страгивания (Мстр., фунт·дюйм) на границе фильтрационная корка-диск на приборе «ОФИТЕ» для испытания на прихват под перепадом давлений. Пенообразующие свойства определялись визуально.

Результаты эксперимента показали эффективность смазочной добавки СДИН-5 в концентрации 0,2-0,3 %. Коэффициент трения бурового раствора снизился более, чем на 50 %, а момент страгивания снизился в 2-3 раза (более чем на 70 %) по сравнению с необработанным раствором. При приготовлении раствора вспенивание не наблюдалось.

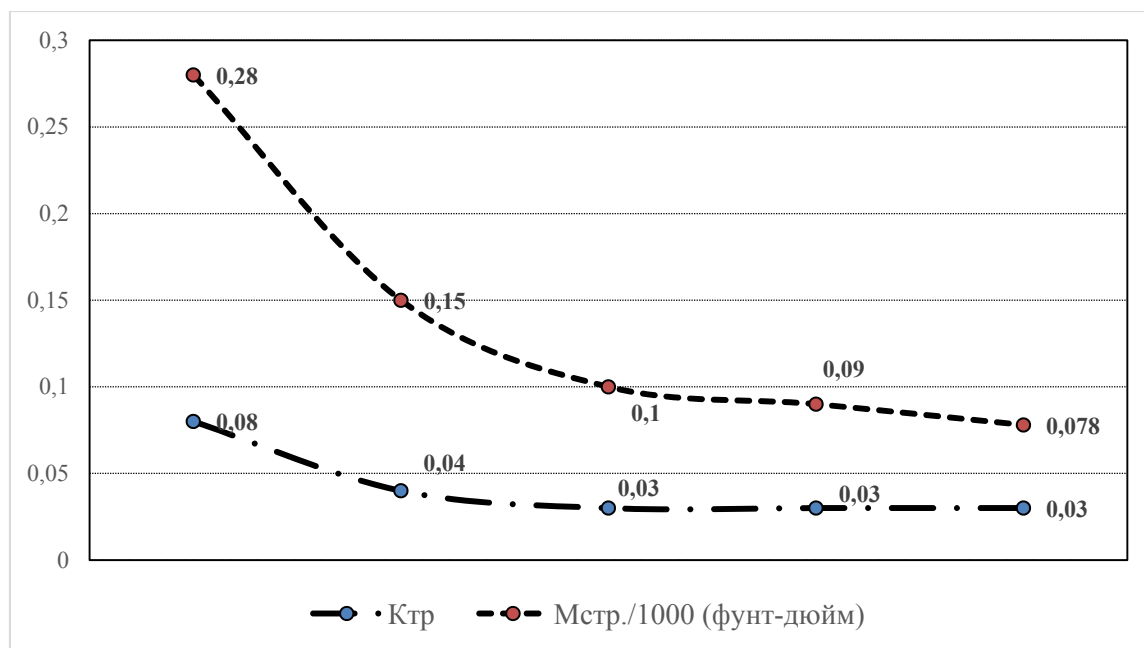


Рисунок 1. Влияние концентрации смазочной добавки СДИН-5 на смазывающие и антиприхватные свойства частично гидролизованного полиакриламида (Poly Kem D)

Промысловые испытания бурового раствора на основе частично гидролизованного полиакриламида (Poly Kem D), обработанного смазочной добавкой «НЕФТЕНОЛ-СДИ» марки СДИН-5 так же показали высокую эффективность. Бурение скважин происходило без затяжек и прихватов. Свойства раствора оставались стабильными.

Таким образом, смазочная добавка СДИН-5 оказывает эффективное снижение коэффициента трения и момента страгивания на границе фильтрационная корка-диск ингибирующего бурового раствора на основе частично гидролизованного полиакриламида (Poly Kem D). Средняя величина снижения коэффициента трения и момента страгивания на границе фильтрационная корка-диск составляет 50-70 % по сравнению с необработанным буровым раствором.

Библиографический список

1. Змеев Ю. В. Выбор ингибирующего бурового раствора в системе «буровые растворы» при строительстве скважин в ОАО «Сургутнефтегаз» / Ю. В. Змеев. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2011. – № 1. – С. 32-36.
2. Аксенова Н. А. Буровые промывочные жидкости и промывка скважин : учебное пособие для вузов : В 3 т. / Н. А. Аксенова, О. В. Рожкова. – Тюмень : ТИУ, 2016. – 168 с. – Текст : непосредственный.

Научный Руководитель: Аксенова Н. А., к. т. н, доцент.

Левенец Н. А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВОГО РАСТВОРА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН НА СРЕДНЕБОТУОБИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Одним из важнейших факторов повышения качества бурения является обеспечение проведения наклонно-направленных скважин в четком соответствии с разработанным проектом. Так, для определения конкретных глубин и объемов поглощений бурового раствора был проведен анализ данных по осложнениям на различных глинах по четырем скважинам Среднеботуобинского месторождения, которая позволила сделать выводы по наличию в горных породах проницаемых каналов, где происходят поглощения и, следовательно, появление возможности дальнейшей разработки способов борьбы с ними [1].

На рис. 1 представлены геологические особенности Среднеботуобинского месторождения. Красным выделены интервалы трапповых интрузий.

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Максимальная интенсивность поглощения м ³ /час	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Условия возникновения
	от	до			
Є ₂ mt - Є ₂ ic	175	380	до 100	да	Повышенная репрессия на пласты, превышение допустимой скорости СПО, отклонение параметров раствора от проектных
Є ₂ cr	380	621			
Є ₁ tb (траппы)	856	1001	до полного	да	
Є ₁ tb ₁ - Є ₁ el	1003	1213	до 60	нет	
Є ₁ bl осинский горизонт	1510	1570	до 100	нет	
V-Є ₁ jurh	1570	1646	до 30	нет	
Телгеспитский и ботуобинский гор-ты	1924	1944	до полного	да	
	1954	-			

Рисунок 1. Геологические особенности Среднеботуобинского месторождения

Одним из важнейших факторов повышения качества бурения является обеспечение проведения наклонно-направленных скважин в четком соответствии с разработанным проектом. Так, для определения конкретных глубин и объемов поглощений бурового раствора был проведен анализ данных по осложнениям на различных глинах по пяти скважинам Среднеботуобинского месторождения, которая позволила сделать выводы по наличию в горных породах проницаемых каналов, где происходят поглощения и, как следствие, появление возможности дальнейшей разработки способов борьбы с ними.

Поглощения – это одни из самых явных осложнений, которые значительно ухудшают процесс бурения. Это самая часто встречающаяся проблема на Среднеботуобинском месторождении, и иногда их последствия бывают колоссальны, поэтому для исследования были взяты данные по поглощениям на пяти скважинах.

Во время бурения трапповой интрузии в интервале 923-925 м. зафиксировано поглощение бурового раствора без выхода циркуляции. Во время бурения в интервале 933-949 м. наблюдается рост интенсивности поглощения бурового раствора с 10 до 16 м³/ч.

Был проведен анализ промысловых данных об интенсивности поглощений бурового раствора при бурении пяти скважина на месторождении. При помощи программы для обработки электронных таблиц MS Excel и специальной функции визуализации анализа данных «сводная таблица», обработаны более 4 000 значений интенсивности поглощений.

В результате анализа построены диаграммы, характеризующие интенсивность поглощений на всех интервалах бурения до глубины забоя и сводный график, на котором видны интервалы поглощений в среднем по пяти скважинам. Красным обозначены катастрофические поглощения, жёлтым – средние, а зелёным – малые (рис. 2).

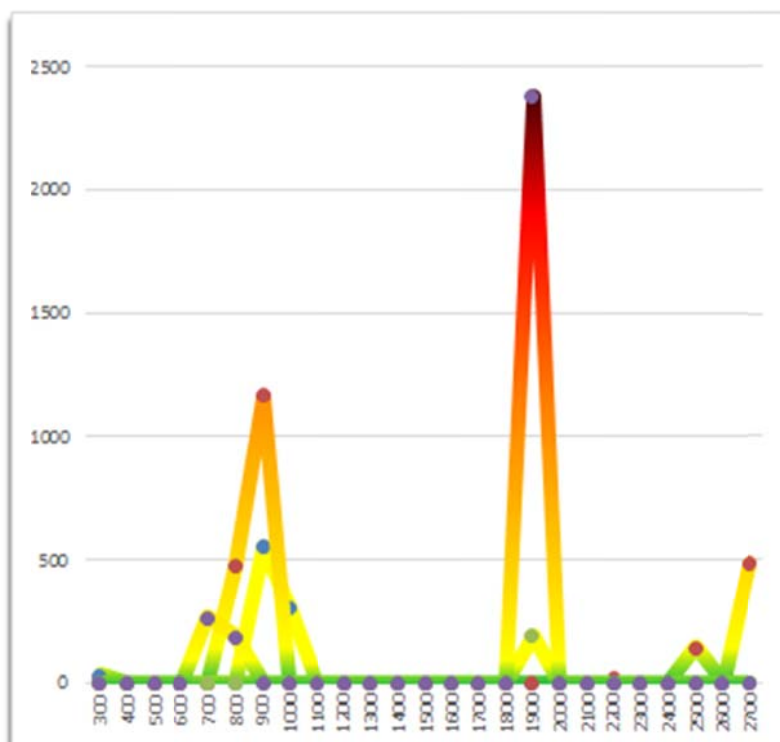


Рисунок 2. Объемы поглощений на четырех скважинах Среднеботуобинского месторождения

Согласно представленному рисунку катастрофические поглощения зафиксированы на глубине 1900-2700 м. На рис. 3 представлен объем поглощений и интервалы, желтым выделен объем поглощений, происходившего в интервалах траптовых интрузий.

Система раствора	Номер скважины											
	6353	6358	6359	6355	6364	6504	6505	6605	6606	6707	6706	6803
Бентонитовый	100	90	80	65	80	80	0	0	80	0	0	80
Бентонитовый/NaCl-Polymer	255	90	135	110	132	87	170	330	30	200	170	135
NaCl-Polymer	329	355	230	195	200	260	175	426	380	630	175	310
Mintral oil/Biopolimer	225	112	227	170	230	248	190	270	220	230	190	195
Общий объём на скважину	909	647	672	540	642	675	535	1026	490	1060	535	720
Общий объём без поглощения	708,5	526	672	540	319,3	597,9	481,4	499	381,8	716	535	616
Объемы поглощения раствора, м3												
Бентонитовый	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Бентонитовый/NaCl-Polymer	125	0	0	0	0	0	0	140,6	0	0	0	0
NaCl-Polymer	0	121	0	0	322,7	77,1	0	265,7	108,2	344	0	104
Mintral oil/Biopolimer	75,5	0	0	0	0	0	53,6	120,7	0	0	0	0
Общий объем поглощения	200,5	121	0	0	322,7	77,1	53,6	527	108,2	344	0	104

Рисунок 3. Объемы поглощений бурового раствора

Анализ представленных выше, фактических данных эксплуатационного бурения выявил, что количественный прогноз поглощений бурового раствора крайне необходим для контроля потери циркуляции - если глубина залегания траппов увеличивается, то увеличиваются и объемы поглощений, которые доходят до катастрофических (более 60 м³/ч). Попытки контролировать проблему поглощений в траппах привели к необходимости поиска путей решения данного вопроса [2].

Есть несколько методов ликвидаций осложнений, таких как:

- подбор рецептур буровых растворов;
- бурение интервала начинать на пресном полимер-глинистом буровом растворе;
- при первых признаках появления каменной соли в шламе перейти на соленасыщенный полимерный буровой раствор;
- применение роторной КНБК с полноразмерными калибраторами для поддержания вертикальности ствола скважины;
- герметизировать устье скважины (на глубине КНБК 618 м.) совместно с трубным пространством;
- выбор конструкции долота 293/219 мм, позволяющий бурение с более высокой скоростью проходки;
- перед бурением траппов снизить производительность насосов и нагрузку на долото до минимально возможных значений;
- установка гипсоцементных мостов различной плотности в два этапа;
- применение состава Ultra-Block в качестве кольматирующей пачки перед проведением тампонажных работ.

Подводя итоги, можно определить, что при проведении анализа данных, можно сократить последствия осложнений, возникающих при бурении скважин в неустойчивых породах. На сегодняшний день разрабатываются различные способы, методы, а также закономерности, благодаря которым, эффективность работ на скважине повышается. Решить данную проблему без появления автоматизированных технологий, позволяющих предвидеть все осложнения и избежать их, практически невозможно. Вопрос разработки новых технологий по данной проблеме находится в приоритете, так как более оперативный анализ сможет дать информацию о вероятности осложнений, что, способно сократить расходы и время на строительство скважины.

Уже создаются технологии, обеспечивающие совмещение в одном факторе множества эффективных рабочих свойств, позволяющих добиваться высоких технико-экономических показателей бурения, снижающих затраты на строительство скважины и нивелирующих негативное воздействие на окружающую среду [3].

Библиографический список

1. Аманов М. А. Буровые растворы для бурения наклонно-направленных и вертикальных скважин / М. А. Аманов. – Текст : непосредственный // Вестник науки и образования. – 2021. – № 7(110). – С. 29-32.

2. Тузов Е. В. Обоснование альтернативной конструкции скважин (на примере Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения) / Е. В. Тузов, А. Г. Вахромеев. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 10(346). – С. 18-24.

3. Оптимизация составов буровых растворов для предотвращения и ликвидации осложнений при бурении / Д. В. Евдокимов, М. Е. Коваль, О. А. Фоменко. – Текст : непосредственный // НГН. – 2022. – № 1. – С. 74-81.

Научный руководитель – Рожкова О. В., старший преподаватель кафедры бурения нефтяных и газовых скважин.

Овчинников В. П.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ К СОЗДАНИЮ ТЕХНОЛОГИЙ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Разработка низкопроницаемых объектов с целью добычи УВС, особенно тех, которые принято называть «сланцевыми формациями», часто вызывает скептицизм даже в среде профессионалов. Основной причиной такого отношения является логическое противоречие общепринятым критериям, по которым оценивают перспективность пласта. Дело в том, что при тех величинах проницаемости, которые получают измерениями на керне в лабораториях, пластовый флюид не имеет физической возможности фильтроваться под действием перепада давления, реально достижимого между скважиной и пластом. Даже в случае применения на таких объектах МГРП в ГС, когда техногенным путем создаётся серия искусственных высокопроницаемых трещин, факт значительного объема накопленной добычи не объяснить. Традиционная трещина ГРП имеет ширину несколько миллиметров, высоту первые десятки метров и длину около сотни метров. Её объём легко оценить и убедиться в том, что он весьма незначителен. Для обеспечения значимой накопленной добычи трещины ГРП должны подпитываться за счет естественной проницаемости пласта. В низкопроницаемых резервуарах, естественной проницаемости пласта хватает для подпитки трещин ГРП, а в породах сланцевого типа редкие искусственные трещины не могут подпитываться за счет пласта в режиме реального времени.

В резервуаре сланцевого типа значимый уровень накопленной добычи можно обеспечить лишь в некоторых случаях, когда ствол скважины имеет гидродинамическую связь с включениями из проницаемых пород или с системой естественных проводящих каналов (разломов, трещин); либо созданная

сеть техногенных трещин настолько плотная и разветвленная, что формирует самодостаточный техногенный резервуар. Такие искусственно созданные в сланцевых породах резервуары значительного объема принято называть стимулированным объемом пласта (SRV stimulated reservoir volume). Их можно создать только при помощи современных технологий ГРП, которые применяются при разработке сланцевых УВС, и только в определенных геологических условиях. Изучение взаимовлияния характеристик пласта и технологий стимуляции притоков является предметом нового направления нефтегазового инжиниринга «петрофизики искусственного коллектора».

В настоящее время методы оценки стимулированной зоны пласта активно развиваются, и появляется возможность определения её геометрических характеристик с приемлемой точностью, но для оценки потенциала добычи скважины важно знать ещё дренируемый объем пласта (DRV – drained volume reservoir). Размеры дренируемой зоны пласта не обязательно совпадают с простимулированной, так как трещины ГРП с одной стороны могут не обеспечивать необходимую для фильтрации пластового флюида проводимость, а с другой непременно взаимодействуют с естественными проницаемыми каналами и включениями проницаемых пород. Следовательно, дренируемая зона пласта может быть как меньше, так и значительно больше стимулированной.

Таким образом, передовые технологии стимуляции притоков в низкопроницаемых пластах в значительной мере изменили требования к их изучению. Сегодня техногенным воздействием можно не только значительно улучшить фильтрационные свойства продуктивных пород, но и сформировать их «с нуля» в геологических телах, которые в естественных условиях залегания практически непроницаемы для пластовых флюидов. В такой ситуации оценка добычного потенциала пласта не может строиться лишь на определении стандартных фильтрационно-емкостных параметров, необходимо вводить новые, характеризующие его восприимчивость к современным технологиям стимуляции, таким как ГРП, чтобы иметь возможность спрогнозировать свойства будущего техногенного резервуара, проверить достоверность этого прогноза, и выработать корректирующие мероприятия для повышения эффективности стимуляции.

Необходимость решения этой задачи обусловлена не только условиями новой реальности масштабного применения современных технологий стимуляции пласта, но и особым типом залежей нефти и газа, которые могут образовываться в практически непроницаемых породах. Без понимания процессов формирования таких уникальных объектов, их дальнейшее изучение не может быть эффективным.

Вопросы происхождения углеводородов и условия формирования месторождений до сих пор до конца не ясны и вызывают бурные дискуссии в научной среде. По этой причине в настоящее время нет однозначно-

го объяснения, при каких условиях могут формироваться залежи УВС в практически непроницаемых породах. Тем не менее, для случая самых «загадочных» объектов, которые к тому же имеют экстремально низкую для продуктивных резервуаров проницаемость, объяснение найти можно. Речь идёт о продуктивных пластах, которые принято называть «сланцевыми» формациями или объектами нетрадиционного УВС. На самом деле оба термина «сланцевые углеводороды» или «нетрадиционные углеводороды» в большей мере являются коммерческими и к научной геологической терминологии не имеют никакого отношения. Объектом «сланцевой революции» в США являются пласты, которые согласно геологической терминологии называются нефтегазоматеринскими свитами. Классическое определение гласит: «Нефтегазоматеринская свита – естественное тело, где осуществлялись (и при соответствующих условиях осуществляются и ныне) процессы нефтегазогенерации.

Исходное органическое вещество (кероген), присутствующее в материнских породах в дисперсной и концентрированной форме, является источником основной массы углеводородных соединений. Изначально оно является твердым, поэтому находится под действием литостатического давления, которое вызывает вес вышележащих пород. Как правило, это давление намного превышает давление гидроразрыва самой породы. Попадая в определенные термобарические условия, кероген начинает преобразовываться из твердого состояния в жидкое. При этом новообразованное УВС начинают испытывать еще большие давления, чем исходное органическое вещество (далее ОВ), так как процесс их перехода из твердого состояния в жидкое сопровождается увеличением объема. Это явление обусловлено тем, что новообразованные жидкие и газообразное УВС имеют меньшую плотность, чем исходное твердое ОВ. Следовательно, в очаге генерации могут образовываться огромные давления, заведомо превышающие давление гидроразрыва пласта. В результате возникает автофлюидо-разрыв породы и новообразованное УВС выносятся из очага генерации вне зависимости от величины проницаемости. По этой причине формирование скоплений нефти и газа в нефтегазоматеринских формациях не зависит от коллекторских свойств пород, которые ее слагают. В этом коренное отличие залежей УВС в нефтегазоматеринских породах от традиционных, которые формируются только в проницаемых породах.

Нефтегазоматеринские свиты распространены во всем мире и имеются в каждом нефтегазоносном бассейне. Значительные объемы производства нефти и газа в США и рост добычи в мире сланцевого УВС наглядно показывают, что у нефтегазоматеринских свит имеется значительный потенциал. Такого класса породы являются ярким примером того, что оценка продуктивности пласта, в основе которой лежит величина проницаемости в условиях естественного залегания имеет существенные ограничения.

Библиографический список

1. Изучение трудноизвлекаемых и нетрадиционных объектов согласно принципу «фабрика коллектора в пласте» / А. Д. Алексеев, В. В. Жуков, К. В. Стрижнев, С. А. Черевко. – DOI : 10.25515/pmi.2017.6.695. – Текст : электронный // Записки Горного института. – 2017. – Т. 228. – URL : <https://doi.org/10.25515/pmi.2017.6.695>.
2. Геология и геохимия нефти и газа : Учебник / О. К. Баженова, Ю. К. Бурлин, Б. А. Соколов, В. Е. Хаин ; Под ред. Б. А. Соколова. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : Издательство Московского университета ; Издательский центр «Академия», 2004. – 415 с. – Текст : непосредственный.
3. Модель распределения углеводородных соединений в пустотном пространстве баженовского горизонта / М. С. Тихонова, А. Г. Калмыков, Д. А. Иванова [и др.]. – Текст : электронный // Вестник московского университета. Серия 4. Геология. – URL : <https://doi.org/10.33623/0579-9406-2021-6-98-109>
4. Костенко О. В. Блокирующий характер распределения высокомолекулярных соединений битумоида в поровой системе баженовской свиты (Западно-Сибирский бассейн) О. В. Костенко. – Текст : непосредственный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9. – № 1. – С. 1-13.

Паскина Е. С.

Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

ПРИМЕНЕНИЕ ЦАНГОВОГО КЕРНОРВАТЕЛЯ БОЦК-100.01 ДЛЯ СЛАБОСЦЕМЕНТИРУЕМЫХ ПОРОД (УГЛЯ)

Актуальность данной работы заключается в том, что цанговый кернорватель БОЦК-100.01 повышает целостность керна, помогает улучшить отбор керна в слабо-сцементируемых породах, а именно угля для дальнейших исследований в специальных лабораториях на предмет октанометановых залежей. На сегодняшний день данное изобретение относится к технологии бурения и, более конкретно, к устройствам, используемым для отрыва и удержания керна.

Суть конструкции: цанговый кернорватель имеет коническую внутреннюю поверхность в виде кольца и цилиндрическую наружную поверхность.

Цель: данное изобретение направлено на повышение надежности и эффективности кернорвателя цангового.

Важно защищать керн от механического воздействия в КРЦ. При отборе керна с низким процентом его выноса, необходимо исключить вертикальные и горизонтальные колебания инструмента бурового. Это связано с высокой жесткостью снаряда колонкового, эффективным центрированием с более толстостенными трубами и центраторами. Головки типа режуще-истирающего, которые армируются алмазами и твердыми сплавами, являются лучшим кернообразованием, особенно в слабосце-

ментированных породах. Рекомендуется применять бурголовки с полукупольными рабочими поверхностями и ступенчатые бурголовки с низкой радиальной вибрацией.

Для того, чтобы обеспечить хороший вынос керна, нужно иметь в керноотборном инструменте двойной ряд рвателей КРЦ со специальным кернодержателем цанговым, который выполняет в керноприемной трубе удержание и отрыв керна.

Следовательно, к КРЦ устанавливаются следующие требования:

- при подъеме инструмента необходимо обезопасить удержание и отрыв керна в керноприемной трубе;
- защитить керн от размыва потока бурового раствора в месте кернообразования и трубе колонковой.

Опыт показал, что процент выноса керна снижается, если хотя бы одно из этих условий не выполняется. Корпус кернорвателя армирован напайками реалита, и изделия, изготовленные на заводе по производству этой цанги не всегда, выходит, в соблюдении армированная напайками реалита технология.

Например, при отборе керна на двух скважин наглядно видно эффективность использования цангового кернорвателя БОЦК-100.01 по сравнению с другими цангами.

На скважине № РН-28 Нарыкско-Осташкинской площади с 06.04.12 г. по 18.04.12 г. производились работы по отбору изолированного керна Ø 100 мм. (см. таблицу № 1) с использованием цанги армированной напайками реалита.

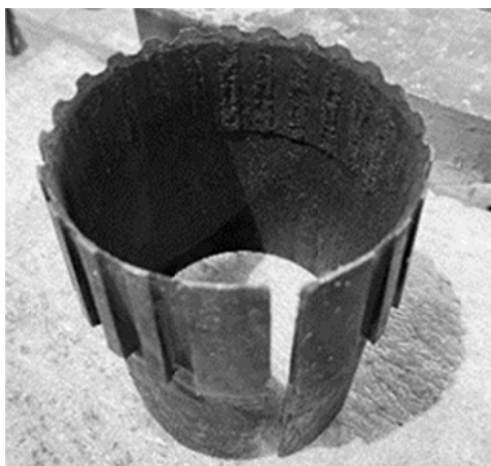


Рисунок 1. Кернорватель цанговый с напайкой реалита

Всего по скважине № РН-28 Нарыкско-Осташкинской площади при общей проходке 24,6 м., отобрано и фактически вынесено на поверхность 16,15 м. изолированного керна, что составило 65,6 %.

Результаты отбора керн на скважине № РН-28 Нарыкско-Осташкинской площади

Пласт	№ рейса с отбором керна	Бурение с отбором керна, м.				Вынос керна			
		от	до	Проходка	С нарастанием	За рейс, м.	За рейс, %	С нарастанием	% по скважине
91 срп+ни	1	226,3	227,0	0,7	0,7	0,0	0	0,0	0
89	2	317,3	319,3	2,0	2,7	0,8	40	0,8	29,6
88-87	3	360,5	362,5	2,0	4,7	2,0	100	2,8	59,6
86	4	419,8	421,8	2,0	6,7	0,0	0	2,8	41,8
	5	421,8	423,0	1,2	7,9	0,75	62,5	3,55	44,9
84	6	423,5	427,3	3,8	11,7	3,4	89,5	6,95	59,4
82	7	448,4	450,4	2,0	13,7	2,0	100	8,95	65,3
80а	8	489,7	491,7	2,0	15,7	2,0	100	10,95	69,7
80	9	523,7	526,2	2,5	18,2	2,5	100	13,45	73,9
78	10	587,1	589,1	2,0	20,2	2,0	100	15,45	76,5
73	11	642,1	644,5	2,4	22,6	0,0	0	15,45	68,3
70-70а	12	740,5	742,5	2,0	24,6	0,7	35	16,15	65,6

Личный вклад

Автором, ООО «Триас-НВ» и ООО «ПП ВОСХОД» был разработан новый тип КРЦ, которая показала эффективный отбор керн на керн – уголь в Кузбассе. ООО «Триас-НВ» совместно с «ПП ВОСХОД» была изготовлена КРЦ с цангой фрезерованного типа. При использовании кернорвателя с армирующими напайками релита – является дорогостоящем и утерянной технологий.



Рисунок 2. Цанги фрезерованного типа

На скважине № РН-31 Нарыкско-Осташкинского ММК с 21.08.2020 г. по 27.08.2020 г. производились работы по отбору изолированного керна Ø100 мм. (см. таблицу № 2) с использованием КРЦ цангового кернорвателя БОЦК-100.01.

Таблица 2

Результаты отбора керна на скважине № РН-31 Нарыкско-Осташкинской площади

Пласт	№ рейса с отбором керна	Бурение с отбором керна, м.				Вынос керна				Дата выноса керна
		От	до	Проходка	С нарастаем	За рейс, м.	За рейс, %	С нарастаем, м.	По скважине %	
78-77	1	465,5	467,5	2,0	2,0	2,0	100	2,0	100	21.08.20.
	2	467,5	469,5	2,0	4,0	2,0	100	4,0	100	22.08.20.
73-72	3	535,3	535,6	0,3	4,3	0,3	100	4,3	100	26.08.20.
	4	536,2	538,2	2,0	6,3	2,0	100	6,3	100	27.08.20.
	5	538,2	540,2	2,0	8,3	2,0	100	8,3	100	27.08.20.

Всего по скважине № РН-31 Нарыкско-Осташкинского ММК при общей проходке 8,3 м., отобрано и фактически вынесено на поверхность 8,3 м. изолированного керна, что составило 100 %. Для Нарыкско-Осташкинского ММК были доработаны компоновки цангового кернорвателя (КРЦ) где и применялась цанга именно фрезерного типа. Это позволяет лучше отрывать и удерживать слабосцементированные и рыхлые породы. Улучшает применение кернорвателя и увеличивает выход керна из этих пород.



Рисунок 3. Компоновка КРЦ с цанговым кернорвателем БОЦК-100.01

По итогам применения и использования цанги пришли к выводу, что цанга фрезерного образца обеспечивает 100 % вынос, поднятия (угля) слабоцементируемой породы на поверхность. Уголь, который поступает в лаборатории для исследования, более развернутый и ближе к обширному анализу. Чем целостнее извлекается керн на поверхность, тем больше данных получаем результатов при проведении анализов в лаборатории. Таким образом, специфические свойства используемого кернорвателя обеспечивают достижение цели изобретения. Кернорватель цанговый имеет внутреннюю фрезерованную поверхность и наружную цилиндрическую поверхность. Прорезь производится снизу вверх или сверху вниз по всей его длине.

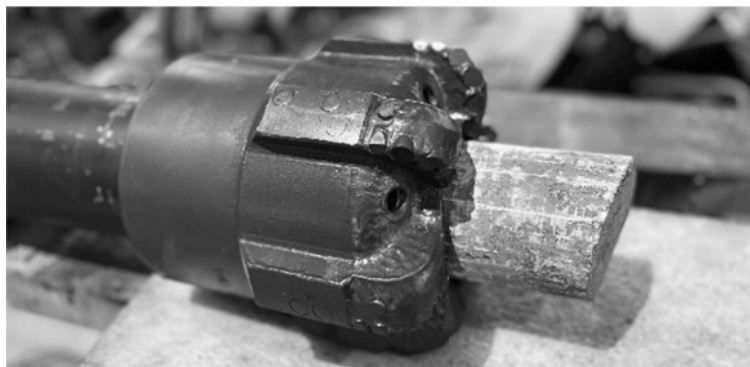


Рисунок 4. Наглядный процесс отбора керна



Рисунок 5. Уголь

Библиографический список

1. ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ на выполнение работ «Отбор изолированного угольного керна из скважин РН-28 и РН-31 Нарыкско-Осташкинского метанугольного месторождения Кузбасса». – Текст : непосредственный.
2. Современная техника и технологии: проблемы и перспективы : Монография / Н. Н. Савельева, Н. А. Аксенова, П. М. Косьянов [и др.]. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2021. – 177 с. – Текст : непосредственный.
3. Шедь С. Н. К вопросам об отборе керна при бурении скважин в коре выветривания и палеозой с использованием стальной одноразовой грунтоности 6+1+1 м /

С. Н. Шедь, Н. Н. Савельева. – Текст : непосредственный // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: материалы XI Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых, посвященной 40-летию филиала ТИУ в г. Нижневартовске, Нижневартовск, 22 апреля 2021 года. – Тюмень, 2021. – С. 329-335.

4. Шедь С. Н. Бурение горизонтальных скважин на палеозойский фундамент и кв на месторождениях Томской области в 2021 году / С. Н. Шедь, Н. Н. Савельева. – Текст : непосредственный // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: материалы XI Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых, посвященной 40-летию филиала ТИУ в г. Нижневартовске, Нижневартовск, 22 апреля 2021 года. – Тюмень, 2021. – С. 335-341.

5. Савельева Н. Н. Совершенствование технологического оборудования для отбора керн из угольных пластов / Н. Н. Савельева, С. Н. Шедь, Я. В. Савельев. – Текст : непосредственный // Наука и бизнес: пути развития. – 2022. – № 10(136). – С. 29-33.

6. Савельева Н. Н. Совершенствование технологии отбора керн в глубоких скважинах / Н. Н. Савельева, С. М. Шедь. – Текст : непосредственный // Наука и бизнес: пути развития. – 2021. – № 10(124). – С. 8-11.

Научный руководитель: Шедь С. Н., ст. преподаватель.

Рожкова Д. С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

ПРОБЛЕМЫ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН В НЕУСТОЙЧИВЫХ ГЛИНИСТЫХ ПОРОДАХ СРЕДНЕБОТУОБИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Большинство из месторождений Якутии характеризуется наличием в геологическом разрезе пластовых трапповых тел (силлов – интрузивных залежей) внутри осадочного чехла. Трапповые тела располагаются по всему разрезу отложений венда – нижнего палеозоя, на разных стратиграфических уровнях. К таким месторождениям относятся Среднеботуобинское, Ковыктинское, Верхнечонское, Ярактинское, Даниловское, и другие [1]. Особый интерес представляет собой Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное в Мирнинском районе Якутии, в 130 км от города Мирный.

К настоящему времени о нефтегазоносности Сибирского плоскогорья собрано много научных материалов. Особый интерес в геологических исследованиях представляет его западная часть, где, как уже говорилось ранее, в пределах Курейской синеклизы обнаруживается своеобразная насыщенность геологической области интрузиями траппов [2].

В границах Среднеботуобинского месторождения трапповая интрузия пермо-триасового возраста представлена долеритами, входящими в состав различных формаций в осадочных отложениях (интервал 720,32 – 846,32 м, мощность ботуобинского горизонта \approx 130 м), также отмечается повсеместное распространение вечной мерзлоты (ММП) в интервалах до

400 метров, далее отмечаются аномально низкие пластовые давления и естественные трещины, встречается неравномерное переслаивание доломитов, ангидритов и каменной соли, что при строительстве скважин в таких условиях может вызвать различные осложнения [3].

При бурении скважин на Среднеботуобинском нефтегазоконденсатном месторождении встречаются проблемы, которые приводят к задержкам или ухудшению качества при строительстве [4]. Это поглощения двух видов, критический износ буровых долот и снижение скорости бурения.

Геологическое строение разреза весьма различно. Оно зависит от глубины. Например, в интервале 735-831 м можно наблюдать вулканическую, трещиновато-поровую породу, представленную долеритами серого, темно-серого цвета, мелкокристаллическую, массивную плотную и крепкую. На рис. 1 подробнее представлены состав пласта и часто встречающиеся в данных интервалах осложнения.

Зона поглощений, м	Стратиграфический разрез	Описание пород	Тип коллетора
1	735-831	Долерит серый, темно-серый, мелкокристаллический, массивный, плотный, крепкий.	вулканическая порода, трещиновато-поровая
2	1478-1541	Доломит темно-серый, серый, скрыто- мелкокристаллический, массивный, плотный, неравномерно глинистый, средней крепости. Ангидрит белый, светло-серый, скрытокристаллический, плотный, слабой крепости.	трещиноватые
3	1817-1932	Песчаник прозрачный, кварцевый, средне-мелкозернистый, средней степени сортированности, зерна полуокатанные и плохоокатанные. Доломит серый, темно-серый, скрыто-мелкокристаллический, массивный, плотный, крепкий. Ангидрит белый, светло-серый, скрытокристаллический, плотный, слабой крепости.	трещиновато-пористый
4	1932-1952	Песчаник прозрачный, кварцевый, средне-мелкозернистый, плохосортированный, зерна полуокатанные и плохоокатанные.	высокопористый, высокопроницаемый

Рисунок 1. Технологические проблемы при бурении эксплуатационных скважин

В интервале 720,32-846,32 м. по вертикали залегают пластовые интрузии диабазов (трапов) мощностью ≈ 130 м в которых вероятно поглощение бурового раствора интенсивностью от 3 м³/час до полного ухода. Данный вид поглощений обусловлен наличием пустот различной интенсивности. Практика борьбы с траповым видом поглощения говорит о том, что для ликвидации катастрофических поглощений, нужно использовать: цементные мосты со специальными добавками, профильные перекрыватели и специальные составы буровых растворов.

На рис. 2 представлены наполнители для буровых растворов, обладающие нужными свойствами для остановки поглощений при бурении.

1. Карбонат кальция. Зачастую является наполнителем для резиновых смесей, представляет собой микроаммор.

2. К-МІХ. В его состав входят натуральные добавки, такие как ореховая скорлупа и ракушки.
3. КС (Кольматант селективный). Состоит из отходов дереводобывающей промышленности.

Наименование наполнителя	Средний размер частиц, мм	Концентрация, кг/м ³		Тип кольматанта		
		от	до	Гранулы	Чешуйки	Волокна
CaCO ₃ - 50	0,05	50	100	+	-	-
CaCO ₃ - 150	0,15	50	100	+	-	-
CaCO ₃ - 600	0,6	50	100	+	-	-
К-МІХ 3	1-3	10	50	+	+	+
К-МІХ 5	3-5	10	70	+	+	+
К-МІХ 10	3-10	10	80	+	+	+
КС-1	до 1	10	140	-	+	-
КС-3	до 3	10	50	-	+	-
Итого концентрация:		200	690			

Рисунок 2. Применяемые технологии для ликвидации катастрофических поглощений

Для оценки эффективности буровых растворов использован специальный прибор – тестер проницаемости тампонирующего раствора производства OFITE (PPT – Permeability Plugging Tester). Для этого тестера были изготовлены металлические диски с отверстиями различных размеров и форм для моделирования пластов с различной степенью поглощения, имитирующие трещиноватость трапповых отложений (рис. 3).

Сквозь эти пластины пропускается буровой раствор, что позволяет определить самый подходящий вариант состава для данного типа трапповых отложений. Размер отверстий или щелей, зависят от частиц закупоривающего материала и должны иметь, в первую очередь, определенный размер. Целью этого исследования является разработка методики оценки наполнителей, определение необходимого размера и концентрации материала для бурового раствора, который способствует перекрытию щели или перфорированного основания и предотвращению потерь бурового раствора. В зависимости от физических свойств разбуриваемой породы, результаты испытаний могут определить один или более тестируемых наполнителей для борьбы с поглощением либо композиции, которые могут сократить потери раствора в разбуриваемую породу.



Рисунок 3. Приборы для оценки эффективности материалов для ликвидации поглощений

На рис. 4 представлены диаграммы результатов, проведенных испытаний.

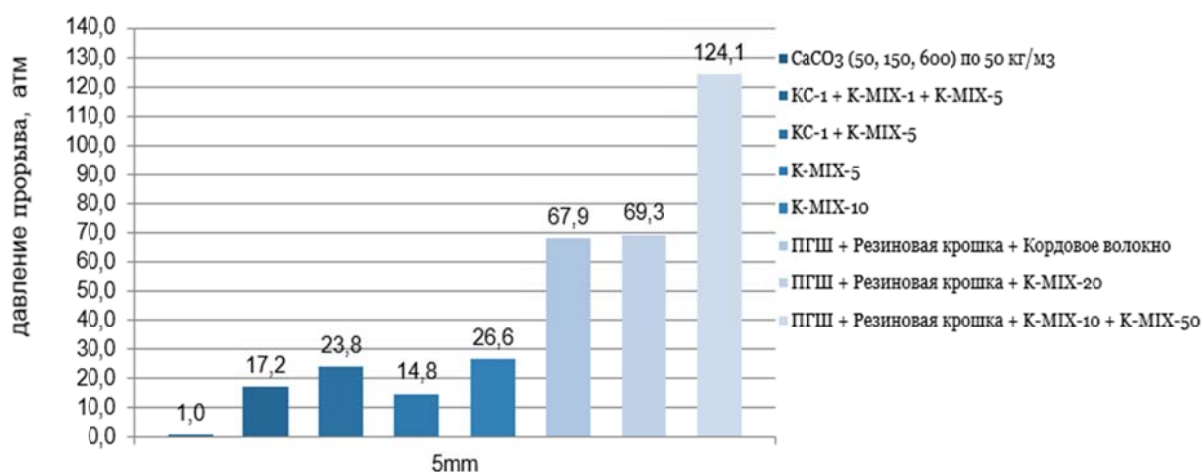


Рисунок 4. Результаты оценки эффективности материалов для ликвидации поглощений

По полученным результатам тестов, проведенных с разными пластинами и растворами, возможно сделать выводы:

- Применение наполнителей средней и малой размерности малоэффективно при борьбе с поглощениями;
- Необходимо обеспечить все необходимые типы кольматантов

Следовательно, одним из эффективных наполнителей при ликвидации поглощений в трапových интрузиях является К-МИКС-20 и 50 вместе с гранулированной лузгой семечек и резиновой крошкой. Они представлены на рис. 5.



Рисунок 5. Наполнители бурового раствора

При концентрации наполнителей менее 330 кг/м^3 эффективности при фильтровании через пористые и щелевые диски нет. Так же отсутствует эффективность при использовании фабричных смесей без дополнительных добавок. Обозначение – MIX должно обеспечивать достаточную концентрацию сводообразующих частиц заявленного размера и иметь в составе компоненты различной твердости для обеспечения плотности упаковки фильтрационной корки.

Библиографический список

1. Фомин А. М. Ботуобинский продуктивный горизонт (условия формирования, строение и перспективы нефтегазоносности) / А. М. Фомин, С. А. Моисеев. – Текст : непосредственный // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2012. – № 1(2). – С. 19-23.
2. Влияние траппового магматизма на геохимию рассолов нефтегазоносных отложений западных районов Курейской синеклизы (Сибирская платформа) / Д. А. Новиков, А. О. Гордеева, А. В. Черных [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2021. – № 6. – С.861-881.
3. Феоктистов Г. Д. Петрология и условия формирования трапповых силлов / Г. Д. Феоктистов. – Новосибирск : Наука, 1978. – 168 с. – Текст : непосредственный.
4. Тузов Е. В. Технологические решения в бурении трапповой интрузии на Среднеботуобинском нефтегазоконденсатном месторождении (Восточная Сибирь) / Е. В. Тузов, Т. Ю. Кутузова. – Текст : электронный // Науки о Земле и недропользование. – 2021. – № 44(3). – С.261-270. – URL : <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2021-44-3-261-270> (дата обращения : 20.03.2023).

Научный руководитель – Распопова М. В., ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ ТЕЛГЕСПИТСКОГО ГОРИЗОНТА СРЕДНЕБОТУОБИНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Телгеспитский продуктивный горизонт приурочен к карбонатным отложениям телгеспитской пачки верхнебюкской свиты венда. Основная часть горизонта сложена серыми оттенками доломитов, которые представлены тонкокристаллическими, крепкими, плотными, кавернозными и трещиноватыми участками.

Горизонт характеризуется наличием пластовых трапповых тел (силлов – интрузивных залежей) в геологическом разрезе. Трапповые тела располагаются по всему разрезу отложений венда – нижнего палеозоя, на разных стратиграфических уровнях, имеют широкий диапазон по площади и по мощности. К месторождениям, для которых характерны трапповые интрузии относятся Среднеботуобинское, Ковыктинское, Верхнечонское, Ярактинское, Даниловское, и другие, расположенные в Восточной Сибири [1].

В табл. 1 представлены геологические особенности Среднеботуобинского месторождения. В интервалах трапповых интрузий наблюдаются – каменная соль, доломиты серые и светло-серые, прослоями глинистые, ангидритизированные, тонко-мелкозернистые, водорослевые, обломочные, не яснослоистые, также встречаются пластовые интрузии диабазов.

Таблица 1

Геологические особенности Среднеботуобинского месторождения

Стратиграфическое подразделение		Глубина залегания		Коэффициент кавернозности
название	индекс	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5
Четвертичные отложения	Q	0	5	1,30
Укугутская свита	J ₁ uk	5	18	
Бордонская свита	Є ₂ br	18	142	1,20
Метегерская свита	Є ₂ mt	142	257	
Ичерская свита	Є ₂ ic	257	301	1,30
Чарская свита	Є ₁ cr	301	589	1.10-1.20
Олекминская свита	Є ₁ ol	589	681	1,10
Толбачанская свита <i>в т.ч. траппы</i>	Є ₁ tb	681	1137	
		744	844	
Эльганская свита	Є ₁ el	1137	1188	1,10

Нелбинская свита	Є ₁ nl	1188	1238	1,10
Юрегинская свита	Є ₁ jur	1238	1471	
Билирская свита <i>в т.ч. осинский гор-т</i>	Є ₁ bl	1471	1533	1,40
	Є ₁ os	1471	1533	
Юряхская свита	V-Є ₁ jurh	1533	1603	1,30
Кудулахская свита	V kd	1603	1706	1,05
Успунская свита	V us	1706	1794	
Бюкская свита <i>в т. ч. телгеспитский "0" гор-т</i> <i>телгеспитский гор-т</i> <i>ботубинский гор-т</i>	V bk	1794	1938	1,05
		1860	1872	
		1893	1909	
		1919	1928	

Трапповый магматизм – особый тип континентального магматизма, характеризующийся огромным объемом излияния базальта за геологически короткое время (первые миллионы лет) на больших территориях (рис. 1).

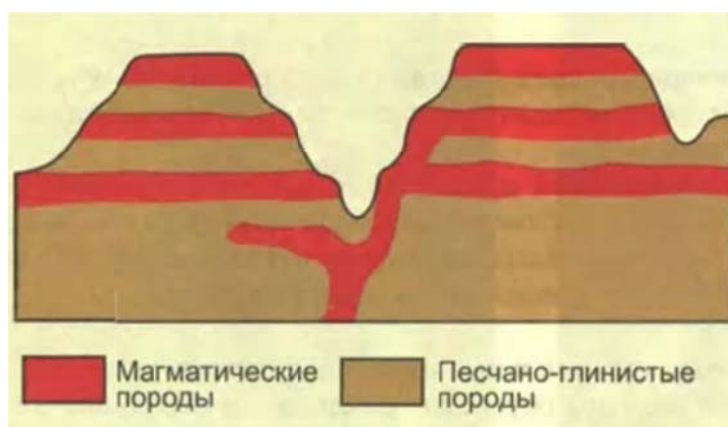


Рисунок 1. Образование траппов

Термин «траппы» не имеет точного петрографического значения и объединяет изверженные интрузивные (образовавшиеся в результате кристаллизации магмы, попавшей в толщи земной коры и мантии) и эффузивные (образовавшиеся при свободном излиянии (эффузии) лавы из вулканов и застывании её на поверхности Земли или дне океанов) породы базитгипербазитового состава. Залегание траппов преимущественно горизонтальное, с переходом на разные уровни; характерно наличие даек (плитообразные тела, размещающиеся в трещинах земной коры).

Траппы приурочены к пяти стратиграфическим подразделениям (юрегинская, эльгянская, толбачанская, олекминская, чарская свиты). В западной

части трапповая интрузия характеризуется абсолютными отметками 860-700 м и находится в отложениях юрегинской свиты. В восточном направлении интрузия последовательно, ступенчато спускается в эльгянскую, толбачанскую и олекминскую свиты, поднимаясь на восточном крыле структуры до абсолютных отметок 300-200 м, где она переходит в отложения чарской свиты [2].

К настоящему времени накоплен обширный фактический материал по геологической изученности нефтегазоносности Сибирской платформы. Особый интерес представляет ее западная часть, где как отмечалось ранее в пределах Курейской синеклизы выявлена уникальная насыщенность геологического разреза интрузиями траппов, глубина отмечена как абсолютная отметка относительно уровня моря [3] (рис. 2).

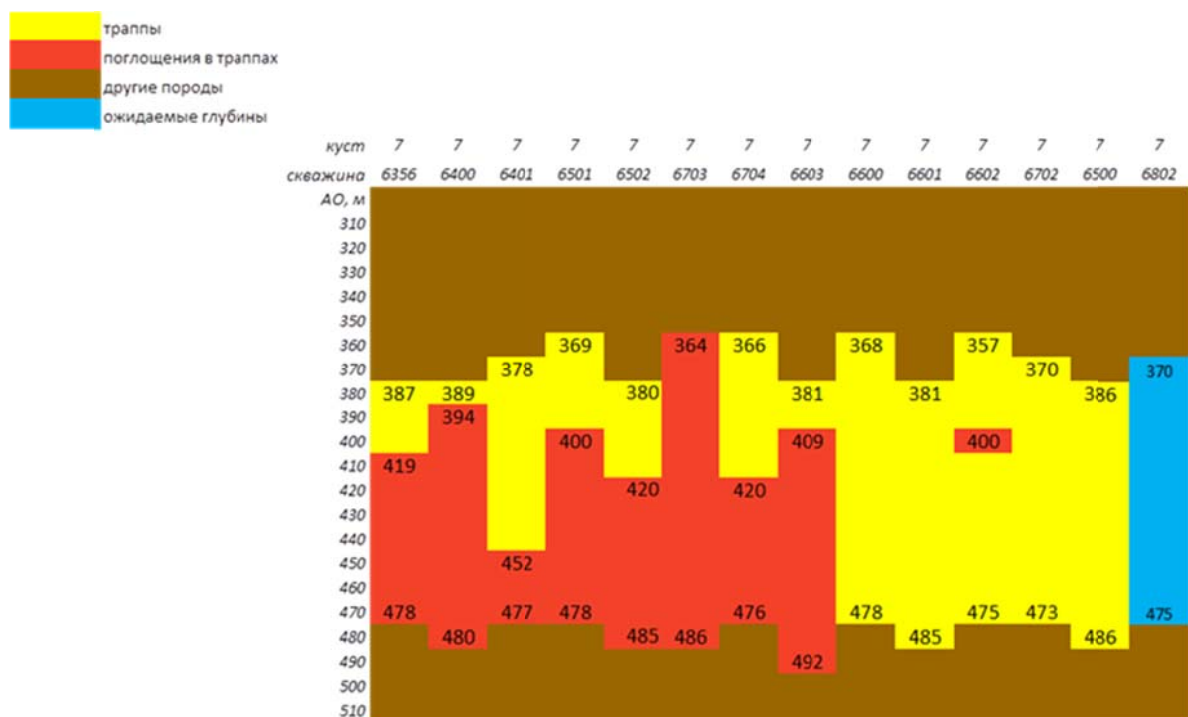


Рисунок 2. Аналитика интервала трапповой интрузии

Интрузивные трапповые породы представлены дайками долеритов и лампрофирами слюды в виде даек и силлов, лампрофировые интрузивы имеют возраст 105-113 млн лет поэтому в них видны множественные продольные трещины. В интервале 1110-1119 м присутствуют субдиагональные тектонические трещины со стенками, минерализованными альбитом и хлоритом. В интервале 1157-1172 м имеются субдиагональные тектонические трещины толщиной 1-5 см, минерализованные кальцитом, хлоритом, сульфатами и фрагментами коренной породы. Еще одной особенностью инженерно-геологических условий Среднеботуобинского НГКМ является повсеместное распространение многолетнемерзлых пород (ММП), залегающих до глубины 400 метров, и поглощающих интервалов,

вызванных высокотрещиноватой трапповой интрузией (мощность 150-200 м). Также в телах трапповой интрузии наблюдаются интервалы солей, эндогенной трещиноватости, что при строительстве скважин в таких условиях может вызвать различные осложнения.

Интервалы трапповых интрузий состоят из крепких пород и представлены долеритами с высокой физико-механической прочностью. Интрузии характеризуются аномально низкими пластовыми давлениями и высокой естественной трещиноватостью.

На рис. 3 наблюдаются керны отобранные на Среднеоботуобинском месторождении, на которых явно видны трещиноватой траппов, а на рис. 4 представлены фотографии цилиндров керна, который был отобран в интервале трапповой интрузии телгеспитской пачки верхнебюкской свиты.

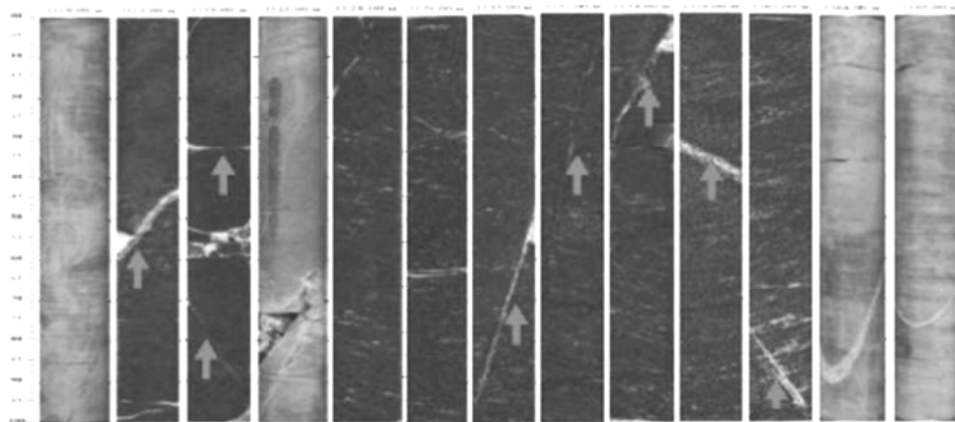


Рисунок 3. Наличие трещин в керне траппов, отобранных на Среднеоботуобинском месторождении

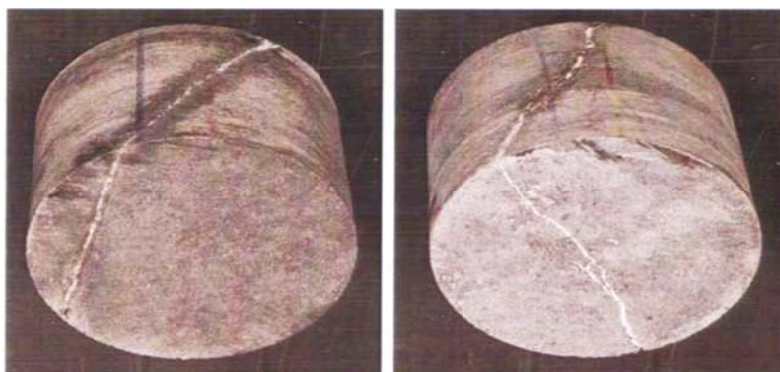


Рисунок 4. Фото образцов керна из интервала 1110-1119 м и 1157-1172 м (нижнетолбачанская свита)

В заключении, сделаем вывод: интервалы трапповых интрузий состоят из крепких пород – долеритов с высокими физико-механическими характеристиками и как правило характеризуются аномально низкими пла-

стовыми давлениями и высокой естественной трещиноватостью, и соответственно бурение в таких интервалах осложняется значительными проблемами. Основными осложнениями с геологической точки зрения могут являться гидратообразование, осаждение карбонатов и их кристаллизация [4], в следствии катастрофические поглощения промывочной жидкости.

Библиографический список

1. Тузов Е. В. Технологические решения в бурении трапповой интрузии на Среднеботуобинском нефтегазоконденсатном месторождении (Восточная Сибирь) / Е. В. Тузов, Т. Ю. Кутузова. – Текст : электронный // Науки о Земле и недропользование. – 2021. – № 44(3). – С.261-270. – URL : <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2021-44-3-261-270> (дата обращения : 20.03.2023).
2. Влияние траппового магматизма на геохимию рассолов нефтегазоносных отложений западных районов Курейской синеклизы (Сибирская платформа) / Д. А. Новиков, А. О. Гордеева, А. В. Черных [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2021. – № 6. – С.861-881.
3. Фомин А. М. Ботуобинский продуктивный горизонт (условия формирования, строение и перспективы нефтегазоносности) / А. М. Фомин, С. А. Моисеев. – Текст : непосредственный // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2012. – № 1(2). – С. 19-23.
4. Пономаренко А. С. Геология залежей карбонатных коллекторов Непско-Ботуобинской антеклизы / А. С. Пономаренко. – Текст : электронный // Вестник Евразийской науки. – 2020. – № 6. – URL: <https://esj.today/PDF/16NZVN620.pdf> (дата обращения : 20.03.2023)

Научный руководитель – Распопова М. В., ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин.

Рожкова О. В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

ВОЗМОЖНОСТЬ ЗАМЕЩЕНИЯ ЧАСТИ ЦЕМЕНТНОГО КЛИНКЕРА ДОМЕННЫМ ГРАНУЛИРОВАННЫМ ШЛАКОМ

Важнейшим направлением для обеспечения высоких темпов прироста добычи газа является освоение продуктивных глубоко залегающих горизонтов. На многих месторождениях Западной Сибири продуктивные горизонты залегают на глубинах 4-6 тыс. м, где температура достигает 220 °С. С ростом глубин бурения значительно влияют на качество цементирования скважин гидротермальные условия геологического разреза и высокая минерализация среды. Успешное строительство скважин связано с рядом сложных проблем и во многом зависит от качества цементирования, что чаще всего определяется свойствами тампонажных материалов.

По значимости наиболее подвержены изменениям месторождения, приуроченные к ачимовской, баженовской, тюменской, доманиковой свитам. Их залежи в основном приурочены к отложениям верхней юры и вы-

делены в пределах ХМАО-Югра (баженовско-абалакский нефтегазовый комплекс (НГК), Тазовского полуострова, полуострова Гыдан, восточной и центральной части полуострова Ямал. Некоторых их характеристики представлены в табл. 1.

Таблица 1

Геологические условия залегания коллекторов нефти и газа

Условия залегания продуктивных горизонтов	Тюменская свита	Ачимовская свита	Баженовская свита	Доманиковская свита
Глубина залегания, м	4200-4300	3460-4100	3500-3800	до 3856
Пластовые: - температура, °С - давление, МПа	130-140 50-90	130 и выше 80	до 135 40-80	120-170 85

Улучшение локальной изоляции в заскважинном пространстве между обсадной колонной и горной породой является главной причиной для постоянного интереса к исследованию и разработке новых технологий.

Ранее исследованным способом повышения термомеханических характеристик цементного камня для безопасной и долговременной эксплуатации скважин являлось применение портландцемента с добавлением доменного шлака и кварцевого песка, состоящим в основном из силикатов и алюминатов кальция [1]. Реологические свойства шлакопесчаных тампонажных растворов отличаются от свойств раствора, затворенного на воде и бездобавочном цементе, меньшей плотностью, более высокой седиментацией, нестабильными показателями прочности и др.

При повышенных температурах и давлениях в первую очередь снижается сцепление цементного камня с горной породой и обсадной колонной, а соответственно крепь скважины теряет термостойкость. Из-за различной плотности и объема продуктов гидратации происходит образование в цементном камне микротрещин, которые могут стать причинами проникновения пластового флюида в пласты и даже на устье, а также оказаться причиной обводнения скважин [2].

Установлено, что прочность цементного камня при воздействии повышенных температур зависит от свойств вяжущих веществ, и дисперсного состава их заполнителей. При повышении температур окружающей среды происходит поэтапная дегидратация гидрата окиси кальция и образованных в процессе твердения гидросиликатов и гидроалюминатов [3].

К добавкам для создания термоустойчивого тампонажного материала и обеспечения качественного цементирования обсадных колонн глубин более 3000 м в качестве материалов, способствующих повышению устойчивости к термической агрессии цементного камня в заколонном пространстве можно отнести молотый кварц, доменный шлак, гашеную из-

вень, тонкодисперсный кремнезем, перлит, микросферы, фильтроперлит, золу-унос и другие [4].

В процессе специальных исследований, проведенных на базе ФГБОУ ВО "Тюменский индустриальный университет" были сделаны выводы о возможности замещения части цементного клинкера доменным гранулированным шлаком и проведен ряд лабораторных исследований полученного тампонажного материала.

После прокачивания тампонажного раствора в затрубное пространство происходит формирование структуры раствора. В процессе набора прочности цементного раствора происходит снижение гидростатического давления столба цементной жикости и, как следствие, возникает опасность проникновения пластовых флюидов в зацементированное кольцевое затрубное пространство. Таким образом, задача определения СНС в течение переходного периода при схватывании цемента, т. е. при переходе цементного раствора из жидкого состояния, определяющего пластовое давление, в непроницаемое твердое состояние, когда столб цемента теряет способность передавать давление на пласт, представляется весьма актуальной [5].

Величины предельных статических напряжений сдвига, характеризующие реологические свойства раствора, которые позволяют оценить гидравлические сопротивления при прокачивании раствора через обсадную колонну и затрубное пространство представлена на рис. 1.

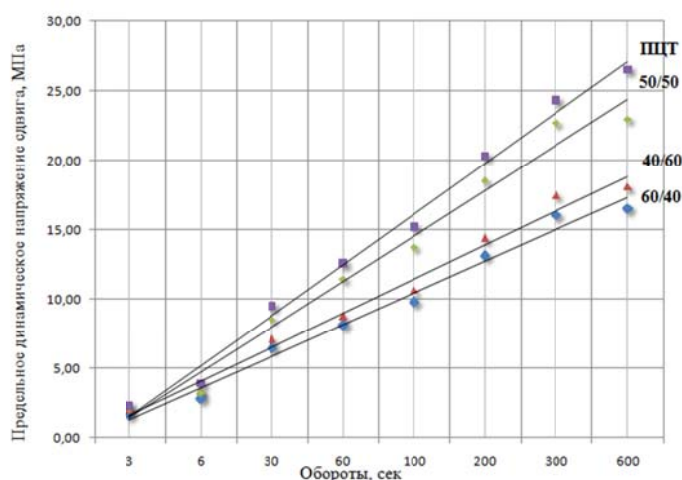


Рисунок 1. Динамика предельного динамического напряжения сдвига

Результаты микрофотографического исследования микроструктуры цементного камня с добавкой доменного шлака 80 % и 20 % (рис. 2а) показывают образование пустот внутри цементного камня, заметна полость между связью частицы шлака и обезвоженной цементной пленки, камень пористый. При добавлении 80 % шлака в раствор пленка неоднородна, видны границы, песчинки. Из-за полости, образовавшейся на этой границе,

камень недостаточно прочен, чтобы предотвратить проникновение пластового флюида; таким образом, крепь скважины становится более хрупкой, подверженной коррозионным разрушениям. И наоборот, (рис. 2б) в камне, который содержит доменный шлак в качестве мелкого заполнителя в количестве 20 %, видно значительное уменьшение пустот, равномерность распределения составляющих элементов.



а) 80 % доменного шлака и 20 % ПЦТ



б) 20 % доменного шлака и 80 % ПЦТ

Рисунок 2. Микрофотографии поверхности скола цементного камня

Проведенный лабораторный анализ подтверждает предположение о высокой прочности портландцементного тампонажного камня. По результатам рентгенографических исследований можно говорить о возможном использовании цементно-шлаковой композиции для цементирования обсадных колонн высокотемпературных скважин, либо в интервалах, предназначенных для обеспечения герметичности крепи скважины при термомеханическом воздействии на коллекторы высоковязких и сланцевых нефтей [6].

Таким образом, установлено, что разработанные вяжущие показывают замедленную скорость поражения цементного камня, что связано с кольтматацией порового пространства продуктами кислотной коррозии. В продуктах твердения разработанного вяжущего вещества не обнаружен свободный гидроксид кальция, являющийся необходимым условием получения коррозионностойкого цементного камня. У камня, сформированного из бездобавочного портландцемента, либо с количеством минерального шлакового вяжущего материала более 70 % показатели прочности значительно ниже, чем камня с добавлением микрошлака от 20 до 30 % в сухой смеси.

Библиографический список

1. Доменные шлаки – тампонажное вяжущее для крепления глубоких скважин / А. И. Булатов, А. А. Говоров, Д. Ф. Новохатский, Н. А. Обраменко ; АН УССР. Ин-т коллоидной химии и химии воды. – Киев : Наук. думка, 1971. – 104 с. – Текст : непосредственный.
2. Тампонажный материал с добавлением доменного шлака / В. П. Овчинников, О. В. Рожкова, П. В. Овчинников, М. В. Листак. – Текст: непосредственный // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2022. – № 2. – С. 34-37.

3. Самсоненко Н. В. Пути повышения качества крепления скважин / Н. В. Самсоненко. – Текст : непосредственный // Булатовские чтения: материалы IV Международной научно – практической конференции : сборник статей. Т. 3. Бурение нефтяных и газовых скважин, 2020. – С. 331-335.

4. Агзамов Ф. А. Теоретические основы и практика получения тампонажных материалов для крепления паронагнетательных скважин / Ф. А. Агзамов, И. Н. Каримов, Р. Мязитов. – Текст : непосредственный // Территория Нефтегаз. – 2016. – № 9. – С. 26-33.

5. Чжу Д. П. Системы измерения расширения/усадки и СНС тампонажных цементов на базе ультразвукового анализатора цемента производства компании OFI TESTING EQUIPMENT, INC / Д. П. Чжу. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2010. – № 1. – С. 50-52.

6. Овчинников В. П. Тепловыделения при гидратации тампонажного шлакопортландцемента / В. П. Овчинников, О. В. Рожкова. – Текст: непосредственный // Международная научно-практическая конференции им. Д. И. Менделеева, посвященная 90-летию профессора Р. З. Магарила. Материалы конференции. Отв. редактор А. Н. Халин. Тюмень, 2022. – С. 45-47.

Научный руководитель – Овчинников В. П., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, д-р техн.наук.

Семеньков Н. Н.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

НОВЫЕ МЕТОДИКИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ИМЕНИ Н. К. БАЙБАКОВА

География эксплуатационного бурения ПАО «Сургутнефтегаз» достаточно широка. Месторождения в значительной степени отличаются друг от друга, соответственно применять схожие технологии по строительству скважин не представляется возможным. Месторождение им. Н.К.Байбаковскова – одно из самых молодых в Ханты-Мансийском округе, оно расположено в Октябрьском районе, основная база находится на Рогожниковском месторождении на правом берегу Оби между деревнями Карымкары и Леуши. Промышленный приток нефти здесь получен геологами в 1988 году. В январе 2001 года участок был выставлен на аукцион, компания «Сургутнефтегаз» приобрела лицензию на его разработку. С 14 июня 2013 года месторождение было введено в эксплуатацию. На момент написания статьи в эксплуатации больше 25 кустов скважин.

На данном месторождении для промышленной разработки доступны два продуктивных пласта – это ВК1 с вертикальной глубиной 1620-1640 м, и пласты ЮК2-5 с вертикальными глубинами 2668-2707 м. Бурение на продуктивный горизонт ВК1 не представляет особой сложности как при строительстве горизонтальных (далее ГС) так и наклонно-направленных

скважин (далее ННС), разве что из за малой вертикальной отметки входа в пласт ГС проектируются с большой пространственной интенсивностью. Со строительством ННС на пласт ЮК2-5 ни каких трудностей не возникало, т. к. геологический разрез изучен, технологические приемы отработаны, карты поинтервальной обработки раствора разработаны на примере разбуривания Рогожниковского месторождения. На этом фоне выделяются ГС под многостадийный гидроразрыв пластов.

Продуктивный пласт ЮК2-5 на Байбаковском месторождении представлен многочисленными заглинизированными коллекторами мощностью от одного до трех метров, в отличии от Рогожниковского месторождения, где нефтенасыщенные коллектора более ярко выражены и имеют большую мощность. Практика строительства ГС на Рогожниковском месторождении не в полной мере соответствовала горно-геологическим особенностям разреза на новом месторождении, появилась необходимость внесения изменений в технологию строительства:

1. Изменение глубин спуска обсадных колонн;
2. Изменение типа и параметров бурового раствора;
3. Изменение зенитных углов вскрытия и прохождения продуктивных пластов;
4. Подбор телеметрических систем под каждую секцию бурения.

Изначально конструкция ГС была представлена классической 4х секционной схемой: 50 м направление 324 мм, 750 м по вертикали кондуктор 245 мм, 750-2680 м техническая колонна 168 мм, 500 м по стволу хвостовик 114 мм. Основные сложности возникали при бурении под техническую колонну при наборе параметров – дохождение нагрузки до забоя, низкая механическая скорость бурения, а также спуске обсадной колонны – посадки и потери циркуляции. Принято решение уменьшить интервал открытого ствола при бурении под техническую колонну, путем увеличения спуска кондуктора на 200 м и уменьшением глубины спуска технической колонны на 100 м по вертикали.

Изменения в глубинах спусках обсадных колонн позволило использовать на бурение технической колонны глинистый буровой раствор взамен ранее применявшегося солевого раствора «Мегабур», что позволилократно сократить время на приготовление и утилизацию раствора, а так же снизить износ оборудования посредством влияния агрессивных свойств солевого раствора. Для обеспечения качественной отчистки от шлама призабойной зоны, а так же исключения загрязнения продуктивного коллектора, при бурении под хвостовик, используются только солевые растворы.

Геологические особенности пласта ЮК2-5 продиктовали изменить зенитные углы вскрытия с классических 87° - 88° (Рисунок 1) до 65° - 77° (Рисунок 2), что позволило с большей скоростью проходить сильноглинистые песчаники под кровельной частью ЮК2, с дальнейшим более

интенсивным набором зенитного угла до 87° - 90° непосредственно перед коллектором. Так же для снижения рисков неопределенности падения углов в горизонтальных скважинах обеспечили круглосуточное геологическое сопровождение строительства скважин, с применением пластового моделирования, что в совокупности индивидуальным проектированием профилей скважин дало возможность оперативно корректировать траекторию [1].

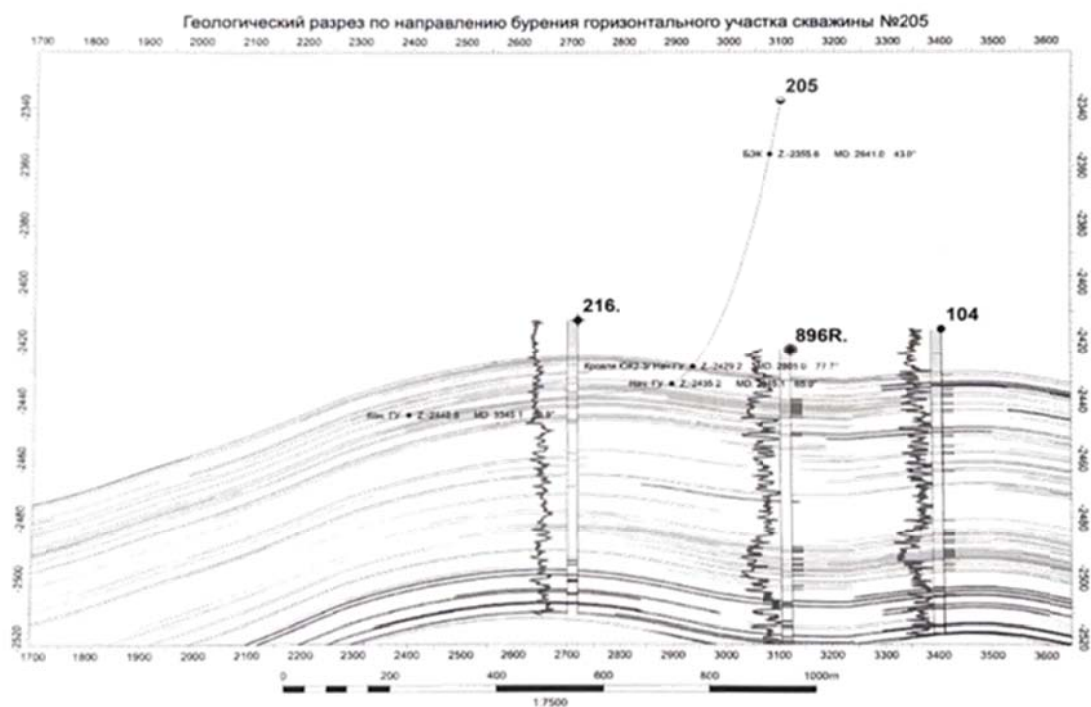


Рисунок 1. Вскрытие пласта ЮК2 на Рогожниковском месторождении

Модуля телеметрических систем для проведения электрического каротажа (УЭС), гамма-гамма плотностого (ГГКп) и нейтрон-нейтронного (ННКт) каротажа добавляются только при бурении под хвостовик, что дает возможность отказаться от проведения окончательного каротажа.

Выводы

1. Изменения глубин спуска обсадных колонн положительно повлияло на скорость строения скважин, позволило сменить тип бурового раствора и улучшить дохождение долота до забоя, дав возможность с большей интенсивностью набирать зенитный угол при бурении под хвостовик.
2. Уменьшение значения зенитного угла при вскрытии продуктивного горизонта и проходки по пласту ЮК2-5, в купе с геологическим сопровождением позволило увеличить эффективную проходку по коллектору на 10 %.

3. Применение глинистого бурового раствора взамен солевого позволило сэкономить около 20 часов из общего времени строительства скважины.
4. Рациональное использование дорогостоящего телеметрического оборудования привело к сокращению затрат на обслуживание и ремонт.

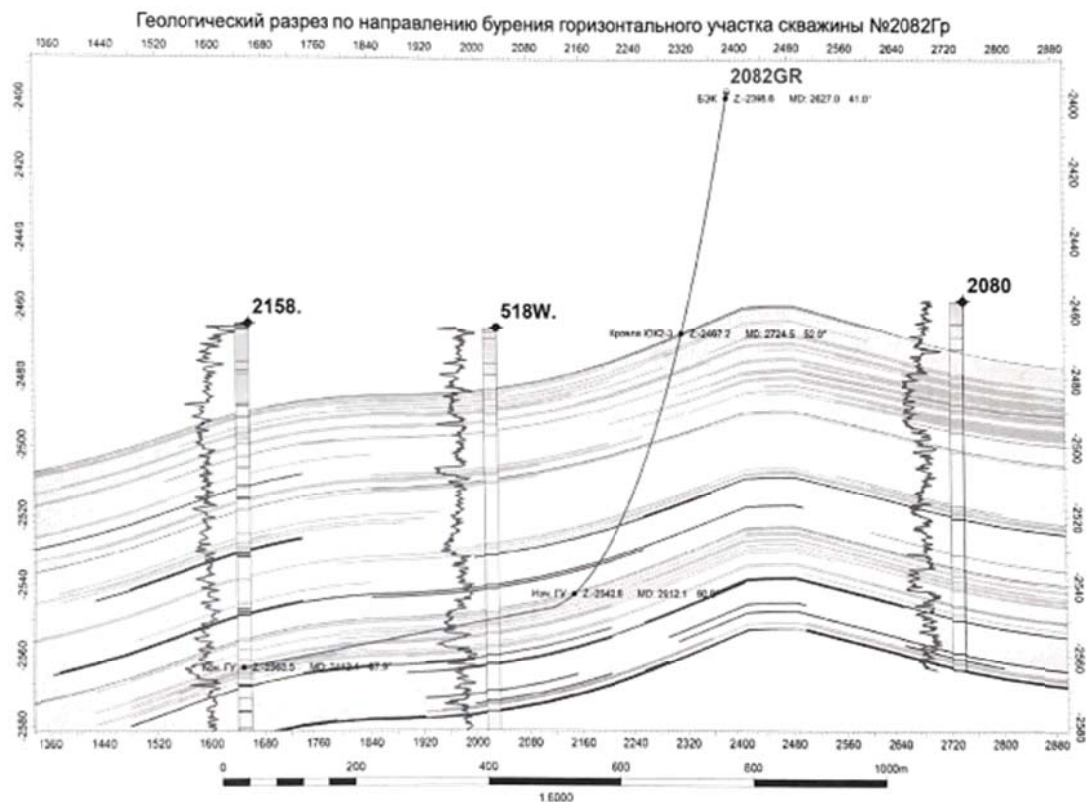


Рисунок 2. Вскрытие пласта ЮК2 на Рогожниковском месторождении

Библиографический список

1. Константинов К. В. Риски и неопределённости определения углов падения пластов при проводке горизонтальных скважин / К. В. Константинов, Е. И. Лапина, В. А. Пухарев. – Текст : электронный // Нефтяная провинция. – 2022. – № 3(31). – С.68-78. – URL : <https://doi.org/10.25689/NP.2022.3.68-78> (дата обращения : 05.03.2023).
2. Использование индекса сложности геонавигации скважин при планировании комплекса каротажа в процессе бурения в условиях санкционных ограничений / А. В. Мирошниченко, В. П. Филимонов, М. А. Головченко [и др.]. – Текст : электронный // Нефтяное хозяйство. – 2023. – №1. – URL : <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-1-13-15> (дата обращения : 05.03.2023).

Научный руководитель – Овчинников В. П., док-р. тех. наук, профессор.

ИССЛЕДОВАНИЯ И ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СУПЕРПЛАСТИФИКАТОРА СП-1

Суперпластификатор – это химическое вещество, которое добавляют в тампонажный раствор, чтобы улучшить его текучесть и пластичность. Суперпластификаторы являются одним из типов пластификаторов, которые добавляют в раствор, чтобы улучшить его свойства.

Суперпластификаторы уменьшают вязкость смеси, что позволяет легко закачивать раствор без потери прочности и устойчивости. Они могут быть использованы для создания бетона с высокой прочностью и легкостью обработки, а также для уменьшения количества воды, необходимой для производства бетона, что уменьшает его стоимость.

Суперпластификаторы могут быть различных типов, в зависимости от химического состава. Некоторые из них включают в себя поликарбоксилаты, сульфонаты, меламиновые и нафталиновые смолы. Выбор конкретного суперпластификатора зависит от требований конкретного проекта и его условий.

Преимущества использования суперпластификаторов включают:

1. Увеличение прочности бетона и снижение его водопоглощения. Это позволяет создавать более прочные и долговечные конструкции, которые могут быть использованы в различных пластовых условиях.

2. Уменьшение количества воды, необходимой для производства тампонажного раствора. Это помогает снизить затраты на производство и транспортировку раствора, а также уменьшить негативное воздействие на окружающую среду.

3. Улучшение текучести бетона и его пластичности, что упрощает процесс строительства скважины.

4. Сокращение времени затвердевания бетона, что ускоряет процесс строительства и позволяет быстрее достигнуть необходимых результатов.

У тампонажных растворов с увеличением содержания реагента происходит снижение предельного напряжения сдвига и пластической вязкости. Согласно расчетам показателя нелинейности (см. таблица 1), тампонажные растворы, содержащие реагент в концентрациях от 0,05 % до 0,20 %, проявляют вязкопластичные свойства, а те, в которых концентрация реагента составляет от 0,30 % до 0,60 %, демонстрируют дилатантные свойства, что обусловлено нестабильностью данных систем и быстрым осаждением тяжелых частиц.

Таблица 1

Реологические свойства тампонажных растворов с добавкой СП-1 при 22 °С

Добавка реагента, % (от массы цемента)	Пластическая вязкость, мПа·с	Напряжение сдвига, дПа	СНС1/ СНС10, дПа	Показатель нелинейности	Показатель консистенции, Па·с	Угол закручивания при оборотах/мин									
						600	300	200	100	60	30	20	10	6	3
-	48	703,72	144,60/115,68	0,318	13,644	242	194	167	133	112	73	52	34	22	1 2
0,05	50	491,64	106,04/72,30	0,410	6,023	202	152	130	99	83	63	46	29	20	1 2
0,1	56	428,98	60,25/57,84	0,704	0,564	202	152	130	99	83	63	46	29	20	9
0,2	50	77,12	21,69/21,69	0,813	0,211	116	66	50	31	22	14	12	8	6	5
0,3	49	-	0,00/9,64	1,097	0,098	92	43	28	14	8	4	3	1	0	0
0,4	43	-	0,00/3,23	1,312	0,004	72	29	16	6	3	1	0,5	0	0	0
0,6	38	-	0,00/0,00	1,687	0,002	64	21	10	2	1	0	0	0	0	0

Примечание: Раствор с добавкой реагента 0,60 % нестабильный.

После проведения лабораторных исследований был сделан вывод о том, что СП-1 эффективно снижает показатели вязкости и максимального напряжения сдвига во всем исследованном диапазоне концентраций, улучшает прочностные характеристики цементного камня. Учитывая другие технологические данные тампонажного раствора, для практического применения рекомендуется использовать концентрацию реагента от 0,1 % до 0,3 %.

Библиографический список

1. Суперпластификатор «Полипласт СП-1». Технические условия : ТУ 5870-005-58042865-2005 : утв. ОАО «Полипласт» : введ. в действие с 2005. – Москва : ОАО «Полипласт», 2005. –19 с. – Текст : непосредственный.

2. ГОСТ 1581-2019. Портландцементы тампонажные. Технические условия : межгосударственный стандарт : издание официальное : утв. и введ. в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 октября 2019 г. № 847-ст : взамен ГОСТ 1581– 96 : дата введ. 2020-01-01 / разработан и внесен ИО «Союз-Тюмень. – Москва : Стандартинформ, 2019. – 12 с. – Текст : непосредственный..

3. ГОСТ 26798.1-96. Цементы тампонажные. Методы испытаний : межгосударственный стандарт : издание официальное : утв. и введ. в действие Постановлением Госстроя России от 10 апреля 1998 г. N 18-32 : введен взамен ГОСТ 26798.0-85- ГОСТ 26798.2-85 : дата введ. 1998-10-01 / разработан и внесен Минстроем России. – Москва : Стандартинформ, 1998. – 22 с. – Текст : непосредственный.

Ярметов Р. А., Гаваев А. С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

ТЕРМИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ШПИНДЕЛЯ НИЖНЕГО ПАТРОНА ВРАЩАТЕЛЯ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ СКБ – 4

Буровая машина СКБ–4 использует алмазные и твердосплавные буровые коронки для бурения разведочных скважин в наиболее рентабельном режиме.

СКБ–4 может работать при температуре от минус 5°С до плюс 40°С помещениях, открытых для доступа наружного воздуха, например, внутри палатки, без прямого воздействия солнечного света или осадков. Станок оснащен поворотным устройством с двумя гидравлическими картриджами, что позволяет перехватывать инструмент без остановки вращения шпинделя.

Компоновка станка СКБ–4 аналогична национальным и международным шпиндельным станкам для бурения скважин для разведки твердых полезных ископаемых, где лебедка расположена вдоль станка СКБ–4 собирается в независимые блоки.

Основание представляет собой сварную раму с двумя продольными балками, жестко соединенными между собой, по которым перемещается платформа машины.

В следствие того, что деталь шпиндель нижнего патрона установлена во вращателе станка, а данный бурильный станок устанавливается при различных погодных условиях, в среднем по статистике температура окружающей среды в месте проведения работ по бурению от $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+35\text{ }^{\circ}\text{C}$, то данный термический анализ рассматривается при окружающей температуре $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Целью данного исследования является сравнение стойкости детали к термической нагрузке по максимальным значениям паспортных данных станка с реальными полученными значениями в программе SolidWorks.

По паспорту шпиндельного узла станка СКБ-4, шпиндель нижнего патрона при бурении имеет максимальный нагрев снаружи корпуса до температуры $50\text{ }^{\circ}\text{C}$, внутри температура может достигать $90\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Для исследования данного анализа применим для детали максимальную температуру и охлаждение на корпус.

Термический анализ рассчитывает распределение температуры в том или ином теле ввиду действия некоторых из этих механизмов или всех их вместе. Во всех трех механизмах тепловая энергия протекает от среды с большей температурой к среде с меньшей температурой. Теплопередача проводимостью и конвекцией требует присутствия некоторой промежуточной среды, в то время как при переносе тепла излучением это не требуется.

В таблице № 1 указаны значение термической нагрузки, а также температуры значения конвекции и количества граней подвергающихся нагреву или конвекции.

Таблица 1

Характеристики термического анализа

Наименование нагрузки	Компоненты нагрузки	Значения нагрузки
Температура-1	Объекты, количество граней	42
	Температура, $^{\circ}\text{C}$	50
Температура-2	Объекты, количество граней	6
	Температура, $^{\circ}\text{C}$	90
Конвекция-1	Объекты, количество граней	18
	Коэффициент конвективной теплоотдачи, $\text{Вт}/(\text{м}^2\cdot\text{К})$	20
	Вариация времени, вкл/выкл	Выкл
	Вариация температуры, вкл/выкл	Выкл
	Массовая температура окружающей среды, К	253
Конвекция-2	Объекты, количество граней	6
	Коэффициент конвективной теплоотдачи, $\text{Вт}/(\text{м}^2\cdot\text{К})$	20
	Вариация времени, вкл/выкл	Выкл
	Вариация температуры, вкл/выкл	Выкл
	Массовая температура окружающей среды, К	265 Кельвин

На рисунках 1 и 2 изображен шпindelь и показаны грани подвергшиеся термическим нагрузкам.

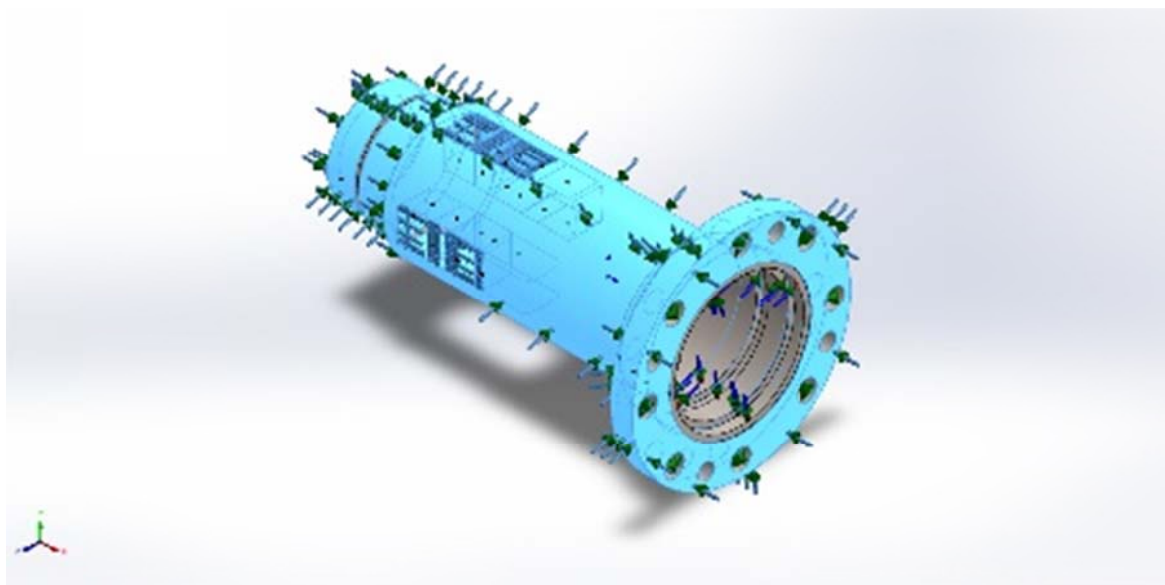


Рисунок 1. Выбранные грани для нагрузки 1

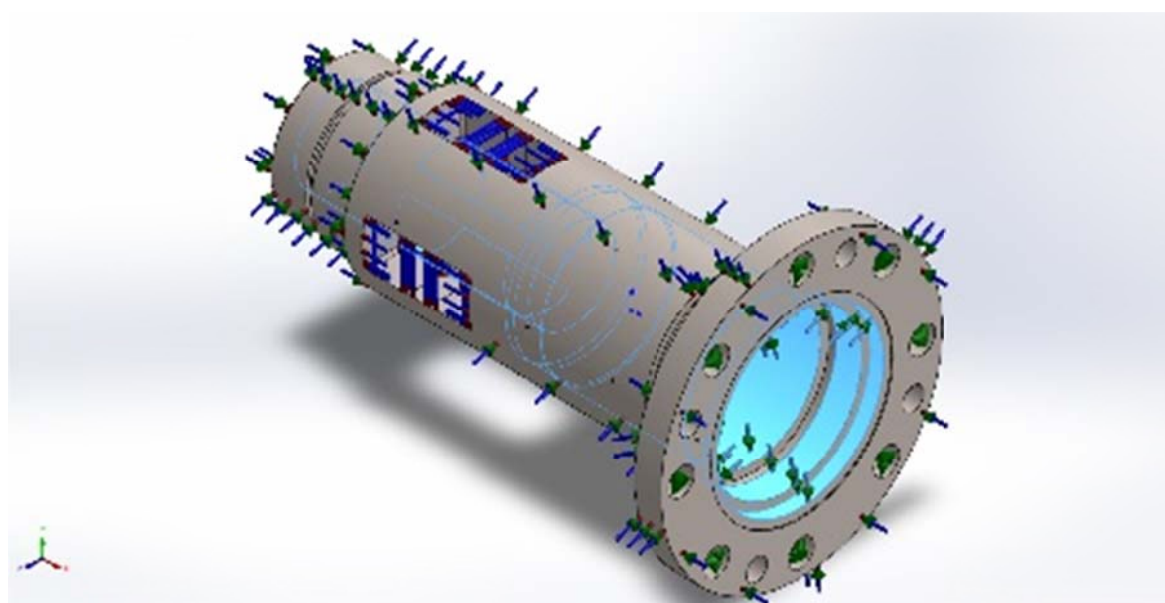


Рисунок 2. Выбранные грани для нагрузки 2

На рисунках 3 и 4 изображена подача конвекции и воздействия окружающей среды на деталь.

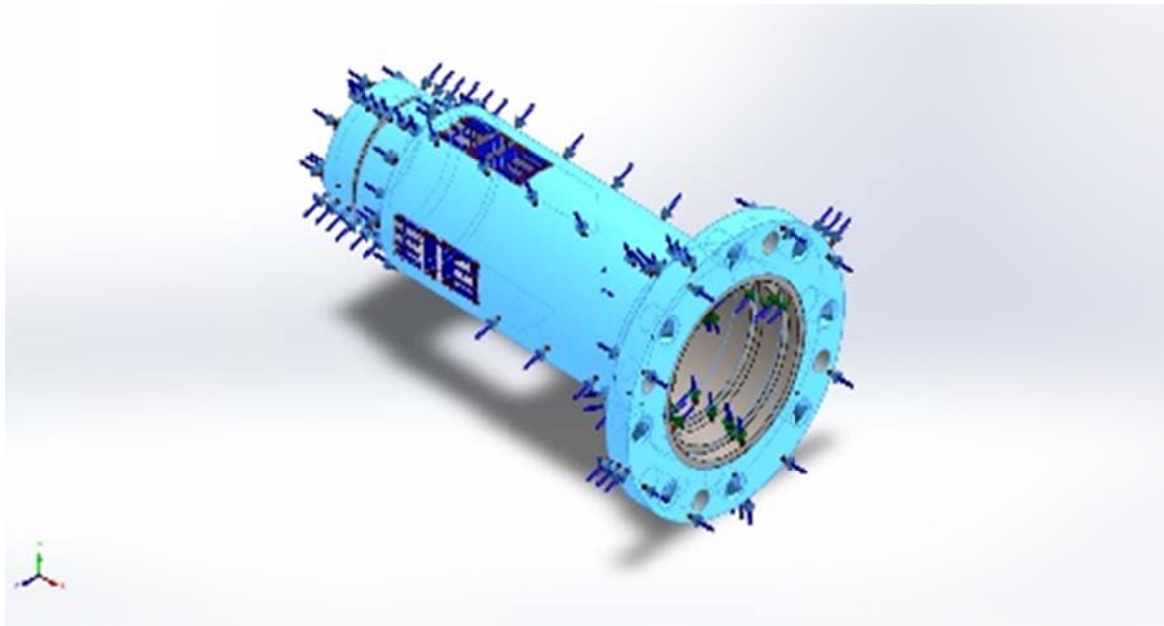


Рисунок 3. Выбранные грани для подачи конвекции вид 1

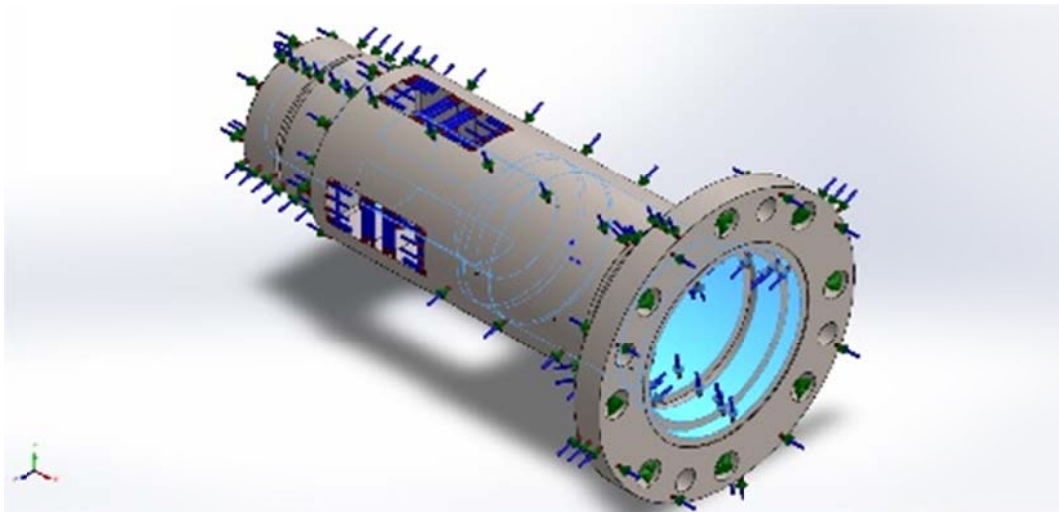


Рисунок 4. Выбранные грани для подачи конвекции вид 2

В таблице № 2 приведены итоговые значения термического исследования, с полученными результатами минимальной и максимальной нагрузки.

Таблица 2

Результаты термического исследования

Название анализа	Тип нагрузки	Минимальная нагрузка	Максимальная нагрузка
Термический1	TEMP: Температура	3,231e+02Кельвин (Узел: 244)	3,631e+02Кельвин (Узел: 539)

На рисунке 5 изображена эпюра термических нагрузок, данная эпюра показывает в каких местах деталь испытывает нагрев в результате термического исследования.

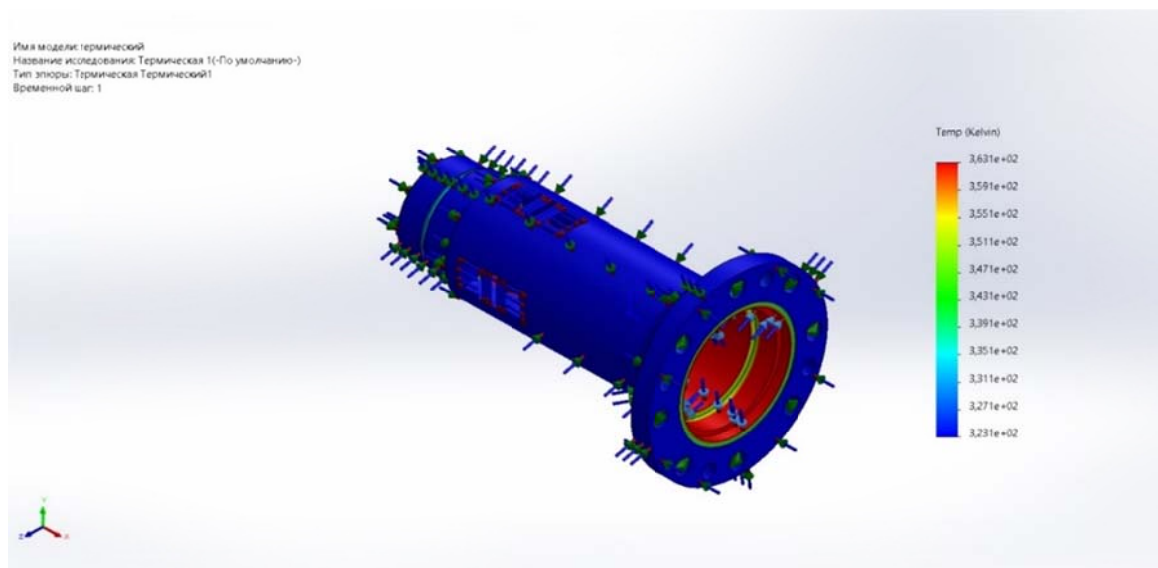


Рисунок 5. Эпюра термических нагрузок

По результатам исследований сформулированы следующие выводы:

- в процессе термического исследования к детали применены максимальные температурные значения по паспорту. Так же применено воздействие окружающей среды и дополнительного охлаждения в системе шпиндельного узла;
- в результате применённых нагрузок деталь не подвергалась деформациям и переносила данные нагрузки без каких-либо деформаций;
- в данном случае, угрозы возникновения дефектов нет, шпиндель даже при максимальных термических нагрузках переносит нагрузки станок будет эксплуатироваться без проблем.
- в заключении сделан вывод о правильности подобранных значений в паспорте станка СКБ–4.

Библиографический список

1. Зиновьев Д. В. Основы проектирования в SOLIDWORKS 2016 / Д. В. Зиновьев. – Москва : ДМК-Пресс, 2017. – 240 с. – Текст : непосредственный.
2. Лукинских С. В. Компьютерное моделирование и инженерный анализ в конструкторско-технологической подготовке производства : учебное пособие / С. В. Лукинских. – Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2020. – 168 с. – Текст : непосредственный.
3. Боровков А. И. Компьютерный инжиниринг : учебное пособие / А. И. Боровков. – Санкт-Петербург : Изд-во Политехн. ун-та, 2012. – 93 с. – Текст : непосредственный.
4. Дмитриев А. Ю. Основы технологии бурения скважин / А. Ю. Дмитриев. – Томск : Изд-во ТПУ, 2008. – 216 с. – Текст : непосредственный.

ИННОВАЦИИ В БУРЕНИИ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Бурение наклонно-направленных скважин является ключевой технологией, используемой в нефтегазовой промышленности для добычи залежей углеводородов, к которым трудно или невозможно получить доступ с помощью вертикальных скважин. Направленное бурение позволяет инженерам ориентироваться на конкретные участки пласта, максимизируя добычу углеводородов. Однако бурение наклонно направленных скважин сопряжено с уникальными проблемами, требующими инновационных решений.

Одной из основных проблем при бурении наклонно-направленных скважин является сложность поддержания желаемой траектории. По мере отклонения ствола скважины от вертикали, возрастает риск отклонения от намеченной цели. Это может привести к потере времени бурения, увеличению затрат на бурение и снижению производительности. Другой проблемой является ограниченная видимость бурового долота, что затрудняет определение точного местоположения ствола скважины и окружающих его геологических формаций [1].

В последние годы нефтегазовая промышленность добилась значительных успехов в технологии, используемой для бурения наклонно-направленных скважин. Одним из наиболее важных нововведений является использование внутрискважинных инструментов, которые позволяют инженерам измерять траекторию ствола скважины в режиме реального времени. Эта технология включает в себя такие инструменты, как гироскопы, магнитометры и акселерометры, которые предоставляют точную информацию о местоположении и ориентации ствола скважины. Затем эти данные используются для корректировки траектории бурения в режиме реального времени, гарантируя, что ствол скважины остается на заданном уровне.

Еще одним ключевым нововведением является использование передовых технологий визуализации для улучшения видимости в стволе скважины. Например, некоторые буровые установки оснащены камерами, которые обеспечивают видеозапись процесса бурения в режиме реального времени. Это позволяет инженерам выявлять потенциальные проблемы и при необходимости вносить коррективы в траекторию бурения. Кроме того, передовые технологии визуализации, такие как компьютерная томография и магнитно-резонансная томография (МРТ), могут быть использованы для создания детальных 3D-изображений ствола скважины и окру-

жающих пластов, предоставляя ценную информацию о коллекторе и геологии [2].

Инновации в бурении наклонно-направленных скважин оказали значительное влияние на нефтегазовую отрасль. Благодаря усовершенствованным инструментам и технологиям инженеры могут бурить скважины более точно и эффективно, снижая затраты и повышая производительность. Кроме того, использование направленного бурения позволило получить доступ к ранее недоступным коллекторам, увеличив потенциал добычи углеводородов.

В заключение следует отметить, что проблемы, связанные с бурением наклонно-направленных скважин, стимулируют инновации в нефтегазовой отрасли. Благодаря передовым скважинным инструментам и технологиям визуализации инженеры способны преодолевать трудности, связанные с бурением в сложных геологических условиях. Эти инновации привели к повышению эффективности бурения, снижению затрат и увеличению объемов добычи, обеспечив дальнейший успех нефтегазовой отрасли.

Библиографический список

1. CYBERLENINKA : Онлайн библиотека : [сайт]. – URL : <https://cyberleninka.ru/article/n/problemy-promyvki-naklonno-napravlennyh-skvazhin> (дата обращения: 25.03.2023). – Текст : электронный.
2. CYBERLENINKA : Онлайн библиотека : [сайт]. – URL : <https://cyberleninka.ru/article/n/peredovye-tehnologii-bureniya-naklonno-gorizontalnyh-skvazhin-pri-razrabotke-tverdih-poleznyh-iskopaemyh> (дата обращения: 20.03.2023). – Текст : электронный.

Аксенова Н. А., Сивилькаева К. К.

Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СИЛИКАТНЫХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ БЕЗАВАРИЙНОЙ ПРОВОДКИ СКВАЖИН

Большинство осложнений при строительстве скважин на месторождениях Западной Сибири обусловлено наличием в геологическом разрезе высококоллоидальных глин, которые составляют 80 % от всей толщи. Способность к гидратации и легкое диспергирование глинистых сланцев при контакте с буровым раствором приводит к различного рода осложнениям и авариям при бурении и заканчивании скважин: затяжкам бурильной колонны из-за образования сальников на буровом инструменте, прихвату бурильной колонны, сужению ствола скважины из-за осы-

пей и обвалов неустойчивых глинистых отложений, образованию желобов и каверн, недохождению обсадных колонн до проектной глубины при спуске.

Анализ промысловых данных по бурению скважин на Северо-Хохряковском, Верхнеколик-Еганском, Северо-Варьеганском, Узунском, Ай-Ёганском, Ван-Ёганском, Орехово-Ермаковском, Кошильском и Бахилловском месторождениях за последние пять лет показал, что наибольшая аварийность связана с прихватом бурильного инструмента (59 случаев), слом бурильного инструмента произошел в 26 случаях, в 11 случаях произошел прихват обсадной колонны и хвостовика при спуске (рисунок 1).

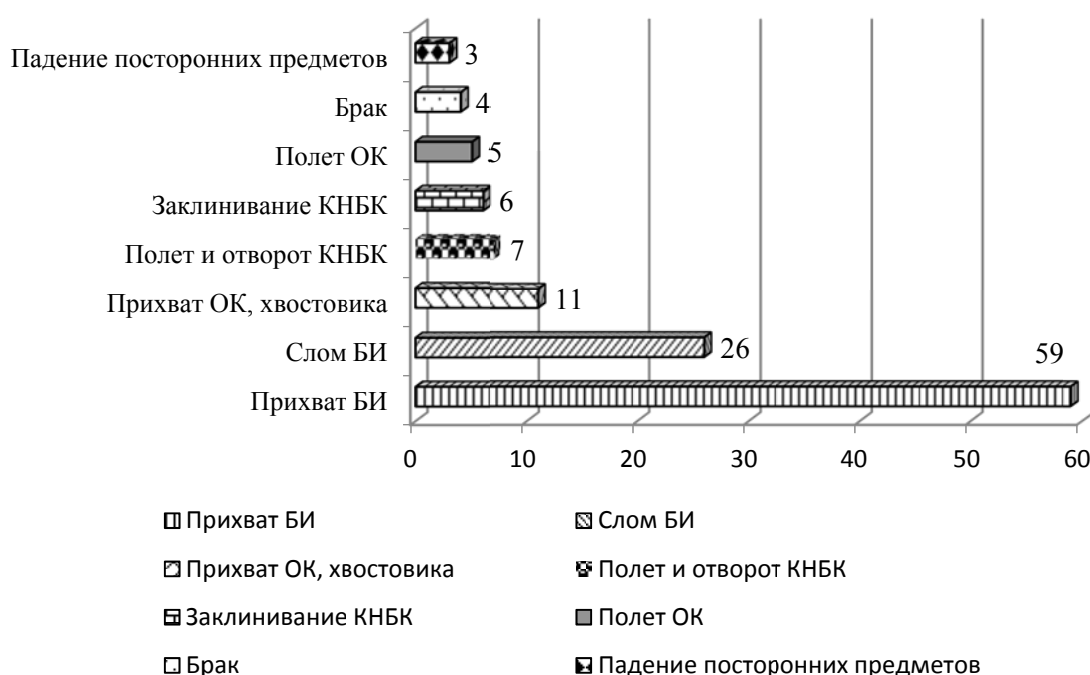


Рисунок 1. Диаграмма распределения частоты аварий, инцидентов и брака за период 201-2022 гг. на месторождениях Нижневартовского района

Анализ научно-технической литературы и промыслового опыта, показывает, что причиной различных осложнений в 90 % случаев является несоответствие геолого-техническим условиям бурения скважин свойств буровой промывочной жидкости (БПЖ): низкая плотность, неудовлетворительные реологические показатели (вязкость, динамическое напряжение сдвига), низкая ингибирующая способность раствора, недостаточная очистка бурового раствора, низкие значения триботехнических свойств, высокие значения статической водоотдачи и образование толстой глинистой корки (рисунок 2).

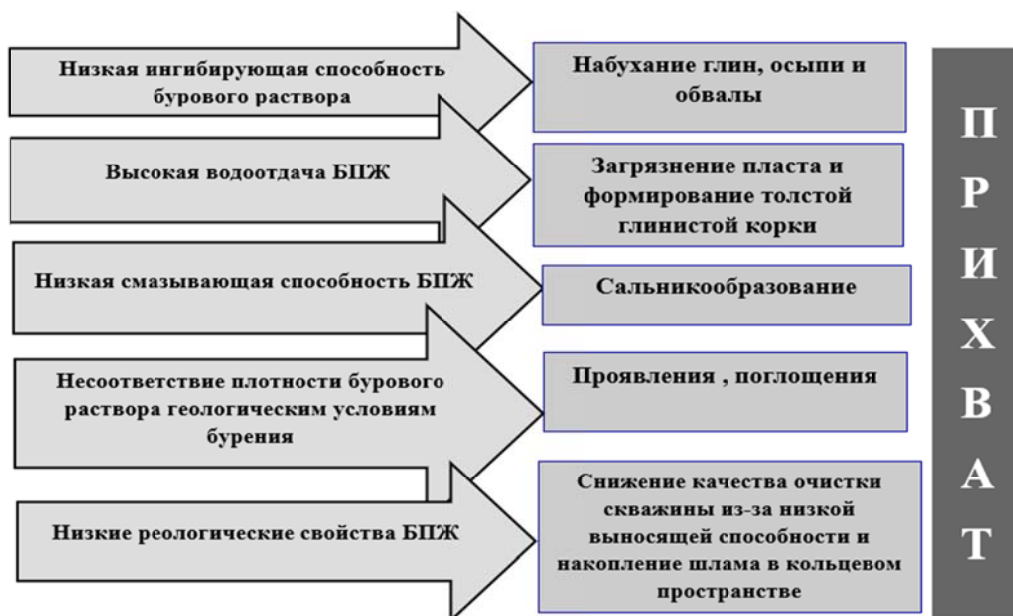


Рисунок 2. Причины и последствия возникновения прихватов, вызванные несоответствием буровых промывочных жидкостей геолого-техническим условиям бурения скважин

Ликвидация осложнений и аварий обходится дорого (20-50 % от стоимости скважины), а в некоторых случаях, когда колонну невозможно высвободить приходится перебуривать ствол скважины или бурить новую скважину-дублёр. По этой причине предотвращение осложнений, вызванных применением некачественного бурового раствора, имеет важное значение при бурении скважин.

Диаграмма распределения причин прихватов представлена на рисунке 3. Анализ причин возникновения прихватов показал, что наибольшее число прихватов (25 %) приходится на дифференциальный прихват, что обусловлено низкой плотностью БПЖ. Оставление инструмента в скважине без движения, неустойчивость ствола скважины, а также образование сальников составляют 50 % и вызваны низкой ингибирующей способностью бурового раствора.

Одним из основных решений по предотвращению прихватов является применение ингибирующих буровых растворов, способных препятствовать (ингибировать) набуханию глинистых отложений. В таких растворах, в качестве ингибирующих добавок, используют минеральные соли (KCl , $NaCl$, $CaCl_2$, $MgCl_2$, $CaSO_4$), органические и синтетические полимеры, гидрофобные ПАВ, кремнийорганические жидкости, мыла жирных кислот, жидкое стекло и другие. Для повышения качества глинистых растворов, используемых при бурении скважин, применяют комбинации ингибиторов, например силикаты, бораты и фосфаты натрия, а также кремнийорганику. Выбор этих материалов определяется тем, что наряду с повышением устойчивости терригенных пород, комбинированный реагент должен эф-

эффективно снижать и поддерживать на низком уровне показатели структурных и реологических свойств ($CHC_{1/10} \leq 20 \div 30$ дПа; $УВ_{500} \leq 25 \div 35$ с) при сохранении показателя водоотдачи в пределах $6 \div 10$ см³.

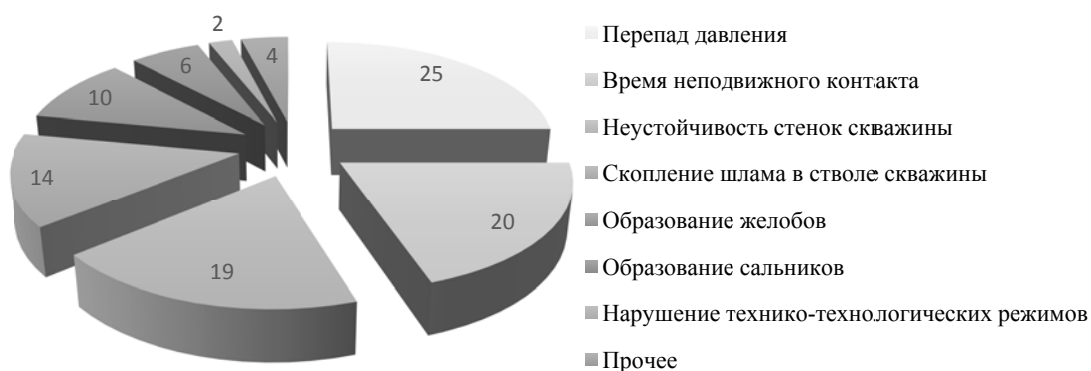


Рисунок 3. Диаграмма распределения причин прихватов, %

В условиях санкций и отсутствия поставок импортных реагентов (Barasilc, Sildril, Ultradril, Drilplex) для буровых растворов стоит вспомнить об эффективных отечественных буровых системах и реагентах.

Так, в конце прошлого столетия (1965-1999 гг) находили широкое применение ингибирующие растворы с добавкой силикатов или так называемого «жидкого стекла» - водные растворы силикатов натрия и (или) калия: малосиликатные глинистые растворы (МСГР), малосиликатные торфяные растворы (МСТР), силикатные полимерно-асбестовые растворы (СПАР), гидрогелевые силикатно-солевые растворы (ГССР), полимерные силикатно-кальциевые растворы (ПСКР). Эти растворы получают обработкой жидким стеклом. Составы растворов представлены в таблице 1.

Таблица 1

Составы силикатных растворов

Раствор	Состав, %
МСГР	Основа: глинистый раствор с $УВ 15-20$ см ³ /30 мин. Жидкое стекло 1,0-1,5 %
МСТР	Торф до 10 % Жидкое стекло до 3 %
СПАР	Засоленная КМЦ хлоридом натрия 1-12%, Асбест – 2-3 % Жидкое стекло 2,0-4,0 %
ГССР	Сульфат алюминия 1,0-2,0 %, КМЦ, КМОЭЦ 0,8-2,0% Жидкое стекло 4,0-7,0 %
ПАСР	Сульфат алюминия 1,0-2,0 %, Крахмальные реагенты 2,0-3,0 % Жидкое стекло 4,0-7,0 %
ПСКР	$CaCl_2$ 2,0-3,0 %, Жидкое стекло 2,0-14,0 %

Силикатные растворы применяют как ингибирующие для предотвращения набухания глин в стволе скважины, как закрепляющие для закрепления осыпающихся пород. Силикатные полимерно-асбестовые растворы (СПАР) рекомендуется применять при разбуривании потенциально поглощающих карбонатно-галогенных отложений. Гидрогелевые силикатно-солевые растворы (ГССР) применяются при бурении солевых и подсолевых отложениях.

Крепящее действие силикатных растворов обусловлено обменом катионов натрия жидкого стекла с катионами кальция глинистых пород. Освободившиеся при этом катионы кальция соединяются с анионами силиката жидкого стекла, образуя нерастворимое в воде соединение силикат кальция CaSiO_3 , которое и является цементирующим веществом. Жидкое стекло легкодоступный и недорогостоящий реагент, экологически и пожаробезопасный. [1, 2]

При использовании борной кислоты в качестве гелеобразователя разбавленных растворов силиката натрия получают борсиликатные растворы (БСР) отличающиеся высокой термостойкостью и устойчивостью к хлоркальциевой агрессии. В состав БСР раствора также вводят понизители водоотдачи (КМЦ, крахмал).

За счет ингибирующих, фильтрационных, армирующих свойств и термо- и коррозионной устойчивости борсиликатных растворов удается быстро и без аварий пробурить скважину, сохранить коллекторские свойства продуктивных пластов и повысить качество крепления скважин (рисунок 4).

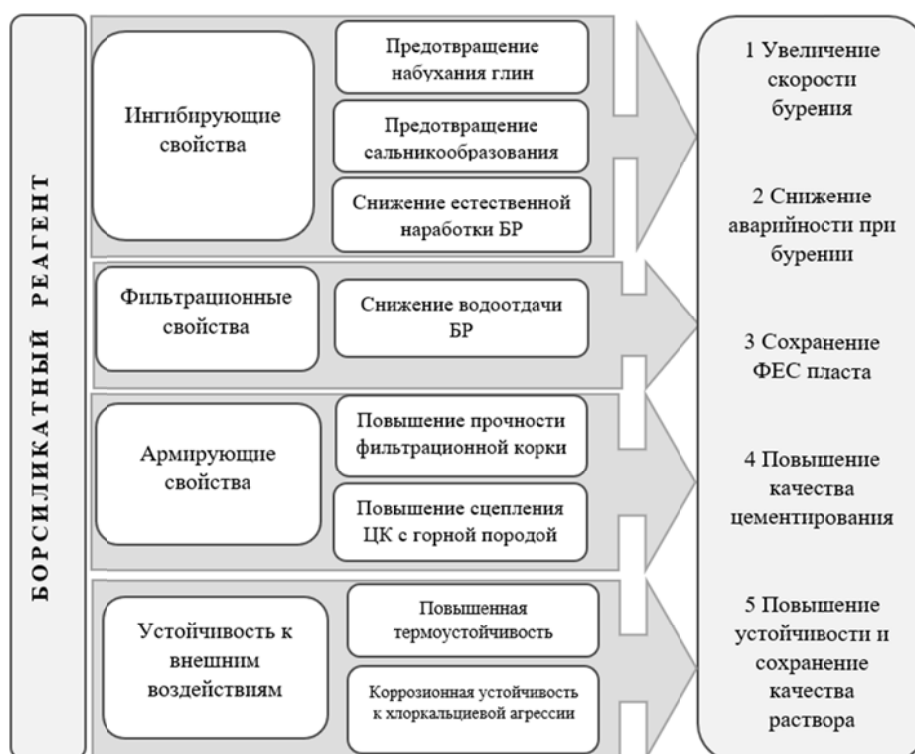


Рисунок 4. Схема влияния свойств раствора на показатели эффективности бурения скважин

Обработка высококонцентрированных и малоглинистых глинистых суспензией борсиликатным реагентом (0,5-1,0 %) обеспечивает снижение статического напряжения сдвига и динамического напряжения сдвига в 2,0-2,5 раза. Термостатирование глинистых суспензий, обработанных БСР не приводит к снижению структурно-механических и реологических показателей раствора.

В настоящее время применяются аналоги БСР комбинированные реагенты «Кольмасил» (кольматант силикатный) и «КОБРА-С» - концентрат бурового раствора силикатный [3]. Лабораторные и промышленные испытания показали, что обработка глинистого раствора этими реагентами 0,5 – 1,0 % позволяет снизить водоотдачу и повысить устойчивость образцов аргиллитов в 2 и 8 раз.

Таким образом, проведенный анализ силикатных растворов позволяет сделать вывод о их конкурентноспособности и высокой эффективности при бурении скважин благодаря сочетанию в себе высоких ингибирующих свойств, низкой водоотдачи и одновременно за счет армирующих свойств повышающих качества цементирования обсадных колонн. Доступность, дешевизна и экологическая безопасность делает эти растворы дополнительно привлекательными для буровых компаний.

Библиографический список

1. Кудайкулова Г. А. Буровые глинистые растворы : учебное пособие / Г. А. Кудайкулова. – Алматы : КазНТУ, 2003. – 137 с. – Текст : непосредственный.
2. Аксенова Н. А. Буровые промывочные жидкости и промывка скважин : учебное пособие для вузов : В 3 т. / Н. А. Аксенова, О. В. Рожкова. – Тюмень : ТИУ, 2016. – 168 с. – Текст : непосредственный.
3. Маслов В. Разработка композиционных химических реагентов на основе силикатов для обработки буровых растворов / В. Маслов, Е. А. Коновалов, Р. В. Плаксин. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2006. – № 5. – С.21-23.

СЕКЦИЯ 5. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРАНСПОРТНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МАШИН И КОМПЛЕКСОВ

Бабюк Г. Ф.

Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

ПЕРСПЕКТИВЫ ПЕРЕХОДА РОССИИ НА ВОДОРОДНОЕ ТОПЛИВО

Текущая российская энергетическая стратегия 2035 года, ставит своей целью качественную трансформацию всего энергетического сектора для обеспечения долгосрочной устойчивости. Имеется в виду переход нашей страны на возобновляемые источники и низкоуглеродных технологий - водород.

Впервые в мире, водород как топливо в автомобиле появилось в XIX веке. Его получали методом электролиза воды. Данный метод дорогостоящий. Изобрел ДВС Франсуа Исаака де Риваз в 1806 году. С 1870 года появился бензин и про водород, как вид топлива забыли.

Сегодня водород используется не только как топливо для транспорта, но и как материал, который заменит уголь, газ. Его будут применять в химической, нефтехимической и энергетической промышленности. Помимо использования на электростанциях, в сжатом виде водород можно использовать для хранения электроэнергии. На рисунке 1 приведено применение водорода в РФ.

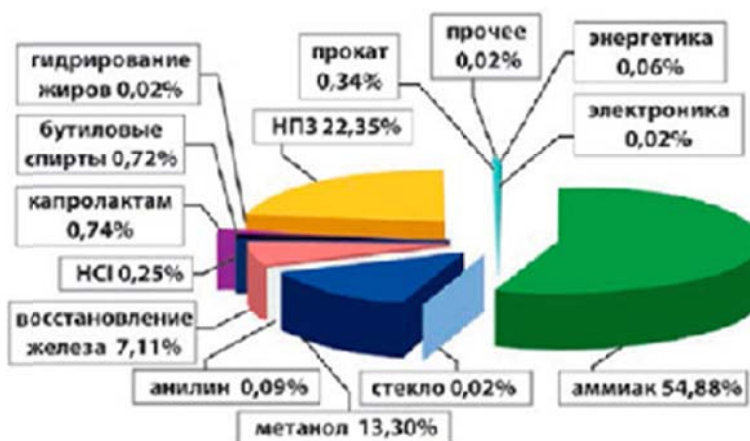


Рисунок 1. Применение водорода в России

На земле не встречается чистый водород. На сегодняшний день 95 процентов водорода производится из природного газа или других углево-

дородов. Возможные источники и пути получения водорода приведены на рисунке 2.

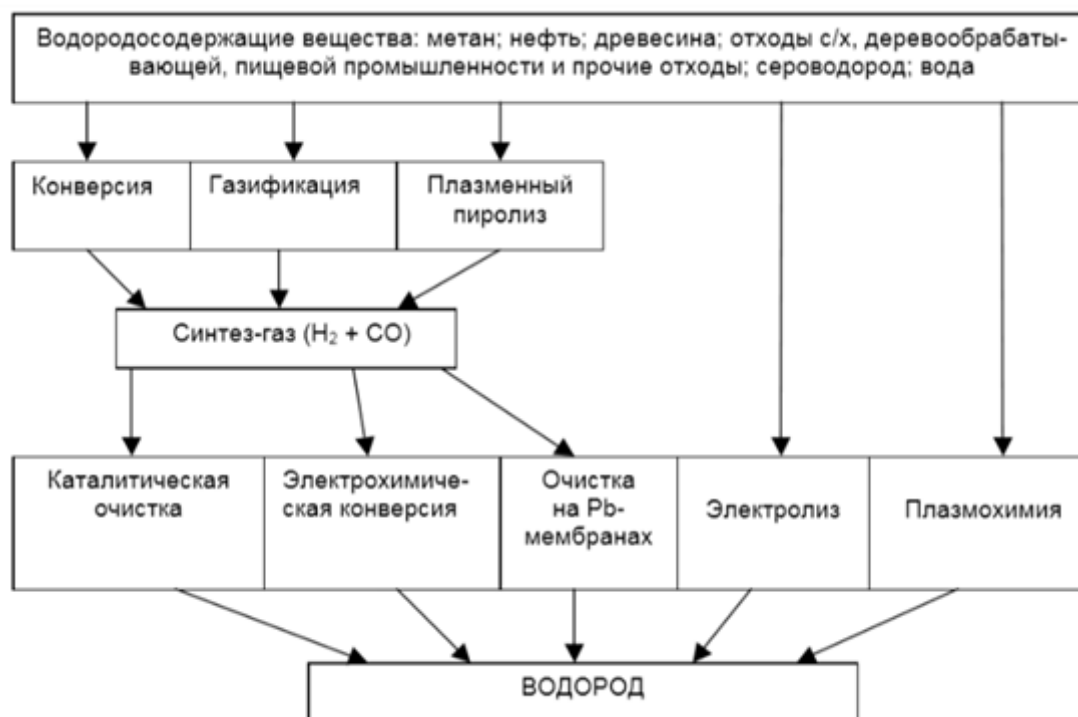


Рисунок 2. Источники и пути получения водорода

В России транспорт на водородных ячейках к 2030 г. займет менее 1 % от общего потребления. Согласно проекту, технологической стратегии развития водородной отрасли в России, планируется перевести 10 % городского и междугородного пассажирского транспорта на водород к 2030 г. Автомобилей на водороде в России нет, а созданный «Камазом» водоробус существует пока лишь в пилотном исполнении. Представитель Государственной транспортной лизинговой компании (ГТЛК) указывает на то, что для масштабного перевода общественного транспорта на водород в стране нет ни серийных проектов (например, водоробусов), ни заправочной инфраструктуры. Ориентировочная цена первых российских водоробусов слишком высокая. Такая техника в 7 раз дороже, чем новые автобусы, работающие на газомоторном топливе (ГМТ – компримированный газ или СУГ).

Другой российский проект водородного транспорта – поезда для Сахалина, которые «Трансмашхолдинг» (ТМХ) намерен выпустить к 2024 года. Эксперты заявили, что пока российского водородного топливного элемента необходимой мощности не существует, он появится к 2027-2028 гг.

По мнению экспертов, водородный транспорт требует существенных вложений частных компаний и государства и будет развиваться в России медленнее, чем в мире.

В России пока даже метановые заправки загружены не более чем на 50 % и в ряде регионов работают в убыток, несмотря на госпрограммы по переводу автомобилей на газ и частичную компенсацию расходов на переоборудование техники. При этом, у водородных поездов и водробусов перспектив в России больше, чем у личного водородного транспорта. Заправочная инфраструктура будет централизованной, а решение о закупке будут принимать ориентируясь на цели госпрограмм по развитию городского транспорта. О рентабельности предприятий, пока говорить рано.

На сегодня с учетом достигнутого уровня технологической готовности и важности реализации водородной программы определено 23 приоритетных технологических направления.

Ключевыми направлениями в РФ, для развития водородной промышленности являются: разработка, актуализация и гармонизация стандартов в данной сфере, а также разработку и утверждение профессиональных стандартов для наращивания подготовки кадров.

Библиографический список

1. Водородная экономика – путь к низкоуглеродному развитию / Т. Митрова, Ю. Мельников, Д. Чугунов, А. Глаголева. – DOI:10.13140/RG.2.2.15540.91524 . – Текст : электронный // Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО. – 2019. – URL: <https://docs.yandex.ru/docs/view>(дата обращения: 17.03.2022).

2. Кузнецов Д. Плюсы и минусы водородного топлива Monster Auto / Д. Кузнецов. – Текст : электронный. – URL: <http://www.monsterauto.ru/techno/plyusy-i-mi-nusy-vodorodno-go-topliva/> (дата обращения: 17.03.2022).

Рустамов К. А.

Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

КРИТЕРИЙ ОЦЕНКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СВОЙСТВ МОТОРНОГО МАСЛА

Вопросам всесторонней оценки влияния картерных газов на эксплуатационные показатели моторных масел, на наш взгляд, внимание уделено недостаточно. Влияние картерных газов на изменение эксплуатационных показателей моторного масла представляется очевидным и неотъемлемо присущим при протекании рабочих процессов в цилиндрах двигателя в картерном пространстве по мере израсходования его ресурса. При этом эффективность отвода картерных газов предопределяется конструкцией системы вентиляции картера двигателя, а снижение аэрации, вспенивания моторного масла – как свойствами масла, так и конструктивными особенностями систем смазывания двигателя [1, 2].

Очевидным представляется факт того, что наработка двигателя T до очередного ремонта, режим работы двигателя (частота вращения коленчатого вала n , нагрузка p_e), давление картерных газов p_k будут предопределять характер протекания процессов химико-механического взаимодействия жидкой фазы – моторного масла, газообразной фазы – картерных газов на границах их раздела. И как следствие таких процессов, будет иметь место изменение значений эксплуатационных показателей, которым уделяется первоочередное внимание при диагностике масел во время эксплуатации двигателей. Как известно в первую очередь к ним относятся: кинематическая вязкость γ , щелочное число TBN , кислотное число TAN , температура вспышки в открытом тигле [1]. На первый взгляд, взаимосвязь между параметрами состояния двигателя и эксплуатационными показателями моторного масла можно представить в общем виде и объединить в систему уравнений (1):

$$\begin{aligned} \gamma_{100} &= f(T, n, p_e, p_k), \\ TBN &= f(T, n, p_e, p_k), \\ TAN &= f(T, n, p_e, p_k). \end{aligned} \quad (1)$$

Из системы уравнений (1) следует, что параметры, выступающие в роли аргументов функции, по совокупности отображения характера протекания рабочих процессов в двигателе и взаимосвязи между собой, представляется возможным выразить в виде безразмерного критерия оценки нагружения моторного масла картерными газами.

$$\pi_k^m = T \cdot n \cdot \frac{p_e}{p_k}, \quad (2)$$

где p_e – нагрузка на двигатель (среднее эффективное давление за цикл), МПа. Как вариант возможно использовать разряжение на впуске p_0 , которое представляется не расчетным, а экспериментально определяемым при диагностировании двигателя.

В свою очередь, эксплуатационные показатели масла предлагается представить также в виде безразмерного комплексного оценочного критерия E_M (3). Тогда система уравнений (1) примет вид:

$$E_M = \frac{\gamma_{100}^H \cdot TBN}{\gamma_{100}^T \cdot TAN} = f(\pi_k^m), \quad (3)$$

где γ_{100}^H и γ_{100}^T – номинальное и текущее значения кинематической вязкости, $\text{мм}^2 \cdot \text{с}^{-1}$.

Исходя из приведенной, текущий контроль процесса взаимодействия картерных газов с компонентами моторных масел по его эксплуатационным показателям даст возможность получить математические модели проявления

предложенного комплексного оценочного критерия E_M в зависимости от наработки двигателей T . Т. е. представляется возможным получить закономерности «старения» моторных масел. Однако для этого требуется длительное время для сбора и обработки весьма большого массива данных.

В тоже время получить подобную картину возможно значительно быстрее, если в лабораторных условиях произвести физическое моделирование такого процесса. Действия будут сводиться к имитации насыщения моторного масла картерными газами. При этом параметром оценки возможной наработки моторного масла будет время его насыщения t , которое предлагается рассматривать как параметр ускорения моделируемого физического процесса с использованием реального двигателя. Тогда выражение (3) примет вид:

$$E_M = f\left(\frac{t \cdot n \cdot p_0}{p_k}\right), \quad (4)$$

Таким образом, с учетом работы, например, автомобильного двигателя. построение математической модели вида (4) будет сводиться к следующему. Во-первых, необходимо получить образцы масел, взаимодействующих с картерными газами реального двигателя на соответствующих режимах его работы. Во-вторых, необходимо исследовать образцы масел по показателям и определить значения критерия E_M . В-третьих, необходимо определить коэффициенты функциональной зависимости, которой будут графически аппроксимироваться полученные статистические данные.

Графоаналитические модели предлагается получать для масел, нагружаемых картерными газами с соответствующей динамикой взаимодействия. Причем динамика взаимодействия будет предопределяться длительностью и интенсивностью насыщения мерных объемов свежих моторных масел картерными газами реальных двигателей с учетом износа сопряжений «кольцо-цилиндр», например, 50 %, 65 %, 75 %, 90 %. Полученные модели позволят, например, определить время (период эксплуатации двигателя) необходимого целесообразного воздействия (управления), например, на систему вентиляции картера [2, 4]. Т. е. становится возможным давать прогнозную оценку сохранения эксплуатационных показателей моторных масел с учетом изнашивания цилиндропоршневой группы и принудительного управления эффективностью работы системы вентиляции картера. Однако для этого необходимо определить порядок перехода от времени моделирования t к текущей наработке T .

Взаимодействие компонентов жидкой и газообразных фаз может протекать как по поверхностям отдельно взятых мелкодисперсных частиц (молекулах), так и в их сосредоточениях – объемах. Также важным является то, какие по строению и массе углеводороды представляют основу моторного масла – минеральные, полусинтетические, синтетические смазоч-

ные композиции с комплексом присадок, которые определяют назначение моторных масел и их эксплуатационные режимы работы.

Выполнив оценку критерия E_M для моторного масла G-Profi PSN 40 (применяется в газопоршневых двигателях большой мощности силовых электростанций) при обработке результатов экспериментальных исследований, опубликованных в работе [1], получены среднестатистические результаты (рис. 1). Из них следует, что критерий E_M с увеличением наработки двигателей уменьшается по экспоненциальной зависимости. При этом достоверность аппроксимации данных составила $R^2 = 0,95$. а ее математическое выражение приняло следующий вид:

$$E_M = 7,23 \cdot e^{-0,001T}. \quad (5)$$

где T – наработка двигателя, моточас; $a = 7,23$ и $b = -0,001$ – коэффициенты экспоненциальной зависимости для моторного масла G-Profi PSN 40.

Из приведенных результатов вытекает следующее. Во-первых, критерий способен отобразить динамику изменения эксплуатационных показателей моторного масла по наработке двигателей. Во-вторых, для установления закономерности его изменения необходимы расширенные статистические данные. В-третьих, для конкретно рассматриваемого класса моторного масла коэффициенты a, b уравнения (5) будут иметь исключительно свои значения – диапазоны. Более того, в каждом из классов с учетом расхода ресурса двигателя, например, 25 %, 50 %, 75 %, 95 %, эти значения могут выражаться поддиапазонами. Из чего следует, что складываются предпосылки к получению массива данных по предложенному критерию.

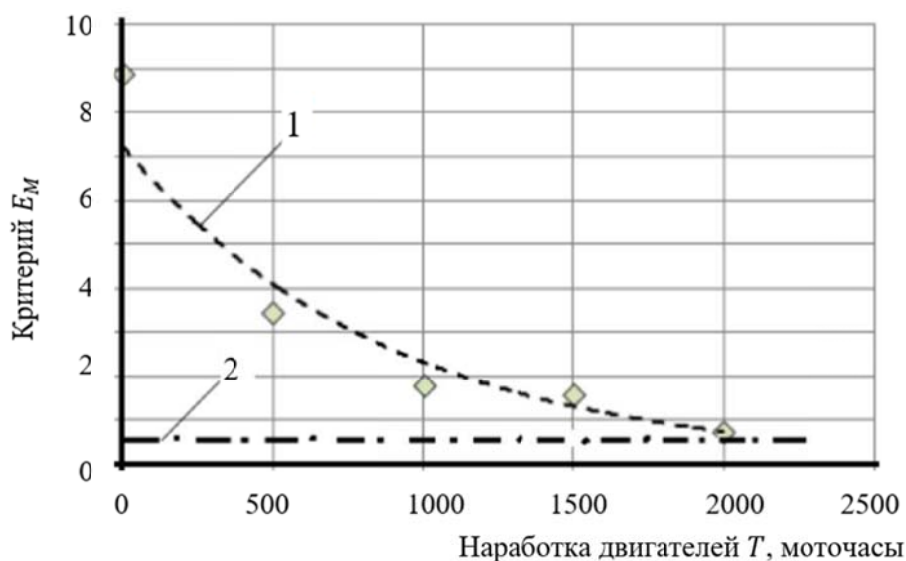


Рисунок 1. Динамика изменения критерия E_M от наработки газопоршневых двигателей: 1 – текущие значения; 2 – критическое значение

В соответствии с этими данными, возможно, будет выполняться прогнозирование сохранения функциональности эксплуатационных свойств моторных масел по наработке двигателя, используемого на соответствующих режимах работы. Такими режимами, например, могут быть, «пробки», «трасса» и другие, при которых наблюдается разная интенсивность воздействия картерных газов на моторное масло, и соответственно, специфичное проявление механизма изменения численных значений отдельно взятых показателей, что влияет на прочность двигателя [5].

Вывод. Предложенный в работе комплексный критерий представляется значимым, поскольку его применение позволяет выполнять оценку эксплуатационного состояния моторного масла, например, по мере расхода двигателя своим ресурсом.

Библиографический список

1. Изменение характеристик моторных масел и газопоршневых двигателях большой мощности / С. В. Корнеев, С. В. Пашукевич, А. Тришкин, Р. В. Буравкин. – Текст : непосредственный // Вестник СибАДИ. Выпуск 4-5 (56-57). – 2017. – С 36-42.

2. Казаринов Ю. И. Совершенствование процесса анализа неисправностей деталей автомобиля на основе отчета 8D / Ю. И. Казаринов, Э. А. Закиров. – Текст : непосредственный // Инновационные процессы в науке и технике XXI века. Т. 2 : материалы XVIII Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов, ученых, педагогических работников и специалистов-практиков (Нижевартовск, 2020 г.) / отв. ред. Н. В. Абрамов, В. Я. Мауль, О. А. Шестопалова. – Тюмень, 2021. – С. 234-237.

3. Современные технико-технологические решения нефтегазовой отрасли : монография / М. И. Корабельников, Н. А. Аксёнова, С. В. Колесник [и др.] ; отв. редактор Н. Н. Савельева. – Тюмень : ТИУ, 2021. – 248 с. – Текст : непосредственный.

4. Казаринов Ю. И. Критерий статического разрушения деталей подвижного состава / Ю. И. Казаринов. – Текст : непосредственный // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса : материалы Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых. – Тюмень, 2017. – С. 341-345.

5. Казаринов Ю. И. Методология формирования корпоративных систем технического обслуживания и ремонта транспортных и транспортно-технологических машин и оборудования: учебное пособие / Ю. И. Казаринов. – Тюмень : ТИУ, 2020. – 97 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Бабюк Г. Ф., старший преподаватель филиала Тюменского индустриального университета в г. Нижневартовске.

*Алешина А. В., Булгаков А. Л.
Московский государственный университет имени М. В. Ломоносова,
экономический факультет, г. Москва*

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ ПРИ АНАЛИЗЕ БОЛЬШИХ НЕСТРУКТУРИРОВАННЫХ МАССИВОВ ДАННЫХ

Нефтегазовая промышленность имеет сложную структуру компаний и требует больших капиталовложений, в результате чего образуется множество различных видов данных, которые необходимо собирать и анализировать для снижения текущих затрат и увеличения будущих прибылей. Именно поэтому технологии Больших Данных (Big Data) и машинного обучения (Machine Learning) внедряются в производственные процессы, особенно методы и системы предиктивной аналитики.

Решения по предиктивной аналитике используются для обнаружения даже небольших изменений в работе оборудования сырьевых и энергетических компаний путем сравнения исторических данных о работе с текущими оперативными данными. Такой подход позволяет получить больше времени для анализа и принятия корректирующих мер, прежде чем сработают традиционные механизмы сигнализации. Предиктивная аналитика обеспечивает структурированный подход к обслуживанию оборудования и управлению технологическими операциями, помогает снизить потенциальные риски и предотвратить аварийные ситуации. Предиктивная аналитика также использует имеющиеся данные для оптимизации производственных процессов и поддержания постоянного уровня качества [1].

Компании British Petroleum удалось сэкономить более 2 миллионов долларов, сократив время строительства скважины на 30 % и общие затраты на скважину на 15 % [2], благодаря системам предиктивной и прогнозной аналитики ремонта оборудования на морских платформах.

В General Electric Oil & Gas, американском производителе нефтегазового оборудования, используют алгоритмы машинного обучения для сбора данных с датчиков, установленных на продаваемом ими оборудовании [3]. Автоматизированный анализ позволяет инженерам повысить эффективность работы за счет оптимизации графика диагностических проверок, сокращая время простоя за счет превентивного обнаружения возможных неисправностей. Это привело к увеличению годовой добычи ресурсов, а также к уменьшению потерь из-за неэффективного использования оборудования.

В 2018 году "Газпром" создал новый аналитический алгоритм для внедрения во все свои газоснабжающие и газораспределительные дочерние компании. Например, в Северо-Кавказском федеральном округе ежегодно теряется 3,5 млрд кубометров газа за счет его воровства, что равняется 16

млрд рублей. Планируется, что сбор данных о потреблении и его мониторинг позволит сократить расхождения между учтенным и неучтенным топливом. Для определения и отслеживания случаев воровства будет подлежать анализу более 90 % от общего объема потребления [4].

ПАО "Газпромнефть" изучило более 200 миллионов записей, полученных с контроллеров систем управления на 1649 скважинах [5], аварийных журналов и других показателей работы оборудования на скважинах. Инструменты анализа Больших Данных позволили им сформировать и проверить гипотезы о причинах отказов и определить ранее неизвестные взаимосвязи между операциями насоса, например, эффект вращения турбины, который вызывает обратный слив нефти при отключении питания насоса.

При проведении исследований и анализа больших массивов данных возникает необходимость использования методов машинного обучения для обработки данных. Существует множество открытых наборов данных, доступных для исследователей, например, на сайте Росстата [6] или на сайте ООН. Данные, собранные на этих сайтах, общедоступны, но они не представлены в стандартном формате.

Базы данных ООН предоставляют пользователям большое количество информации, но она не структурирована, что затрудняет визуализацию или прогнозирование динамики различных макроэкономических показателей, в том числе ВВП, ВДС (валовой добавленной стоимости) с помощью методов машинного обучения без специальной обработки больших данных.

Целью данного проекта была разработка простой в использовании логической структуры для обработки различных баз данных из открытых источников данных, чтобы их можно было использовать для прогнозирования динамики различных макроэкономических показателей в стране с помощью технологии машинного обучения.

Для разработки прототипа были импортированы необходимые библиотеки и базы данных различных категорий с сайта ООН. Ниже перечислены некоторые базы данных, использованные с сайта ООН для разработки прототипа структурирования большого набора данных:

Population and National accounts
GDP and GDP per capita:
https://data.un.org/Docs/SYB/CSV/SYB65_230_202209_GDP°420and°420GDP°20Per°20Capita.csv

Population, surface area and density:
https://data.un.org/_Docs/SYB/CSV/SYB65_1_202209_Population,%20Surface%20Area%20and%20Density.csv

Базы данных были взяты с портала статистической информации ООН <https://data.un.org/> [7].

После анализа и предварительной обработки данных был создан прототип для структурирования огромного массива данных.

Для построения экономических прогнозов с использованием методов машинного обучения необходимо иметь единый и последовательный способ представления статистических данных. Большинство источников статистической информации хранят и позволяют загружать информацию в различных форматах. Как правило, это текстовые файлы или электронные таблицы, в которых не используется стандартная структуризация данных. Это создает трудности для пользователей, которые пытаются построить статистически значимые сравнения и прогнозы с использованием методов машинного обучения.

На практике, при объединении данных из разных источников, исследователю приходится прилагать много усилий для подготовки исходных данных к машинному обучению.

Для улучшения прогнозирования целесообразно создать единый набор форматов для представления статистических данных. Таким образом, возможна автоматизированная обработка информационных массивов даже в том случае, когда данные поступают из разных источников.

Имеющиеся в настоящее время инструменты визуализации и построения информационных панелей не учитывают специфическую структуру статистических данных и не всегда способны обрабатывать их содержание.

Цель проекта состоит в том, чтобы предоставить пользователям стандартизированные инструменты для построения и обработки наборов данных, независимо от того, откуда данные поступают. Они должны быть основаны на единой архитектуре представления статистических данных, которая обеспечивает возможность правильной обработки этих наборов [8, с. 121].

Необходимо создать стандартизированные инструкции по методологии представления статистических данных в унифицированном виде. В данной статье рассматриваются результаты этих разработок, в которых изучается, как можно создавать структурированные данные и применять их к различным источникам статистических данных.

Источником статистической информации может быть практически все, что имеет отношение к экономической или финансовой сфере. С помощью библиотек *Python* можно преобразовать исходные данные в унифицированный формат для хранения и представления с потенциалом для дальнейшего анализа на основе машинного обучения.

Был создан прототип, написанный на языке *Python*, который позволяет автоматически обрабатывать любой тип статистической информации. Этот прототип может автоматически обобщать большие наборы финансовых и экономических данных, которые изначально представлены в неструктурированном виде. Проект является открытым для общественности, что предоставляет всем желающим доступ к сопоставлению и сравнению различных социально-экономических статистических данных и использованию их в научно-исследовательских целях.

Библиографический список

1. Предиктивная аналитика. – Текст : электронный // Портал компании bellintegrator.ru. – URL: <https://bellintegrator.ru/Predictive-Analytics> (дата обращения : 15.02.2023)
2. Д. В. Егоров, Б. В. Белозеров. Анализ применимости алгоритмов машинного обучения для задач интерполяции и прогноза геологических свойств в межскважинном пространстве // PRНефть. Научно-технический журнал «Газпром нефти». Профессионально о нефти. – 2018 - № 4(10). – С. 13-16 // URL: <https://ntc.gazprom-neft.ru/proneft/2391/13022/> (дата обращения : 15.02.2023)
3. Кравченко К. Компания Газпром нефть уже не 1й год уделяет огромное внимание развитию информационных технологий // Портал NEFTEGAZ.RU от 03.03.2017 г. // URL: <https://neftegaz.ru/analysis/companies/328577-intervyu-k-kravchenko-nachalnika-departamenta-it-gazprom-nefti/> (дата обращения : 15.02.2023)
4. Система Big Data позволит Газпрому отслеживать воровство газа // Портал neftegas.info 2018 год // URL: <https://www.neftegas.info/news/sistema-big-data-pozvolit-gazprom/> (дата обращения : 15.02.2023)
5. Отечественные реалии по использованию технологий machine learning в нефтегазовой отрасли // Портал analitik-expert.ru // Аналитика: <https://analitik-expert.ru/kak-bigdata-i-maine-learning-v-neftegazovoy-otrasli/>
6. Доля нефтегазового сектора в ВВП России // портал Росстата // URL: <https://rosstat.gov.ru/folder/313/document/174229> (дата обращения : 15.02.2023)
7. Портал статистической информации ООН // Электронный ресурс // URL: <https://data.un.org/> (дата обращения : 15.02.2023)
8. Алешина А. В. Воздействие финансовых технологий и децентрализованных финансов (DeFi) на угрозы инфраструктуре национальной экономики / А. В. Алешина, А. Л. Булгаков. – Текст : непосредственный // Финансовые рынки и банки. – 2023. – № 1. – С. 121-125.

Егоров М. А.

*Тюменский индустриальный университет, институт транспорта,
г. Тюмень*

УСТРОЙСТВО И ПУТИ РАЗВИТИЯ ПОЖАРНЫХ АВТОЛЕСТНИЦ

В данной работе проанализируем устройство и пути развития пожарных автолестниц. Пожарная автолестница – это специальный пожарный автомобиль с установленной на его шасси механизированной выдвижной и поворотной лестницей.

Данный автомобиль специализирован с целью выполнения аварийно-спасательных работ на высоте, подачи огнетушащих элементов на высоту и возможностью применения в качестве подъемного крана при сложенном пакете колен.

Первая ссылка о разработке механических пожарных автолестниц в Российской Федерации принадлежит изобретателю П. Дальгрёну и датируется 1777 годом .

С 1955 года стартует крупнопромышленное изготовление автолестниц с автоматическим приводом, с 1963 года – изготовление автолестниц с гидравлическим приводом.

Перспективы и пути развития. Основным показателем пожарных автолестниц считается уровень подъема стрелы. Согласно данному показателю присваивается название автолестницы в модельном ряду.

Обычные подъемные механизмы, расположенные на базовом шасси теряют актуальность ввиду ужесточения требований пожарной охраны, ввиду изменения статуса на пожарно-спасательную службу страны. Необходимы автомобили, не ограничивающиеся подъемом, а выполняющие также и тушение, раскрытие объектов, нормализацию газовой среды в зданиях, позволяющие непрерывно работать с пострадавшими. Данные автомобили надлежит оптимизировать для тушения высотных сооружений и технологических конструкций.

Появилась необходимость в разработке абсолютно новых многофункциональных высотно-спасательных машин последнего поколения. Данные автомобили сейчас издаются в других странах и в нашей стране (стрела 18 и 24 м). Подобные автомобили обрели новое имя «гибрид».

Предстоящее формирование концепции преследует цель увеличения функциональности, наращивания высоты подъема стрелы подобных пожарных автолестниц вплоть до 30 метров и выше, оптимизирования расположения оборудования, улучшения конструктива стрелы с последующей возможностью универсальности. В данный момент определенные производители модернизируют стандартные автолестницы пожарными насосами.

Высочайший спрос вызывают модели с 30 метровым подъемом стрелы. Наиболее часто требуемые к созданию модели «автолестниц первой атаки» считаются восемнадцатиметровые автолестницы, они оборудованы кабиной вида 1+5, цистерной и насосной конструкцией.

Тотальной целью считается увеличение потенциалов автолестниц. Относительно недавно произошло объединение автолестницы и автоколенчатого подъемника, что позволило значительно увеличить возможности пожарной техники.

Категория АЛ+АКП автомобилей складывается из моделей с подъемом стрелы от 22 до 54 метров. Подъемный механизм подобной машины складывается из телескопического подъемника с пакетом колен автолестницы [1, 2].

Анализируя зарубежные пожарные автолестницы, можно заметить, что российский производитель с трудом закрывает лишь некоторые позиции в этом сегменте. В категории выше 60 метров властвуют зарубежные бренды. В связи с нынешней ситуацией в мире стоит более детально рассмотреть этот вопрос и прийти наконец-то к модернизации и освоению но-

вой современной пожарной техники в России, а так же обеспечить качество выпускаемой продукции.

В рамках данного исследования предлагается внедрить автолестницу, оборудованную усовершенствованным лифтом, которая ускорит при необходимости спасение людей. Так же нужно увеличить угловую жесткость конструкции колен для того, чтобы использовать автомобиль вблизи открытого пламени. Лифт должен работать при любом положении автолестницы и должен легко скользить по ней без возможности опрокидывания или отсоединения от направляющих [4, 5].

Грузоподъемность лифта должна быть выше 180 кг, так как при стандартных условиях можно транспортировать лишь одного пострадавшего, не считая оператора. Новый лифт должен иметь дистанционное. Подъем людей в кабине лифта допускается только лишь в исправном состоянии электросетей автоматического выключения и сигнализации.

Автолестницы и подъемники, автоцистерны, машины гидродымозащитной службы, насосно-рукавные машины, автонасосы - на данный момент пожарная техника удивляет многообразием. Однако, есть между ними некое сходство, а именно то, что для удешевления разные установки прикрепляют на одно и то же базовое шасси.

Экономическая эффективность – одно из важных условий, требуемых к новой технике. Ввиду этого необходимо изучать основные аспекты экономической эффективности пожарной техники и знать, как проводить нужные расчеты по определению эффективности внедрения [3].

Отечественные высотные спасательные автомобили, уступая по параметрам зарубежным моделям, имеют в свою очередь более низкую цену.

Трудно определить точное число жизней спасенных за время существования пожарных автолестниц. Но современные города задают все более высокую планку к тушениям пожаров, и я надеюсь, что в скором времени появятся новейшие конструкции пожарной техники, превосходящей по всем параметрам существующую технику.

Библиографический список

1. ГОСТ Р 22.9.11-2013 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Аварийно-спасательные средства спасения из высотных зданий. Классификация. Общие технические требования : национальный стандарт Российской Федерации : издание официальное : утв. и введ. в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 10 октября 2013 г. N 1146-ст : введен впервые : дата введ. 2014-02-01 / разработан и внесен ФГБУ ВНИИ ГОЧС (ФЦ)). – Москва : Стандартинформ, 2014. – 13 с. – Текст : непосредственный.

2. ГОСТ Р 53296-2009 Установка лифтов для пожарных в зданиях и сооружениях. Требования пожарной безопасности : национальный стандарт Российской Федерации : издание официальное : утв. и введ. в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 18 февраля 2009 г. N 72-ст : дата

введ. 2009-05-01 / разработан и внесен ФГУ "ВНИИПО" МЧС России. – Москва : Стандартиформ, 2009. – 11 с. – Текст : непосредственный.

3. Пути совершенствования строительных машин / Н. Н. Карнаухов, Ш. М. Мерданов, Г. Г. Закирзаков [и др.]. ; под общей редакцией Ш. М. Мерданова. – Тюмень : Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2005. – 279 с. – Текст : непосредственный.

4. Анализ и разработка аварийно-спасательного инструмента / М. А. Егоров, В. И. Ястребова, А. Л. Егоров, В. А. Костырченко. – Текст : непосредственный // Инженерный вестник Дона. – 2022. – № 10(94). – С. 39-50.

5. Анализ и пути развития автоподъемников пожарных коленчатых / А. Л. Егоров, В. А. Костырченко, Т. М. Мадьяров, М. А. Егоров. – DOI 10.17513/snt.38951. – Текст : непосредственный // Современные наукоемкие технологии. – 2021. – № 12-1. – С. 35-39.

Научный руководитель: к. т. н., доцент Егоров А. Л.

Косарев В. С., Коркишко А. Н.

Тюменский индустриальный университет, г.Тюмень

ОПТИМИЗАЦИЯ ЗАТРАТ НА ВАХТОВЫЕ АВИАПЕРЕВОЗКИ

С каждым годом вектор добычи углеводород смещается в сторону трудноизвлекаемых запасов, что обусловлено значительной удаленностью месторождений. Удаленность месторождений подразумевает слабо развитую инфраструктуру. Доставка материально-технических ресурсов и персонала чаще всего осуществляется авиатранспортом, либо же автотранспортом в зимний период времени. Авиaperевозки относят в более универсальному виду, так как являются круглогодичными и осуществляются почти при любых погодных условиях. Неблагоприятные погодные условия классифицируются согласно системе метеоминимумов различной категории которые разрешают точную посадку при влиянии различных климатических факторов:

- 1 категория, 60 метров (высоты облаков) на 550 метров (дальность видимости);
- 2 категория, 30 метров (высоты облаков) на 350 метров (дальность видимости);
- 3А категория, 30*200; 30 метров (высоты облаков) на 200 метров (дальность видимости);
- 3В категория, 30 метров (высоты облаков) на 50 метров (дальность видимости);
- 3С категория, без ограничений.

Чаще всего на практике ограничением является плотный туман и метель, что может ограничить транспортировку персонала на несколько дней.

Оптимизировать авиаперевозки в нефтегазовой отрасли можно несколькими путями. Основной статьей расходов в себестоимости перевозок являются издержки на топливо [1]. С каждым годом в этом направлении появляется всё больше предложений, одно из которых применение авиационного сконденсированного топлива, характеристики приведены в таблице 1.

Таблица 1

Показатели авиационного сконденсированного топлива

Показатель	Норма
Давление насыщенного пара, МПа (кг/см ²), не более при температуре, °С:	
Минус 40	0,03 (0,3)
Минус 20	0,26 (2,6)
Минус 45	0,5 (5,0)
Плотность, кг/м ³ , при температуре, °С:	
Минус 40	645-650
Минус 20	585-595
Низшая теплота сгорания, кДж/кг, не менее	45144
Температура начала кипения, °С, не ниже	Минус 10
Содержание серы, мас. %	0,002
Содержание свободной воды и щелочи	Отсутствует

Производство возможно осуществлять напрямую на удаленных месторождениях, так как в арктической зоне и северных регионах установлен избыток попутного нефтяного газа, но в современных условиях основной объем данного газа сжигается на факельных установках.

Можно предположить, что производство авиационного сконденсированного топлива непосредственно на месторождении поможет оптимизировать затраты на топливо в 2-3 раза, без учета сокращения затрат на доставку в регионы Арктики и крайнего Севера. Использование авиационного сконденсированного топлива является эффективным оптимизационным решением значимой экономической проблемы в логистическом обеспечении удаленных месторождений. При переходе с традиционного авиатоплива на сконденсированное значительно понизятся финансовые издержки, что простимулирует предприятия топливно-энергетического комплекса получать большую прибыль за счет снижения издержек. Для эффективного внедрения данного топлива необходимо в первую очередь произвести оценку остаточной ресурсной базы и смогут ли они удовлетворять потребность авиаперевозок. Спрос же на такое топливо будет обеспечен, так как согласно данным ГосНИИ ГА за

последние несколько лет в районах крайнего севера объем вертолетных работ составляет порядка 600 тыс. летных часов в год. При снижении цены в 2-3 раза на авиатопливо появляются возможности увеличить пассажирооборот в нефтегазодобывающих районах Крайнего Севера в 3,5-6 раз [2, 3].

Стоит добавить, что авиационное сконденсированное топлива более экологически чистое, и имеет менее коррозионную активность, так как содержит минимальное количество сернистых соединений, смол и асфальтенов, которые присутствуют в традиционном топливе.

Вторым вариантом снижения затрат является использование компаниями однотипных вертолетов и самолетов, что позволяет сократить часть расходов на покупку запасных частей и подготовку и переподготовку летных экипажей. Данный вариант возможен при переоборудовании авиапарка компании, то есть при вводе новой технике в эксплуатацию.

Изменение структуры парка является также эффективным методом снижения затрат, то есть необходимо осуществить рациональную расстановку воздушных судов по авиалиниям. Предположим, что существует парк воздушных судов, осуществляющий перевозки материально-технических ресурсов и персонала по нескольким маршрутам. Необходимо осуществить расстановку воздушных судов по авиалиниям таким образом, чтобы совокупные затраты на эксплуатацию парка были минимальными.

Библиографический список

1. Большедворская Л. Г. Пути снижения расходов на перевозку в авиакомпании / Л. Г. Большедворская, С. В. Петрунин. – Текст : электронный // Научный вестник МГТУ ГА. – 2013. – № 4. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/puti-snizheniya-rashodov-na-perevozku-v-aviakompanii> (дата обращения: 04.04.2023).
2. Ключков В. В. Стратегии нефтегазовой промышленности в сфере производства авиатоплива из попутного нефтяного газа в регионах Крайнего Севера / В. В. Ключков, Б. А. Багирзаде. – Текст : электронный // Финансовая аналитика: проблемы и решения. – 2016. – № 9 (291). – URL : <https://cyberleninka.ru/article/n/strategii-neftegazovoy-promyshlennosti-v-sfere-proizvodstva-aviatopliva-iz-poputnogo-neftyanogo-gaza-v-regionah-kraynego-severa> (дата обращения: 05.04.2023).
3. Щербинин Ю. А. Транспортно-логистическое обеспечение хозяйственного освоения российской части арктики / Ю. А. Щербинин. – Текст : электронный // Энергетическая политика. – 2018. – № 4. – URL : <https://cyberleninka.ru/article/n/transportno-logisticheskoe-obespechenie-hozyaystvennogo-osvoeniya-rossiyskoy-chasti-arktiki> (дата обращения: 06.04.2023).

Научный руководитель: Коркишко А. С., кандидат техн. наук, Тюменский индустриальный университет.

Краснов В. Г.¹, Обозов А. Дж.²

*¹доктор технических наук, проф., чл.-корр. НАН КР,
Академик Инженерной Академии КР. Зав. лаб. ВИЭ Института
машиноведения и автоматики НАН КР.*

*²кандидат технических наук, Тюменский индустриальный университет,
г. Нижневартовск*

ВОДЯНЫЕ КОЛЕСА-РЕЗЕРВ МАЛОЙ ГИДРОЭНЕРГИТЕКИ

Работоспособность и надежность водяных колес доказана их многовековым использованием. Известна история водяных колес [1], которые начали применяться более чем за 3000 лет до н.э. в Египте, Китае, Индии и других странах. В России сто с лишним лет назад было около 60 тысяч водяных мельниц. Водяное колесо стали использовать для пиления досок, и для обработки камня. Для приведения в движение различных горнозаводских механизмов – «толчейных мельниц», измельчавших руду, воздуходувных мехов, водяных насосов – на Урале, на Алтае строились вододействующие колеса. Первые водяные колеса делались целиком из дерева. В XIX в. появились металлические колеса, они были более быстроходными: до 20 оборотов в минуту у колес для прокатных станков. Постепенно приложения гидроэнергетики расширялись: в сукновальном деле, для обработки конопли, дубления кожи, в пивоварении, для заточки инструментов Железоделательная мельница знаменует подъем кузнечного дела в XIII в., хотя первое упоминание о ней датируется 1197 г. в Швеции. Первая бумажная мельница существовала с 1238 г. В Ятове (Испания), в Италии она появилась в 1268 г. (Фабриано), во Франции – в 1338 г. (Труа), а в Германии – в 1390 (Нюрнберг). Соединение водяного колеса с кулачковыми или с кривошипными механизмами позволило значительно расширить сферу его применения. К XVI столетию энергия воды использовалась не менее чем в 40 различных производственных процессах.

Начавшаяся в конце XIX в. замена водяных колес на паровые машины не принесла существенных изменений в промышленности, так как мощность первых паровых машин была не выше 20 л. с. Водяные колеса продолжали строиться в XIX и даже в XX в., постепенно уступая свое место другим энергетическим машинам - двигателям внутреннего сгорания, электродвигателям.

Первый коммерчески успешный двигатель внутреннего сгорания был создан Этьеном Ленуаром около 1860 года, а первый современный двигатель внутреннего сгорания в 1876 году создал Николаус Август Отто.

Коммутаторный электродвигатель постоянного тока, способный вращать механизмы, был изобретён британским ученым Уильямом Стёрдженем в 1832 году.

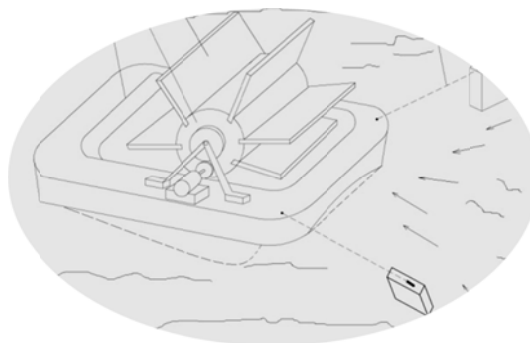
Преимущества электродвигателя: малый вес и достаточно компактные размеры, долговечность, простая эксплуатация, экологичность, приемистость, высокий КПД, возможность встраивания в звенья механизмов predeterminedелили их широкое применение в технике и быту, что в свою очередь увеличило потребности в электроэнергии. Дефицит вырабатываемой электроэнергии электростанциями, и их негативное влияние на окружающую среду возродили интерес к нетрадиционной энергетике - малой энергетике.

На данном этапе возникает все больше предложений в использовании водяных колес, как гидрогенераторов, которые, как предполагается, способны конкурировать с дизельными электрогенераторами.

Сравнительные характеристики гидрогенератора и водяного колеса

Дизельный генератор

Водяное колесо на плавучем основании



Мощность

240 кВт.

240 кВт.

Стоимость

2 000 000 руб.

2 000 000 руб.

Источник энергии

Дизельное топливо 30л.-час
900 - цена литра диз. топлива x 720 часов, в месяц =648000 р/месяц

Речной поток 3м/сек

Экологичность

Загрязнение атмосферы, акустической среды

В возрождении водяного [2, 3] колеса, как электрогенератора, существенное значение может оказать использование новых материалов. Элементы, детали водяного колеса, могут быть изготовлены из полимера, пластика, термопласта, металла. Для каждого материала, соответствующего изделия из этого материала, имеются свои допустимые характеристики. При этом одни из них допустимы долговременно, другие кратковременно.

К основным требованиям, для материалов, для изготовления элементов деталей водяного колеса можно отнести:

- способность не поддаваться изменению заданной для детали формы и размеров, при атмосферном давлении от 640 до 820 мм рт. ст., при температуре от -20 °С до +70 град. С, при относительной влажности от 0,1 до 100 %;

- высокая прочность;
- стойкость к водо-поглощению, т. е. низкая гигроскопичность;
- высокая устойчивость к истиранию;
- хорошее сопротивление ползучести, даже при высоких температурах;
- физиологическая безвредность для человека и окружающей среды;
- отсутствие запаха.

Детали, элементы водяного колеса могут быть изготовлены не из чистого полиамида, а из полимеров, полученных либо из смеси разных полиамидов, либо из смеси полиамидов с другими компонентами (полимеры этой группы называют также полиамидами, сополиамидами и гриламидами) [4, 5].

Таковыми материалами, примеры материалов размещены в таблице 1, являются полимеры, пластики, термопласты инженерно-технического назначения, конструкционные термопласты.

Таблица 1

Полимерные материалы для изготовления водяного колеса

Материалы	Свойства	Диапазон рабочих температур	Применение
Полиамиды			
полиамид 11 (РА11)	высокая прочность, формоустойчивость во влажной среде, очень низкое водопоглощение	постоянная: -50 °С +80 °С кратковременная: до +150 °С	Может работать в сложных условиях и в абразивной среде. Незаменим в судостроении, авиастроении и в машиностроении
полиамид 12 (РА12)	отличается хорошей износостойкостью и хорошими	постоянная: -60 °С +110 °С	Незаменим в машиностроении

	свойствами скольжения. Обладает очень низкой плотностью среди всех инженерных пластиков. Очень прочный полимер, который выдерживает высокие статические и динамические нагрузки, очень низкое водопоглощение	кратковременная: до +150 °С	нии при изготовлении деталей работающих на трение/скольжение, ролики и колеса, корпуса.
полиамид 12 1200 (PA12G)	обладает отличными механическими характеристикам, наименьшим поглощением влаги среди Полиамидов	постоянная: -50 °С +110 °С кратковременная: до +150 °С	Изготавливают: направляющие кольца и кольца скольжения, зубчатые колеса как малых, так и больших диаметров, части конвейера, амортизационные подушки, направляющие.
полиамид 66 (PA66)	ударопрочность, твердость и жесткость, повышающиеся за счет наполнения стекловолокном и минералами, динамическая прочность и, стойкость к растрескиванию сочетаются с устойчивостью к высоким динамическим нагрузкам, вибро- и звукоизоляции.	температура эксплуатации – до 180 °С, временно – до 200 °С	Изготавливают изделия, требующие повышенной размерной точности и устойчивости к короблению
Литьевые термопластичные материалы, относящиеся по химическому составу к сложным полиэфирам (т. е. содержащие сложноэфирную группу)			
полибутилентерефталат (PBT)	превосходное сопротивление ползучести даже при повышенных температурах	высокая температура непрерывной эксплуатации (до 150 °С)	Используется главным образом в производстве изделий различного технического назначения методом литья под давлением
поликарбонат (PC)	уникальное сочетание ударопрочности, оптической прозрачности, жесткости и сопротивления деформации		Поликарбонат пригоден как для литья под давлением, так и для экструзионного формования.
термостойкий поликарбонат		выдерживает циклические перепады температур от -253 до +100 °С	Рекомендуется для точных деталей. Имеет высокую размерную ста-

			бильность, незначительное водопоглощение, нетоксичен
бисфенола ТМС (РС-НТ)			
Полициклогександиметил-лен-терефталат (полиэфир РС)	материал имеет высокую химическую стойкость к бензину, маслам, жирам, спиртам, эфиру, разбавленным кислотам и щелочам	Морозостойкость, до -50 °С	Примером изделий из ПЭТ могут служить: детали кузова автомобиля; корпуса швейных машин; ручки электрических и газовых плит; детали двигателей, насосов, компрессоров; детали электро-технического назначения; различные разъемы
Простые полиэферы			
полиацеталь (РОМ-Н; РОМ-С)	Материал не растрескивается и не впитывает жидкости. Его водопоглощение составляет всего лишь 0,20%. Такая влагостойкость и прочность значительно увеличивает сферу его использования. Немаловажной характеристикой является абсолютная безопасность для человека.	Предельная отрицательная температура эксплуатации -60 °С	Можно использовать в контакте с автомобильными маслами, топливом, органическими растворителями, слабыми кислотами и щелочами. Исключение составляют сильные кислоты.
МРРО	нетоксичен, прозрачен, имеет низкую относительную плотность и обладает превосходной механической прочностью, сопротивлением релаксации напряжений, сопротивлением ползучести, термостойкостью, водостойкостью, стойкостью к водяному пару и стабильностью размеров		Широко применяется в автомобильной промышленности
РРО/PS	имеет высокую вязкость	Максимальная температура долговременной эксплуатации: 105 –	Автомобильные детали. Автомобильные кондиционеры.

		150 °С. Выдерживает кратковременный нагрев до 190 °С	Корпуса вентиляторов (с нагревом)
Стирольные пластики	Устойчивы к действию бензина, дизельного топлива антифризам, спиртам, растворам солей, разбавленным кислотам, щелочам и др. Очень стойки к воде. Имеют высокую размерную стабильность	Температура плавления: 260 – 270 °С. Температура стеклования: около 100 °С.	Рекомендуются для точного литья. Хорошо перерабатываются. Обычно применяются в виде стеклонаполненных, угленаполненных и др. композиций.
Нейлон / Полиамиды			Детали, элементы водяного колеса, выполненные из нейлона (полиамида) – очень легкие и прочные, обладают устойчивостью к воздействию высоких и низких температур (не меняют свою форму), устойчивы к образованию царапин
Ацетат целлюлозы	Лёгкий и достаточно прочный, устойчив к механическим воздействиям при обычных температурах, легко обрабатывается. Ацетат целлюлозы не источает вредных для здоровья человека паров и не вызывает аллергических реакций. К тому же он безопасен для окружающей среды		Пластмассы на основе ацетат целлюлозы (этролы) используют для изготовления прочных пластмасс.
Углеволокно (углеродное волокно, карбон)	УВ имеют исключительно высокую теплостойкость: при тепловом воздействии вплоть до 1600–2000 °С в отсутствие кислорода механические показатели волокна не изменяются. Это предопределяет возможность применения УВ в качестве тепловых экранов и теплоизоляционного	Предельная температура эксплуатации в воздушной среде составляет 300-370 °С	Углеволокно применяется в строительстве в различных системах внешнего армирования (СВА) – при его помощи усиливают железобетонные, металлические,

	материала в высокотемпературной технике. На основе УВ изготавливают углерод-углеродные композиты, которые отличаются высокой абляционной стойкостью		каменные и деревянные конструктивные элементы зданий и сооружений с целью устранения последствий разрушения материала и коррозии арматуры в результате длительного воздействия природных факторов и агрессивных сред в процессе эксплуатации
--	---	--	--

Из полимеров, из пластмасс, из композитных материалов для изготовления зубчатых колес подходит текстолит ($E=6000...8000$ МПа), текстолит на основе стеклоткани, лигнофоль ($E=10000...12000$ МПа), а также полиамиды типа капрона.

В дополнение к требованиям, изложенным выше, основными возможными требованиями к металлам, к стали и сплавам для производства деталей водяного колеса, могут быть:

- высокая стойкость к общей, местной, контактной коррозии;
- коррозии под напряжением;
- высокие механические свойства и в первую очередь большая усталостная прочность, временное сопротивление разрыву;
- однофазная стабильная структура.

Этим требованиям в различной мере отвечают:

- хромоникелевые и хромоникельмолибденовые стали;
- сплавы кобальта, тантала, титана;
- никель, серебро, титан; стали мартенситного класса марки 20X13, стали мартенситно-ферритного класса - 12X13;
- латуни с покрытием из хрома и никеля;
- хромоникелевые стали аустенитного класса 12X18H9T, 12X18H10T; ферритные стали типа 1X17.

Для изготовления гибких элементов, элементов, которые должны обладать гибкостью (упругостью) водяного колеса можно использовать сталь, поставляемую по ГОСТ 9389-75.

Для изготовления зубчатых колес, подшипников скольжения подходят материалы, обладающие определёнными технологическими и физическими свойствами. А именно, возможностью к обработке в холодном и горячем состоянии, имеющие хорошие технологические свойства

к термообработке, обеспечивающие достаточную прочность при изгибе, высокую прочность поверхностного слоя зубьев и высокое сопротивление истиранию.

Предпочтителен материал ТЕСАРЕТ – самый скользкий и износостойкий пластик, способный выдержать высокие нагрузки в сравнении со всеми другими инженерными и стандартными полимерами. Обладает высокой твёрдостью, жесткостью, прочностью, хорошей ударной вязкостью и высокому пределу усталостной прочности. Материал, применим взамен металлических деталей в узлах, где применение смазки невозможно, в условиях «сухого трения», а также для облегчения конструкции и снижения стоимости.

Также, для изготовления зубчатых колес могут быть применены материалы:

- низкоуглеродистые стали 15; 20 и т.п;
- безникелевые легированные стали 20Х; 18ХГТ; 25ХГТ; 15ХФ и т. п.;
- сталь углеродистая марок Ст5, Ст6; сталь марок 35, 40, 45, 50, 55; 65Г, легированная сталь марок 12ХНЗА, 30ХГС, 40Х, 35Х, 40ХН, 50Г; 45ХН, 35ХГСА и т. п.; сталь 35Л, 45Л, 55Л; и т. п.;
- хромоникелевые стали 12ХНЗА; 20ХНМ; 18Х2Н4МА; 20Х2Н4А, и т. п.;
- серый чугун марок СЧ10, СЧ15, СЧ20, СЧ25, СЧ30, СЧ40, чугун марок ВЧ50-2, ВЧ45-5; магниевый чугун с шаровидным графитом (по ГОСТ 1412-85);
- неметаллические материалы (текстолит марок ПТК, ПТ, ПТ-1, лигнофоль, бакелит, капрон, полиамид, ДСП-Г т. е. древесно-слоистые пластики, и др.).

Зубчатые колёса (зубья) из стали могут быть подвергнуты цементации, нитроцементации.

В паре зубчатых колёс, одно из колёс пары, целесообразно выполнить из пластмассы или композитного материала.

Из-за сравнительно низкой нагрузочной способности пластмассовых колес их целесообразно применять в малонагруженных и кинематических передачах.

Пластмассовые колеса обеспечивают бесшумную работу высокоскоростной передачи, при этом нет необходимости в высокой точности их изготовления.

Пластмассовые колеса допускают возможность неточного расположения валов (нет общего жесткого корпуса). Эти колеса менее чувствительны к неточностям сборки и изготовления благодаря малой жесткости, материала.

Таким образом, предпочтительно изготовление пара зубчатых колес, одно из которых выполнено из стали, легированной хромом, а второе, находящееся с ним в зацеплении, выполненного из текстолита.

Библиографический список

1. Рейнолдс Т. С. Средневековые корни промышленной революции / Т. С. Рейнолдс. – Текст : электронный. – URL : <http://vivovoco.astronet.ru/VV/JOURN/> (дата обращения : 22.03.2023)
2. Пат. RU 203180 U1 Российская Федерация, МПК F03B 9/00 F03B 17/06. Гидромашина : № 2020121114 : заявл. 25.06.2020 : опубл. 24.03.2021 / Краснов В. Г., Карелин Д. С., Обозов Д. А. ; патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Тюменский индустриальный университет" (ТИУ). – Текст : непосредственный.
3. Пат. RU 207812 U1 Российская Федерация, МПК F03B 7/00. Водяное колесо : № 2021122648 : заявл. 28.07.2021 : опубл. 17.11.2021 / Краснов В. Г., Краснова Т. В., Обозов Д. А. ; патентообладатель Краснов Виктор Гаврилович. – Текст : непосредственный.
4. Полимерные материалы. – Текст : электронный. – URL : <https://m-plast.ru/blog/tpost/e1b05yt501-polimernie-materiali-chto-takoe-osnovnie> (дата обращения 12.03.2023).

Лаврова С. В.

РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, г. Москва

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ С ВОЗМОЖНОСТЬЮ ТРАНСПОРТИРОВКИ МЕТАНО-ВОДОРОДНОЙ СМЕСИ

Как известно, с каждым годом все больше и больше уделяется внимание изучению альтернативных источников энергии. Большой интерес к альтернативному топливу вызван экологической ситуацией в мире, которая обостряется в связи с большим количеством выбросов в атмосферу парниковых газов [1].

Одной из привлекательных альтернатив традиционным видам топлива является метано-водородная смесь, которая получается путем принудительного внедрения водорода в определенной концентрации в природный газ. В результате, при сжигании такой смеси как минимум в 2 раза сокращается выброс диоксида углерода [2], что положительно влияет на экологию.

Однако, при переводе газораспределительной сети на метано-водородную смесь, необходимо учитывать изменение значений давления на входе к потребителю. Кроме того, для обеспечения коммунально-бытовых нужд потребитель должен получить тоже количество энергии, что при потреблении природного газа [3]. Для выполнения данных условий весь расчет газораспределительной сети ведется через энергетический эквивалент, который подразумевает собой изменения значений коммерческого расхода и плотности при нормальных условиях в зависимости от концентрации водорода в метано-водородной смеси.

$$p(x)_{E=const} = \sqrt{p_{нач}^2 - \frac{16 \cdot (Q_{к(0-20\%)} \cdot \rho_{см.н.у.(0-20\%)})^2 \cdot \lambda \cdot z_{(0-20\%)} \cdot T_{cp} \cdot \bar{R}}{m_{см(0-20\%)} \cdot \pi^2 \cdot d^5} \cdot x}, \quad (1)$$

где $Q_{к(0-20\%)}$ – коммерческий расход, изменяющийся в зависимости от концентрации водорода в метано-водородной смеси, м³/с;

$\rho_{см.н.у.(0-20\%)}$ – плотность метано-водородной смеси при нормальных условиях, изменяющаяся в зависимости от концентрации водорода в метано-водородной смеси, кг/ м³;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

$z_{(0-20\%)}$ – средний коэффициент сжимаемости, изменяющийся в зависимости от концентрации водорода в метано-водородной смеси;

T_{cp} – средняя температура метано-водородной смеси, К;

\bar{R} – универсальная газовая постоянная, Дж/(моль К);

$m_{см(0-20\%)}$ – молекулярная масса, изменяющаяся в зависимости от концентрации водорода в метано-водородной смеси, кг/кмоль;

d – расчетный внутренний диаметр газопровода, мм;

x – расчетная длина определенного участка газопровода, мм.

В результате данного исследования было выявлено, что при транспортировке метано-водородной смеси по сети газораспределения происходит незначительное снижение показателей давления на входе у потребителя по сравнению с транспортировкой природного газа.

Однако, технология перекачки метано-водородной смеси способна улучшить экологическую ситуацию в мире. Поэтому для применения данной технологии необходимо будет повышать давление на входе в газораспределительную сеть, чтобы обеспечить потребителей тем же количеством энергии, что и при транспортировке природного газа.

Библиографический список

1. Транспорт на альтернативном топливе: международный научно-технический журнал / Б. В. Будзуляк, В. И. Ерохов, Н. Е. Игнатъев [и др.]. – Санкт-Петербург : НП «Национальная газомоторная ассоциация» (НГА), 2011. – 81 с. – Текст : непосредственный.

2. Молодой ученый : международный научный журнал / М. Н. Ахметова, Ю. В. Иванова, А. В. Каленский [и др.]. – Казань : ООО «Издательство Молодой ученый», 2016. – 212 с. – Текст : непосредственный.

3. Neftegaz.ru: деловой журнал / А. В. Гриценко, Ю. П. Гусев, А. М. Данилов [и др.]. – Москва : Информационное агентство Нефтегаз.ру интернэшнл, 2022. – 112 с. – Текст: непосредственный.

Научный руководитель – Шестаков Р. А., канд. тех. наук, доцент.

Мукамбеткалиева А. Н.

*Западно-Казахстанский инновационно-технологический университет,
г. Уральск*

ОСНОВНЫЕ ВИДЫ РАСТИТЕЛЬНЫХ МАСЕЛ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ПРИ ПОЛУЧЕНИИ БИОДИЗЕЛЯ

В связи со значительным ухудшением экологической обстановки в мире и удорожанием топлива в последнее время активно развивается направление производства биодизельного топлива. Биодизель можно даже извлечь из растительного масла, использованного после фритюра, кислотность которого достигает 20 единиц. При этом биотопливо практически не меняет технических параметров работы дизельного двигателя. Кроме того, при сгорании нет токсичных отходов, уменьшается выброс углекислого газа, количество сажи уменьшается до 50 %, топливо, разлитое на землю, разлагается на 90 % в присутствии микроорганизмов в течение 3 недель [1].

Загрязнение атмосферы, окружающей среды вредными веществами, глобальное потепление – одна из наиболее актуальных проблем на сегодняшний день. Этот фактор произошел из-за большого количества видов ископаемого топлива и использования автомобилей в городе. Основными источниками загрязнения окружающего воздуха автомобилями являются отработанные ДВС, кривошипные газы, испарение топлива. При разработке автомобильного топлива, опираясь на литературу, можно повысить качество топлива, используя вторичные материалы, то есть отработанные растительные масла. При этом использование биодизеля в качестве моторного топлива позволяет снизить выбросы всех вредных веществ, присущих традиционному нефтяному топливу. Биодизель – вид жидкого биотоплива, получаемый в результате взаимодействия липидов, таких как растительные и животные жиры, со спиртом в процессах промышленной этерификации и переэтерификации. При производстве биодизеля можно использовать собственные природные ресурсы Республики Казахстан. Из-за происхождения биодизеля он менее токсичен и безопасен для растений и животных при попадании в окружающую среду, полностью разлагается микроорганизмами в воде и почве. В связи с большой потребностью в сокращении использования невозобновляемых видов ископаемого топлива, актуальным вопросом является поиск возможностей использования альтернативного вида топлива, такого как биодизель, с эффективным использованием отходов растительного масла.

Для производства биодизеля используются любые растительные масла. Однако из-за различных свойств растительных масел качественные показатели биодизельного топлива также взаимно различаются. В качестве растительного масла можно использовать подсолнечное, оливковое, горчичное, рапсовое, льняное и др., В зависимости от используемого сырья изменяются качественные показатели биотоплива. Например, пальмовый био-

дизель имеет самую высокую калорийность, но быстро замораживается при относительно высоких температурах. Биодизель рапса несколько уступает по калорийности Пальме, но хорошо переносит холод [2].

В таблице 1 приведены объемы растительных масел, производимых с 1 гектара сельскохозяйственных культур.

Таблица 1

Объем производства растительного масла с 1 гектара некоторых сельскохозяйственных культур

Сырье	Объем добываемого масла с 1 га земли(л)
Соя	446
Кунжут	696
Горчица	760
Лен	845
Подсолнечник	952
Арахис	1059
Рапс	1090
Оливки	1212

Использование подсолнечного масла

Подсолнечное масло-одно из важнейших растительных масел на территории бывшего СССР. Имеет большое экономическое значение. В кулинарии его используют для жарки и приготовления салатов. Из него производят маргарин и кулинарные масла. Подсолнечное масло используется в производстве консервов, а также в мыловарении и лакокрасочной промышленности. Подсолнечное масло входит в состав различных масел. Чаще всего используется для смазки подшипников качения, заглушек. Подсолнечное масло можно использовать для заправки керосиновых ламп. В число стран-лидеров по производству подсолнечного масла в мире по состоянию на 2020 год входят Украина, Россия, страны Евросоюза[3].

Использование оливкового масла

Оливковое масло используется в пищевой сфере, при создании диетического питания, в медицине благодаря своим лечебным свойствам. Также оливковое масло используется в косметологии для сохранения красоты и молодости. Широко поддерживается в производстве различных кремов, масок, шампуней для волос, мыла для ухода за лицом. Оливковое масло также используется для смазки внешней части деревянных изделий, для упорядочения внешнего вида домашней мебели, для компенсации различных трещин и придания внешнего красивого оттенка. Широко используется при смазке металлических изделий, разъединении и очистке различных отвердевших адгезивов. Страны-лидеры в производстве оливкового масла в мире по данным отчета за 2018 год: Италия и развитые европейские страны, США, страны СНГ[4].

Использование льняного масла

Льняное масло едят и используют в народной медицине. Фармацевтическая промышленность производит несколько пищевых добавок льняного масла для внутреннего и наружного применения. Лечебное действие льняного масла усиливает органические (фруктовые и овощные) кислоты. Важное техническое значение имеет льняное масло: из него делают быстросохнущие лаки и олифы. Он широко используется для производства натурального линолеума и масляных красок, используемых в строительстве и живописи. В качестве обычного натурального олифы используется термически обработанное льняное масло, так как сырое слишком медленно образует полимерную пленку. Поэтому при обработке древесины льняным маслом в нее добавляют сиккативы для ускорения высыхания. Основными производителями в мировом производстве являются США, Китай, Япония, Германия, Франция, СНГ, Великобритания, Индия и другие страны мира [5].

Использование горчичного масла

Горчичное масло используется при жарке и приготовлении пищи, в пекарнях (горчичный хлеб, горчичные роллы) и при консервировании. Используется в медицине для приготовления мазей, в парфюмерии и мыловарении. Также в технических целях горчичное масло относится к слабосыхающим маслам, поэтому его можно использовать для смазки двигателей и механизмов при низких температурах. Горчичное масло – Традиционное средство народной медицины. Эфирное горчичное масло обладает очень сильным бактерицидным действием. Эфирное горчичное масло используется в качестве средства для измельчения вместо горчичных пластырей. По показателю 2013-2017 годов ведущими странами мира по производству горчичного масла являются: Канада, Германия, Нидерланды, Украина, Россия, Австрия, США, Новая Зеландия, Казахстан и другие [6].

В настоящее время на загрязнение атмосферы большое влияние оказывают дымовые газы, выделяемые автомобилями. При сгорании жидкого топлива в двигателях внутреннего сгорания накапливаются остаточные вещества, а пахучие газы выделяются в окружающую среду.

Известно, что подсолнечное масло можно использовать в качестве альтернативного топлива из-за его физико-химических свойств.

Библиографический список

1. Варехов А. Г. Использование возобновляемого энергетического сырья и развитие биотопливных технологий / Варехов А. Г. – Текст : непосредственный // Техника – технологические проблемы сервиса. – 2014. – № 2. – С. 46-51.
2. Кузнецова Г. В. Производство биотоплива в развивающихся странах: проблемы и перспективы / Кузнецова Г. В. – Текст : непосредственный // Национальные интересы: приоритеты и безопасность. – 2012. – № 45(186). – С. 53-62с.
3. Лукин А. А. Функциональные свойства подсолнечного масла / А. А. Лукин. – Текст : непосредственный // Молодой ученый. – 2013. – № 6 (53). – С. 68-70.

4. Шаймерденов Ж. Н., Алтайулы С. Совершенствование технологии производства льняного масла / Ж. Н. Шаймерденов, С. Алтайулы. – Текст : непосредственный // Сейфуллинские чтения - 12 : материалы республиканской научно-теоретической конференции. Т. 1, ч. 2, 2016. – С.42-44.

5. Рудик Ф. Я. Развитие производства и контролируемые параметры качества нерафинированных подсолнечных масел / Ф. Я. Рудик, М. С. Тулиева. – Текст : непосредственный // Молодой ученый. – 2015. – № 6.3 (86.3). – С. 53-55.

Русмиленко А. К., Егоров А. Л.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

ПРИМЕНЕНИЕ ПНЕВМОКОЛЕСНОГО КАТКА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ АВТОЗИМНИКОВ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Нефтегазовый сектор играет значительную роль для экономики Российской Федерации, как известно от доходов нефтегазового сектора формируется половина бюджета страны, а от экспорта 70 %, в связи с чем развитие и функционирование объектов нефтегазового комплекса играет стратегическую роль. Обеспечение работоспособности нефтегазовых месторождений напрямую связано с транспортной связью, по которой доставляется персонал, продукты питания, запчасти, дорогостоящее технологическое оборудование. В летний период времени водный и наземный транспорт доставляет крупный груз и габаритное оборудование в районе бассейна судоходства и проходящих автодорог круглогодичного пользования, дальнейшая доставка грузов на месторождение возможна лишь в зимний период времени по автозимникам, что делает автозимники важной составляющей частью для обеспечения бесперебойной работоспособности объектов нефтегазового сектора.

Классификация автозимников:

1. По конструкционным признакам (грунтовые, снежно-уплотненные, снеголедовые, ледовые поливные, армированные);
2. По продолжительности эксплуатации (ежегодно возобновляемые, сезонные, разового пользования);
3. По назначению (магистральные, подъездные, технологические);
4. По поперечному профилю дорожной одежды (расчищаемые, в насыпи, послойно-наращиваемые);
5. В зависимости от грузооборота и трафика (I, II, III категории);
6. По продолжительности использования (обычные, с продленным сроком эксплуатации);
7. По расположению на местности (сухопутные, ледовые, ледяные переправы).

Из представленной классификации автозимники, располагающиеся на территории Ямало-Ненецкого автономного округа и соединяющие место-

рождения с населенными пунктами и производственными центрами относятся к снеголедовым, ежегодно возобновляемым, магистральным, расчищаемым, I категории, с продленным сроком службы, в основном проходящие сухопутно. В районах снегопереноса менее 200 м^3 на метр дороги автозимники строятся методом расчистки, при данном методе формирует покрытие проезжей части с более высокой несущей способностью, что позволяет технике передвигаться уверенней при внезапном выпадении большого количества осадков, тем самым увеличивается стабильность транспортной связи [1].

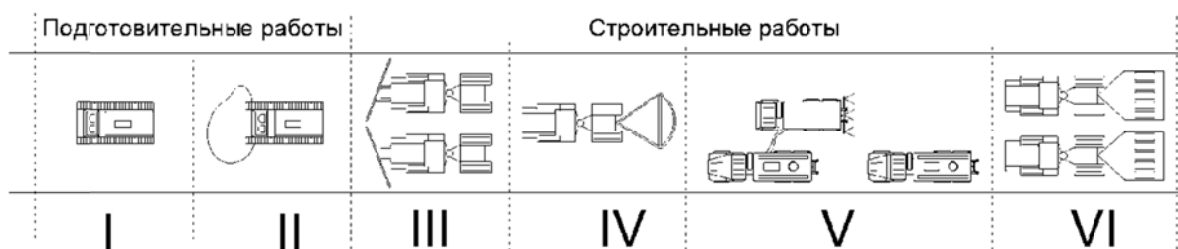


Рисунок 1. Технология строительства автозимников нефтегазовых месторождений

Исходя из классификации определяется технология строительства автозимников, для строительства автозимников нефтегазовых месторождений наиболее подходящей является технология строительства, представленная на изображении рисунок 1.

Для строительства автозимников по предложенной технологии необходимо провести следующие технологические операции [2]:

1. Замер толщины льда в местах пересечения автозимников с водными преградами и разрешение строительства при достижении требуемой толщины в зависимости от техники, которая планирует движение по автозимнику;
2. Проминка и промораживание сырых участков в течении 2-2,5 суток;
3. Расчистка будущей проезжей части автозимника от снежной массы и отсыпка подъёмов с большим углом наклона;
4. Профилирование в 1-2 прохода;
5. Полив водой покрытия проезжей части с расходом воды $2-4 \text{ л/м}^2$ с дальнейшим промораживанием при температуре выше $-10 \text{ }^\circ\text{C}$ 24 часа, при температуре ниже $-10 \text{ }^\circ\text{C}$ 16 часов;
6. Уплотнение пневмоколесными прицепными и самоходными катками в 2-3 прохода до плотности $0,5-0,55 \text{ т/м}^3$;

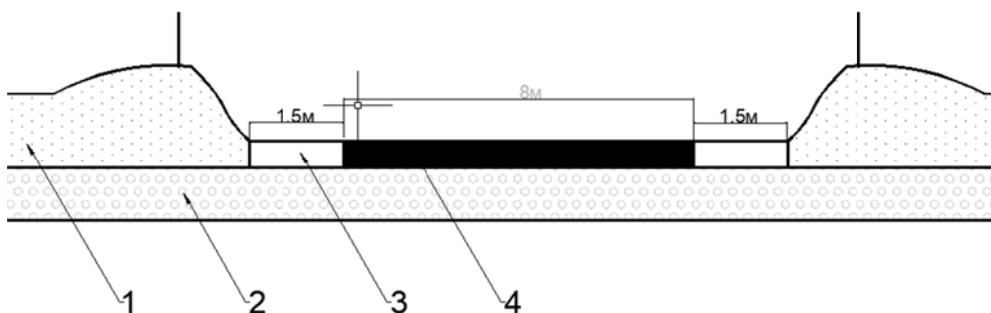


Рисунок 2. Поперечный профиль автозимников нефтегазовых месторождений:
 1 – снежный покров, 2 – грунтовое основание, 3 – уплотненный снег,
 4 – слой уплотненного и увлажненного снега [3]

На изображении рисунок 2 показан поперечный профиль автозимников нефтегазовых месторождений, построенных по предложенной технологии. Одним из значимых этапов строительства автозимников является уплотнение проезжей части автозимника, от качества выполнения данного этапа зависит срок службы и несущая способность автозимника. Наибольшую эффективность при уплотнении снежной массы покрытия проезжей части автозимника показало применение пневмоколесных катков.

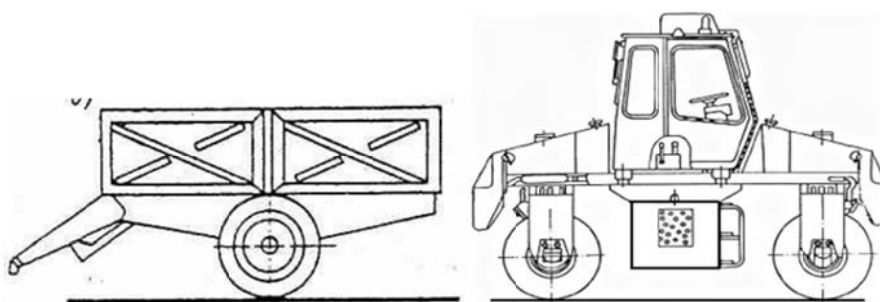


Рисунок 3. Общий вид прицепного пневмоколесного катка и самоходного

На изображении рисунок 3 показан общий вид прицепного пневмоколесного катка в левой части и самоходного в правой [4]. Преимуществами применения пневмоколесных катков при строительстве автозимников является:

1. Снижение коэффициента налипания снежной массы к рабочему оборудованию;
2. Возрастание глубины эффективного уплотнения;
3. Плавное изменение оказываемой нагрузки, что не приводит к разрушению уплотняемой снежной массы;

4. Уплотняемая снежная масса подвержена воздействию более продолжительное время при перемещении катка.

По результатам рассмотрения деформации снежной массы под колесом пневмоколесного катка была определена суммарная деформация сжатия в пределах деформируемой толщи под влиянием поля напряжения, создаваемого нагрузкой и собственным весом катка, в результате чего Ш.М. Мердановым была определена формула определения оптимальной скорости передвижения пневмоколесного катка [5]:

$$V_i^{\text{опт}} = \frac{\sigma_i^{\text{опт}} * L_i * 3,6}{\sigma_{\text{max } i}} \text{ (км/ч)} \quad (1)$$

где: $\sigma_i^{\text{опт}}$ – оптимальное значение скорости изменения уплотняющей нагрузки при i -том проходе.

L_i – проекция на горизонталь части окружности колеса от точки начала контакта со снегом до точки, где значение уплотняющей нагрузки достигает максимума при i -том проходе, м;

$\sigma_{\text{max } i}$ – максимальная уплотняющая нагрузка при i -том проходе, кПа.

При строительстве автозимника по предложенной технологии после выполнения стадии полива водой и ожидания промерзания (при температуре выше -10 °С 24 часа, при температуре ниже -10 °С 16 часов) начинается этап уплотнения пневмоколесными катками для достижения плотности снежной массы в поверхности покрытия проезжей части $0,5-0,55$ т/м³. При уплотнении снежной массы пневмоколесным катком происходит агрегирование частиц, их разрушение, уменьшение количества пустот, изменение температуры, влажности снежной массы, увеличивается количество контактов между частицами [6]. Достижение максимальной плотности снежной массы возможно при соблюдении скорости изменения уплотняющей нагрузки и кратности ее воздействия (количество проходов) [7]. Так как экономически невыгодно при строительстве автозимников применять несколько классов пневмоколесных катков, оптимальным вариантом будут пневмоколесные катки среднего класса, количество проходов зависит от конструктивных характеристик катков, как правило для самоходных катков среднего класса потребуется 1-2 прохода, для цепных 2-4 прохода [8]. После чего движение транспорта возможно через 1,5-2 часа для легкового и 3 часа для грузового транспорта, данное время необходимо для выравнивания параметров снежной массы: влажности, температуры и др.

Библиографический список

1. Приспособленность машин к суровым условиям эксплуатации: межвузовский сборник научных трудов / Н. Н. Карнаухов, Н. С. Захаров. –Тюмень : ТюмГНГУ, 2001. – 63 с. – Текст : непосредственный.

2. Русмиленко А. К. Технология строительства магистральных автозимников с применением универсальной техники / А. К. Русмиленко, Т. М. Мадьяров, А. Л. Егоров. – Текст : непосредственный // Научная территория: технологии и инновации : материалы Международной научно-практической конференции, Тюмень, 17-18 ноября 2022 года. Том II. – Тюмень, 2022. – С. 142-144.

3. Русмиленко А. К. Разработка технологии и подбор техники широкого назначения для строительства регулярно возводимых магистральных автозимников / А. К. Русмиленко, Ш. М. Мерданов. – Текст : непосредственный // Наземные транспортно-технологические комплексы и средства : Материалы Международной научно-технической конференции, Тюмень, 08 февраля 2021 года / Под общей редакцией Ш. М. Мерданова. – Тюмень, 2021. – С. 208-212. – EDN DEUEXD.

4. Тимкин А. С. Пневмоколесный каток для уплотнения снежной массы / А. С. Тимкин, А. Л. Егоров, А. Ф. Шакмаков. – Текст : непосредственный // Проблемы функционирования систем транспорта : Материалы Международной научно-практической конференции, Тюмень, 18-19 ноября 2010 года. – Тюмень, 2010. – С. 333-334.

5. Мерданов Ш. М. Снеголедовые дороги: исследования, конструкции, технология строительства, механизированные комплексы / Ш. М. Мерданов. – Тюмень : Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2006. – 160 с. – ISBN 5-88465-784-6. – Текст : непосредственный.

6. Моделирование процесса уплотнения снега пневмоколесным катком / А. Ф. Шакмаков, Ш. М. Мерданов, А. Г. Обухов, А. Л. Егоров. – Текст : непосредственный // Научно-технический вестник Поволжья. – 2012. – № 4. – С. 227-230.

7. Шишкин Е. А. Моделирование напряженно-деформированного поведения дорожного материала при уплотнении пневмоколесным катком / Е. А. Шишкин, З. С. Кравцов. – DOI 10.36535/0236-1914-2022-04-8. – Текст : непосредственный // Транспорт: наука, техника, управление : Научный информационный сборник. – 2022. – № 4. – С. 47-51.

8. Сюрье П. Л. Определение толщины слоя грунта, уплотняемого пневмоколесными катками, с учетом его напряженного состояния : 05.23.14 : дис. ... на соискание ученой степени канд. техн. наук / Сюрье Пееп Леопольдович. – Таллин, 1984. – 290 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель – Егоров А. Л., канд. тех. наук, доцент.

Тимушева Н. Н., Днистрян Н. Н.

Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

АНАЛИЗ РОССИЙСКОГО АВТОРЫНКА

В феврале 2022 года изменилась политическая и экономическая реальность. Автомобильный рынок стал одним из основных пострадавших рынков России после введения антироссийских санкций. Большинство местных заводов зарубежных производителей остановились, сложности испытали и дилеры, ранее поставлявшие автомобили из-за границы. Из-за разрыва привычных логистических цепочек и прямых запретов на ввоз дорогих машин им пришлось прибегать к серым схемам или вовсе постепенно отказываться от иномарок, полагаясь на накопленные запасы.

В 2022 году авторынок РФ уменьшится на 60 % и это самое не самое большое падение. 60 % это средний исход, ведь в середине года продажи автомобилей упали на 80 %. Продажи упали, а цены выросли на 24%. Это худшие показатели за последние 20 лет.

Китайские аналоги заняли место западных моделей, но они подорожали быстрее, чем отечественная продукция. Как только появились перекупы, они активизировались. Даже автоблогеры пошли в торговлю. Они стали полноценными конкурентами профессиональным продавцами. Российский автомобильный рынок сильно изменился, и что будет дальше с ним, никто не знает.

24 октября 2022 года в России был официально закрыт завод Mercedes-Benz по производству автомобилей. Знаменитый немецкий автопроизводитель продал завод в подмосковном Солнечногорске и все имущество, включая право дистрибьюции на дилерский центр «Автодом». Основная цель при согласовании условий сделки - максимально обеспечить выполнение обязательств клиентов из России как в сфере послепродажного обслуживания, так и предоставления финансовых услуг, а также сохранить рабочие места сотрудников российских подразделений компании.

В настоящее время сумма сделки не раскрывается, но общая стоимость активов на ее основе оценивается в два миллиарда евро. После того, как автомобиль был продан, покупатель обещает продолжить обслуживание всех уже проданных машин Mercedes. По прогнозам компании, не имеющей производственного опыта, в дальнейшем «Автодом» сможет привлекать к производству сторонних партнеров для производства автомобилей на приобретенных предприятиях.

С начала года в России было зарегистрировано три случая полного ухода иностранного автоконцерна с российского рынка. О подобном решении французская Renault сообщила еще весной. Вместе с «Ростехом» она владела также и АвтоВАЗом (его доля составляла 68 процентов в совместном предприятии, выступавшего единственным акционером крупнейшей российской компании). Московский Завод Компании переименован в «Москвич» и передан в распоряжение мэрии города. После того как Россия свернула свою деятельность в стране с середины октября, компания Nissan прекратила свое существование. Российский государственный институт НАМИ передал государству завод и научно-исследовательский центр в Санкт-Петербурге, а также центр продаж и маркетинга в Москве. Оба раза за услуги по обслуживанию автомобилей, проданных ранее, в качестве сервисной компании выступал АвтоВАЗ.

В один день с Mercedes об уходе из РФ объявил Ford. Американская компания продала 49 процентов акций совместного предприятия «Соллерс Форд». Заемщиком было российское юрлицо концерна, а цена продажи была равна номиналу активов в сделке. Некоторые иностранные компании пока не планируют полностью разрывать бизнес с Россией, но остановили

местное производство и активно обсуждают варианты сокращения бизнеса. Они также владеют немецким Volkswagen и шведской Volvo, которые имеют заводы в Калуге. Японская Toyota владеет производственными мощностями на территории Санкт-Петербурга. Завод «Соллерс» в Елабуге, где собирались Ford Transit, и завод того же собственника с мощностями по производству Mazda.

Пришла очередь и о замораживании калининградского «Автотора», выпускавшего легковые автомобили BMW, Kia и Hyundai. Кроме того, не хватает площадок в Нижнем Новгороде и Калужской области, на которых собирали модели чешской Skoda. Причина остановки выпуска автомобилей почти всегда была связана с проблемами поставок комплектующих и общей неопределенностью в России.

Большинство марок, не имеющих собственного производства в России, прекратили поставки на территорию РФ. Машины немецких Audi, Opel и Porsche, японских Honda, Suzuki, Mitsubishi, Lexus и Infiniti, итальянских Fiat, Ferrari и Lamborghini, британских Jaguar и Rolls-Royce, французских Citroen и Peugeot, а также Chevrolet и Cadillac.

Все автомобили, которые принадлежат американскому General Motors можно приобрести только из имеющихся у дилеров запасных частей. За последние месяцы запасы значительно истощились. По мнению экспертов, на решение о поставках в Россию дорогих автомобилей существенно повлиял запрет Евросоюза на поставки машин дороже 50 тысяч евро. Вторичные санкции могут быть наложены на нарушителей.

Единственным государством, сохраняющим полное присутствие на российском автомобильном рынке и закрепившим его, стал Китай. На заводе в Тульской области продолжается сборка Haval, Chery и JAC продолжают завозить свои модели в страну. С учетом того факта, что сборочное производство Haval в 2022 году работало стабильнее большинства российских брендов. В течение года АвтоВАЗ и ГАЗ были вынуждены уйти в простой. В частности, совместно со своим УАЗом они выпускали модели, которые были проще в производстве.

Китайское решение можно объяснить просто: их страна не ввела никаких ограничений на Россию, сохранив с ней полноценное транспортное сообщение. Для такого случая своевременная отправка комплектующих или готовых автомобилей не представляет трудностей. Автомобиль из Китая завозит даже Haval, чей завод в 2022 году не смог справиться со значительным увеличением спроса.

Незадолго до введения санкций китайские марки смогли добиться более чем двукратного роста продаж: в январе было продано почти 10 тысяч новых автомобилей. Постепенно позиции укреплялись. По итогам августа рост составил 20 процентов, а в сентябре – 8 процентов. Более чем на 10 процентов в России выросла доля китайского автопрома и в конце 2022 года составила 27 процентов. В то же время общий объем продаж на оте-

чественном рынке снизился на 60 процентов. Преобладающие позиции у китайцев занимают Chery, Haval и Geely: все они стабильно превышают отметку в тысячу новых машин за месяц.

В то же время параллельно с этим в России развивается параллельный импорт. Как называют ввоз в страну товаров без разрешения правообладателей. В результате проведения спецоперации на Украине он стал универсальным и зачастую единственным решением проблемы нехватки товаров из-за ухода западных компаний. В течение нескольких месяцев он был вне закона, но в марте 2022 года правительство специальным постановлением отменило запрет на некоторые категории товаров. Кроме того, в список попали и автомобили: юр.лица и индивидуальные предприниматели (ИП) могут ввозить их в Россию по серой схеме. Раньше этим занимались только физические лица.

Продавать автомобили в России теперь можно без установки навигационной системы ЭРА-ГЛОНАСС и одобрения типа транспортного средства (ОТТС). В качестве замены импортеру необходимо предоставить экспертное заключение, функции которого возложены на НАМИ. Однако, по словам специалистов, на деле все гораздо сложнее.

Согласно инструкциям от НАМИ импортеры не освобождаются от предоставления «доказательственных материалов». Эти документы могут быть техническими документами на ввозимый автомобиль, содержащими данные аналогичные данным, указанным в ОТТС. В большинстве случаев получить такие бумаги можно только от производителя. С начала августа источник, близкий к Минпромторгу сообщил о том, что ведомство пока не разработали четких правил параллельного импорта автомобилей.

Наибольшие трудности связаны с отсутствием необходимого опыта у дилеров, которые привыкли использовать только легальные схемы и проблемами при валютных переводах из России вследствие санкций. Представители рынков признались в том, что небольшие поставщики лучше крупных игроков справляются с параллельным импортом. Автомобильные компании начали активно скупать уже ввозимые в Россию по параллельному импорту машины.

Выводы. В 2021 году только каждый десятый проданный легковой автомобиль в РФ был китайским (суммарная доля брендов из Поднебесной составляла 9,8 %). По итогам же 2022 года бренды из Китая разделили лидерство с российскими (по 37 %). Доля корейских машин упала почти в два раза (с 21,9 до 11,2 %), японских – почти в три (с 17,9 до 6,6 %), европейских – почти в четыре (с 28,3 до 7,3 %). Десятку бестселлеров по итогам года составили «Гранта», две «Нивы» (Legend и Travel) и семь китайских кроссоверов.

Доля локализованных иномарок упала с 61 до 22 % (это прямое следствие остановки заводов и ухода иностранных брендов из РФ). Соответственно, увеличилась доля импорта (с 18 до 29 %; например, лидер нашего

рынка среди иномарок Chery по-прежнему обходится без локализации) и российских брендов (с 21 до 37 %). Автопром постепенно адаптируется к новым условиям.

Библиографический список

1. Параллельный импорт. Что ждет российский авторынок в 2023 году?. – Текст : электронный. – URL: <https://www.finam.ru/publications/item/parallelnyy-import-cto-zhdet-rossiyskiy-avtorynok-v-2023-godu-20230318-1000/> (Дата обращения: 29.03.2023).

2. Самые продаваемые автомобили 2023 года в России. – Текст : электронный. – URL: <https://mag.auto.ru/article/rating-aeb-2023/> (Дата обращения: 29.03.2023).

Научный руководитель – Бабюк Г. Ф., старший преподаватель.

Мартынов Д. С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРАНСПОРТНЫХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МАШИН И КОМПЛЕКСОВ

Эксплуатация транспортных и технологических машин и комплексов играет решающую роль в широком спектре отраслей промышленности, включая обрабатывающую промышленность, строительство, сельское хозяйство и логистику. Эти машины и комплексы используются для транспортировки сырья, товаров и людей с высокой скоростью и эффективностью. Однако эксплуатация этих машин и комплексов часто сопряжена с различными проблемами, которые ставят под сомнение эффективность и безопасность операций, влияя на рост этих отраслей.

Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов включает в себя различные процессы, включая техническое обслуживание, ремонт и замену изношенных компонентов. Эти процессы необходимы для обеспечения эффективного функционирования машин и комплексов на протяжении всего срока их службы. Эксплуатация этих машин и комплексов также требует квалифицированной рабочей силы и специальных знаний для обеспечения безопасности и надежности.

Одной из существенных проблем, с которыми сталкивается эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов, является отсутствие надлежащего технического обслуживания и ремонта. Из-за высоких затрат, связанных с техническим обслуживанием и ремонтом, некоторые операторы могут откладывать обслуживание, что приводит к ухудшению производительности машин и безопасности. Эта проблема приводит к увеличению времени простоя, снижению производительности и увеличению риска несчастных случаев [1].

Еще одной существенной проблемой, влияющей на эксплуатацию транспортно-технологических машин и комплексов, является дефицит квалифицированной рабочей силы в отрасли. Многим операторам не хватает специальных знаний, необходимых для эксплуатации и технического обслуживания этих машин, что приводит к неэффективной работе и высокому риску несчастных случаев.

Отсутствие надлежащего технического обслуживания и ремонта может привести к снижению эффективности и безопасности транспортно-технологических машин и комплексов. Последствия этого включают снижение производительности и прибыльности, увеличение времени простоя и повышенный риск несчастных случаев. Несчастные случаи, вызванные неисправностью оборудования, могут иметь серьезные последствия, включая травмы работников, материальный ущерб и даже смерть [2].

Нехватка квалифицированной рабочей силы в отрасли может привести к неэффективной работе и высокому риску несчастных случаев. Отсутствие специальных знаний по эксплуатации и техническому обслуживанию этих машин может привести к человеческим ошибкам, приводящим к несчастным случаям, которые наносят вред как работникам, так и машинам. Более того, потеря квалифицированной рабочей силы может привести к возникновению узких мест в работе этих машин, замедляя производство и препятствуя росту в отраслях, которые полагаются на них.

Для решения проблем, с которыми сталкиваются при эксплуатации транспортных и технологических машин и комплексов, заинтересованным сторонам необходимо уделять особое внимание надлежащему техническому обслуживанию и ремонту. Операторы должны инвестировать средства в регулярные проверки, техническое обслуживание и ремонт этих машин, чтобы избежать простоев и обеспечить безопасность. Надлежащее техническое обслуживание и ремонт обеспечивают долговечность и эффективность машин, обеспечивая более высокую отдачу от инвестиций.

Кроме того, для решения проблемы нехватки квалифицированной рабочей силы заинтересованным сторонам необходимо обеспечить надлежащую подготовку и передачу знаний рабочей силе. Операторы должны инвестировать в развитие рабочей силы, наращивание человеческого капитала и потенциала для управления эксплуатацией и техническим обслуживанием транспортных и технологических машин и комплексов. Учебные программы должны быть сосредоточены на использовании технологий и повышении квалификации, предоставляя работникам необходимые знания для эффективной и безопасной эксплуатации [3].

Заинтересованные стороны в отрасли должны работать сообща для решения проблем, стоящих перед эксплуатацией транспортных и технологических машин и комплексов. Сотрудничество между операторами, производителями, правительством и другими заинтересованными сторонами может привести к улучшению выработки политики, исследований и разра-

боток. Кроме того, для решения этих проблем жизненно важно принятие разумной политики, способствующей безопасности и эффективной эксплуатации.

Эффективная эксплуатация транспортных и технологических машин и комплексов имеет решающее значение для роста различных отраслей промышленности. Однако эксплуатация этих машин сталкивается с различными проблемами, требующими немедленного внимания. Чтобы решить проблемы, заинтересованные стороны должны сосредоточиться на надлежащем техническом обслуживании и ремонте, а также на обучении и передаче знаний рабочей силе. Уделение особого внимания безопасности, эффективности и передовым практикам может привести к созданию устойчивой и эффективной отрасли, предоставляющей основные услуги, необходимые для экономического роста.

Библиографический список

1. CYBERLENINKA : онлайн библиотека : [сайт]. – URL : <https://cyberleninka.ru/article/n/analiz-napravleniy-sovershenstvovaniya-tehnicheskoy-ekspluatatsii-transportno-tehnologicheskikh-mashin-i-kompleksov> (дата обращения: 11.03.2023). – Текст : электронный.
2. DISSERCAT : Электронная библиотека диссертаций: [сайт]. – URL : <https://www.dissercat.com/content/metodika-otsenki-effektivnosti-ekspluatatsii-nazemnykh-transportno-tehnologicheskikh-mashin> (дата обращения: 11.03.2023). – Текст : электронный.
3. SPRAVOCHNICK.RU : Справочник : [сайт]. – URL : https://spravochnick.ru/logistika/ekspluatatsiya_transportno-tehnologicheskikh_mashin_i_kompleksov/ (дата обращения: 01.03.2023). – Текст : электронный.

СЕКЦИЯ 6.
ПОДГОТОВКА СПЕЦИАЛИСТОВ
ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Акыева Ш. Ч., Тулемедов Ш. Д.
Международный университет нефти и газа
имени Ягшыгелди Какаева, г. Ашхабад, Туркменистан

ПОДГОТОВКА СПЕЦИАЛИСТОВ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ
ОТРАСЛИ ТУРКМЕНИСТАНА

Обладая огромными природными богатствами Туркменистан, в результате стремительного развития национальной экономики за годы независимости, активно сотрудничает в мировом экономическом пространстве. Нефтегазовая отрасль, является стратегической отраслью экономики и приоритетным направлением развития страны. Развитию этой отрасли отводится важная роль в рамках широких социально-экономических программ и международных проектов. За годы независимости были открыты и освоены многочисленные месторождения, увеличены объёмы добычи и переработки углеводородного сырья. Сегодня всё более широкий размах на уровне современных требований приобретает диверсификация всей системы отрасли [1].

Для успешного осуществления энергетической политики страны особое внимание уделяется развитию нефтегазового производства, которое крепко связано с нефтехимической и газохимической отраслью. Реализация новых проектов, направлены на комплексную индустриализацию регионов, ускоренное развитие национальной экономики, решению задач по увеличению производства продукции пользующейся большим спросом на мировых рынках. «Национальной программой социально-экономического развития Туркменистана на 2022-2052 годы» намечено увеличение объёмов переработки углеводородного сырья и производства экологически чистых продуктов.

Международный университет нефти и газа имени Ягшыгелди Какаева является одним из ведущих высших учебных заведений страны, где ведется подготовка инженерно-технических специалистов для нефтегазовой отрасли. Главной целью университета является высококвалифицированных, грамотных и ответственных специалистов, владеющих передовыми инновационными технологиями. Для подготовки таких специалистов в университете созданы все необходимые условия. В современном комплексе зданий, в учебных корпусах, общежитиях, спортивных залах, информационном центре созданы все необходимые условия для углубленного изучения знаний и поддержания крепкого здоровья студентами.

Цели и задачи поставленные «Национальной программой социально-экономического развития Туркменистана на 2022-2052 годы» по развитию нефтегазовой отрасли страны требуют подготовку высококлассных специалистов, внедрения прогрессивных методов образования в учебный процесс, повышая тем самым ответственность ВУЗа.

Развитие системы цифрового образования предполагает создание и распространение технологических инноваций в этой сфере, ускорение технологического развития образовательных учреждений, а также создание необходимых электронных баз данных для всех уровней образования и обеспечение доступа к ним через Интернет. Подготовка высококвалифицированных кадров заключается в достижении их способности активно и эффективно использовать современные информационные технологии в своей профессиональной деятельности. Эта важная задача на современном этапе развития системы образования страны обуславливает дальнейшее развитие отечественной системы цифрового образования на основе передовых мировых достижений, широкое внедрение информационно-коммуникационных технологий на всех этапах образования в сочетании с инновационными подходами к образованию [2].

С этой целью в отношении аудиторий университета применены новейшие электронные технологии: мультимедийное оборудование, интерактивные средства обучения, обеспечивающие доступ к образовательным ресурсам интернета, компьютерные и лингофонные кабинеты для изучения иностранных языков, информационная база для получения высококачественного и эффективного образования. В университете создана возможность для подключения к ресурсам учебных заведений страны и ведущих учебных центров зарубежья. Современные системы, которыми оснащены высшие учебные заведения страны, позволяют с помощью видеосвязи, проводить совместные межвузовские форумы и лекции, семинары и научные конференции с научно-исследовательскими учреждениями страны. Созданные таким образом условия способствуют проведению научно-образовательных соревнований между студентами ВУЗов страны и зарубежных учебных заведений [3].

Международный университет нефти и газа имени Ягшыгелди Какаева заключил несколько договоров и соглашений с передовыми зарубежными учебными заведениями и компаниями по обмену опытом в системе образования, выполнения совместных проектов и программ. Для студентов и преподавателей университета профессорами и специалистами зарубежных учебных заведений регулярно проводятся лекции, во время которых происходит обмен мнениями и опытом. Проводятся стажировки для преподавателей и студентов университета в зарубежных учебных заведениях.

На кафедре химической технологии переработки нефти и газа ведётся подготовка специалистов по специальности «Химическая технология

переработки нефти и газа”, бакалавров по направлению “Химическая технология”, а также магистров по направлению “Технология переработки углеводородных газов”. В учебном плане специальности “Химическая технология переработки нефти и газа” предусмотрено подготовка специалистов на специализациях “Химическая технология переработки нефти” и “Химическая технология переработки углеводородных газов”. По специальным дисциплинам кафедры студенты изучают процессы и аппараты химической технологии; состав и физико-химические свойства природных и попутных нефтяных газов, газоконденсатов и нефтей; технологию подготовки их к переработке; технологии первичной и деструктивной переработки нефти; технологию первичной и глубокой переработки углеводородных газов; технологию газохимического и нефтехимического синтеза; эксплуатационные свойства нефтяных, газовых и синтетических продуктов; правила их хранения, транспортировки и применения; оборудование нефтегазопереработки. А также прикладные дисциплины как организация и управление производством, математическое моделирование химико-технологических процессов, автоматизированное управление технологическими процессами, промышленная экология и охрана труда.

Выпускники кафедры должны знать сущность процессов первичной и деструктивной переработки углеводородного сырья, проводить технологические расчеты процессов переработки углеводородного сырья и механические расчёты технологического оборудования, получить навыки осуществления технологических процессов в соответствии с регламентом, использования технические средств для измерения основных параметров технологического процесса, свойств сырья и продукции, организации производства, осуществлять автоматический контроль за ходом технологического процесса.

Подготовки высококвалифицированных специалистов требует укрепления связи между наукой и образованием. С целью использования потенциала сотрудников научно-исследовательских институтов и центров были созданы базовые кафедры. Это даёт возможность повысить уровень подготовки специалистов на основе новейших достижений науки и техники, с использованием результатов научных исследований учёных. По решению Академии наук и Министерства образования Туркменистана на базе Института химии Академии наук Туркменистана совместно с Международным университетом нефти и газа в сентябре 2012 года была создана базовая кафедра «Химическая технология переработки нефти, газа». Учёные и специалисты Института химии ведут лекционные и практические занятия по специальным дисциплинам. Под руководством ученых и опытных специалистов студенты проходят производственную и преддипломную практику, выполняют дипломные работы и проекты, участвуют в выполнении научных работ и регулярно выступают на научно-практических конференциях.

Библиографический список

1. Достигнутые успехи воодушевляют к новым целям. – Текст : непосредственный // Нефть, газ и минеральные ресурсы Туркменистана. – 2018. – № 4 (43). – С. 18-20.
2. Концепция развития системы цифрового образования в Туркменистане. – Текст : электронный // Туркменистан. Золотой век : [сайт]. – URL : <https://www.turkmenistan.gov.tm/> (дата обращения : 22.03.2023).
3. Образование – надёжная опора для развития всех отраслей. – Текст : непосредственный // Нефть, газ и минеральные ресурсы Туркменистана. – 2016. – № 3 (36). – С. 16-20.

Бабюк Г. Ф.

Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

ПАТРИОТИЗМ МОЛОДЕЖИ В УСЛОВИЯХ ИНФОРМАЦИОННОЙ ВОЙНЫ

Актуальность патриотического воспитания сейчас предопределяется процессом становления нашего государства как единой политической нации, который повлек за собой усложнение геополитических, внутривнутриполитических, остро социальных, экономических и специфических информационных условий последнего года.

Нам необходимо воспитывать патриотизм студенческой молодежи. В нашей стране для этого приняты нормативные документы (ст. 67.1 Конституции РФ, ФЗ от 02.07.2021 № 320-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон “Об образовании в Российской Федерации”» и др.) и федеральные проекты (например, «Патриотическое воспитание граждан Российской Федерации»).

Сегодняшняя информационная агрессия со стороны англосаксонского мира, стран НАТО и Украины имеет целью овладение сознанием нашего общества, управление общественным мнением россиян. Для наших студентов, это составляет серьезную социально-психологическую проблему, потому что антироссийскую пропаганду, вредную информацию не все осознано и адекватно воспринимают.

Патриотизм как сложное явление имеет много измерений, поэтому мы укажем два основных: социокультурный и психологический. Если социокультурный аспект патриотизма составляет объективную действительность, то психологическое измерение представляет прежде всего его, как субъективный феномен – психическую реальность в виде мировоззренческих позиций личности, системы духовных ценностей и смыслов, убеждений в своем отношении к Родине, ее истории, культуре, языку, ощущение идентичности с нацией, готовности к конкретным действиям, поступкам для блага нации, государства и прочее.

Патриотизм как субъект является мощным психологическим ресурсом не только его идентичности с нацией, страной, ресурсом мировоззренческих позиций, убеждений, но и способности противостоять враждебным информационным влияниям. Он выступает первичным иммунитетом в форме «не восприятия», отторжения агрессивной, лживой информации, направленной против Родины. Так, патриот способен инстинктивно ощущать искаженную информацию, направленную против своей страны, его духовных ценностей, и уже потому не поддаваться под ее влияние.

Впрочем, когда речь идет о более изощренной, искаженной («троллинговой», «фейковой») информации и других видах информационно-психологических воздействий (манипуляция, пропаганда), психологическая защита только на чувственном уровне является недостаточной. Ресурс патриота значительно усилится, если патриотические убеждения человека будут основываться не только на моральных чувствах, но и на способностях к критическому осмыслению информации, осознанных и рациональных действиях. Соответственно сопротивление субъекта-патриота информационно-психологическим воздействиям станет эффективнее.

Новые условия существования человека в техногенном, информационном мире требуют от него нового стиля взаимодействия с этим миром. Одними из важных когнитивных способов такого взаимодействия в информационном пространстве является рефлексия чувств воспринятого и до его критического осмысления.

Рефлексия эмоций, чувств, полученных в процессе восприятия информации и потому, в этом контексте рассматривается, как их «проработка» в виде 1) мысленной «фиксации», 2) осмысления, 3) вербализации, 4) смысловой систематизации с собственным «я». Именно развитая рефлексия помогает понять субъекту свое отношение к воспринимаемой информации, упорядочить свои эмоционально-чувственные реакции, перевести их в рациональную плоскость.

В информационную эпоху, когда информационно-психологические технологии воздействия стали распространенной практикой, рефлексия эмоций-чувств, критический стиль мышления является важнейшим психологическим качеством молодого человека в целом, а тем более – патриота.

Если медиаобразовательные средства способны обеспечить медиадидактическим материалом, формами организации и методами процесс формирования медиаинформационной культуры патриота, то медиапсихологический подход не только объясняет влияние медиа и информационно-психологических технологий на эмоции-чувства, сознание, поведение, коммуникацию человека, раскрывая механизмы их функционирования. Он также объясняет, как адекватно реагировать на информационные проявления, предоставляет возможность молодым патриотам творчески применять медиа в своих целях, укреплять свой психологический ресурс.

По нашему мнению, чтобы предотвратить вредное влияние информационно-психологических технологий на духовную сферу человека, необходимо развитие критического мышления и осмысление медиавлияний.

В настоящее время является актуальным развитие и формирование критического мышления. Это направленный тип мышления, составляющий способность к пониманию информации, ее анализу, интеграции проанализированного с уже известным, поиску аргументов для обоснованных суждений, формулированию выводов и оценке того, что поддается анализу. Но конечной целью должно быть стимулирование развития именно критического стиля мышления как устоявшейся формы критического мышления: психологического качества личности, которое формируется на основании привычки критически мыслить и самомотивации личности по овладению этим качеством.

Критическое мышление, являющееся предпосылкой критического осмысления воспринятого, было известно еще древним грекам как искусство анализировать, сравнивать, синтезировать проанализированное, производить суждение, аргументированно оценивать. Суть критического осмысления заключается в принятии тщательно обдуманных и независимых решений личности.

Именно такие когнитивные действия являются тем "иммунитетом", который способен противостоять манипулятивным, пропагандистским, дезинформационным и другим воздействиям на сознание личности.

Критическое осмысление позволяет преодолеть неопределенность потока информации, выяснить правдивость сообщения, сформировать собственное осознанное отношение к медиапродукции. Критическое осмысление относительно воспринятой медиапродукции составляет одну из качественных составляющих патриотизма, которая делает возможным способность выстраивать автономное отношение к информации в целом.

Влияние массового медиа-контента на сознание населения трудно отрицать, поскольку именно средства массовой информации играют огромную роль в формировании общественного мнения. Кроме того, стоит отметить, что журналисты довольно часто в нынешний сложный общественно-политический период касаются такой темы, как патриотизм. Учитывая то, что эта тематика журналистского творчества влияет не только на интеллектуальную, но и эмоциональную сферу мировосприятия реципиентов, стоит особое внимание уделить ее исследованию.

Анализируя медийный контент, необходимо заметить, что сейчас является практически отсутствующей научная база, посвященная исследованию этой тематики. Это обусловлено не пробелами в отечественной науке, а тем, что сейчас Россия находится в нетипичных и критических общественно-политических условиях, влияние которых на журналистскую сферу можно будет в полной мере выявить и засвидетельствовать только по-

сле истечения определенного времени и на основании основательных социологических и массово-коммуникационных научных трудов.

Очевидно, что редакционная политика СМИ зависит от убеждений владельца и руководства СМИ. Поэтому освещение патриотической тематики часто детерминируется такими факторами, как пиар определенного политика, лоббирование интересов той или иной партии, пропаганда идей и концепций, которые исповедуют руководящие лица в СМИ, под видом общенациональных и патриотических.

Библиографический список

1. Программа «Патриотическое воспитание граждан Российской Федерации на 2016 – 2020 годы», утв. Постановлением Правительства РФ от 30 декабря 2015 г. № 1493. – Текст : электронный // СПС Консультант Плюс : [сайт]. – URL : <http://base.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=PNPA;n=9142> (дата обращения: 22.03.2023 г.).

2. О патриотическом воспитании граждан Российской Федерации : (Проект Федерального закона). – Текст : электронный // Федеральный патриотический вестник. – 2012. – № 01. – URL : <http://fpvestnik.ru/zakonodatelstvo/fz-o-patrioticheskom-vospitanii-grazhdan-rossijskojj-federacii-proekt/> (дата обращения: 22.03.2023 г.).

Бабюк Г. Ф.

Тюменского индустриального университета, г. Нижневартовск

МЕДИА ВИЗУАЛЬНЫЕ ОБРАЗЫ В ФОРМИРОВАНИИ ПАТРИОТИЧЕСКИХ ЧУВСТВ МОЛОДЕЖИ

В эпоху высоких технологий, сквозной виртуализации, которая стремительно меняет пространство социума, культуры, политики, досуга, частной и общественной жизни, общество находится под постоянным влиянием медиа. Через возможность быстро и почти тотально охватывать широкие аудитории медиа способны трансформировать традиционную систему духовного воспитания, влиять на эмоционально-чувственную сферу, сознание и поведение личности как чисто информационно, так и с помощью практических образцов определенного стиля жизни.

Находясь под постоянным влиянием информационного медиaproстранства, личность ежедневно получает разнообразную информацию, которая в современной медиасреде часто применяется как средство психологического воздействия на сознание граждан и общество. Информационно-психологические технологии воздействия способны посеять панику у населения, вызвать недоверие даже к объективной информации. Не имея развитой способности к критическому осмыслению информации, которая составляет качественную патриотическую составляющую личности, чело-

век, черпая информацию из вражеских информационных каналов, легко становится «информационной жертвой».

По мнению некоторых авторов, патриотизм субъекта является мощным психологическим ресурсом не только его идентичности с нацией, страной, мировоззренческими позициями, убеждениями, но и способности противостоять враждебным информационным влияниям. Он выступает средством «неприятя», отторжения агрессивной, лживой информации, направленной против Родины патриотически настроенного общества.

Патриотизм в широком смысле толкуется как любовь к Родине, народу, культуре, языку и активно – деятельностной самореализации на ее благо. Патриотизм является тем энергетическим пульсаром-генератором, который катализирует энергию людей и наций, противостоит их деградации, заряжая их самовоспроизводящимися системами движущих сил развития. Патриотизм-это универсальный движитель социального организма, общества, государства, нации. Он является отражением Отечества, традиций прошлого в индивидуальном и коллективном сознании через призму современных тенденций и направлен в будущее. Соответственно, патриот-это человек, который имеет целостную систему ценностей и смыслов, убеждений, чувств, направленную на моральное отношение к своему Отечеству, оптимальное оценивание его элементов, готовность к действиям и поступкам для его блага. Такая личность сознательно и более придирчиво относится к информации, направленной против своей страны, своего народа, своей истории, культуры, языка.

В России наработано немало разнообразных программ, методических рекомендаций, статей, посвященных воспитанию патриотизма учащихся, студенческой молодежи. В прочем следует заметить, что эти труды имеют преимущественно педагогический дискурс и традиционные средства решения поставленных задач.

Развитие средств массовой коммуникации в целом и новейших мультимедийных технологий в частности создали новые условия существования человека. Это требует от ученых, педагогов более креативных идей и подходов по воспитанию гражданина, патриота России, которые связанные с современным техногенным информационным миром, личностной медиа культурой и медиаграмотностью.

Мы предлагаем инновационный подход к воспитанию патриотических чувств молодежи с помощью средств медиаобразования. Нами разработан комплекс методик, которые способны способствовать формированию патриотизма молодежи. Суть их заключается в стимуляции эмоций с помощью визуального образа: зрительный анализатор и эмоциональная ткань являются древнейшими и функционально взаимосвязанными в филогенезе. Визуальный, а тем более медиа визуальный образ является мощным стимулом воздействия на человека и прежде всего на его эмоциональ-

ную сферу. Поэтому целенаправленно применяя визуальный медиадидактический материал патриотического содержания, можно стимулировать соответствующие патриотические чувства.

Эмоции и чувства являются близкими психическими формами переживания человека, которые выявляют отношение личности к миру, к самому себе и выполняют сигнальную, оценочную и регулятивную функции. [3, с. 272].

Методика «Я – патриот» направлена на развитие способности к рефлексии эмоций, чувств, возникших во время просмотра с помощью арт-терапевтической методики «Мандала». Она состоит из 4-х серий фотоизображений патриотического содержания различной эмоциональной окраски. Именно эмоции разного типа стали критерием отбора визуальных стимулов к каждой серии.

Каждая серия состоит из 25-40 фотоизображений событий созданных по определенным визуальным критериям.

Первая серия (эмоционально нейтральная) включает: «символы России и СССР» – фотоизображения российской символики (герб, флаги, штандарты); фотографии героев-победителей СССР в годы Великой Отечественной войны, героев труда; героев Афганистана и Чечни и их биографии.

Вторая серия (активная) с названием: «Крым вернулся в родную гавань, а «Донбасс не сдаётся» – содержит изображения активных противостояний в Донецкой и Луганских областях с 2014 года по 24.02. 2022 года. Переход Крыма в Россию весной 2014 года.

Третья серия (депрессивная) – «Герои не умирают!» – содержит фотоизображение погибших в СВО, захоронение бойцов российской армии, погибших на востоке страны, раненых и искалеченных военных, разрушенных домов, рыдающих людей, которые хоронили своих близких или же потеряли все имущество из-за войны.

Четвертая серия (оптимистичная) – «Все будет хорошо!»- состоит из фото встреч бойцов, вернувшихся из СВО домой, свадьбы бойцов, работу волонтеров по обеспечению военных на фронте.

Сразу после просмотра серии фотоизображений участникам предлагается изобразить свои чувства в виде мандалы с помощью красок на листе бумаги А4 (круг нарисован заранее). На следующем этапе участники заполняли анкету с целью перевода собственных переживаний в вербальную форму – таким образом осмысливая их (было предложено оценить интенсивность таких чувств, как гордость, уважение, жажда справедливости, ненависть, печаль, сострадание, вина, страх, отстранение и т. д.). Вопросы второй части анкеты, оформленные в форме незаконченных предложений, касались чувства патриотизма, собственного отношения к стране, готовности относительно определенных действий, на которые побуждают фотоизображения.

Патриотические чувства не всегда находятся в осознанном состоянии, поэтому их исследование должно строиться не только на опросах, направленных на когнитивные структуры и не лишенных опасности получения социально желательных ответов. Именно работа с рисунком помогает изучать неосознаваемые смыслы и личностные смыслы, связанные с патриотизмом. Метод «Мандала» едва ли не единственный стандартизированный арт-терапевтический инструмент, позволяющий четко определить отношение человека к тому или иному феномену, состояние личности после определенного воздействия-медиа-влияния в нашем случае. Кроме этого мандала дает мощный психотерапевтический эффект, что важно при условии использования эмоционально окрашенных изображений патриотического содержания для предотвращения возникновения ретравматизации людей, подвергшихся предыдущему травматическому воздействию.

Именно поэтому мы считаем, что развитие критического мышления и мотивация личности на критическое осмысление воспринимаемой информации является обязательной когнитивной составляющей патриотизма молодежи, способной обеспечить ее медиабезопасность.

Библиографический список

1. Ожегов С. И. Толковый словарь русского языка / С. И. Ожегов. – Москва : Мир и образование, 2014. – 1376 с. – Текст : непосредственный.
2. Кузьмина Ю. А. Воспитание патриотических чувств у младших школьников на уроках литературного чтения / Ю. А. Кузьмина. – Текст : электронный. – URL : [https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/872/1/Куз%](https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/872/1/Куз%20) (дата обращения : 28.03.2023).

Бабюк Г. Ф.

Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

ПЕДАГОГИЧЕСКАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ ПРЕПОДАВАТЕЛЯ

Формирование учебно-познавательной активности является важным компонентом воспитания будущего специалиста-нефтяника. Социальная функция преподавателя ТИУ заключается в том, чтобы воспитывать специалиста-нефтяника в соответствии с потребностями общества, с учетом личностных качеств, квалификации, мировоззрения.

Преподаватель является центральной фигурой организации учебно-воспитательного процесса технического вуза, который самостоятельно ставит образовательные цели, избирает средства своей деятельности, воспитывает и развивает интерес к науке, к будущей профессии. Проанализируем, отвечает ли преподаватель-нефтяник требованиям настоящего, способен ли он воплощать реформы в профессиональной образовательной среде, быть

активным участником становления новой экономической модели общества, его гуманизации и демократизации.

Педагогическая теория и практика разносторонне изучает содержание системы педагогического образования, перечень направлений подготовки, структуру образовательно-профессиональных и образовательно-научных программ подготовки преподавателей и тому подобное. Анализируя работу преподавателей следует указать, что часто условия требуют от них больше внимания уделять не учебной, воспитательной или методической – составляющим педагогической деятельности, а другим, на наш взгляд, второстепенным.

Для изучения отношения преподавателей ТИУ к педагогической деятельности был проведен их опрос в 2018 году и повторно в 2022 году. Для сравнения, в 2018 году рядом с преподавателями университета проводилось анкетирование преподавателей колледжа. Процедурой предусматривалось ранжирование респондентами составляющих педагогической деятельности (метод экспертных оценок) с определением коэффициента единства мнений τ и уровня достоверности ρ . Во всех трех случаях $\rho \leq 0.95$, а коэффициенты конкордации достаточно высоки: $\tau_1 = 0.71$, $\tau_2 = 0.75$, $\tau_3 = 0.70$, что дает возможность анализировать результаты как достоверные.

Обобщенные позиции исследования приведены в табл.1. Сравнение показателей таблицы убедительно доказывает, что результаты экспертной оценки, где в роли экспертов выступали преподаватели университета, в 2018 году (34 респондентов) и в 2022 году (24 респондента) практически не отличаются.

Таблица 1

Результаты ранжирования составляющих педагогической деятельности преподавателей ТИУ и колледжа

№ п/п	Составляющие педагогической деятельности	Преподаватели ТИУ				Преподаватели колледжа	
		* n = 24	Место со- ставляющей	** n = 34	Место со- ставляющей	** n = 34	Место со- ставляющей
1	Спортивная	6,40	6	6,10	6	6,95	7
2	Научная	2,25	2	2,70	2	8,68	10
3	Методическая	2,78	3	2,72	3	3,22	3
4	Политическая	8,42	10	8,43	10	7,58	9
5	Общественная	7,64	8	7,50	8	5,72	5
6	Воспитательная	4,25	4	4,90	4	2,45	2
7	Учебная	1,64	1	2,10	1	1,50	1
8	Кружки, факультеты	6,10	5	7,0	7	6,04	6
9	Самостоятельность	8,20	9	8,10	9	7,33	8
10	Производственная	7,20	7	5,0	5	5,47	4

Характерным все же есть то, что на первом месте, – учебная работа. Отметим, что второе место занимает научная работа, третье – методическая, четвертое – воспитательная. Сравним составляющие педагогической деятельности преподавателей ТИУ и колледжа за результатами их опроса в 2022 году.

Но все же заметим, что работа кружка переместилась с 5 на 7 место, а производственная составляющая, наоборот – с 7 на 5, что целиком отвечает современному состоянию образования: нехватка элементарной социальной защищенности, уверенности педагогов в завтрашнем дне, непристизжность профессии и тому подобное.

Преподаватели-эксперты колледжа на первое место поставили учебную работу: средний ранг этой составляющей 1,5. На втором месте в колледже воспитательная работа – средний ранг 2,45. Третье и четвертое место отводится соответственно методической и производственной работе (3,22 и 5,47).

На шестом месте оказалась общественная работа (5,72), на седьмом – спортивная (6,95). Политическая деятельность и научная работа преподавателей колледжа, как отметили респонденты, имеют наименьший рейтинг.

Результаты ранжирования, составляющих педагогической деятельности, преподавателями вуза существенно отличаются от приведенных. Как и преподаватели колледжа, респонденты на первое место поставили учебную работу. И все же отметим, что средний ранг этой составной деятельности преподавателей университета намного больше – 2,1. В общем рейтинге второе место отводится научной работе – средний ранг 2,7. Третье и четвертое места отведены методической работе и воспитанию (2,72 и 4,90), на пятом месте – производственная (5,0)

Прибегая к более глубокому анализу скажем, что место воспитательной работы в общем ранжировании составляющих педагогической деятельности является настораживающий фактом. Он детерминируется, в первую очередь, отсутствием у преподавателей университета психолого-педагогической подготовки, с другой стороны, ориентацией университетской администрации на результаты научной работы (диссертации, монографии, статьи, авторские свидетельства и др.).

Вместе с тем следует признать, что в высших учебных заведениях технического профиля за последнее десятилетие произошел спад воспитательного воздействия педагога на студента, в основном через: а) неразработанность концепции воспитания бакалавра по направлению нефтегазового дела; б) отсутствие действенных студенческих организаций, направленных на воспитание и организацию студенческой молодежи; в) неподготовленность преподавателей к оперативному педагогическому реагированию на общественные изменения; г) слабая социальная мотивация обучения студентов.

Мы считаем, что на развитие гармоничной личности, подготовку активных граждан, уверенных в своих силах влияет система академического наставничества. Наставник объединяет в себе функции учителя, консультанта-советчика и администратора, помогает студентам:

- выбирать предметы для изучения в каждом семестре;
- осуществлять зарегистрированы изменения в индивидуальном плане;
- использовать все случаи для овладения особенностями будущей профессиональной деятельности;
- контролировать свой переводной рейтинг оценивания;
- следить за выполнением всех требований учебного процесса, необходимых для своевременного окончания учебы;
- согласовывать учебные и личные интересы студентов, при необходимости пользоваться советом и помощью соответствующих университетских служб поддержки;
- оценивать собственные личные черты и способности, найти пути их реализации во внеурочной деятельности.

Актуально и сегодня звучат установки Я.Коменского об учителе и его роли в обществе: “Подобно тому, как ни одна вещь не может делать ничего другого, как то, что она есть сама (белое – белить, тяжелое – подавлять, горячо – согреть), так никто не может сделать людей мудрыми, кроме мудрого; никто – красноречивыми, кроме красноречивого; никто – моральными или благочестивыми за исключением морального или благочестивого; никто – математиками, естествоведами или метафизикой, кроме знатока в этих науках” [2]. Уместно напомнить, что Сократа, который с вдохновением и настойчивостью учил юношей, однажды спросили, почему он не займет какую-либо государственную должность? Он ответил на это: “Больше пользы приносит тот, кто творит многих, способных вести государственные дела, чем тот, кто сам управляет государством” [1, 2].

В данном случае справедливо привести подход к профессии учителя К. Ушинского: “Неужели дело воспитания такое легкое, что стоит лишь принять на себя звание воспитателя, чтобы постичь это дело во всей его полноте? Неужели достаточно лишь нескольких лет воспитательной деятельности и единичной наблюдательности, чтобы решить все вопросы воспитания?” И далее: “... хорошим педагогом легко может сделаться только тот, кто сам получил правильное педагогическое образование. Мы, по большей части, учим так, как нас самих учили, исключения из этого правила слишком редки, чтобы можно было на них рассчитывать” [3].

Библиографический список

1. Бабюк Г. Ф. Методика формирования учебно-познавательной активности студентов по анализу производственных ситуаций / Г. Ф. Бабюк. – Текст : непосредственный // Современный ученый. – 2019. – № 6. – С. 69-74.

2. Коменский Я. А. Пансофическая школа, то-есть школа всеобщей мудрости / Я. А. Коменский. – Текст : непосредственный // Избранные педагогические сочинения: в 2-х т. – Москва : Педагогика, 1982. – Т.2. – С. 44-98.

3. Ушинский К. Д. Труд в его психическом и воспитательном значении / К. Д. Ушинский. – Текст : непосредственный // Избранные педагогические сочинения. – Москва : Гос. уч. пед. изд. Наркомпроса РСФСР, 1945. – С. 87-105.

Байрамова Г. М., Байрамов М. С.

*Международный университет Нефти и газа имени Ягшигельди Какаева,
г. Ашхабад, Туркменистан*

БЫСТРОЕ И УДОБНОЕ РЕШЕНИЕ В РАСЧЕТАХ ХИМИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

Развитие системы цифрового образования предполагает создание и распространение технологических инноваций в этой сфере, ускорение технологического развития образовательных учреждений, а также создание необходимых электронных баз данных для всех уровней образования и обеспечение доступа к ним через Интернет.

Для того, чтобы молодежь получила образование по мировым стандартам и внесла достойный вклад в экономическую, политическую и культурную жизнь Родины, чтобы стали прекрасными специалистами, осведомленными о достижениях мировой образовательной и научной системы, заключается в достижении их способности активно и эффективно использовать современные информационные технологии в своей профессиональной деятельности. Эта важная задача на современном этапе развития системы образования страны обуславливает дальнейшее развитие отечественной системы цифрового образования на основе передовых мировых достижений, широкое внедрение информационно-коммуникационных технологий на всех этапах образования в сочетании с инновационными подходами к образованию.

Как известно, процесс химической технологии – сложный процесс, и для получения конкретных результатов приходится проводить различные сложные расчеты. Он использует математические уравнения для выполнения сложных вычислений. Требуется много времени, чтобы сделать точные расчеты процесса и получить точный результат. Как известно, современные компьютеры обладают большими возможностями для получения данных, хранения данных, обработки данных и выполнения вычислений. Кроме того, с помощью соответствующих программ вычислительные и письменные задачи могут выполняться в удобных ситуациях самостоятельного управления.

Для решения этих задач соответствующая программа выполняет вычисления до освобождения объекта. При подаче команды печати

программа выполняет расчеты процесса и выводит их на экран или в любой текстовый редактор в виде записи [1].

Для реализации этих процессов мы должны сначала разработать точный алгоритм. На основе точного алгоритма должна быть спроектирована вычислительная часть процесса. Затем следует подготовить исходную копию (шаблон) текстового редактора и отметить места, изменившиеся в результате расчета в исходной копии. Затем он должен создать программу, которая соединяет их. Эта скомпилированная программа выполняет расчеты, вводя соответствующее число в редактор калькулятора, и передает результаты в текстовый редактор.

Эта большая программа охватывает все процессы химической технологии. Программа умеет производить сложные расчеты и за короткое время передавать их в текстовый редактор. То есть использование данной программы позволяет проводить быстрые и точные расчеты химико-технологических процессов.

Комплексное применение расчетов процессов химического машиностроения, его можно использовать для многих приложений в химической промышленности, включая исследования и разработки, проектирование, проектирование и оптимизацию процессов, техническое обслуживание, анализ безопасности и опасностей, а также экологические исследования и анализ для повышения эффективности и улучшения инженерного решения [2]. Программа, включающая в себя расчеты для всех химико-технологических процессов, может быть использована в производстве, на нефтеперерабатывающих заводах, расчетах быстрого расчета товарных химпрепаратов, фармацевтике, специальном производстве, машиностроении и строительстве, консалтинге, химических процессах и многих других отраслях промышленности [3].

В качестве примеров можно привести химическую технологию переработки нефти и газа, технологию высокомолекулярных соединений, технологию нефтегазохимического синтеза, материальный и тепловой балансы технологических процессов, расчеты оборудования, технические и экономические показатели производства.

Библиографический список

1. Практикум по применению ЭВМ в химии и химической технологии / О. А. Гелдиев, Ю. И. Ишанкулиев, А. В. Сидоров, М. Д. Хаджиев. – Ашхабад : Ылым, 1992. – 215 с. – Текст : непосредственный.

2. Кобринец В. П. Применение ЭВМ в химической технологии / В. П. Кобринец, Д. С. Карпович, А. В. Овсянников. – Минск : Издательство Белорусского государственного технологического университета, 2005. – 164 с. – Текст : непосредственный.

3. Пахомов А. Н. Основы моделирования химико-технологических систем / А. Н. Пахомов. – Тамбов : Издательство Тамбовского государственного технологического университета, 2008. – 79 с. – Текст : непосредственный.

СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ ПСИХОЛОГИЧЕСКОЙ АДАПТАЦИИ МОЛОДЫХ СПЕЦИАЛИСТОВ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ КОМПАНИЙ

Новые препятствия на пути к трудоустройству

В результате активной интеграции цифровых продуктов на производственных площадках нефтедобывающих компаний, резко повысились требования к адаптации сотрудников. Вследствие этого, возник спрос на молодых специалистов и гибкие компетенции.

Первичная адаптация молодых специалистов теперь требует не только постоянного внимания со стороны руководителей, но и регистрации (с дальнейшим обучением) на цифровых платформах, применяемых при взаимодействии на разных этапах производства. Это поспособствовало информационному дистанцированию между сотрудниками, а также явилось причиной дополнительных стрессов и профессиональных неврозов: то, что ранее решалось без участия компьютера, становится необходимым условием для построения коммуникаций в рабочем коллективе. Также заметно усложнился процесс интеграции сотрудника в систему (личную базу) компании, посредством присваивания рабочих электронных адресов, аккаунтов и ключей доступа. Помимо этого, сотрудники стали нести дисциплинарную ответственность за несоблюдение правил деловых коммуникаций при использовании интернет-ресурсов компании, а продвижение по карьерной лестнице стало зависеть не только от репутации у начальства, но и от участия в спонсируемых общественных проектах.

Какие процессы способствуют нарушению психического здоровья молодого специалиста

После того как молодой специалист освоится на рабочем месте и научится работать с внутренним ПО компании, на него будут действовать такие негативные факторы:

1. Необходимость постоянного нахождения в доступности (“онлайн”) для систем учета и контроля рабочих процессов.
2. Непрерывное ожидание получения информации через каналы коммуникаций с последующим оперативным ответом.
3. Работа с большими пакетами данных на визуальных моделях.

Уже в процессе деятельности, дополнительным критерием оценки качества работы становится скорость работы с информацией. Для этого постоянно приходится участвовать в различных тренингах и программах по обучению персонала, а также повышать навыки работы с ПО. В некото-

рых компаниях даже вводятся балльные системы оценивания эффективности выполнения заданий с последующим вычислением стимулирующих выплат. Поэтому только начавший свою рабочую деятельность сотрудник попадает в рейтинговый список и подвергается постоянному стрессу по причине своей низкой компетенции.

Вторым немаловажным негативным фактором становится повышенный контроль к тому, что делает сотрудник и какие трудности он испытывает в процессе рабочей деятельности. Это связано с тем, что сотруднику теперь приходится отчитываться не только перед своим начальником, но и системой учета. Молодой специалист боится не уследить за каким-либо рабочим процессом, или пропустить важный звонок, а система ограничивает в возможности исправить ошибку, остаться незамеченным и выбрать иную форму отчетности.

С введением цифровых продуктов на предприятиях возникли и новые сложности по решению базовых ситуаций. Молодому специалисту приходится постоянно помнить инструкции: какие меры он должен предпринять в случае отказа какого-то из узлов системы, по каким вопросам и через какие средства коммуникации он может обратиться за помощью. А в некоторых случаях даже приходится взаимодействовать с цифровыми ассистентами, или чат-ботами, что на данный момент не является полноценной альтернативой опытному руководителю.

Вследствие всего вышеперечисленного, хочется отметить, что психологическая адаптация в процессе рабочей деятельности молодого специалиста характеризуется рядом сложностей: постоянным обучением и влиянием рейтинговой системы учета, контролем за деятельностью на ПК, обширной системой инструкций, постоянным взаимодействием с цифровыми помощниками и ограниченностью правил делового общения.

Чем усложняется диагностика психических нарушений и проблем со здоровьем

Стоит отметить, что на данный момент не существуют конкретные психологические критерии для решения о допуске к рабочей станции на ежедневной основе. Проводятся лишь психологические тестирования и берутся пробы на специализированных устройствах для определения несоответствий физического здоровья, с определенной долей регулярности. Поэтому молодой специалист, который прошёл все проверки здоровья, рискует потерять контроль над ситуацией уже в процессе работы.

Немаловажным фактором становится уменьшение так называемых «живых» социальных контактов и, как следствие, отвлеченность от процессов производства на другие личные проблемы: беспокойства по поводу близких людей, возможных проблем с оборудованием, производственных рисков, трудностей с оперативным получением помощи и ухудшения самочувствия в условиях ограниченной поддержки. [1, с. 84] Вследствие этого,

возникает острая необходимость обеспечения для работника перерывов и встреч с коллегами (в случае удаленной работы).

Помимо этого, при отсутствии отдыха, в условиях постоянной работы с потоками обрабатываемой информации, и при малом количестве социальных контактов, возникает ряд когнитивных нарушений:

1. Расстройства памяти и внимания (забывчивость)
2. Нарушение логичности суждений
3. Замедление мышления
4. Сложности с принятием оперативных решений
5. Тревожность, повторяющиеся движения
6. Нарушение ориентации во времени

Молодые специалисты подвержены повышенным рискам, связанным с профессиональной деятельностью, вследствие неопытности и допущения таких когнитивных искажений:

1. Отсечения информации, ошибочно принятой за неактуальную
2. Сокращения количества факторов, влияющих на решение
3. Неверной интерпретации образцов и примеров
4. Эффекта Даннинга-Крюгера
5. Неправильной расстановки приоритетов
6. Пренебрежением правилами безопасности

Данные нарушения возможно диагностировать только посредством наблюдений за работой специалиста, консультаций и опросов. [2, с. 30-31] Поэтому важно обеспечить дополнительную поддержку и расширенный доступ к ресурсам компании на период психологической адаптации в рабочей среде.

О мерах, призванных облегчить процесс психологической адаптации молодых специалистов

На основе информации, представленной ранее, хотелось бы выделить три этапа психологической адаптации: этап трудоустройства, этап интеграции в рабочее пространство и этап сопряжения с коллективом.

Облегчить этап трудоустройства позволит чёткое обозначение навыков и компетенций, требуемых в работе с цифровыми продуктами, применяемыми в компании, а также знакомство с организацией рабочих процессов (рабочими ситуациями) ещё на этапе привлечения студентов в свою организацию. Это позволит молодым специалистам избежать лишнего стресса от неожиданных сложностей при трудоустройстве, быстрее войти в деловую культуру общения, получить обширную долю связей со специалистами разных специальностей и вовлеченность в интересные проекты компании с первых дней работы.

На этапе интеграции в рабочее пространство, хотелось бы отметить важность периодических встреч и сбора статистики самочувствия, с целью создания не только благоприятной рабочей среды, но и сохранения психи-

ческого здоровья молодых специалистов. Необходимо создать ощущение нужности и возможности получения помощи на всех наиболее ответственных этапах производства. А также стоит не забывать о необходимости вмешиваться в рабочий процесс, с целью посвящения во все тонкости и особенности тех или иных продуктов.

В момент сопряжения с коллективом, первоочередной задачей является создание не конкурентной среды, а формирование расширенной (цифровой) личности сотрудника с объяснением всех принятых норм и правил поведения. Молодой специалист сначала должен сформироваться как человек с определенной долей достижений и интересов в коллективе, а только потом попасть в конкурентную гонку с другими специалистами.

Заключение

Работа современных молодых специалистов нефтегазовых компаний связана с определенного рода профессиональными рисками, а также с новыми возможностями и сложностями, затрагивающими процесс цифровизации всех объектов производств. Помимо профессиональных навыков (*hard skills*), всё большую роль начинают играть и гибкие навыки (*soft skills*), обуславливающие умение работать в команде (в том числе и дистанционно), а также адаптивность в потоке стремительно растущих объемов информации. В силу активного соперничества между социальными проектами разных компаний, немалое внимание отдается увлечениям и способностям специалиста и его общественной деятельности.

Для поддержки инновационной деятельности и безболезненной психологической адаптации молодых специалистов в новой, цифровой среде нефтедобывающих компаний, мною было предложено несколько нововведений:

1. Изменить стратегию формирования стимулирующих выплат для молодых специалистов, основываясь не на рейтинговую (балльную систему), а на награждении за стремление к созданию цифровой личности работника, достижения в рабочей среде, реализацию творческих и культурных проектов в рамках компании и введение повышенных коэффициентов (надбавок) за такие достижения.

2. Проведение экскурсий на предприятия (с возможностью участия в ряде проектов) для студентов в формате «знакомства и выполнения ряда производственных задач» с целью ознакомления с цифровыми продуктами, особенностями трудоустройства и приобретения навыков деловой коммуникации в режиме реального времени.

3. Выделение приоритетной линии поддержки, предоставление дополнительных контактов, и/или формирование групп молодых специалистов с возможностью обмена опытом и доступа до руководителей разного профиля напрямую, на весь период испытательного срока.

4. Создать организацию (центры) молодых специалистов нефтедобывающих компаний, с целью объединения для соавторства научных работ, реализации совместных экологических и общественных проектов, проведения конкурсов инициатив между различными подразделениями компаний; в поисках спонсора и решения конкретных задач производств, области и страны.

Библиографический список

1. Тюлюбаева Т. О. Психологическая безопасность работников нефтедобывающих компаний различных профессиональных групп при вахтовой организации труда в условиях арктики / Т. О. Тюлюбаева, Я. А. Корнеева, Н. Н. Симонова. – Текст : непосредственный // Педагогика, психология, социокинетика. – 2017. – № 1. – С. 80-85.

2. Тобышева А. А. Влияние когнитивных искажений на эффективность труда сотрудников промышленного предприятия : дис. ... канд. эконом. наук / А. А. Тобышева. – Екатеринбург, 2022. – 165 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель – Турбаков М. С., доцент, кандидат технических наук, Пермский национальный исследовательский политехнический университет.

Михайлова С. В.

Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

К ВОПРОСУ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ ПОДГОТОВКИ БУДУЩИХ БАКАЛАВРОВ НЕФТЯНИКОВ В СИСТЕМЕ НЕПРЕРЫВНОГО ОБРАЗОВАНИЯ

Институциональное и трансформационное развитие рыночной экономики России идет по траектории направленной в сторону стратегического развития экономик мира. По средствам ускорения глобализационных и интеграционных процессов. Новый этап общецивилизационного прогресса взаимосвязан и обуславливает преобразование экономики и образования, формирование общества знаний, мотивируя к синтезу профессий, компетентность которых становятся вызовом отечественной системе высшей образования.

Успех реализации современных инженерных реформ зависит, в том числе и от фундаментальной профессиональной подготовки будущих бакалавров нефтяников. В системе непрерывного образования профессиональная подготовка будущих бакалавров нефтяников основана на Стратегии инновационного развития Российской Федерации, положениях и законов о высшем образовании [1]. Авторами проведен анализ зарубежных (П. Беланже, Э. Гелпи, Х. Гуммель, Р. Дейв, Ж. Делор, Б. Йексли, А. Кроп-

ли, И. Кидд, М. Д.Кареяли, Ф. Кумбс, Г. Коптаж, П. Ленгранд,, Э. Линдман, Б. Суходольски, Э.Фор, и др. Сравнительные исследования были предприняты Д. Ачорена, А.-К. Бострём, З. Людкевич, Ю. Пултужицким, Р. Врочиньским, А. Тьюжинман и другими исследователями) и отечественных ученых, в частности: концептуальных основ непрерывной профессионального образования (А. П. Владиславлев, В. А. Горохов, А. Л. Загорский, Л. А. Кохонова, Е. И. Огарева, В. Г. Онушкин и другие); теоретико-методологические и методические аспекты проблемы профессионального образования (С. Я. Батышев, В. С. Безрукова, А. П. Беляева, Б. С. Гершунский, Г. И. Ибрагимов, А. А. Кыверялг, В. С. Леднев, М. И. Махмутов) и др.

Проблема профессиональной подготовки будущих бакалавров нефтяников сейчас активно находится в центре научных интересов исследователей [2]. Научные материалы выше указанных ученых существенно расширили сферу исследуемой проблемы и имеют весомый педагогический потенциал для многополярного изучения процесса профессиональной подготовки будущих бакалавров нефтяников. Однако, несмотря на надлежащую разработку различных аспектов, в системе непрерывного образования непосредственно проблема профессиональной подготовки будущих бакалавров нефтяников не была предметом целостных специальных исследований. Так же, без внимания ученых остались и вопросы интегративного видения проблемы профессиональной подготовки будущих бакалавров нефтяников; модернизации процесса их профессиональной подготовки путем консолидации усилий учреждений высшего образования, и работодателей [3].

Теоретический анализ научных источников позволяют говорить о том, что современное высшее техническое образование и профессиональная подготовка будущих бакалавров нефтяников нуждаются в модернизации.

Авторами при исследовании теории и практики профессиональной подготовки, будущих бакалавров нефтяников в системе непрерывного образования выявлены противоречия между:

- заказом общества, на модернизацию профессиональной подготовки будущих бакалавров нефтяников с учетом запросов работодателей, потребностью приобщения, к образовательному процессу профессиональной подготовки будущих бакалавров-нефтяников профессионалов-производственников, экспертов в данной отрасли и недостаточным принятием его во внимание учреждениями высшего образования;

- потребностью на рынке труда будущих бакалавров нефтяников, способных к успешной профессиональной деятельности и образования в течение всей жизни, и недостаточным научным осмыслением и наработкой концептуальных основ модернизации профессиональной подготовки будущих бакалавров нефтяников в системе непрерывного образования;

- потребностью целенаправленного формирования готовности будущих бакалавров нефтяников к профессиональной деятельности и недостаточной теоретической и практической разработанностью содержания, форм, методов, средств и технологий профессиональной подготовки будущих бакалавров нефтяников в системе непрерывного образования.

Только целостный и динамичный образовательный процесс профессиональной подготовки будущих бакалавров нефтяников в высших учебных заведениях, основанный на концепции образования в течение всей жизни, учитывающий современные процессы построения общества знаний, развития системы непрерывного образования, будет гарантированным результатом готовности будущих бакалавров нефтяников к профессиональной деятельности и непрерывного самообразования, самосовершенствования и саморазвития на протяжении жизни.

Библиографический список

1. Погребная И. А. К вопросу о готовности будущих бакалавров-нефтяников к профессиональной деятельности / И. А. Погребная, С. В. Михайлова. – Текст : непосредственный // Глобальный научный потенциал. – 2020. – № 12(117). – С. 177-180.

2. Погребная И. А. К вопросу социально-значимых качеств и их развития у студентов технического вуза / И. А. Погребная, С. В. Михайлова. – Текст : непосредственный // Перспективы науки. – 2021. – № 6(141). – С. 194-197.

3. Погребная И. А. Производственная практика как метод формирования профессиональных компетенций у студентов технического вуза / И. А. Погребная, С. В. Михайлова. – Текст : непосредственный // Вестник педагогических наук. – 2022. – № 2. – С. 200-203.

Михайлова С. В.

Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

К ВОПРОСУ ФОРМИРОВАНИЯ ПРОФЕССИОНАЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ОПЫТА В ОБРАЗОВАТЕЛЬНОМ ПРОЦЕССЕ ВУЗА

Новая парадигма образования, сформированная в современной педагогической науке и практике, предусматривает создание благоприятных условий для осуществления профессиональной деятельности. Эффективным путем решения этой проблемы является приобретение молодыми специалистами передового опыта, который бы максимально помогал им стать конкурентоспособными на рынке труда.

В современной теории и методике профессионального образования приобретает особую приоритетность становления активной, культурной, творческой личности, требующей нахождения и применения действенных средств эффективной профессиональной подготовки специалиста, в част-

ности в области технических специальностей. Учитывая то, что деятельность бакалавров технических специальностей отмечается сложностью и многогранностью, учет предварительных знаний и умений в выбранной профессиональной сфере с целью формирования профессионального опыта приобретает весомое значение.

Проработка источников по выбранной проблематике свидетельствует о том, что подготовка будущих бакалавров технических специальностей в образовательном процессе вуза исследуется многоаспектно и разносторонне. Однако, придавая важное значение весоному наследию ученых, следует отметить, что оно не является окончательным, а выступает основой в разработке проблемы формирования инженерно-технического опыта и способствует ее более полной целостной разработке, что является основой для успешной профессиональной деятельности будущего бакалавра технических направлений.

Проблема формирования профессионального опыта будущих бакалавров технических направлений в научной литературе представлена многомерно. С психолого-педагогической точки зрения эту важную проблему исследовали Ю. К. Бабанский, В. С. Леднев, М. Н. Скаткин, В. В. Краевский, И. Я. Лернер, Б. С. Блум, Дж. Брунер и др. Сущность опыта, по мнению ученых, определяется теоретическим и практическим отношением личности к педагогическим действиям, контролированием и оценкой профессиональной деятельности и поведения в сфере профессиональной работы, а также предвидением их последствий.

Теоретико-практическое значение научных исследований в контексте рассматриваемой нами темы свидетельствует о том, что проблема, формирования инженерно-технического опыта будущих бакалавров технических специальностей – на консолидационной основе имеет резервы по его окончательному выяснению. Анализ состояния разработанности обозначенной проблемы позволил выявить ряд противоречий между:

- растущими требованиями к профессиональной подготовке бакалавров технических направлений и устоявшейся практикой инженерного обучения;
- теоретической и исполнительской подготовкой студентов и их способностью реализовать приобретенные профессиональные знания и умения в практической деятельности;
- необходимостью формирования инженерного опыта и недостаточностью в системе подготовки бакалавров технических специальностей соответствующего методического обеспечения.

Данные выявленные противоречия требуют глубокого изучения сущности инженерного опыта будущих бакалавров технических специальностей, специфики инженерной подготовки студентов технических специальностей в образовательном процессе вуза.

Библиографический список

1. Погребная И. А. Производственная практика как метод формирования профессиональных компетенций у студентов технического вуза / И. А. Погребная, С. В. Михайлова. – Текст : непосредственный // Вестник педагогических наук. – 2022. – № 2. – С. 200-203.
2. Погребная И. А. Обоснование и апробация технологии проектирования компетентностного профиля современного специалиста технических направлений / И. А. Погребная, С. В. Михайлова. – DOI 10.17223/15617793/479/23. – Текст : непосредственный // Вестник Томского государственного университета. – 2022. – № 479. – С. 226-232.
3. Погребная, И. А. К вопросу о готовности будущих бакалавров-нефтяников к профессиональной деятельности / И. А. Погребная, С. В. Михайлова – Текст: непосредственный. // Глобальный научный потенциал. – 2020. – № 12(117). – С. 177-180.

Михайлова С. В.

Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

О ИНФОРМАЦИОННОЙ КОМПЕТЕНТНОСТИ В ОБРАЗОВАТЕЛЬНОМ ПРОЦЕССЕ ВУЗА ПРИ ПОДГОТОВКЕ БУДУЩИХ БАКАЛАВРОВ ТЕХНИЧЕСКИХ НАПРАВЛЕНИЙ

Развитие информационного общества в 21 веке и внедрение информационных технологий во все отрасли жизнедеятельности человека становится одним из приоритетных направлений государственной политики. В связи с этим общество нуждается в конкурентоспособных специалистах технических направлений владеющих навыками информационных технологий, которые должны быть способными к восприятию, генерированию и практической реализации новых научных идей, разработки и использования технических устройств, программных средств, системных приложений.

Владение профессиональными знаниями и умениями и эффективное их использование в профессиональной деятельности, бесспорно, имеют весомое значение для будущих специалистов технических направлений и является одним из важнейших условий модернизации образования [1].

Новые нормативные требования к системе высшего образования, внесенные в законодательные акты, запустили процесс таких инновационных тенденций как: мониторинг качества образования, компьютеризация обучения и интеграция; синтез науки и образования [2]. Все перечисленное ставит перед учеными и педагогами новые требования к внедрению инновационных подходов к содержанию и организации образовательного процесса в современных учебных заведениях, в частности, обновление содержания обучения путем модернизации профессиональных образовательных стандартов, форм, методов и средств обучения. Таким образом, возникает потребность в новых современных подходах обучения в системе высшего образования для обеспечения качественной подготовки будущих специалистов технических направлений [3].

Фундаментальной основой изучения для последующего решения проблемы исследования теоретических и методических основ подготовки специалистов технических направлений владеющих навыками информационных технологий стали результаты работ известных ученых таких как: Л. С. Выготский, Н. Ф. Талызина, В. С. Безрукова, А. И. Ильин и др.

В результате анализа предыдущих исследований установлено, что проблема формирования информационной компетентности будущих бакалавров технических направлений, еще требует своего основательного решения на методологическом, психолого-педагогическом и методическом уровне.

Учитывая квалификационные требования к подготовке будущего бакалавра технических направлений владеющих навыками информационных технологий, авторы приходят к выводу, что такая подготовка достаточно многогранна и требует разноплановых углубленных знаний в смежных направлениях прикладной науки и техники, в частности, умений и навыков для выполнения и сопровождения конкурентоспособных научных разработок технических устройств, систем, комплексов, технологий [4]. Так как специалисты данной отрасли занимаются решением разноплановых и многокритериальных задач, в том числе по принятию и внедрению проектных и управленческих решений, имея не всегда полные достоверные входные данные.

На сегодняшний день, проектирование методической системы для подготовки будущего бакалавра технических направлений владеющих навыками информационных технологий является объективной потребностью непрерывного профессионального образования.

Библиографический список

1. Погребная И. А. К вопросу социально-значимых качеств и их развития у студентов технического вуза / И. А. Погребная, С. В. Михайлова. – Текст : непосредственный // Перспективы науки. – 2021. – № 6(141). – С. 194-197.

2. О создании федерального государственного автономного учреждения "Фонд новых форм развития образования" путем изменения типа существующего федерального государственного бюджетного научного учреждения "Республиканский государственный центр многокомпонентных информационных компьютерных сред : Приказ Минобрнауки России от 2 июня 2017 г. № 490 // Гарант : [сайт]. – URL: <https://base.garant.ru/71692792/> (дата обращения : 02.04.2023)

3. Михайлова С. В. Формирование надпрофессиональных компетенций бакалавров в высшем у будущих бакалавров в высшем техническом учебном заведении / С. В. Михайлова – Текст: непосредственный // Непрерывное образование в контексте идеи Будущего: новая грамотность : Сборник научных статей по материалам III Международной научно-практической конференции, Москва, 18–19 июня 2020 года / Составитель Н. И. Шевченко. – Москва : Общество с ограниченной ответственностью "А-Приор", 2020. – С. 234-238.

4. Погребная И. А. Организация проектной деятельности обучающихся в техническом вузе / И. А. Погребная, С. В. Михайлова – Текст: непосредственный // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса : материалы XI Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых, посвященной 40-летию филиала ТИУ в г. Нижневартовске, Нижневартовск, 22 апреля 2021 года. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2021. – С. 407-409.

ОБЗОР АКТУАЛЬНЫХ ПРОБЛЕМ ПОДГОТОВКИ СПЕЦИАЛИСТОВ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Несмотря на значительные изменения в нефтегазовой отрасли в последние годы, подготовка кадров по-прежнему остается актуальной проблемой. Наиболее значимые проблем в этой области:

1. Недостаток квалифицированных кадров: существует дефицит специалистов с высокой квалификацией в нефтегазовой отрасли. Это связано с тем, что многие выпускники не получают достаточного практического опыта и знаний для работы в этой сфере.
2. Быстрое развитие технологий: новые технологии и методы работы постоянно появляются в нефтегазовой отрасли, и специалисты должны быть готовы к их освоению и применению. Однако, обучение новым технологиям может быть затруднительным в связи с их сложностью и специфичностью.
3. Экологическая безопасность: нефтегазовая отрасль имеет большой экологический след, и специалисты должны быть готовы к решению проблем, связанных с экологическими последствиями добычи и использования нефти и газа.

Для решения этих проблем необходимо разработать эффективные программы обучения, которые будут учитывать специфику нефтегазовой отрасли и ее особенности. Также важно создание условий для практического обучения и опыта работы в сфере нефтегазовой отрасли.

Рассмотрим каждую проблему в отдельности.

Недостаток квалифицированных кадров вызван несколькими факторами, включая:

- Сложность технологий: нефтегазовая отрасль использует сложные и высокотехнологичные системы и оборудование, для которых требуется высокая квалификация и опыт специалистов.
- Старение кадров: многие специалисты в нефтегазовой отрасли находятся на пенсии, что приводит к дефициту опытных работников.
- Низкий интерес молодежи: в связи с нестабильностью рынка нефти и газа, молодые люди не всегда видят перспективы для развития в этой отрасли.
- Ограниченный доступ к качественному образованию: не во всех регионах и странах есть достаточно высококвалифицированные учебные заведения, где можно получить качественное образование в нефтегазовой отрасли.

Существует несколько подходов к решению проблемы недостатка квалифицированных кадров в нефтегазовой отрасли:

- Развитие системы профессиональной подготовки. Необходимо улучшить качество образования в учебных заведениях, ориентируясь на потребности рынка труда. Кроме того, нужно обеспечить более эффективную подготовку специалистов в рамках компаний, путем создания курсов, семинаров и других программ обучения.
- Развитие программ стажировок и практик. Это позволит молодым специалистам получить опыт работы в отрасли и приобрести необходимые навыки и знания. Кроме того, стажировки и практики могут привлечь студентов и молодых профессионалов в отрасль.
- Увеличение заработной платы и привлечение молодых людей. Необходимо увеличить привлекательность отрасли для молодых людей, предоставляя хорошую заработную плату и возможности для профессионального роста.
- Внедрение новых технологий и процессов. Внедрение новых технологий и процессов может повысить эффективность работы и снизить необходимость в кадрах. Кроме того, это может привлечь молодых специалистов, которые интересуются инновационными процессами.

Еще одна проблема – это **быстрое развитие технологий**. Для решения этой проблемы можно применить следующие подходы:

- Постоянное обучение и переквалификация сотрудников. Необходимо учить сотрудников новым технологиям и методам работы, чтобы они могли адаптироваться к изменениям в отрасли.
- Привлечение молодых специалистов. Молодые специалисты, обладающие новыми знаниями и навыками, могут внести свежий взгляд и энергию в компанию, а также помочь ей адаптироваться к новым технологиям.
- Использование инновационных технологий в процессах обучения. Обучение может стать более эффективным и интересным, если использовать новые технологии, такие как виртуальная реальность, интерактивные учебники и др.
- Создание инновационных центров и лабораторий. Создание инновационных центров и лабораторий, где сотрудники могут работать над новыми проектами и технологиями, может помочь компаниям оставаться на передовой в отрасли.

Последняя рассматриваемая проблема – это **экологическая безопасность**. Для решения этой проблемы можно применить следующие подходы:

- Развитие экологически чистых технологий. Компании должны продолжать исследования и разработки новых технологий, которые позволят снизить вредное воздействие на окружающую среду. Это мо-

- жет быть использование оборудования с более эффективным использованием энергии, использование биоразлагаемых материалов и др.
- Обучение и переобучение сотрудников. Сотрудники должны получать специальное обучение по экологической безопасности и быть готовыми работать в соответствии с экологическими стандартами.
 - Сотрудничество с экологическими организациями и университетами. Компании могут сотрудничать с экологическими организациями и университетами для разработки и внедрения более экологически чистых технологий и методов работы.
 - Использование экологических аудитов. Компании могут проводить экологические аудиты, чтобы оценить влияние своей деятельности на окружающую среду и разработать планы по улучшению экологической безопасности.

Библиографический список

1. Мамонова Ю. С. Проблемы развития инноваций в нефтегазовой отрасли России / Ю. С. Мамонтова, Л. А. Иванченко. – Текст : электронный // Актуальные проблемы авиации и космонавтики. – 2013. – № 9. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/problemy-razvitiya-innovatsiy-v-neftegazovoy-otrasli-rossii> (дата обращения: 11.04.2023).
2. Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России : Сборник тезисов, Москва, 12-14 февраля 2018 года. – Москва : Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2018. – 610 с. – Текст : непосредственный.
3. Насрутдинова Л. С. Педагогические условия формирования экологической компетентности у специалистов нефтегазовой отрасли в системе дополнительной профессиональной подготовки / Л. С. Насрутдинова. – Текст : непосредственный // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 8-1. – С. 192-197.
4. Разработка системы визуализации виртуальной установки для подготовки специалистов нефтегазовой отрасли / А. Д. Обухов, Н. А. Чеботов, Н. А. Вехтева [и др.]. – DOI 10.17277/vestnik.2020.04.pp.571-580. – Текст : непосредственный // Вестник Тамбовского государственного технического университета. – 2020. – Т. 26, № 4. – С. 571-580.

Остапченко Г. С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

АКТУАЛЬНОСТЬ ПРОФЕССИОНАЛЬНО-ОРИЕНТИРОВАННОГО ОБУЧЕНИЯ ИНОСТРАННОМУ ЯЗЫКУ В ТЕХНИЧЕСКОМ ВУЗЕ

Обучение техническому английскому языку в вузе составляет отдельный аспект рассмотрения в системе преподавания иностранных языков в России. Особого внимания заслуживает рассмотрение проблемы – сокращение количества часов преподавания иностранного языка в техни-

ческих вузах, которое планируется во многих вузах страны. Связано это с тем, что 2 февраля 2023 Минобрнауки опубликовало для общественного обсуждения проект поправок к федеральным государственным образовательным стандартам (ФГОС) высшего образования. Они затронули как бакалавриат, так и специалитет. Согласно этому документу, для всех факультетов вводятся единые требования по преподаванию дисциплины «История России» – изучение в объеме не менее 144 академических часа [1]. Увеличение до четырех зачетных единиц произойдет за счет каких-то других предметов. Под сокращение могут попасть и иностранные языки, а скорее всего, профессионально-ориентированное обучение на 2 курсе. Но ведь главной его задачей является формирование и развитие профессионально-коммуникативной компетенции студентов технических специальностей.

Под профессионально-ориентированным обучением иностранному языку понимается обучение, где в центре внимания ставят потребности студентов в изучении иностранного языка с ориентацией на особенности будущей профессии, специальности. Этот подход предполагает сочетание процесса приобретения профессиональных и лингвистических знаний.

В данной статье будет рассмотрена профессиональная лексика нефтяников, как пример того, что она является наиболее частотной и информативной частью лексикона специалистов-нефтяников, способствующей накоплению и передаче профессионального опыта и знаний. А также послужит доказательством того, что изучение данной терминологии на занятиях английского языка знакомит будущего специалиста с профессионализмами и значительно расширяет его кругозор.

На сегодняшний день отрасли нефтехимии, нефтедобычи и нефтепереработки являются лидерами мирового хозяйства. В связи с этим произошел рост интереса к деятельности сотрудников, занятых в этих сферах, их общению с иностранными коллегами и проблемам, связанным с использованием средств языкового общения. Наибольшими трудностями в общении специалистов являются неточности при переводе профессиональной литературы и лексики.

В научной литературе существует определение для терминов, используемых небольшими группами людей, объединенных определенной профессией – это профессионализмы [2]. Профессионализмы чаще всего служат для обозначения различных производственных процессов, орудий производства, сырья, выпускаемой продукции и т. п.

Большая часть отечественных профессионализмов в области добычи и переработки нефти и газа была заимствована из английского языка [3]. Как результат – многие слова профессиональной русской нефтегазовой терминологии калькируются из англоязычной» [4]. Но даже широко используемые и знакомые слова, могут в контексте оказаться профессио-

нализмами. Чаще всего они являются результатом метафорического переноса значений слов бытовой лексики на профессиональные понятия (по внешнему сходству, сходству функции, признака и т. д.).

Рассмотрим словосочетание «Christmas tree» дословный перевод – «Рождественская ёлка». Однако в области нефтегазовой промышленности данное словосочетание является специализированным термином этой отрасли и переводится как «фонтанная арматура» или fishing «ловильные работы» – процесс, изначально напоминающий рыбалку.

Особую сложность при переводе вызывают зоонимы. В английском «нефтегазовом» сленге термины-зоонимы обозначают ключевые элементы скважин и важные аспекты её эксплуатации. Некоторые составные части буровой установки и сопутствующие им объекты имеют анималистические номинации [5].

Например, верховой рабочий, выполняющий свои обязанности на специальной площадке у верхней части буровой вышки, называют «monkey». Соответственно сама площадка именуется «monkey board».

«Where is the monkey? He's on the monkey board».

В профессиональном сленге русских нефтяников

- мартышка – обозначает специальный металлический инструмент, для быстрого и эффективного закручивания трубопроводных задвижек;

- козловой кран – portal bridge crane (портальный кран);

- мостовой бык – bridge abutment (устой моста).

Таким образом, дословный перевод может ввести в заблуждение одну из сторон межкультурной коммуникации.

В англоязычных зоонимах можно встретить названия и других животных:

– pig – скребок;

– donkey – качалка;

– rathole – 1. ответвление ствола скважины

2. пилотная часть ствола скважины;

– Kelly rathole – шурф для ведущей трубы;

– wildcat – поисково-разведочная скважина;

– monkey board – площадка для верхового рабочего;

– pipe dog – трубный ключ;

– rabbit – скребок для чистки трубопровода;

– butterfly – выпускной клапан;

– doghouse – вагончик-бытовка бурового мастера;

– превентора);

– snake – асбестовый шнур; приспособление для подачи конца каната на верх буровой вышки;

– dog leg – резкое искривление ствола скважины;

– nodding donkey – насос-качалка;

– Big Bear (Большой Медведь) – это вахта, которая длится более 50 дней;

– elephant – это гигантское нефтяное месторождение;

– nodding donkey – насос-качалка;

– cat – гусеничный трактор-вездеход, предназначенный для подготовки площадки для буровой установки.

– wild cat – поисковая разведочная скважина, которая бурится с целью открытия новых нефтегазоносных горизонтов в области, не являющейся разведанным нефтяным месторождением;

– cathead – шпилевая катушка;

– catwalk – мостки;

– bear cat – скважина с трудными условиями эксплуатации [6].

Как мы видим, прямой перевод данных слов невозможен. У специалиста должен быть сформирован профессиональный вокабуляр, так как любая погрешность или неточность могут привести к недопониманиям, серьезным травмам работников или даже к смерти персонала.

Изучение профессиональной лексики на занятиях иностранного языка, в рассмотренном профессиональном направлении, является важной составляющей подготовки молодых специалистов. Знания профессиональной лексики, ее перевод и употребление может зарекомендовать его, как специалиста высокого уровня. Так же следует заметить, что мировое сотрудничество специалистов из разных стран, как правило, проходит на английском языке. Понимание профессионального языка между работниками одной сферы приводит к более эффективному общению, а, следовательно, и качественному результату труда.

Библиографический список

1. Министерство науки и высшего образования Российской Федерации : [сайт]. – URL : <https://minobrnauki.gov.ru/press-center/news/novosti-ministerstva/63748/> (дата обращения: 09.04.2023). – Текст : электронный.

2. Лингвистический энциклопедический словарь / Гл. ред. В. Н. Ярцева. – Москва : Советская энциклопедия, 1990. – 683 с. – Текст: непосредственный.

3. Васильева П. А. Лингвистический и методический аспекты обучения студентов технического вуза терминологической лексике на английском языке (на материале нефтегазового дела) / П. А. Васильева, И. С. Рогова, О. И. Трубицина. – Текст : непосредственный // Научное мнение. – 2015. – № 12. – С. 122-127.

4. Деева А. И. Специфика метафорического фрагмента русской нефтегазовой терминосистемы / А. И. Деева. – Текст : непосредственный // Вестник Томского государственного университета. – 2014. – № 12. – С. 15-21.

5. Белоусов В. С. Нефтяная промышленность : учебное пособие для переводчиков / В. С. Белоусов. – Архангельск : The FLT Ltd, 2000. – 281 с. : ил. – Текст : непосредственный.

6. Современный англо-русский и русско-английский словарь по нефти и газу / сост. А. И. Булатов. – Москва : 2006. – 752с. – Текст : непосредственный.

ПРОБЛЕМА ПОДГОТОВКИ СПЕЦИАЛИСТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ НА ЗАНЯТИЯХ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ ИНОСТРАННОМУ ЯЗЫКУ

Обучение по индивидуальным образовательным траекториям (ИОТ) – одна из новейших тенденций развития российской высшей школы в рамках системы "2+2+2", внедряемой в вузах страны с 2021-го года. Первые два года студенты изучают базовые дисциплины, что дает возможность поменять направление, выбранное вчерашним школьником изначально. В соответствии с новыми стандартами, на втором курсе преподается "Технический иностранный язык", при этом в одной подгруппе могут оказаться будущие рестораторы, геологоразведчики и студенты, изучающие нефтегазовое дело.

Специалистами кафедры иностранных языков нашего вуза разработана единая рабочая программа, предполагающая базовый и повышенный уровень сложности, что ставит перед педагогом задачи по одновременной индивидуализации и унификации образовательного процесса. Однако преподавание профильного иностранного языка, необходимого будущим специалистам нефтегазовой отрасли, несомненно, затруднено обобщенным характером дисциплины «Технический иностранный язык», которая должна преподаваться студентам разных направлений, собранных в одной группе. Решением проблемы может стать насыщение рабочей программы общими, но одинаково важными темами для изучения, стимулирующими развитие инновационного мышления. Инновационное мышление предполагает, как творческую сторону процесса исследования (изобретения), так и поиск стратегии внедрения нового знания в реальную экономику. Формирование и развитие инновационного мышления студентов - одна из ведущих задач современного вуза, участвующего в становлении экономики, основанной на применении новейших технологий. Такое мышление формируется в благоприятной, стимулирующей мыслительные процессы среде и предполагает формирование позитивного отношения к созданию/принятию нового, стимулирование и поддержание интереса к простейшей исследовательской деятельности [1].

В рамках работы по преодолению обозначенных противоречий нами разработаны следующие рекомендации по модификации рабочей программы "Технический иностранный язык":

1. В рамках тем "Инженерное дело" следует ввести работу с обучающимися материалами, разъясняющими суть понятий "инновация", "инновационный цикл", "инноватика", «специалист по инноватике».

2. В рамках тем "Механизмы/инструменты материалы" и "Экология в промышленности" обучаемых следует ознакомить с историей успешных инноваций.

3. На протяжении всего курса следует использовать методы обучения, развивающие инновационное мышление:

Мозговой штурм (от англ. brain storming – штурм мозга) как метод, стимулирующий процесс группового поиска для решения проблемы.

Кейс-метод (case study) может рассматриваться не только в качестве эффективной техники стимуляции самостоятельной речевой деятельности студентов на уроке иностранного языка, но и как действенный способ развития инновационного мышления. Так, интересен ряд кейсов под общим названием «Learning from nature / Учиться у природы», в которых рассматриваются инновации, которые стали возможны, благодаря внимательному изучению строения и функционирования живых организмов.

Проект – специально организованный педагогом и самостоятельно выполняемый учащимися комплекс действий, где они могут быть самостоятельными при принятии решения и ответственными за свой выбор, результат труда, создание творческого продукта.

Деловая игра – презентация результатов работы над проектами может быть представлена в виде обучающей деловой игры. Этот этап представляется нам особенно важным для расширения опыта внедрения инновации. «Заявка в венчурный фонд» – обучающая деловая игра, по условиям которой студенты, разделившись на группы, представляют на суд «экспертного жюри венчурного фонда» свои инновационные проекты [2].

Таким образом, дисциплина «Технический иностранный язык» обладает достаточным потенциалом для формирования и развития инновационного мышления, необходимым современному специалисту в любой отрасли, подразумевающей разработку и внедрение новых инженерных решений. Действенным инструментом развития инновационного мышления становятся методы обучения, которые, с одной стороны, раскрывают творческий потенциал личности, с другой, дают необходимую информацию о способах внедрения инновации.

Библиографический список

1. Усольцев А.П. Понятие инновационного мышления / А. П. Усольцев, Т. Н. Шамало. – Текст : непосредственный // Педагогическое образование в России. – 2014. – № 1. – С. 94-98.

2. Пашина А. В. Обучающая деловая игра как метод развития инновационного мышления / А. В. Пашина. – Текст : непосредственный // Общество: социология, психология, педагогика. – 2016. – № 4. – С. 116-117. – Текст : непосредственный.

ТРАДИЦИОННЫЕ МЕТОДИКИ ПРЕПОДАВАНИЯ АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА

Изучение иностранного языка давно не сводится к простому запоминанию новых слов и выражений. В прошлом подход был скучным и однообразным, сосредотачиваясь в основном на заучивании грамматических правил и способностях переводить фразы с русского на чужой язык. Однако в XX веке произошел революционный переворот в методах преподавания английского языка, где изменились цели и подходы, чтобы сделать иностранный язык доступным для всех. Сегодня существует множество методик, с каждой из них связаны плюсы и минусы. Старые методы сегодня критикуются, несмотря на то, что они были успешны в свое время, но их использование требовало большого количества времени и усилий для изучения языка. Для того, чтобы научиться иностранному языку, необходимо уделять времени чтению текстов, заучиванию новых слов и выполнению разных упражнений. Раньше предлагались такие задания, как написание сочинений или диктантов, чтобы разделить время на разные виды деятельности.

Одно из наиболее давних подходов является классическая, также известная как фундаментальная методика. Она призвана не только обучать, но и помогать студентам понимать тонкости и детали работы с иностранным языком. Главная цель классической методики – создать грамматическую основу для изучаемого языка. Она обычно рекомендуется для начинающих учащихся, которые изучают английский язык с самых основ. Этот подход широко используется в языковых учебных заведениях в Казахстане и в других странах. Базовая схема классической методики включает изучение грамматики и основных правил, которые затем применяются в практических заданиях и закрепляются выполнением упражнений. Самая популярная методика, принадлежащая к этому подходу, разработана Н. А. Бонком. Её знаковый учебник в соавторстве с другими представителями классической методики считается эталоном, несмотря на жесткую конкуренцию со свежими западными подходами. Однако, классическая методика имеет свои недостатки, в том числе недостаток практики разговорной речи. Эту проблему можно решить, объединив классический подход с другими коммуникативными методами обучения.

Один из методов, который выделяется среди других, называется лингвосоциокультурным. Придерживающиеся данного метода считают, что изучение иностранного языка не должно быть ограниченным набором правил. Напротив, это должно быть коммуникативным средством, которое позволяет не только говорить, но и самовыражаться. Лингвосоцио-

культурный метод помогает отразить уклад жизни, традиции, культуру и историю языка.

Однако в последние годы популярностью пользуется коммуникативная методика, которая позволяет преодолеть языковой барьер через общение и избавление студентов от страха говорить на иностранном языке. Важную роль в этой методике играет говорение и экспрессия на языке, где грамматика изучается после заучивания фраз. Принцип устного опережения помогает развить языковые навыки и умения.

Название "Коммуникативная методика" говорит само за себя о важности общения в этой методике. Она направлена на развитие навыков говорения на иностранном языке и имеет прямое влияние на организацию занятий. Игровые ситуации, групповая работа и задания на поиск ошибок позволяют развивать память и логику, а также аналитическое и образное мышление, способствуя выражению мыслей. С развитием IT-индустрии появляются новые интерактивные ресурсы, такие как компьютеры, интернет, ТВ программы, газеты и журналы, которые должны быть использованы на практике для пробуждения интереса к культуре, истории и традициям страны, изучаемого языка, а также формирования необходимых навыков для будущего.

Обучение не может быть единоличной работой учителя, так как это активный обмен между учителем и студентами. Успех учебного процесса в значительной степени зависит от опыта и квалификации учителя. Каждый учитель выбирает свои методы и подходы на основе своего опыта, но разнообразие коммуникативных, индуктивных и дедуктивных методов дает положительные результаты и повышает эффективность обучения грамматике. Автор придерживается смешанной методики преподавания, которая достигает поставленных целей и дает высокие результаты.

Библиографический список

1. Знания без границ : [сайт]. URL : <https://znanio.ru/> (дата обращения : 09.04.2023).

Сарвилова П. В.

Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

ДУХОВНО-ПАТРИОТИЧЕСКОЕ ВОСПИТАНИЕ МОЛОДЕЖИ В ВУЗЕ

События, которые происходят в последнее время, всколыхнули общество и сдвинули в политической деятельности, процессах государства, в становлении гражданского общества такие его прослойки, которые традиционно были инертными или функционировали исключительно в узких (военных) сферах.

Вооруженное противостояние России с англо-саксонским миром и Украиной, происходящее на Донбассе нашей страны, также актуализировало в сознании граждан ценностные ориентиры и поставило перед каждым из нас вопрос национальной и государственной идентификации. Сегодня в обществе наблюдается небывалый взлет патриотизма и духовности. Это декларируется не только любовью к своей Родине, но на практике происходит поддержка своего народа действием, защитой его интересов и самопожертвованием. Христианские заповеди "положить душу за друзей своих" и любви к ближнему, показывают, что мы студенты, должны поддерживать военнослужащих в зоне СВО духовно и материально.

В статье исследуется актуальный вопрос воспитания студенческой молодежи под влиянием религиозных традиций, которые позволяют на основе христианской этики прививать молодым людям понятия морали, человеческих ценностей, дел милосердия.

Каждый гражданин нашего государства должен участвовать в общественной жизни. И именно любовь к своему Отечеству делает это участие не гнетущим долгом, а живой деятельностью. Эта любовь заложена в нас от природы. Земля, в которой лежит прах наших дедов-прадедов, на которой трудились наши отцы и матери, где мы родились, росли и живем, по которой бегают дети – это наша Родина. Любовь к родной земле, стране и своему народу, присущая нашей духовной природе, – это и есть патриотизм.

Главный фактор воспитания студенческой молодежи формироваться, опираясь на высокие общечеловеческие моральные ценности. Все добрые и злые поступки человека исходят из его сердца. Но без веры и религии открыть дверь к нему и что – то изменить – невозможно. Религия способствует формированию духовности и нравственности у молодежи через молитву, добро, любовь к ближнему. Верующий человек воспринимает мораль для себя, как систему правил жизни. Она изучает нравственность, добродетель человека, дает правильное понимание добра и зла.

Сегодня все больше ученых-педагогов осознает и признает, что христианские ценности, христианские морально-духовные основы – это спасение нации. Важной предпосылкой воспитания и обучения молодого поколения на христианских духовно-умственных и морально-духовных началах является древняя христианская традиция в России, которая на протяжении веков продемонстрировала свою высокую жизненность.

Бог дал людям заповеди, универсальный нравственный закон человечества. Поскольку Бог очень любит нас, то дает такие нормы, предостережения, советы, указания – Божьи заповеди, которые учат нас, как делать добрые дела и остерегаться зла, помогают постичь счастье.

В процессе обучения студентов преподаватель всегда может привести примеры, которые будут носить в себе воспитательный характер, связанный с христианской религией и современной деятельностью.

Определение основ христианской духовности, определенных ориентиров на пути обучения и воспитания учащихся убедительно доказывает, что самым эффективным способом воспитания молодежи является религия и христианские основы влияния на молодежь в духе высоких нравственных ценностей, этикета, общения, если процесс воспитания основывается на общепринятых Божьих заповедях.

Жизнь человека, согласно Священному Писанию, не состоит в том, чтобы сложа руки, ждать вечной жизни, но чтобы, подражая Богу, исполнить свой зов. А зов человека – "поступать любовью", то есть активно и конкретно любить: любить Бога и ближнего – как говорит нам заповедь любви. Но также каждый христианин призван Богом любить свой народ, то есть быть патриотом.

Итак, патриотизм – это любовь к своему народу Отечеству. Любовь к Родине не исключает справедливости и уважения прав других народов. Здоровый патриотизм дает здоровую национальную жизнь и создает жизнеспособные государственные органы. Стать без оговорок к обороне Родины и ее святым прав – это здоровое и природное явление в жизни каждого гражданина. Равнодушие к делам своего народа, Родины – это нехватка благородных патриотических чувств, нехватка христианской любви.

Патриот – это тот, кто прежде всего отождествляет себя со своим народом и берет ответственность за свою страну. Эта ответственность выражается в том, что тебе не безразлична судьба своей Родины, ты всеми силами ей служишь. Быть патриотом – значит трудиться на благо своего народа, бороться со всякой тьмой, пытающейся помешать твоему народу осуществить свое предназначение.

Мы обязаны любить свою Родину, молиться за нее, заботиться о ее добре. Мы должны чтить культуру нашей Родины. Нужно жить так, чтобы все в нашей стране чувствовали себя хорошо, чтобы мы были народом мира, ценили нашу независимость, были благодарны тем, кто боролся за нее. Мы должны жить так, чтобы быть примером для других народов, особенно в духовном плане.

Напоминаю, любовь к Родине – это не политика, это обязанность каждого доброго гражданина, каждого доброго христианина. Любовь к Родине вытекает из четвертой Божьей заповеди: «Почитай отца и мать своих».

Обязанностью христианина является любить свою Родину. Он не должен ждать и думать, что она ему даст, а всей жизнью должен стремиться быть и полезным и приумножать ее духовное и материальное богатство.

Мы считаем, что нам студентам необходимо принимать участие в религиозных традициях нашего города и страны в целом. Это создаст особую развивающую среду. Студенты получают новые знания, которые обеспечивают духовно-нравственное созревание личности. Воспитание православных ценностей позволит воспитать личность, способную на подвиги, заложить нравственный идеал у современной молодежи. Сегодня духовность являет-

ся единственным условием выживания человека и человечества в третьем тысячелетии.

Библиографический список

1. Горожанина М. Ю. Влияние православных ценностей на формирование духовно-нравственного потенциала у современных студентов / М. Ю. Горожанина, Э. В. Шилова. – Текст : электронный // Молодой ученый. – 2022. – № 38 (433). – С. 67-69. – URL: <https://moluch.ru/archive/433/94985/> (дата обращения: 11.04.2023).

Научный руководитель – Бабюк Галина Федоровна, старший преподаватель.

Синицина Т. С.

Тюменский индустриальный университет, г.Тюмень

ПРОБЛЕМЫ НЕХВАТКИ ТРУДОВЫХ РЕСУРСОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ В СЕВЕРНЫХ РЕГИОНАХ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ

Ни для кого не секрет, что в северных регионах Тюменской области в нефтегазовой отрасли, которой гордятся Ямало-Ненецкий и Ханты-Мансийский автономные округа, одни из высоких заработанных плат по всей области. Общий уровень социально-экономического развития Ямало-Ненецкого автономного округа сильно опережает среднероссийские показатели. Если обратиться к статистике появления вакансий в нефтегазовой отрасли, можно заметить значительный процент увеличения свободных мест с каждым годом. За прошедший 2022 год число вакансий в нефтегазовой отрасли за год выросло на 55 %. В чем же заключается нежелание трудового населения работать в северных регионах и почему запрос на высококвалифицированные кадры продолжает расти?

Нефтегазовый комплекс Севера Западной Сибири находился в центре внимания начиная с рубежа 1960-х-1970-х гг. и продолжали привлекать ученых, исследователей и молодых специалистов. В настоящее время нефтяные и газовые компании России уже несколько лет испытывают дефицит рабочих кадров.

Компании активно ведут подготовку профильных специалистов как совместно с вузами, так и непосредственно на предприятиях. Например, с Тюменским индустриальным университетом сотрудничают и принимают студентов на практику, а далее и на постоянное трудоустройство, крупные компании: Газпром, Лукойл, Роснефть, Сибур и другие.

В Тюменской области, ХМАО и ЯНАО особое внимание уделяются корпоративным профильным классам. Основные задачи профильных клас-

сов – подготовка перспективного кадрового резерва для дочерних обществ ПАО «Газпром», ПАО «Роснефть» и профессиональная ориентация учащихся на востребованные в нефтегазовой отрасли специальности.

Создано множество социальных программ, способных привлечь молодых специалистов. В первую очередь, это выплата подъемных, получение северной надбавки, субсидия на покупку жилья и различные компенсации, а также карьерный рост.

Несмотря на большое количество плюсов трудоустройства в Северных регионах, количество свободных вакансий непрерывно растет. Около 62 % нефтегазовых компаний испытывают дефицит кадров. Например, на март 2023 года имеются следующие сведения о свободных рабочих местах в ведущих нефтегазовых компаниях, отображенные на рисунке 1.

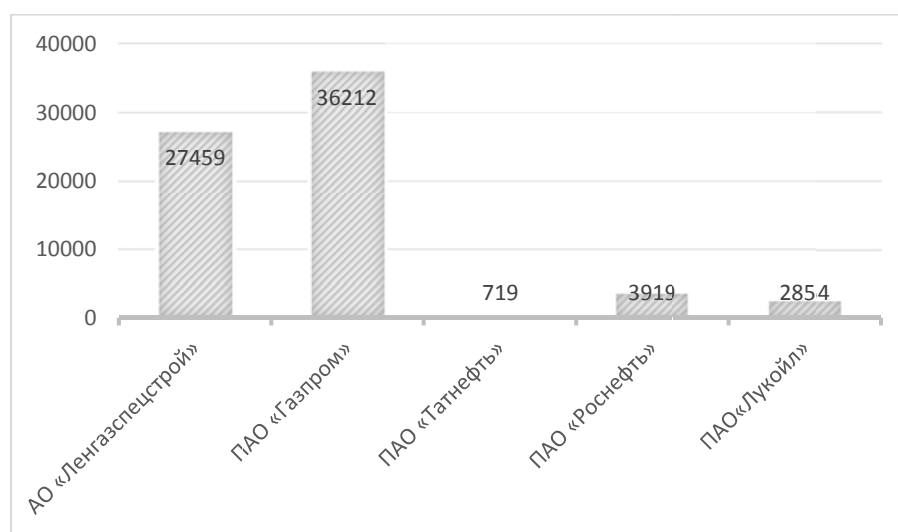


Рисунок 1. Процентное значение открытых вакансий нефтегазовых компаний

Далее рассмотрены возможные причины возникновения данной проблемы.

Цифровизация рабочего процесса. На это может влиять ориентация предприятий на цифровизацию, которая требует работников нового поколения, которые в свою очередь должны обладать навыками работы в таких программах как: ECLIPSE, OLGA, Drillbench, GeoFrame, GeoX, GPM, IAM и многие другие. Не каждый сотрудник, рабочий стаж которого составляет ни один десяток лет, сможет переучиться и получить навыки в новом программном обеспечении.

Спад популярности инженерных специальностей. В 2022 году наибольшей популярностью у абитуриентов пользуются такие направления как: педагогическое образование, лечебное дело и IT-специальности, но самый существенный рост числа студентов отмечен по направлениям судовой подготовки, спорта и проектирования автомобилей.

Суровый климат региона. На здоровье человека в условиях Крайнего Севера оказывают влияние не только низкие температуры. Учеными доказано, что жизнь в этих широтах воздействует на организм на клеточном уровне и меняет метаболизм в целом. К основным проблемам, с которыми сталкиваются жители Севера, относится нехватка кислорода, отсутствие зимой качественных фруктов и овощей, нехватка витамина D, низкие сложно переносимые температуры воздуха.

Вахтовый метод. Это является некой вынужденной мерой в данных условиях, осложненных логистической доступностью. Далек не каждый человек, согласиться работать в суровом климате и при этом на достаточно удаленном расстоянии от близких и собственного дома.

Таким образом, высокий достаток не всегда способен привлечь сотрудников в сложные, а иногда и суровые условия труда. Проблемы нехватки трудовых ресурсов в нефтегазовой отрасли в северных регионах Тюменской области в настоящее время являются насущными, от которых зависит будущее развитие нефтегазовой промышленности в области.

Библиографический список

1. Белошицкий А. В. Планирование нестандартных комплексов работ в нефтедобыче / А. В. Белошицкий, В. Г. Карпов – Санкт-Петербург : Недра, 2008. – 216 с. – Текст : непосредственный.

2. Социально-экономическое положение Тюменской области и перспективы ее развития. – Текст : электронный // Тюменская область: официальный портал органов государственной власти : официальный сайт. 2023. – Режим доступа : <http://admtumen.ru/> (дата обращения : 08.04.2023)

3. Презентация Центра кластерного развития ХМАО-Югры. – Текст : электронный. – Режим доступа : <http://ckr-ugra.ru/upload/medialibrary/> (дата обращения : 08.04.2023).

Сперанская Н. И.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

ФОРМИРОВАНИЕ ЦЕННОСТНОГО ОТНОШЕНИЯ СТУДЕНТОВ К СОБЛЮДЕНИЮ ПРАВИЛ НЕТИКЕТА

В настоящее время цифровизация заполняет всю нашу жизнь. Цифровое общество, основанное не просто на широком использовании сквозных цифровых технологий, но и цифровых информационных каналов взаимодействия его членов, актуализировало рассмотрение правил и норм опосредованной коммуникации, когда между актантами появляется цифровой девайс. С распространением интернета человечество приобрело неоспоримые преимущества: свободный доступ к любой информации для повышения уровня образованности, расширение границ взаимодействия, стирание барьеров между мегаполисами, являющимися культурными центрами, и провинциальными локациями индивида.

Вопросы регулирования поведения человека в интернет пространстве являются предметом изучения не только прикладной этики, но и специалистов других ценностно-ориентированных гуманитарных дисциплин: философии, психологии, социологии, культурологии, педагогики и др. Актуальность данной проблематики подтверждается и тем фактом, что уже непосредственно в самой цифровой среде стали зарождаться добровольные соглашения между пользователями о соблюдении определенных норм. Появившийся в наше время термин «нетикет» (производное от английских слов «Net» + «Etiquette»), представляющий собой свод правил, советов по взаимодействию в сети Интернет, набирает все большую популярность, но в то же время эти регламенты носят рекомендательный характер. Авдеева И. А. [1] рассматривает данную проблематику с точки зрения прикладной этики, доказывает необходимость гуманитарных экспертиз по использованию цифровых технологий с целью этико-правового регулирования процессов цифровизации. Мосейко А. А. [2], исследуя проблемы речевой коммуникации в интернет пространстве, приходит к выводу, что нормы цифровой коммуникации должны согласовываться с нормами реального общения людей. Пашина А. В. [3], изучая вопросы нетикета, устанавливает связь с изменением в бизнес – коммуникации, в частности, в деловой корреспонденции, когда при оформлении электронного письма меняется его структура: отсутствие заголовка, даты, внутреннего адреса, но обязательность заполнения окна «Тема».

В ходе своего развития цивилизация выработала устоявшиеся стандарты общения, описаны нормы речевого этикета в соответствии со статусным уровнем общающихся. Интернет, представляя собой виртуальную площадку, практически неограниченную ничем, позволяет человеку выражать собственное мнение по разнообразным темам без учета различий в возрасте, гендере, уровне образованности своего реципиента, тем самым стираются иерархические и статусные различия коммуникантов. Очень часто в интернет пространстве люди взаимодействуют под различными никами, аватарками, масками, скрывая свое истинное лицо, такая анонимность делает позволительными откровенную грубость, несоблюдение элементарных норм этикета, по сути, исчезает моральная ответственность за собственные поступки.

Основные нормы нетикета направлены на организацию определенной модели поведения интернет пользователей в том или ином виртуальном сообществе. Золотое правило нетикета (не забывать, что за цифровым посредником стоит человек) требует соблюдения правил реального общения, уважительного отношения к личностным правам каждого. Основные нормы совпадают с регламентами реального общения, но в то же время, сами интернет-группы могут менять свои рекомендации, применять штрафные санкции (изгнание из группы), тем не менее, нетикет действует лишь в том случае, если сами актанты цифровой коммуникации добровольно берут на себя обязательства следовать его требованиям.

Пандемия, вызванная COVID-19, интенсифицировала процесс цифровизации образования, где активно внедряются цифровые технологии, осваиваются дидактические интернет ресурсы и инструменты, что требует осмысления новых подходов не только в плане организации, но и правил поведения обучающихся на он-лайн занятиях, даже и в ходе традиционного обучения при использовании интернет ресурсов нужны знания правил работы с ними. Имея накопленный опыт обучения в удаленном формате, все большее количество студентов чаще начинают выбирать массовые открытые онлайн курсы, а с другой стороны, и педагоги, оцифровав учебный контент и освоив современные технологии, более уверенно проводят дистанционные занятия или применяют формы смешанного обучения, при котором традиционный формат сочетается с удаленным. Обозначенные нами факторы актуализируют необходимость выработки правил этикета при дистанционном обучении и внедрения их в студенческую среду, рассмотрение возможностей сочетания норм организации традиционных и удаленных форм обучения с учетом возможностей субъектов образовательной деятельности.

Активно используя в ходе преподавания английского языка интернет-ресурсы, цифровые технологии мы видим важность формирования осознанного отношения студентов к соблюдению регламентов общения в виртуальной среде. В ходе собственной педагогической практики в высшем учебном заведении при осуществлении дистанционного обучения мы применяем определенную последовательность действий. Первая учебная встреча начинается с анкетирования обучающихся с целью выяснения, какими цифровыми девайсами они пользуются на удаленных занятиях, имеется ли у них опыт дистанционного обучения. Исследование показало, что все нынешние студенты имеют опыт удаленного обучения, так как во время карантинных мероприятий из-за молниеносного распространения коронавируса это был единственный способ продолжить обучение. Отметим, что чем взрослее анкетированные, тем большую степень удовлетворенности дистанционным форматом они демонстрируют. Более 70 % опрошенных во время таких занятий используют смартфоны.

При обучении английскому языку проводится вводная беседа о правилах подготовки и участия в онлайн занятии, после обсуждения студенты читают краткий текст о советах по организации рабочего места, формах связи и участия в учебной встрече в онлайн формате. Ответив на вопросы по тексту, акцентирующие внимание на важные аспекты дискуссии, обучающимся предлагается написать собственные возможные рекомендации. Такая работа помогает не просто ознакомить студентов с нормами цифрового этикета, но и интериоризовать их знания, сделать лично значимыми и сформировать готовность добровольно следовать нормам нетикета.

Подчеркнём, что подобная работа проводится не только со студентами, обучающимися дистанционно, но и в традиционном формате, поскольку современный образовательный процесс уже не мыслим без активного исполь-

зования дидактических Интернет ресурсов и цифровых технологий, что требует необходимость следовать правилам работы в киберпространстве.

Таким образом, учитывая специфику учебной дисциплины «Иностранный язык», обладающей огромным воспитательным потенциалом в плане формирования ценностных ориентаций молодежи, считаем важным акцентировать внимание обучающихся на необходимость следования правилам, регламентирующим поведение в интернет пространстве, что обеспечивает возможность успешного использования интернет ресурсов для повышения собственного образовательного уровня, а также уважительного отношения к личному пространству, правам других интернет пользователей, избегая создания конфликтных ситуаций в онлайн среде.

Библиографический список

1. Авдеева И. А. Прикладные задачи этики в эпоху цифровизации / И. А. Авдеева. - DOI: 10.24412/2181-1385-2022-2-21-28. – Текст : электронный // Academic research in educational sciences. – 2022. – URL : <https://cyberleninka.ru/article/n/prikladnye-zadachi-etiki-v-epohu-tsifrovizatsii> (дата обращения 1.03.2023)

2. Мосейко А. А. Особенности и отличия интернет-этикета от традиционного речевого этикета / А. А. Мосейко – Текст : электронный // Известия Волгоградского государственного педагогического университета. – 2019. – URL : <https://cyberleninka.ru/article/n/osobennosti-i-otlichiya-internet-etiketa-ot-traditsionnogo-rechevogo-etiketa> (дата обращения 10.03.2023)

3. Пашина А. В. Стратегии позитивной вежливости в английской деловой корреспонденции / А. В. Пашина. – Текст: непосредственный // Сборник материалов III Международной научно-практической конференции Гуманитаризация инженерного образования : методологические основы и практика. В 2-х томах. – Тюмень, 2022. – С. 240-242.

Тимушева Н. Н.

Тюменский индустриальный университет, г. Нижневартовск

АНАЛИЗ МОТИВАЦИИ ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ВЫБОРА СТУДЕНТА В НЕФТЕГАЗОВОМ НАПРАВЛЕНИИ

Когда наступает время выбора будущей профессии/специальности, мы сталкиваемся на то, что родители настаивают на поступлении именно в то высшее или среднее учебное заведение, которое выбрали они, не спросив нашего мнения. По их мнению, в наше время без высшего образования не достичь высокого карьерного роста. По моему мнению, школьникам хотелось сделать выбор самостоятельно, и возможно, пойти в учебное заведение на другую профессию/специальность. Но многие ощущают давление семьи. Другая же часть студентов не жалеет, что учатся по той специальности, которое выбрали родители. В результате, для изучения проблемы выбора профессии обучающимися был проведен опрос студентов ТИУ фи-

лиала г. Нижневартовска в формате Google Forms, в котором поставили определить следующие задачи:

- Понять, самостоятельно ли выбирали студенты свою специальность;
- Узнать, насколько важна для них, будущая профессия;
- Узнать на каком уровне себя видит студент, и с какой заработной платой после окончания вуза.

В анкетировании участие приняли всего 86 студентов. Все опрошенными являются студентами очной формы обучения. Из опрошенных 89,5 % (77 человек) выбрали свою специальность самостоятельно и только 10,5 % (9 человек) потребовалась помощь родителей в выборе специальности (рис. 1).

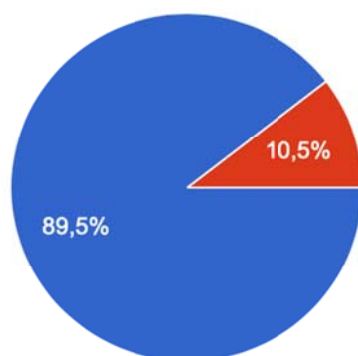


Рисунок 1. Выбор специальности

Почему студент выбрал именно эту специальность (студенты выбрали несколько вариантов ответов) из 86 студентов 50 студентов пошли только из-за того, что очень высокая заработная плата, 9 студентов – легко трудоустроиться, 45 человек – испытывают интерес в этой специальности, 7 человек – мечтали с детства, 26 человек – что пользуется спросом на рынке труда, 11 человек – прошли по баллам на бюджет, 29 человек – для приобретения новых знаний.

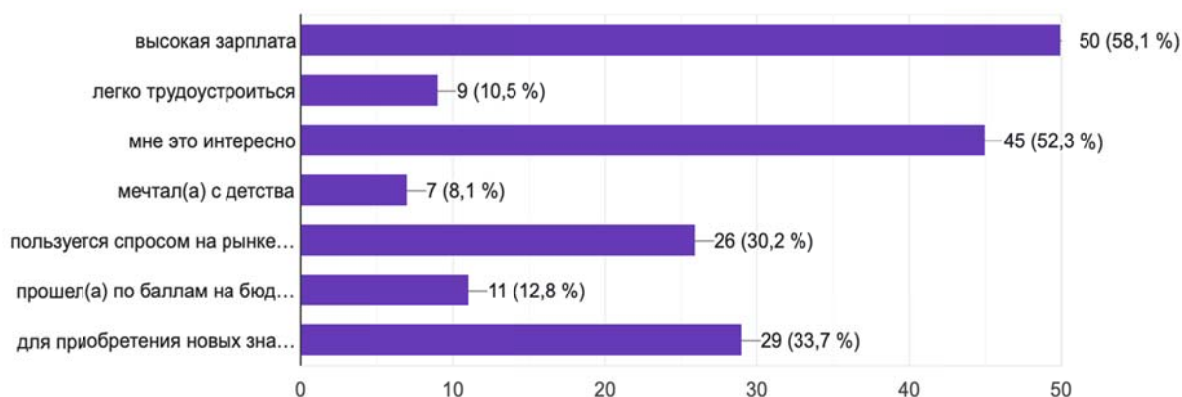


Рисунок 2. Причина выбора специальности

Студенты знают о профессии, которую выбрали больше 75,6 % (65 человек), чем о других профессиях 24,4 % (21 человек) (рис. 3):

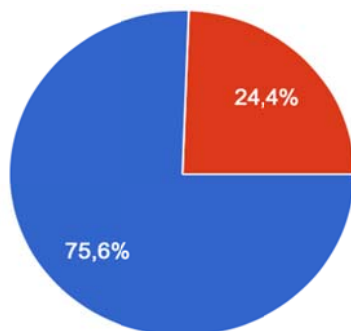


Рисунок 3. Знание профессии

Студенты считают, что эта профессия у нас на всю жизнь 58,1 % (50 человек) и только 41,9 % (36 человек) считают, что эта профессия скоро станет не актуальна (рис. 4):

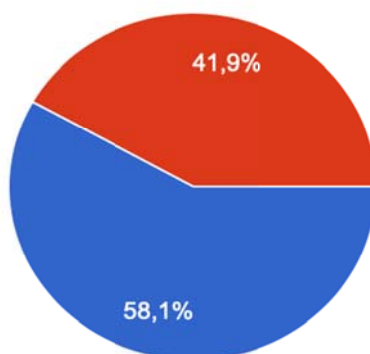


Рисунок 4. Профессия на всю жизнь

86 % (74 человека) лично знакомы с представителями выбранной профессии и только 14 % (12 человек) не знакомы (рис. 5):

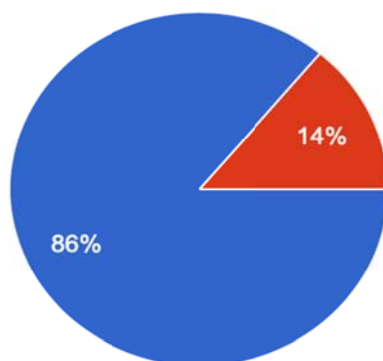


Рисунок 5. Знакомство с представителями

Через 3 года, на рынке труда, как видят себя студенты: 59,3 % (51 человек) –руководителем коллектива, подразделения на предприятии, 23,3 % (20 человек) – рядовыми работниками и 17,4 % (15 человек) – видят себя руководителями предприятия (рис. 6):

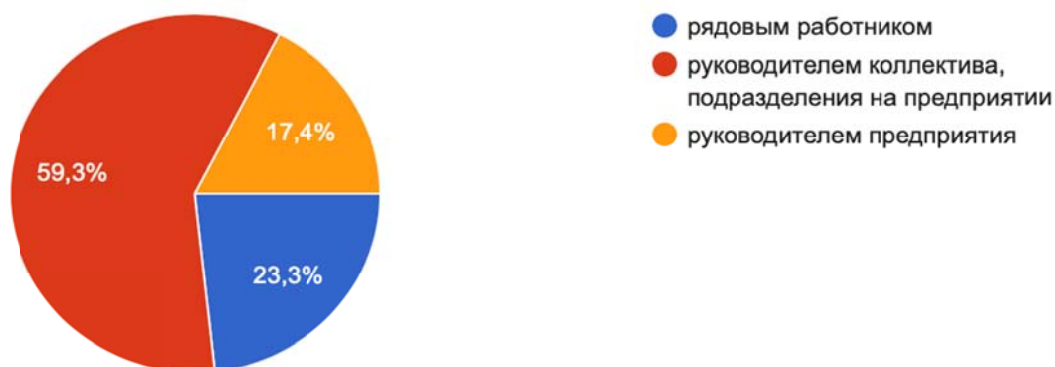


Рисунок 6. Уровень на рынке труда

Уровень заработной платы, на которую рассчитывает студент после окончания университета: 4,7 % (4 человека) от 50 до 70 тыс. рублей, 23,3 % (20 человек) от 70 до 95 тыс. рублей, 27,9 % (24 человека) от 95 до 130 тыс. рублей и 44,2 % (38 человек) более 130 тыс. рублей (рис. 7):

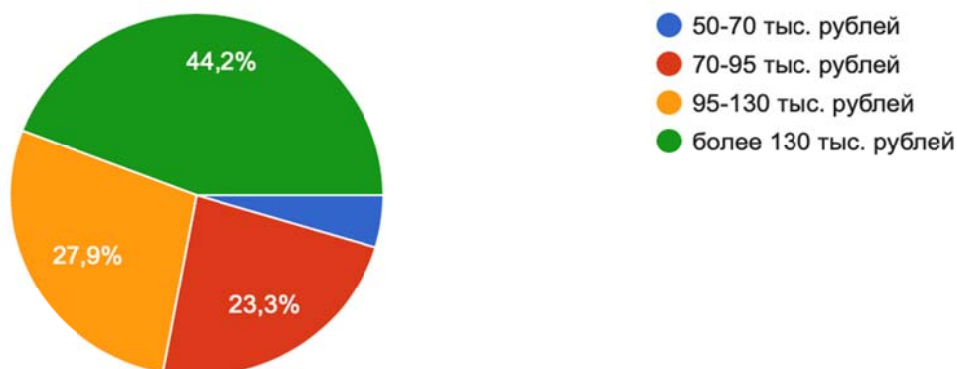


Рисунок 7. Заработная плата

- В результате проведенного исследования было выявлено:
- большинство студентов самостоятельно выбрали специальность 21.03.01. «Нефтегазовое дело»
 - был произведен выбор, потому что у нефтяников высокие заработные платы,
 - большинство студентов испытывают интерес к профессии нефтяника
 - высокий спрос на специалистов в нефтегазовой отрасли.

Библиографический список

1. Банк тестов : [сайт]. – URL: <https://banktestov.ru/test/67589> (дата обращения: 02.04.2023). – Текст : электронный.

Научный руководитель – Савельева Н. Н., канд. пед. наук, доцент.

Тихонов С. И., Набоков А. В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

ОПЫТ ПОДГОТОВКИ МАГИСТРАНТОВ НА БАЗОВОЙ КАФЕДРЕ ПАО «ГАЗПРОМНЕФТЬ» С ПОЗИЦИИ ОБУЧАЮЩЕГОСЯ

В сегодняшних условиях работодатель желает трудоустроить соискателей на вакантное место, готовых сразу же приступить к выполнению должностных обязанностей с минимальным адаптационным периодом. При этом, несмотря на созвучность наименований должностей, каждая компания выдвигает свой перечень ключевых требований к кандидатам, начиная от образования и опыта работы, заканчивая знанием специфичных программных продуктов, нормативно-правовых актов, регламентирующих ее деятельность, вплоть до особенностей операционных процессов.

Создание базовых кафедр совместно с работодателями является инструментом, позволяющим решить обозначенные выше потребности предприятий. В частности, в рамках данной статьи пойдет речь о подготовке магистров по направлению «Строительство» по программе «Промышленное и гражданское строительство на объектах нефтедобычи» на базовой кафедре ПАО «Газпромнефть» Тюменского индустриального университета.

Образовательный процесс на кафедре выстроен таким образом, что обучающиеся очной формы могут совмещать работу с занятиями, поскольку согласно расписанию, учебные пары проводятся в вечернее время и субботу. При ежедневном вечернем обучении нагрузка на магистрантов ложится равномерная, рационально сочетаются лекционные и практические занятия в офлайн или онлайн (в случае привлечения к преподаванию иногороднего специалиста ПАО «Газпромнефть») форме. Эффективно выстроены межпредметные связи, грамотно выдержана этапность выдаваемого материала, что позволяет качественно его усваивать и применять в дальнейшем при выполнении практических и иных заданий.

Процесс обучения на базовой кафедре включает в себя множество направлений, современных подходов и инструментов, с помощью которых в процессе обучения происходит формирование *hard skills* через планомерное наполнение знаний, привитие умений и навыков обучающемуся, а также развитие его *soft-компетенций*. Совокупность приемов и инструмен-

тов, используемых на базовой кафедре ПАО «Газпромнефть» может быть представлена следующим образом (рис. 1).



Рисунок 1. Специальные инструменты подготовки обучающихся на базовой кафедре ПАО «Газпромнефть»

В качестве первого инструмента можно отметить коммуникационные сессии с магистрантами, которые проводят сотрудники ПАО «Газпромнефть» из разных дочерних обществ и функций 2 раза в неделю в онлайн или офлайн форматах. Целью таких коммуникационных сессий является привлечение внимания к тому или иному продукту, применяемому в Компании, его подробное описание, знакомство со спецификой использования, а также доведение до обучающихся внутренних норм и правил. Результатом коммуникации с действующими специалистами ПАО «Газпромнефть» является подготовка потенциальных кандидатов для трудоустройства в Компанию, готовых к работе без адаптационных процедур.

Следующий инструмент - это повышение квалификации магистрантов в период обучения на кафедре совместно с Корпоративным университетом ПАО «Газпромнефть». Так уже на первом курсе магистерской подготовки проходит дополнительное обучение по программам «СУОД-система управления операционной деятельностью» и «Фабрика – процессов».

В рамках онлайн-курса «СУОД-система управления операционной деятельностью» появляется возможность познакомиться с основным набором инструментов компании и проектной логикой, которая помогает ПАО «Газпромнефть» оставаться флагманом отрасли. Программа длится на протяжении целого семестра, выстраивается график занятий с частотой 2 раза в неделю. Сотрудники корпоративного университета Компании, который находится в Санкт Петербурге, подключаются с помощью видеоконференц-связи и на протяжении двух часов проводят обучение магистрантов по указанной программе. По завершению всего курса проводится оценка полученных обучающимися знаний экзаменационным способом и выдается сертификат, свидетельствующий об успешно пройденном курсе.

«Фабрика – процессов» – это бизнес-тренинг по повышению эффективности бизнес-процессов строительства в нефтегазовой отрасли. Участники в игровой форме получают практический опыт применения инстру-

ментов бережливого производства и понимают, как улучшение отдельных процессов влияет на операционные и экономические показатели деятельности Компании.

Немаловажным инструментом для применения сформированных магистрантами компетенций является проект под названием «INКорпорация», который нацелен на развитие такой ценности Компании как «Инновационность», на «свежий» взгляд на нормы, принятые в компании, и принесение чего-то нового или необычного. Команда проекта состоит из магистрантов 1 и 2 курсов, при этом старшекурсники «играют роль» наставников для младших, которая является переходящей из года в год. С определенной периодичностью осуществляется защита результатов реализации проекта перед комиссией, состоящей из сотрудников различных дочерних обществ Компании (около 30 человек). Такая защита способствует не только оттачиванию навыков презентации материала, ораторского искусства, деловой коммуникации и профессионального языка, но и выработке самообладания, стрессоустойчивости и реактивности мышления, что, в конечном итоге, повышает конкурентоспособность выпускника базовой кафедры на рынке труда.

Магистрантам, прошедшим предварительный отбор и участвующим в проекте, ставят задачи по разработке условного нефтегазового месторождения параллельно с реальным проектом и дают широкую возможность и свободу для генерирования инновационных решений и идей в области размещения сетки скважин, технологий их строительства в зависимости от типа залежей углеводородного сырья, способов обустройства кустов, проектирования и строительства нефтегазосборных сетей, объектов энергетической и дорожной инфраструктуры и т. п.

Проект «INКорпорация» позволяет обучающимся тесно сотрудничать с представителями-практиками ПАО «Газпромнефть», советоваться, общаться, тем самым, налаживать взаимоотношения, проявить и презентовать себя. Заинтересованность Компании в данном проекте очевидна, это возможность получения неординарных решений для внедрения в существующие процессы, а также подбор и найм персонала из будущих выпускников в определенные структурные подразделения в соответствии с их потенциалом в той или иной функции.

Неотъемлемой частью обучения является прохождение производственной практики в периметре ПАО «Газпромнефть», что также дает возможность прочувствовать атмосферу Компании и заявить о своих возможностях и пользе. При этом присутствует свобода выбора места практики: либо офис, либо промысел, что позволяет обучающемуся применить себя в среде более близкой ему по профессиональным и личностным компетенциям.

Таким образом, обучение на базовой кафедре несет ряд безусловных преимуществ как для обучающихся, так и для Компании, что получает конечный результат в трудоустройстве выпускников в ПАО «Газпромнефть».

Библиографический список

1. Коркишко А. Н. Создание базовых кафедр как основа для развития высших учебных заведений России / А. Н. Коркишко. – Текст: непосредственный // Современные наукоемкие технологии. – 2015. – № 12-3. – С. 507-511.
2. Формирование образовательной программы с учетом требований работодателей / Р. И. Абдразаков, В. Б. Бессонова, А. Н. Коркишко, Е. С. Рожнова. – Текст: непосредственный // Проблемы инженерного и социально-экономического образования в техническом вузе в условиях модернизации высшего образования: материалы региональной научно-методической конференции; Тюменский государственный архитектурно-строительный университет. – Тюмень, 2015. – С. 86-92.

Ударцева О. В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДИСТАНЦИОННЫХ ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ СПЕЦИАЛИСТОВ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Использование дистанционных образовательных технологий в настоящее время является не только альтернативной, но и равноправной формой обучения при обязательном участии преподавателя.

Согласно ГОСТ Р 526653 – 2006 «Информационно – коммуникационные технологии в образовании. Термины и определения» в целом «Образовательные технологии, реализуемые в основном с применением информационных и телекоммуникационных технологий при опосредованном или частично опосредованном взаимодействии педагогического работника и обучающегося» [1].

С 2009 года в Тюменском индустриальном университете практикуется проведение занятий для студентов заочной формы обучения с применением дистанционных технологий. В настоящее время в Институте дополнительного и дистанционного обучения Тюменского индустриального университета реализуется 17 направлений подготовки, с общим количеством обучающихся около 2 тысяч человек. Также студенты 3-4 курсов имеют возможность пройти обучение по программам профессиональной подготовки.

Наиболее распространенной формой организации дистанционного обучения является проведение занятий в он-лайн формате, а на итоговую аттестацию студенты прибывают в университет.

Преимущества данного вида подготовки позволяет студентам, проживающим в районах Крайнего Севера получать образование, находясь в тысячи километрах от университета или работая вахтовым методом.

Данная форма обучения показала положительный результат в условиях карантинных ограничений. Студенты – граждане других стран не

имели возможность приехать на обучения и осуществляли взаимодействие с преподавателем в дистанционной форме, что позволило своевременно завершить образовательный процесс.

Реализуемая в Тюменском индустриальном университете, автоматизированная система поддержки учебного процесса Educon, внедрена в учебный процесс около 20 лет назад.

Система обеспечения учебного процесса Educon полностью поддерживает международный стандарт Sharable Content Object Reference Model (SCORM). Данный стандарт разработан специально для дистанционной формы обучения и дает возможность сетевой работы в среде виртуальной реальности.

С 2019 года в университете успешно прошло тестирование системы поддержки учебного процесса второго поколения – Educon 2.0.

Система определяет возможности реализации обучения в привычной для современного человека информационной цифровой среде, обеспечивая доступ к контенту как со стационарных, так и мобильных устройств.

В новой версии Educon заложены алгоритмы учёта индивидуальных достижений обучающихся. Для преподавателей, создающих электронные курсы, доступны новые формы проведения занятий, с использованием интерактивных и мультимедийных ресурсов [2].

Успешно реализуются дистанционные образовательные технологии и при обучении студентов направления подготовки «Техносферная безопасность» программы «Безопасность технологических процессов и производств», «Управление техносферной безопасностью», «Проектирование и управление экологической безопасностью».

Основным ресурсом системы для студентов заочной и при необходимости очной форм обучения, является электронный учебный курс, представленный в виде блоков теоретического материала, практических заданий, вопросов и тестовых заданий для самоконтроля.

Согласно графику учебного процесса планируется время проведения лекционных занятий и вебинаров. На вводной лекции преподаватель разъясняет объем заданий и алгоритм изучения материала. Лекционный материал в виде презентаций и текстовой части размещается в системе. Возможен просмотр тематических видеофильмов по вопросам безопасности производства.

Выполненные практические работы студент размещает в систему поддержки учебного процесса Educon и преподаватель оценивает работы.

Студент, видя результаты оценивания, имеют возможность задать вопрос преподавателю, т. е. реализуется обратная связь. По отдельным темам профильных дисциплин выставляются проверочные тесты.

Данный формат обучения позволяет студентам в любое удобное для них время изучить материал и выполнить практические задания.

Итоговая государственная аттестация обучающихся, проводится в очной форме.

Вместе с тем, при возникновении необходимости, возможно проведение итоговой государственной аттестации с использованием информационно-коммуникационных технологий. Как показала практика, в период пандемии это было единственное решение для соблюдения календарного учебного графика.

В данном случае непереносимым условием является наличие бесперебойной четкой видеосвязи. Студент включает видеочкамеру и в течение всего экзамена преподаватель контролирует самостоятельность выполнения работы. При возникновении спорных ситуаций при ответе, либо же при затруднении оценивания, есть возможность дополнительно задать вопрос.

Отдельно хотелось бы отметить применение дистанционных образовательных технологий при проведении ежегодной научно-практической конференции «Арктика: современные подходы к производственной и экологической безопасности в нефтегазовом секторе». Удаленность предприятий нефтегазовой отрасли на территории Российской Федерации позволяет расширить географию участников мероприятия, провести обмен информацией и обсуждение вопросов техносферной безопасности [3-4].

В целом, использование информационно-коммуникационных технологий в образовательной среде позволяет расширить возможности участников процесса, не зависит от часового пояса, наличия ограничений по санитарно-эпидемиологическому режиму, финансовых возможностей участников. Формирование единой цифровой среды – актуальная задача не только на уровне вуза, но и в целом для системы образования, обозначенная на уровне руководства страны.

Библиографический список

1. ГОСТ Р 526-2006. Информационно-коммуникационные технологии в образовании. Общие положения : национальный стандарт Российской Федерации : издание официальное: утв. и введ. в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27 декабря 2006 г. N 418-ст : введ. впервые : дата введ. 2008-07-01 / разработан ГОУ ВПО МГТУ «Станкин». – Москва : Стандартинформ, 2007. – 7с. – Текст: непосредственный.

2. Морозов Н. М. Электронная образовательная среда организации – основные элементы и требования / Н. М. Морозов. – URL: <https://kpfu.ru/portal/docs/F1234319737/Elektronnaya.obrazovatel'naya.sreda.organizacii.pdf> (дата обращения: 26.02.2023). – Текст : электронный.

3. Куликова Е. В. Анализ факторов, сопутствующих дистанционному обучению в вузе / Е. В. Куликова. – Текст: непосредственный // Вестник Сибирского института бизнеса и информационных технологий. – 2017. – №. 4 (24). – С. 143-150.

4. Рогозин Д. М. Как преподаватели вузов воспринимают цифровую трансформацию высшего образования / Д. М. Рогозин, О. Б. Солодовникова, А. А. Ипатова. – Текст : непосредственный // Вопросы образования. – 2022. – №. 1. – С. 271-300.

*Савельева Н. Н., доцент, канд. пед. наук,
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень
Минин М. Г., профессор, доктор пед. наук,
Томский политехнический университет, г. Томск*

МЕТОД ИНЖЕНЕРНЫХ КЕЙСОВ КАК СРЕДСТВО ФОРМИРОВАНИЯ ПРОФЕССИОНАЛЬНЫХ И НАДПРОФЕССИОНАЛЬНЫХ КОМПЕТЕНЦИЙ

В современном образовании достойное место в процессе обучения школьников, студентов и молодых специалистов на производстве занимает метод кейсов. Это один из эффективных методов обучения, позволяющий соединить теорию и практику, отработать практические ситуации, приобрести опыт работы в команде, научиться принимать решения в нестандартных ситуациях.

Кейс-метод – это известная образовательная технология, которая использует реальные производственные ситуации. Обучающимся необходимо провести анализ исходных условий и найти пути решения поставленной задачи. Работа проводится обычно командным способом. В процессе решения кейса, обучающие применяют знания, умения и навыки полученные в процессе обучения в учебном заведении и на производственной практике. Развиваются, так называемые, «soft skills» навыки (работа с информацией, работа в команде, креативное мышление и другие), которые необходимо человеку, как в жизни, так и в профессиональной деятельности. Безусловно, происходит развитие и профессиональных компетенций, так как задачи взяты из профессиональной области выбранного направления.

Работа над кейсом объемна и многогранна. Проводится аудиторная работа – первоначально выдается исходные данные кейса, проводится изучение и обсуждение в группе, в аудиториях, лабораториях, компьютерных классах. Большую часть работы над решением кейса занимает самостоятельная работа – поиск информации по заданию, углубление в теоретическую область знаний, выдвижением нескольких путей решения и другое. Заключительная часть – это защита решения кейса, аргументация выбранного способа реализации поставленной задачей. Контроль уровня знаний проводится для выявления степени усвоения учебного материала и формирования обучающимися требуемыми компетенции на основе метода кейсов.

С помощью метода кейсов возможно разнообразить образовательный процесс, сделать обучение более интересным для обучающихся. Решение кейсов можно проводить в рамках практических и лабораторных работ, научно-исследовательской деятельности. Проводить развивающие мероприятия с использованием метода кейсов: кейс-чемпионаты, конкурсы, игры, семинары и другое. Причем задания могут регулироваться по сложности, по времени и целевой аудитории.

Обучающийся в процессе выполнения кейса может выполнять следующие функции: простой исполнитель, организатор группы, эксперт. Каждое задание в виде кейса выдается студентам на определенное время. После окончания трека происходит защита спроектированного решения поставленной задачи. Таким образом, решение кейсов - это интерактивная технология, способствующая формировать и развивать профессиональные компетенции и «soft skills» навыки у обучающихся в игровой форме.

Проработка источников по выбранной проблематике свидетельствует о том, что этот метод активно применяется для обучения в школах, в вузах и даже на производстве для адаптации молодых специалистов.

В России Международный инженерный чемпионат «CASE-IN» по разным техническим направлениям проводится два раза в год. Международный инженерный чемпионат «CASE-IN» – это международная система соревнований по решению инженерных кейсов для школьников, студентов и молодых специалистов [1,2]. Чемпионат действует с 2013 года и посвящен темам топливно-энергетического и минерально-сырьевого комплексов, атомной промышленности и смежных отраслей. Тема последнего весеннего сезона чемпионата – «Технологическое лидерство».



Рисунок 1. Эмблема международного инженерного чемпионата «CASE-IN»

С 2019 года чемпионат проводится под эгидой АНО «Россия – страна возможностей», в наблюдательный совет которой возглавляет президент России В. В. Путин. Также этот чемпионат входит в ТОП-15 олимпиад мира по версии рейтингового агентства RAEX.

Кафедра Нефтегазового дела Тюменского индустриального университета филиала в г. Нижневартовске активно участвует в играх студенческой

лиги. Создаются студенческие команды по четыре человека, которые решают поставленную задачу. Первоначально решение в виде презентации и сопроводительной аннотации отправляется экспертам, которые выносят решение в заочном формате выставляя баллы по выбранным критериям. Полуфинал проводится уже в очном режиме. Лучшие команды, которые прошли предварительный отбор, защищают свою идею решения кейс-задачи. В полуфинале выделяются победители по мнению экспертного жюри. Последним этапом является финальные игры в Москве, где определяются победители международного студенческого чемпионата «CASE-IN».

Студенты Тюменского индустриального университета ежегодно участвуют в чемпионате, выходят в полуфинал и в финал [3, 4]. Участие в конкурсе решения кейсов помогает обучающимся формировать профессиональные и «soft skills» компетенции, развивать мышление, логику, увеличивать кругозор в будущей профессиональной области.

Библиографический список

1. Королев, А. С. Международный инженерный чемпионат "CASE-IN" от молодежной инициативы до федерального проекта / А. С. Королев, Е. В. Московских – Текст : непосредственный // . – 2017. – № 10(1099). – С. 62-65.

2. Савельева, Н. Н. Подготовка будущих бакалавров машиностроения к профессиональной деятельности на высокотехнологичных предприятиях : специальность 13.00.08 "Теория и методика профессионального образования" : диссертация на соискание ученой степени кандидата педагогических наук / Н. Н. Савельева. – Томск, 2015. – 186 с. – Текст : непосредственный.

3. Савельева, Н. Н. Формирование инженерной ментальности школьников как условие дальнейшего профессионального самоопределения / Н. Н. Савельева, Е. В. Гейдебрект – Текст : непосредственный. // Вестник Томского государственного педагогического университета. – 2018. – № 5(194). – С. 207-211. – DOI 10.23951/1609-624X-2018-5-207-211.

4. Савельева, Н. Н. Образование на протяжении всей жизни как тренд современности / Н. Н. Савельева – Текст : непосредственный // Инновационные процессы в науке, технике и экономике : материалы Международной научно-практической конференции. В 2 ч., Нижневартовск, 21-22 апреля 2022 года. Том Ч. II. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2022. – С. 65-70.

ФЗ № 436-ФЗ	Издание не подлежит маркировке в соответствии с п. 1 ч. 4 ст. 11
----------------	---

Научное издание

**ОПЫТ, АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ
И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ
НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА**

Материалы

*XIII Международной научно-практической конференции
обучающихся, аспирантов и ученых
(Нижневартовск, 20 апреля 2023 г.)*

В авторской редакции

Подписано в печать 11.08.2023. Формат 60x90 1/16. Усл. печ. л. 29,6.
Тираж 500 экз. Заказ № 2667.

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.