

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
XI Международной научно-практической конференции обучающихся,
аспирантов и ученых, посвященной 40-летию филиала ТИУ
в г. Нижневартовске*

Тюмень
ТИУ
2021

УДК 622.276+550.832
ББК 33.36+26.3
О 629

Ответственный редактор:
Н.Н. Савельева

О 629

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 г.). Отв. ред. Н.Н. Савельева. – Тюмень : ТИУ, 2021. – 446 с. – Текст : непосредственный.

ISBN 978-5-9961-2517-3

В сборник вошли научные исследования вошли научные исследования профессорско-преподавательского состава, аспирантов и сотрудников нефтегазодобывающих предприятий по широкому кругу вопросов, связанных с нефтегазовой и автомобильной отраслями, а также подготовкой кадров для современных инновационных предприятий.

География участников конференции: «БИП – Институт правоведения» (Могилев, Беларусь), ГУП РК «Черноморнефтегаз» (г. Севастополь), Национальный исследовательский Томский государственный университет (г.Томск), АО «ТомскНИ-Пинефть» (г. Томск), Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина (г. Москва), АО «Городские электрические сети», АО «Самотлорнефтегаз» (г. Нижневартовск), Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИ-Пинефть» (г. Тюмень), Нижегородский государственный университет им. Н.И. Лобачевского (г. Нижний Новгород), Поволжский государственный технологический университет (г. Йошкар-Ола), Омский государственный технический университет (г. Омск), Самарский государственный технический университет (г.Самара), Санкт-Петербургский горный университет (г.Санкт-Петербург), Сибирский федеральный университет (г. Красноярск), Томский политехнический университет (г.Томск); Тюменский индустриальный университет (г.Тюмень), Удмуртский государственный университет (г.Ижевск), филиал Тюменского индустриального университета в г. Нижневартовске, филиалы Тюменский индустриальный университета в городах Сургуте, Тобольске, Ноябрьске, «Роснефть – класс» МБОУ «СШ № 2» (пгт. Излучинск Нижневартовского района), «Роснефть – класс» СОШ № 8 (г. Радужный ХМАО-Югра).

УДК 622.276+550.832
ББК 33.36+26.3

ISBN 978-5-9961-2517-3

© Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Тюменский индустриальный университет», 2021.

СОДЕРЖАНИЕ

ПОЗДРАВЛЕНИЕ РЕКТОРА ТЮМЕНСКОГО ИНДУСТРИАЛЬНОГО УНИВЕРСИТЕТА ВЕРОНИКИ ВВАСИЛЬЕВНЫ ЕФРЕМОВОЙ.....	12
ПОЗДРАВЛЕНИЕ ГЛАВЫ ГОРОДА НИЖНЕВАРТОВСКА ВАСИЛИЯ ВЛАДИМИРОВИЧА ТИХОНОВА.....	13
ПОЗДРАВЛЕНИЕ ГЕНЕРАЛЬНОГО ДИРЕКТОРА АО «САМОТЛОР-НЕФТЕГАЗ» В. Г. МАМАЕВА	14
ПОЗДРАВЛЕНИЕ ГЕНЕРАЛЬНОГО ДИРЕКТОРА АО «НИЖНЕВАРТОВСКИНИПИНЕФТЬ» С.Ю. СОЛДАТОВА.....	15
ПОЗДРАВЛЕНИЕ ДИРЕКТОРА ФИЛИАЛА ТЮМЕНСКОГО ИНДУСТРИАЛЬНОГО УНИВЕРСИТЕТА В Г. НИЖНЕВАРТОВСКЕ Н.А. АКСЁНОВОЙ.....	16
Мауль В.Я. ВСПОМИНАЯ СТРАНИЦЫ ПРОШЛОГО: К 40-ЛЕТИЮ НИЖНЕВАРТОВСКОГО ФИЛИАЛА.....	17

СЕКЦИЯ 1.

СТАНОВЛЕНИЕ И РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Абдуллин А.Р. ТОВАРНЫЕ МАРКИ НЕФТИ.....	27
Белюсова С.В. ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА КАК СПОСОБ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ.....	29
Биксултанова К.Э. СТАНОВЛЕНИЕ И РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ: СЕВЕРО-ВАРЬЕГАНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ.....	33
Васимова Е.И. ВЛИЯНИЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗВЕДОЧНОГО И ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ПОВЫШЕНИЕ УРОВНЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ В ХМАО-ЮГРЕ.....	35
Велиев С.Б. ОБРАБОТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ОБЪЁМА ДОБЫЧИ СЫРЬЯ НА ПРИМЕРЕ СКВАЖИН ХОХРЯКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	38
Данилов К.К. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГРП ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ОБЪЁМА ДОБЫЧИ СЫРЬЯ НА ПРИМЕРЕ ЗАПАДНО-СУРГУТСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ХМАО-ЮГРЫ.....	40
Зиянгирова К.Р. ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ, УМНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	42
Злоян А.А. ПРОБЛЕМЫ ПОДГОТОВКИ СПЕЦИАЛИСТОВ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ.....	44
Кантемир С.Д. ЧЕЛОВЕЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ В НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЕ.....	46
Князев М.А. ВЛИЯНИЕ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ НА ЭКОНОМИКУ ГОСУДАРСТВ.....	48
Мойлашов Р.А. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СЕЙСМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ (СЕЙСМОРАЗВЕДКИ) ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОИСКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	50

Пираков Р.Г. НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ НЕФТЯНОГО И ГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	52
Репкина Я.С. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ ГРП НА ТАГРИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	55
Сары К.И. ПРИМЕНЕНИЕ 3D-ПРИНТЕРА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ.....	58
Сары К.И. КОРПОРАТИВНАЯ СИСТЕМА ФОРМИРОВАНИЯ ВНЕШНЕГО КАДРОВОГО РЕЗЕРВА В ПАО НК «РОСНЕФТЬ».....	60
Ткачук А.М. РОЛЬ ВИРТУАЛЬНОЙ РЕАЛЬНОСТИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ.....	62
Сафарова В.Р. ИСТОРИЯ СТАНОВЛЕНИЯ И РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ..	64
Селезнева А.Р. ЭВОЛЮЦИЯ ТЕХНОЛОГИЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ.....	66
Сухарева А.Д. ПОДГОТОВКА СПЕЦИАЛИСТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ.....	68
Хабибуллин А.В. ВЛИЯНИЕ ФАКЕЛЬНЫХ ХОЗЯЙСТВ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ (ВАН-ЕГАНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ).....	70
Хасанова А.Д. КОНТРОЛЬ ЗА ИССЛЕДОВАНИЕМ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ФЁДОРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	72
Чусовитин М.А. КАДРОВОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ.....	74
Яценко Н.Н. ПРОЦЕСС ПОИСКА ТЕРРИТОРИИ ДЛЯ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	76
Ягофаров Т.Р. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АВТОНОМНЫХ РОБОТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ОХРАНЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	78

СЕКЦИЯ 2.

ГЕОЛОГИЯ И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Абдрашитова Р.Н., Ковяткина Л.А. КОНТРАСТНОСТЬ ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКОГО ПОЛЯ ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА.....	81
Адилзаде И.И., Колев Ж.М., Мамчистова Е.И., Грачев С.И. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ГАЗОХРАНИЛИЩ В ВОДОНОСНОМ ПЛАСТЕ	82
Ан В.М., Нику Д.А., Сабурова Е.А. ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ КОНЦЕНТРИЧЕСКИМИ ЛИФТОВЫМИ КОЛОННАМИ.....	85
Ахмедханова А.Б. МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ МАМОНТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	88
Бабюк Г.Ф. НОВЫЕ СТАНДАРТЫ В НЕФТЕПРОМЫШЛЕННОЙ ОТРАСЛИ.....	92

Добровинский Д.Л., Фудашкина М.В., Вилков М.Н. КРИТЕРИИ ПРОВЕДЕНИЯ МГРП В ОДНОМ ИНТЕРВАЛЕ НА НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЕ В УСЛОВИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ООО «ЛУКОЙЛ-ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ».....	95
Иващенко М.Е., Исаньюлова Д.В. О СПИРАЛЕВИДНЫХ СКВАЖИНАХ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ.....	99
Инякина Е.И., Катанова Р.К., Краснов И.И., Тютюлин Л.А. ВЛИЯНИЕ ЗАКАЧКИ В ПЛАСТ НЕУГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ НА ПОВЕШЕНИЕ КОНДЕНСАТООТДАЧИ.....	101
Исхакова Г.Р. ЭФФЕКТИВНОСТЬ БОРЬБЫ С ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЕМ В ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ.....	104
Кааров Ж.З. ПРОГНОЗ ОБЪЕМА ДОБЫЧИ КОНДЕНСАТА И ЕГО ВЫПАДЕНИЯ В ПЛАСТЕ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ИСТОЩЕНИЕ	107
Катанова Р.К., Краснов И.И. ИССЛЕДОВАНИЕ PVT-СВОЙСТВ ГАЗОКОНДЕСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ, КОНТАКТИРУЮЩИХ С ОСТАТОЧНОЙ НЕФТЬЮ.....	111
Кашин Г.Ю.; Миронычев В.Г., Лихачева О.В. НОВЫЙ ПОДХОД К ПОИСКУ, РАЗВЕДКЕ И РАЗРАБОТКЕ ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ТЕРРИТОРИИ УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ.....	114
Ковяткина Л.А., Абдрашитова Р.Н. ГИДРОГЕОЛОГИЯ ПРЕСНЫХ ПОДЗЕМНЫХ ВОД ЮБИЛЕЙНОГО ГАЗОНЕФТЕКОНДЕСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ.....	117
Колесник С.В., Ворона А.А. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГТМ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ КОМПЛЕКСНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ КПГ «УРАГАН».....	118
Колесник С.В., Исламгулов Д.Р. АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ ОБЪЕКТА ЮВ1 КОЛИК-ЕГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	123
Копылов Д.Е., Бобкова А.Н. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОРИДОРА ПРИМЕНИМОСТИ ТЕХНОЛОГИИ С НАСОСОМ ПЕРЕВЕРНУТОГО ТИПА ДЛЯ УДАЛЕНИЯ ВОДЫ С ЗАБОЯ ГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ..	128
Корецкий К.Э. АНАЛИЗ РАБОТЫ МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН НА САМОТЛОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТА АВ1 1-2 В ЗОНЕ УСТЬ-ВАХА.....	131
Куфтерин Н.А., Ворона А.А., Колосов Е.А. АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ НЕФТЯНЫХ ПРИМЕСЕЙ НА СОСТОЯНИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ АЧИНСКОГО НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА.....	136
Лебедев В.И. ПРИМЕНЕНИЕ АЛГОРИТМА ГРАДИЕНТНОГО БУСТИНГА ДЛЯ ПРОГНОЗА НАКОПЛЕННОЙ ДОБЫЧИ ГАЗА.....	138
Мозырев А.Г., Глазунов А.М. ИССЛЕДОВАНИЕ СОСТАВА И СВОЙСТВ ГАЗОКОНДЕСАТНОЙ СМЕСИ БЕРЕГОВОГО ГАЗОКОНДЕСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	141

Мухаметшина Э.Р. ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АСПО НА СТЕНКАХ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	144
Полетаева И.А., Рыбичев А.А., Терехина Н.М. РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТИ ИЗ ВЫСОКООБВОДНЕННЫХ ПЛАСТОВ	147
Сальникова Ю.И. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ГЕОХИМИЧЕСКОЙ СОВМЕСТИМОСТИ ПЛАСТОВЫХ И ЗАКАЧИВАЕМЫХ ВОД НА НЕФТЕПРОМЫСЛАХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ.....	149
Саляхова А.Р. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ НА ОБЪЕКТЕ БВ8(0) САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.	152
Сердюк Д.А., Болотов С.Д. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ.....	157
Сердюк Д.А. Паркулаб П.В. ПЕРСПЕКТИВНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ РАЗВИТИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МУН.....	160
Худайбердиев А.Т., Аксёнова Н.А. ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ С ПОВЫШЕННЫМ ГАЗСОДЕРЖАНИЕМ.....	162
Савельев Я.В. ОПТИМИЗАЦИЯ ДОБЫЧИ В АО «САМОТЛОРНЕФТЕГАЗ.....	165
Щепелин Д.А. ИСТОРИЯ ИЗУЧЕНИЯ ПЕН И ИХ ПРИМЕНЕНИЕ В НЕФТЕДОБЫЧЕ.....	168

СЕКЦИЯ 3.

ДОБЫЧА, ПОДГОТОВКА И ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ И ГАЗА. ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Абушаев Р.Ю. МОДЕРНИЗАЦИЯ КОМПЛЕКСА ВОЗДУХООЧИСТИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ НА ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩЕМ ГТК 10-4..	171
Артеева Т.Е., Татлыев Р.Д. ПОВЫШЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ С ПОМОЩЬЮ НЕЙРО-НЕЧЕТКИХ СИСТЕМ.....	174
Архипов Д.В. ВНУТРИПЛАСТОВОЕ ГОРЕНИЕ КАК МЕТОД УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ.....	176
Бабаева М.А. ЗАЩИТНЫЕ ПОКРЫТИЯ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ.....	179
Бакланов А.В. КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ ТЕРРИТОРИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОТ ПЕРЕДВИЖНЫХ ИСТОЧНИКОВ ВЫБРОСОВ.....	183
Басыров Д.С. АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЕМ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ.....	186
Бутолин С.В., Чернова Г.А. РАЗРАБОТКА КОНСТРУКЦИИ ФИЛЬТРА ДЛЯ ОЧИСТКИ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ С ФИЛЬТРУЮЩИМ ЭЛЕМЕНТОМ В ВИДЕ СПЕЧЕННОГО БЛОКА.....	189
Исхакова Г.Р. ИСПЫТАНИЯ МЕТОДИК ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ПОРИСТОСТИ И ОСТАТОЧНОЙ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ НА АРЛАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	191

Исхакова Г.Р. ПЕРСПЕКТИВА ПРИМЕНЕНИЯ ГРУНТОЦЕМЕНТА В КАЧЕСТВЕ ВОДОНЕПРОНИЦАЕМОГО ЗАЩИТНОГО ЭКРАНА.....	194
Казаринов Ю.И. СОВРЕМЕННЫЕ ЗАРУБЕЖНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ.....	197
Козлов А.В., Вогинова А.О. РАЗРАБОТКА МОЮЩЕЙ КОМПОЗИЦИИ И ТЕХНОЛОГИИ ЕЕ ПРИМЕНЕНИЯ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ОЧИСТНЫХ МЕРОПРИЯТИЙ В ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЕ	200
Косьянов П.М. СНИЖЕНИЕ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ ВОЗДЕЙСТВИЕМ ТЕПЛОВЫМИ И ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫМИ ПОЛЯМИ.....	203
Курарару С.М., Кариева С.А. АНАЛИЗ ОСЛОЖНЕННОГО ФОНДА САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	209
Курасов О.А. АНАЛИЗ ОПАСНОСТЕЙ И МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ОЦЕНКИ БЕЗОПАСНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ И РЕСУРСА.....	213
Маркин А.Н., Суховерхов С.В. ВЫДЕЛЕНИЕ И ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПОЛИМЕРНЫХ РЕАГЕНТОВ ИЗ ВОДНОЙ ФАЗЫ ПРОДУКЦИИ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ.....	216
Мухаметшина Э.Р. ИННОВАТИКА В ПРЕДСТАВЛЕНИИ, СИСТЕМАТИЗАЦИИ, АСПОРТИЗАЦИИ И УЧЁТЕ НЕФТЕЗАГРЯЗНЁННЫХ УЧАСТКОВ.....	219
Начинова Ю.В. ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ КОМПЛЕКСНОГО УПРАВЛЕНИЯ ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЕМ НА ШЕЛЬФЕ АРКТИКИ.....	221
Пшенин В.В., Борисов А.В., Меньшиков С.О. АНАЛИЗ МЕТОДОВ ПОИСКА И ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТОПОЛОЖЕНИЯ СИСТЕМ ПОДЗЕМНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ.....	224
Рзаев Р.И.; Таранова Л.В. ТЕХНОЛОГИЯ СВЕРХЗВУКОВОЙ СЕПАРАЦИИ ПРИ ПОДГОТОВКЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА.....	226
Савельев Я.В. МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ, ВОДЫ И ГАЗА ПОСРЕДСТВОМ КДФТ.....	229
Савина А.А., Дерюгина О.П. ОСОБЕННОСТИ РАННЕЙ ДОБЫЧИ И ОБЗОР СУЩЕСТВУЮЩИХ РЕШЕНИЙ ПО ЕЕ ОРГАНИЗАЦИИ.....	232
Салеев Д.С. АНАЛИЗ ЗАВИСИМОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ ПРИ ВОЗДЕЙСТВИИ НА НЕЕ ПОСТОЯННЫМ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫМ ПОЛЕМ С ОГРАНИЧЕНИЕМ ПО ВРЕМЕНИ ВОЗДЕЙСТВИЯ.....	235
Спасибов В.М. РАЗВИТИЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНОЙ, ОБОРУДОВАННОЙ ЭЦН.....	239
Татлыев Р.Д.; Гончарова А.В. ДИАГНОСТИРОВАНИЕ НАСОСОВ СРМТ.....	242
Хажин Д.И., Янин К.Е. АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ДОПОЛНЕННОЙ РЕАЛЬНОСТИ НА ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ КОМПАНИЙ.....	245

Христинич А.Е. СОЗДАНИЕ ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ СХЕМЫ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩЕЙ ОПТИМАЛЬНОЕ УПРАВЛЕНИЕ СКВАЖИНОЙ С ЭЦН С ОСЛОЖНЕННЫМ ФОНДОМ.....	248
Худайбердиев А.Т. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЙ МЕТОД ПОВЫШЕНИЯ КИН.....	251

СЕКЦИЯ 4.

БУРЕНИЕ, ОСВОЕНИЕ И КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Алиев Р.И., Искандеров Ш.И. ВЛИЯНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ДОБАВОК НА ПРОЧНОСТЬ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ В ПРОЦЕССЕ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН.....	255
Ахмедханова А.Б. ОПТИМИЗАЦИЯ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ.....	258
Бабаева М.А. МОДЕРНИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ПОДЪЁМА РЕЗЕРВУАРА ПРИ РЕМОНТЕ ОСАДКИ ОСНОВАНИЯ.....	263
Бабюк Г.Ф. ПРИМЕНЕНИЕ ГРАФЕНА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ.....	265
Бабюк Г.Ф. АНАЛИЗ МЕТОДОВ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ.....	268
Байгушев М.В., Гельгорн Е.А., Завьялов Д.А., Игнатенко М.О., Чуланов М.В. СПОСОБЫ ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ, ВОЗНИКАЮЩИХ ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН.....	271
Гайниев А.В., Колычев П.А. АНАЛИЗ АВАРИЙНОСТИ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН И ЭФФЕКТИВНЫЕ МЕРЫ ПО НЕДОПУЩЕНИЮ АВАРИЙ.....	273
Да Силва С.Г. МЕТОДЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СКИН-ФАКТОРА.....	277
Давлетшина Л.Ф. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК СКВАЖИН	280
Исламгулов Д.Р. БУРЕНИЕ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ МНОГОСТВОЛЬНОГО ЗАКАНЧИВАНИЯ ТАМЛ 3 С МГРП В ОТКРЫТОМ СТВОЛЕ.....	281
Исхакова Г.Р. ЗАКАЧИВАНИЕ ГИДРОИЗОЛИРУЮЩЕЙ ЖИДКОСТИ ДЛЯ БОРЬБЫ С ОСЫПЯМИ И ОБВАЛАМИ ПРИ ПРОМЫВКЕ СКВАЖИН.....	287
Кариева С.А., Курарару С.М. ПРИМЕНЕНИЕ КЕРНООТБОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ В СКВАЖИНАХ ПРИ ЗБС.....	289
Карташова О.М., Королева И.А., Красильникова Е.Е., Мочалова А.А. АНАЛИЗ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ И ГНВП НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ЗА 2017-2020 ГГ.....	293

Кузьмин Н.П., Александров С.С., Кузиев Б.М., Леончиков И.В. ПРОБЛЕМЫ ТОЧНОСТИ ДАННЫХ ГТИ.....	295
Куфтерин Н.А., Колосов Е.А. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА РЕТОСОМ ДЛЯ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА НА БОЛЬШОМ ОЛЬХОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ИМЕНИ В. Н. ВИНОГРАДОВА.....	298
Левитина Е.Е.; Ваганов Е.В.; Болдырев Е.М.; Жистовская Ю.Н. ОСОБЕННОСТИ ОБВОДЕНИЯ СКВАЖИН, ЭКСПЛУАТИРУЮЩИХ НЕФТЯНУЮ ОТОРОЧКУ С ПОДОШВЕННОЙ ВОДОЙ.....	302
Леонтьев Д.С., Петляк А.А., Шаляпина А.Д. ЗАКАНЧИВАНИЕ ГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ.....	305
Музипов Х.Н. ИСПЫТАНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН.....	308
Мухаметшина Э.Р., Салеев Д.С. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПЛАСТОИСПЫТАТЕЛЕЙ НА БУРИЛЬНЫХ ТРУБАХ В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА СКАЖИНЫ.....	311
Окунев А.В.; Бондаренко А.В.; Мардашов Д.В. РАЗРАБОТКА СКВАЖИННОГО КЛАПАНА-ОТСЕКATEЛЯ И ОБОСНОВАНИЕ ЕГО ЭФФЕКТИВНОСТИ В СРАВНЕНИИ С ТРАДИЦИОННЫМИ МЕТОДАМИ ГЛУШЕНИЯ.....	313
Рябуха А.В. ОСНОВНЫЕ ТИПЫ ДОЛОТ С АЛМАЗНО-ТВЕРДОСПЛАВНЫМИ ПЛАСТИНАМИ И РЕЗЦАМИ.....	317
Салеев Д.С. СПОСОБЫ ЗАКАНЧИВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В ПЛАСТАХ С ТОНКИМ ЧЕРЕДОВАНИЕМ ПЕСЧАНИКА С ВЫСОКИМИ РИСКАМИ ПРОРЫВА ТРЕЩИНЫ ПРИ ГРП В ОБВОДНЕННЫЙ КОЛЛЕКТОР.....	319
Салеев Д.С., Сахипов Д.М. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОПТОВОЛОКОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН.....	322
Солодовников К., Бойзоков Э., Масалимов А., Воробьев С. ВНЕДРЕНИЕ НОВОГО ТИПА ЗАКОЛОННОГО ПАКЕРА.....	326
Требунский Д.В., Голубев Д.В., Нанаева С.С., Окерье Альфред. ОБОСНОВАНИЕ АКТУАЛЬНОСТИ ПРОБЛЕМЫ ОБРЫВА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ.....	329
Худайбердиев А.Т., Деревнин М.С., Шедь С.Н. КОМПЛЕКТ ТЕРМОСТОЙКИХ ПАКЕРОВ ДЛЯ ПОИНТЕРВАЛЬНОЙ ЗАКАЧКИ ПАРА...	331
Чифилёв С.М. ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ: ИСТОРИЯ, ОСОБЕННОСТИ, РИСКИ.....	333
Шаляпина А.Д., Шаляпин Д.В. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДОВ СТАТИСТИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ДЛЯ СОЗДАНИЯ ЗАКРЕПЛЯЮЩЕЙ НЕУСТОЙЧИВЫЕ ПОРОДЫ ВАННЫ.....	336
Шедь С.Н., Савельева Н.Н. К ВОПРОСАМ ОБ ОТБОРЕ КЕРНА ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН В КОРЕ ВЫВЕТРИВАНИЯ И ПАЛЕОЗОЙ С	338

ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СТАЛЬНОЙ ОДНОРАЗОВОЙ ГРУНТНОСТИ 6+1+1 М.....	
Шедь С.Н., Савельева Н.Н. БУРЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ПАЛЕОЗОЙСКИЙ ФУНДАМЕНТ И КВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ В 2021 ГОДУ.....	345
Шлеин Г.А., Кузнецов В.Г., Щербич Д.А. УСТРОЙСТВО ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ЗАБОЙНЫХ ДАВЛЕНИЙ ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН.....	351

СЕКЦИЯ 5.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРАНСПОРТНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МАШИН И КОМПЛЕКСОВ

Агаев С.Г., Яковлев Н.С. ДЕПАРАФИНИЗАЦИЯ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА В ЭЛЕКТРИЧЕСКОМ ПОЛЕ.....	355
Айнитдинов Р.Я. ОРГАНИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫМ ХОЗЯЙСТВОМ ТРАНСПОРТНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА.....	357
Ахмедханова А.Б. ПАКЕРЫ: КЛАССИФИКАЦИЯ, ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ, ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ И ОСОБЕННОСТИ.....	360
Бабюк Г.Ф. АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ.....	363
Бабюк Г.Ф. АНАЛИЗ НАНОТРУБОК ГАЛЛУАЗИТА.....	368
Васильева М.Е., Куфтерин Н.А. ПРИНЯТИЕ ЭФФЕКТИВНЫХ РЕШЕНИЙ КАК КЛЮЧЕВОЙ ФАКТОР УПРАВЛЕНИЯ ПОТЕНЦИАЛОМ АВТОТРАНСПОРТНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ.....	370
Глазкова В. МЕТОД ЧИСЛЕННОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОСТАВЛЯЮЩИХ ЧЕЛОВЕЧЕСКОГО ФАКТОРА ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ЧИСЛЕННОСТИ ПЕРСОНАЛА В АВТОСЕРВИСЕ.....	373
Казаринов Ю.И. КОНТАКТНАЯ ЗАДАЧА ДЛЯ УПРУГОГО ТЕЛА В ЦИЛИНДРИЧЕСКИХ КООРДИНАТАХ.....	376
Краснов В.Г. ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГИДРОМАШИН В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ.....	379
Краснов В.Г., Абрамов Н.В. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ДВИЖЕНИЯ ПОЛОГО ЦИЛИНДРА В ПОТОКЕ.....	385
Куфтерин Н.А. СТАНКИ-КАЧАЛКИ. КОНСТРУКЦИЯ. ПРИНЦИП РАБОТЫ И ПРИМЕНЕНИЕ. ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ....	389
Никоноров Р.К., Бабюк Г.Ф. ПРИМЕНЕНИЕ КОМПОЗИЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ В АВТОМОБИЛЕСТРОЕНИИ НА ПРИМЕРЕ «КАМАЗ-МАСТЕР».....	391
Никоноров Р.К., Бабюк Г. СОВРЕМЕННЫЕ КОМПОЗИЦИОННЫЕ МАТЕРИАЛЫ.....	393
Погребная И.А., Михайлова С.В. К ВОПРОСУ О ВЛИЯНИИ ПЕРЕМЕННЫХ НАГРУЗОК НА РАБОТУ НЕСУЩИХ ДЕТАЛЕЙ.....	397
Савельев Я.В. КАК СПРОЕКТИРОВАТЬ КВАДРОКОПТЕР.....	399

Шафиков М.А. ТЕХНОЛОГИИ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ НА ГРУЗОВЫХ АВТОМОБИЛЯХ КАМАЗ В ГОНКАХ ПАРИЖ-ДАКАР.....	402
Шафиков М.А., Васильева М.Е. ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА АВТОМОБИЛЕЙ.....	405

СЕКЦИЯ 6.

ПОДГОТОВКА СПЕЦИАЛИСТОВ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Александрова И.В. ПОДГОТОВКА СПЕЦИАЛИСТОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ И НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ В СООТВЕТСТВИИ СО СПЕЦИФИКАЦИЕЙ СТАНДАРТОВ ВОРЛДСКИЛЛС....	409
Бабаева М.А. «РОСНЕФТЬ – КЛАСС» - ЭФФЕКТИВНЫЙ ПРОЕКТ В СФЕРЕ ОБРАЗОВАНИЯ.....	412
Бабюк Г.Ф. ОБУЧЕНИЕ В ВУЗЕ В УСЛОВИЯХ ПАНДЕМИИ COVID 19.....	415
Погребная И.А., Михайлова С.В. ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОЕКТНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ОБУЧАЮЩИХСЯ В ТЕХНИЧЕСКОМ ВУЗЕ.....	419
Есионова Ю.В. ОСОБЕННОСТИ ПЕРЕВОДА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ	421
Жукоцкая З.Р. ПРИОРИТЕТ КУЛЬТУРОЛОГИИ В ФОРМИРОВАНИИ БУДУЩЕГО СПЕЦИАЛИСТА	423
Савельева Н.Н. НЕПРЕРЫВНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ НЕФТЯНИКОВ КАК ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ОБРАЗОВАНИЯ.....	425
Савельев Я.В. ИНЖЕНЕРНАЯ ГРАФИКА КАК ФАКТОР УСПЕШНОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТЯНИКА.....	427
Сергеева М.С. ОРАТОРСКОЕ ИСКУССТВО А. Ф. КОНИ.....	429
Сперанская Н.И. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЦИФРОВЫХ РЕСУРСОВ ПРИ РАБОТЕ С ТЕРМИНОЛОГИЕЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ: ИЗ ОПЫТА ПРЕПОДАВАНИЯ ИНОСТРАННОГО ЯЗЫКА В ВЫСШЕЙ ШКОЛЕ.....	431
Тяглова С.А. ФИЗИЧЕСКАЯ КУЛЬТУРА КАК ЧАСТЬ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ ПОДГОТОВКИ СТУДЕНТА-ГЕОЛОГА.....	434
Чеботарев Н.Ф. ПОДГОТОВКА СПЕЦИАЛИСТОВ В УСЛОВИЯХ ЦИФРОВИЗАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ.....	437
Яцевич О.Е. БУДУЩИЙ СПЕЦИАЛИСТ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ: ОРГАНИЗАЦИЯ ЗАНЯТИЙ ПО ИНОСТРАННОМУ ЯЗЫКУ.....	440

**ПОЗДРАВЛЕНИЕ РЕКТОРА
ТЮМЕНСКОГО ИНДУСТРИАЛЬНОГО УНИВЕРСИТЕТА
ВЕРОНИКИ ВАСИЛЬЕВНЫ ЕФРЕМОВОЙ**

Дорогие друзья!

Искренне рада приветствовать Вас на XI Международной научно-технической конференции «Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса», посвящённой 40-летию Нижневартовского филиала Тюменского индустриального университета.

В 1981 году в городе Нижневартовске открылся Учебно-консультационный пункт Тюменского индустриального института – первое в Югре высшее техническое учебное заведение, кузница квалифицированных инженерных кадров нефтегазового комплекса Западной Сибири.

Таким он всегда был и остаётся до настоящего времени. Поддерживая традиции, заложенные поколениями преподавателей и студентов, сохраняя и приумножая потенциал Тюменского индустриального университета, Нижневартовский филиал вносит значительный вклад в промышленное развитие региона.

Уважаемая Наталья Александровна!

От всего сердца поздравляю Вас и Ваш коллектив с юбилеем Нижневартовского филиала ТИУ!

Желаю Вам, преподавателям и студентам филиала дальнейшей плодотворной профессиональной и учебной деятельности, яркой творческой и научной жизни, успехов и процветания во всём!

Выражаю искреннюю благодарность всему профессорско-преподавательскому составу за ответственный и прикладной подход к делу подготовки успешных, специалистов и руководителей нефтегазовой отрасли страны и региона.

Открывайте новые направления подготовки, развивайте науку и международное сотрудничество! Пусть работа и учёба дарят только положительные эмоции и добрый настрой!

*С уважением,
Вероника Васильевна Ефремова,
ректор Тюменского индустриального университета*



ПОЗДРАВЛЕНИЕ ГЛАВЫ ГОРОДА В.В. ТИХОНОВА

**Уважаемая Наталья Александровна, уважаемые студенты и
сотрудники!**

Сердечно поздравляю вас с замечательным праздником – юбилеем филиала Тюменского индустриального университета в городе Нижневартовске! Ваша Альма-матер – это опорный ВУЗ всей Западной Сибири, где ведутся комплексные научные исследования и готовят инженерных кадров по широкому спектру образовательных программ. Филиал стал первым высшим техническим профессиональным учебным заведением региона, где можно было выучиться на специалиста нефтегазового комплекса. И сегодня вы остаетесь лидерами – как в образовании, так и в науке.

Вы можете гордиться своими преподавателями и, конечно, выпускниками. Среди них – член молодёжного парламента при Госдуме Российской Федерации Александр Блажко; защитившие кандидатские диссертации и оставшиеся работать в университете Максим Юмсунов и Надежда Кривова; популяризатор спорта Максим Минин и многие другие известные в Нижневартовске и за его пределами выпускники.

Несомненно, филиал Тюменского индустриального университета в городе Нижневартовске является трамплином в успешное будущее для трудолюбивых и ответственных ребят.

Желаю сотрудникам и студентам всегда и во всём оставаться первыми! Творческого вам вдохновения, успехов и новых многообещающих перспектив!

*С уважением,
Василий Владимирович Тихонов,
Глава города Нижневартовска*

ПОЗДРАВЛЕНИЕ ГЕНЕРАЛЬНОГО ДИРЕКТОРА АО «САМОТЛОРНЕФТЕГАЗ» В. Г. МАМАЕВА

Уважаемая Наталья Александровна!

Поздравляю Вас, весь преподавательский состав, студентов с 40-летним юбилеем филиала Тюменского индустриального университета в городе Нижневартовске!

Все эти годы ВУЗ стремительно развивался и нынешний юбилей это, безусловно, возраст расцвета. Сегодня Филиал ТИУ в Нижневартовске по праву считается ведущим научным и образовательным центром Югры, подготовившим целую плеяду талантливых специалистов для нефтегазовой отрасли.

Все достижения – результат колоссальной работы на протяжении многих лет. Научно-педагогический коллектив целенаправленно совершенствует качество учебного процесса, находится в постоянном творческом поиске. Самые современные подходы и технологии, активно используемые в обучении, позволяют вузу идти в ногу со временем и уверенно смотреть в будущее.

АО «Самотлорнефтегаз» и филиал ТИУ в г. Нижневартовске связывают многолетние партнерские отношения и долгосрочная программа сотрудничества. Многие студенты проходят стажировку и практику на производственных объектах Самотлорского месторождения. Ежегодно мы принимаем в свой коллектив грамотных и целеустремленных выпускников вуза, которые достойно представляют свой университет.

Уверен, отмечаемый юбилей даст вузу мощный импульс развития! Желаю филиалу Тюменского индустриального университета в г. Нижневартовске – успеха и процветания, а его преподавателям, студентам и выпускникам – уверенно двигаться вперед, новых достижений и реализации всех планов!

*С уважением,
Валентин Геннадьевич Мамаев,
Генеральный директор АО «Самотлорнефтегаз»*

ПОЗДРАВЛЕНИЕ ГЕНЕРАЛЬНОГО ДИРЕКТОРА АО «НИЖНЕВАРТОВСКИИ ПИНЕФТЬ» С.Ю. СОЛДАТОВА

Уважаемая Наталья Александровна!

Поздравляем Вас, коллектив руководителей, профессорско-преподавательский состав, сотрудников, студентов Нижневартовского филиала ТИУ с 40-летием со дня основания!

Юбилея, как известно, красят не годы, а заслуги. Сегодня Ваш университет является современной образовательной организацией со всеми присущими качествами: широкий спектр специальностей, высококвалифицированный профессорско-преподавательский состав, современные образовательные технологии.

Вы по праву можете гордиться яркими страницами биографии университета, именами тех, кто стоял у истоков его создания, кто обеспечивает его авторитет и значимость сегодня.

За 40-летнюю деятельность филиалом ТИУ в г. Нижневартовске подготовлено большое количество специалистов-нефтяников, которые в настоящее время успешно трудятся на предприятиях нефтегазодобывающего комплекса городов Нижневартовска и Мегиона, Нижневартовского района, Ханты-Мансийского автономного округа-Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа.

Выражаем глубокую уверенность в том, что поддерживая традиции, заложенные многими поколениями преподавателей и студентов, сохраняя и преумножая накопленный потенциал университета, Ваш коллектив способен внести значительный научный и практический вклад в нефтегазодобывающую отрасль города, региона, округа и всей страны!

Примите самые добрые поздравления в день этого славного юбилея и наилучшие пожелания дальнейших успехов и процветания Вашему университету!

*С уважением,
Сергей Юрьевич Солдатов
Генеральный директор АО «НижневартовскНИПИнефть»*

ПОЗДРАВЛЕНИЕ ДИРЕКТОРА ФИЛИАЛА ТЮМЕНСКОГО ИНДУСТРИАЛЬНОГО УНИВЕРСИТЕТА В Г. НИЖНЕВАРТОВСКЕ Н.А. АКСЁНОВОЙ

Уважаемые коллеги, студенты, дорогие друзья!!!

Примите поздравления с 40-летним юбилеем филиала Тюменского индустриального университета в г. Нижневартовске!

40 лет – это прекрасная дата, мы молодцы, полны энергии и у нас огромный опыт подготовки инженерных кадров!

Основой успеха филиала по праву можно считать наш высокопрофессиональный коллектив, который обеспечивает нефтяную индустрию высококвалифицированными кадрами, реализует стратегические задачи и планы Тюменского индустриального университета, принимает участие в решении актуальных задач экономики посредством выполнения совместно с регионом и его предприятиями инновационных проектов. За прошедшие годы мы приросли географически. Многотысячная семья наших выпускников трудится на нефтегазовых предприятиях не только Нижневартовского региона, но и всей страны и даже за рубежом. Имена многих из наших выпускников широко известны: это и ученые, и политики, и руководители нефтяных, газовых и транспортных компаний, и бизнесмены. Публикационная активность наших преподавателей и студентов не ограничивается рамками университета. Научно-педагогические работники филиала широко известны в кругах российских и иностранных ученых.

Филиал гордится крепкими партнерскими отношениями с ведущими предприятиями нефтегазодобывающей отрасли такими, как: АО «Самотлорнефтегаз», АО «Самотлорнефтепромхим», ПАО «Сургутнефтегаз», ЗАО «Нижневартовскремсервис», ОАО «НижневартовскНИ-Пинефть», ООО «Самотлортранс», ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», ООО «РН-бурение», АО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие», ОАО «Томскнефть» ВНК, АО «ИНКОМнефть», АО «Транснефть-Сибирь» и многими другими. Уверена, что взаимное плодотворное сотрудничество будет развиваться и в дальнейшем.

В связи с юбилеем хочу выразить огромную благодарность ветеранам филиала, нашему дружному коллективу, настоящей команде профессионалов, которая ежедневно работает на благо ТИУ и нефтяной промышленности региона.

Желаю всему коллективу и студентам филиала ТИУ в г. Нижневартовске дальнейших трудовых успехов, научных достижений, крепкого сибирского здоровья, счастья и всего самого доброго!

ВСПОМИНАЯ СТРАНИЦЫ ПРОШЛОГО: К 40-ЛЕТИЮ НИЖНЕВАРТОВСКОГО ФИЛИАЛА

Мауль В.Я.

Тюменский индустриальный университет

XI Международная научно-практическая конференция обучающихся, аспирантов и ученых, была посвящена 40-летию юбилею Нижневартковского филиала Тюменского индустриального университета. Как обычно бывает, подобные яркие неординарные даты становятся отправной точкой для глубоких раздумий о днях минувших, о реалиях сегодняшних и, конечно же, о стратегических планах на перспективу. Попытаемся окинуть взглядом важнейшие вехи развития филиала, помня, что история вуза – это, в первую очередь, история людей: преподавателей, сотрудников, студентов и выпускников.

Причины создания университета и его Нижневартковского филиала следует искать в далекие, полные таежной романтики шестидесятые, когда страна только приступала к формированию Западно-Сибирского нефтегазового комплекса (ЗСНГК). На главную роль в нем с самого начала была «обречена» Тюмень, ее нефтепромыслы. На основе нефтегазовых ресурсов Тюменской области возникла крупнейшая топливно-энергетическая база, от которой во многом зависела жизнеспособность СССР. В частности, производственно-экономический потенциал, заложенный на территории Тюменской области в 1960-1980-е гг., стал тем буфером, который в 1990-е смягчил последствия затяжного экономического кризиса, как в России, так и в других странах СНГ. Тюменская нефть бесперебойно обеспечивала решение сложных социальных и экономических проблем на протяжении нескольких десятилетий.

Освоение нефтеносных районов тюменского Севера оказалось делом долгим, трудным, героическим, требовавшим множества комплексных решений. По наблюдению исследователей истории «черного золота», в своем развитии ЗСНГК прошел несколько этапов: первый приходится на период с 1964 по середину 1970-х гг.; второй – с 1975 до конца 1980-х гг.; третий – с конца 1980-х и охватывает 1990-е гг. [5, с. 10]. Важно подчеркнуть, что каждый из названных этапов незамедлительно и непосредственно отражался в судьбе профильных образовательных учреждений области и округа. Иначе не могло и быть, поскольку речь шла не просто о двух параллельных, но взаимосвязанных процессах.

Дело в том, что с первых шагов тюменской нефтедобычи обозначилась серьезнейшая проблема – острый дефицит квалифицированных специалистов-нефтяников. По красноречивым данным историков, положение с кадрами было настолько безрадостным, что «часть рабочих формировалась за счет лиц, условно освобожденных из исправительно-трудовых колоний. На стройках севера Тюменской области они составляли в

1964-1966 г. до 50% от общего числа работающих [5, с. 173]. Помимо них, ядро трудовых коллективов поначалу складывалось из рабочих и специалистов, прибывших из старых нефтедобывающих районов – Баку, Грозного, Башкирии, Татарии. Нет ничего удивительного, что в повестку дня встал первоочередной вопрос о собственных кадрах, подготовку которых требовалось организовать на местах без отрыва от производства. Названная задача превратилась в особенно актуальную после того, как забили нефтяные фонтаны Мегиона, Самотлора, Усть-Балыкского, Советского, Западно-Сургутского, Правдинского, Мамонтовского и других месторождений.

Первой «ласточкой» стало открытие в 1966 г., по просьбе нефтяников и газовиков, учебно-консультационного пункта в Сургуте. Естественным продолжением реализации назревшей кадровой потребности стало создание учебно-консультационного пункта (УКП) Тюменского индустриального института в Нижневартовске. Произошло это знаменательное для города и района событие 23 июля 1981 г. в соответствии с приказом № 440 министра образования СССР. Не случайным совпадением выглядит то обстоятельство, что в том же 1981 г. с Самотлорского месторождения была получена миллиардная тонна нефти. А буквально через пять лет (1986) – новое свершение: добыта двухмиллиардная тонна нефти с промыслов Нижневартовского района, который приобрел ключевое значение в масштабе Западно-Сибирского нефтегазового комплекса.

40-летняя история нашего филиала отмечена его уверенной институционализацией, упрочением образовательного и структурного статуса учебного заведения. Сначала последовало переименование УКП в Обще-технический факультет (ОТФ) Тюменского государственного нефтегазового университета (ТюмГНГУ). Произошло это на основании приказа МинВУЗа РСФСР № 809 и Тюменского индустриального института № 230 от 27 августа 1988 г. Спустя девять лет – в 1997 г. – он был преобразован в филиал Тюменского государственного нефтегазового университета и прошел процесс лицензирования по ряду востребованных профильной отраслью специальностей. И, наконец, в 2016 г. последовали новые административно-структурные перемены. Приказом Минобрнауки России № 314 от 25 марта 2016 г. в результате объединения ТюмГНГУ с Тюменским государственным архитектурно-строительным университетом вуз получил свое нынешнее наименование – Тюменский индустриальный университет, став первым в регионе опорным университетом, в котором сконцентрирован значительный интеллектуальный потенциал, способный осуществлять качественную подготовку инженерных кадров по широкому спектру образовательных программ, успешно реализовывать комплексные научные исследования, нацеленные на экономическое и социальное развитие. В связи с произошедшим объединением полное название нашего филиала отныне звучит так: филиал ФГБОУ ВО «Тюменский

индустриальный университет» в городе Нижневартовске; сокращенное название – филиал ТИУ в г. Нижневартовске.

Учитывая специфический нефтегазовый акцент округа, можно с гордостью заявить, что Нижневартовский филиал стал первым в городе высшим профессионально-техническим учебным заведением, значительно приблизившим подготовку нефтяников к месторождениям нефти и газа. Принятые меры в целом позволили решить вопрос с нехваткой специалистов. Значительную часть пополнения ИТР теперь стали составлять наши собственные выпускники, а нефтяная и газовая отрасли – значительно меньше зависят от массового притока руководящих и инженерно-технических кадров из других районов страны.

Здесь уместно будет напомнить, что ТИИ/ТюмГНГУ/ТИУ, включая и наш филиал, стали точкой отсчета в судьбе многих выпускников, среди которых прежние и нынешние руководители крупных предприятий, известные ученые, руководители муниципальных учреждений и образований: например, Ю.И. Тимошков – первый мэр г. Нижневартовска; Ю.В. Неелов – губернатор Ямало-Ненецкого автономного округа в 1994-2010 гг.; В.В. Ремизов – заместитель председателя правления РАО «Газпром» (1993-2000); А.Б. Рублев – в свое время бывший генеральным директором СНГДУ-2 и многие другие.

Обязательно нужно назвать и совсем недавних выпускников филиала, успевших построить многообещающую карьеру. Допустим, выпускник 2015 г. Александр Блажко – помощник депутата Государственной Думы Российской Федерации (ГД РФ), член Молодежного парламента при ГД РФ, член Молодежного парламента при Думе ХМАО-Югры, председатель комитета по экономической политике, региональному развитию и природопользованию Молодежного парламента при Думе ХМАО-Югры VI созыва. Окончивший филиал в 2017 г. Максим Минин, занимавшийся уличной гимнастикой под названием «Workout», переехал в Москву, где устроился в Центр культуры и искусств «Щукино» (подразделение Московского продюсерского центра) менеджером по культурно-массовым событиям, параллельно занимаясь дизайном в команде ХМОО РСМ, базирующейся на проведении региональной Студенческой весны и многих других проектов. Выпускник 2008 г. Ильдар Даянов связал свою профессиональную деятельность с АО «Самотлорнефтегаз», где сейчас занимает должность начальника управления стандартизации бизнеса и расчета начальной максимальной цены. Некоторые выпускники филиала стали нашими коллегами. Так, Максиму Юмсунову в 2012 г. была присвоена ученая степень кандидата экономических наук, что позволило ему занять должность доцента кафедры «Менеджмент в отраслях ТЭК» Института менеджмента и бизнеса головного вуза. Выпускница 2006 г. Надежда Кривова еще в годы студенчества принимала активное участие в международных конференциях, занимала призовые места, публиковала

статьи. По окончании университета защитила кандидатскую диссертацию на соискание ученой степени кандидата технических наук, и на сегодняшний день занимает должность начальника отдела разработки месторождений ПАО «Варьеганнефтегаз», одновременно являясь доцентом филиала ТИУ в Нижневартовске.

Удивительно, но при столь, казалось бы, уже солидном возрасте одного из старейших вузовских заведений Нижневартовска, приходится признать, что за прошедшие годы, если не считать сводных справочных сведений, сколько-нибудь полноценной его истории так и не было написано. Данная статья является одной из скромных попыток частично восполнить информационную лакуну, в том числе, через обращение к свидетельствам старейших работников филиала, стоявших у истоков его существования.

При этом необходимо отметить, что воспоминания – очень интересный вид исторических источников, благодаря которому прошлое филиала удастся воссоздать не только в сухих строках канцелярских протоколов и отчетов, но и наполнить человеческой аурой. В то же время воспоминания – еще и весьма сложный источник, они крайне субъективны и доносят до нас историю не такой, какой «она была на самом деле», но какой сохранилась в памяти конкретных людей. От воспоминаний не стоит ждать строгой документальной точности, к тому же, они всегда фрагментарны, – какие-то страницы истории филиала отразились в них с большей полнотой, нежели другие, некоторые же оказались вовсе не представлены. Одни и те же события в воспоминаниях разных лиц представлены по-разному и т.д.

Анализируя собранную информацию, выделим несколько ключевых сюжетов, нашедших отражение в свидетельствах респондентов:

1. Преподаватели, создававшие филиал, и работавшие в нем первые годы его существования.
2. Взаимоотношения внутри коллектива преподавателей и сотрудников.
3. Взаимоотношения преподавателей и студентов.
4. Проблемы институционализации и развития филиала.
5. Различные аспекты студенческого творчества.

В нашей статье речь идет об этих отчасти хорошо знакомых, отчасти малознакомых эпизодах из истории филиала, который на протяжении 40 лет возглавляли несколько человек, – умелых организаторов, администраторов и педагогов, и сегодня есть замечательный повод вспомнить каждого из них добрым словом.

Как отмечалось, свое существование Нижневартовский филиал отсчитывает с 1981 г. в качестве учебно-консультационного пункта Тюменского индустриального института. Тогда первый набор студентов заочного отделения организовала В.В. Мельникова – преподаватель

иностранный язык, запомнившаяся студентам и сотрудникам своей деловитостью и глубоким знанием немецкого языка.

С 1983 по 1989 гг. заведующим У КП был В.В. Ярмоленко – «замечательный педагог, тонкий психолог от природы, который умел сплотить крепкий коллектив вокруг себя». Самые первые годы жизни филиала интересно описаны в газете «Ленинское знамя» (ныне – «Местное время») за 9 октября 1984 г., где была напечатана заметка студента-заочника первого курса А.И. Королева «Зачетная книжка», дающая представление о жизни У КП того времени. Он отмечал: «Для плодотворного обучения, получения и закрепления теоретических знаний при У КП созданы необходимые условия. Силами преподавательского состава и студентов оборудованы учебные аудитории. Это и лингафонный кабинет для обучения иностранному языку, и телевизионный комплекс в аудитории высшей математики, и лаборатории физики и химии, теплотехники. А за 3 года с момента создания У КП сюда пришли учиться без отрыва от производства около тысячи передовых рабочих. У КП готовит специалистов для работы на нефтепромыслах, строительстве автодорог и в других отраслях, связанных тем или иным образом с добычей нефти и газа. При У КП существует подготовительное отделение, которое помогает рабочим опять же без отрыва от производства подготовиться к поступлению в институт» [6].

С 1985 г. в У КП начинает работать методистом, а затем библиотекарем филиала Т.А. Шевченко – одна из наших мемуаристов. Тысячи студентов дневного и заочного отделения успехами в учебе во многом обязаны Татьяне Александровне, которая всегда была готова дать обучающимся компетентный совет, оказать помощь в подборе литературы, объяснить непонятное.

Из воспоминаний Т.А. Шевченко: «В те годы мы занимали два этажа: четвертый и пятый в здании НИПИнефть (в то время – ГТНГ (Гидротюменьнефтегаз)). На 4-м этаже действовали лаборатории химии, физики, электротехники и одна большая лекционная аудитория. На 5-м этаже располагались администрация, методисты, библиотека, кабинеты иностранного языка, начертательной геометрии и лекционные аудитории. Коллектив преподавателей и сотрудников был очень молод – от 20 до 35 лет, и удивительно дружен. Царила атмосфера тепла, дружелюбия и взаимопомощи. Почти каждые выходные коллектив со своими семьями во главе с заведующим выезжал на природу. Работали настоящие энтузиасты, любящие свое дело, отдающие свои знания, беззаветно преданные выбранной профессии. Подчас студенты были старше своего преподавателя, и в общей массе трудно было отличить, кто есть кто. В те годы у нас обучались только студенты-заочники. Постепенно контингент обучающихся увеличивался, увеличивался и штат преподавателей, приглашались на работу новые высококвалифицированные специалисты» [4].

Значительный период жизни филиала (1985-2010) связан с трудовой деятельностью Г.Р. Латыповой – начальника учебно-методического отдела. Ее непоколебимый авторитет среди преподавателей, сотрудников и студентов был заслужен самоотверженной деятельностью на столь ответственном посту. Грамотная организация учебного процесса, его строгая и планомерная реализация, абсолютная преданность делу и в тоже время способность делиться с окружающими теплом своего сердца создали вокруг Глюси Рашитовны особую атмосферу человеческих отношений.

Из воспоминаний Г.Л. Латыповой: «Трудности, конечно, были – когда филиал еще назывался У КП, затем ОТФ, не было ни одной кафедры, т.е. вся работа, которая сейчас ведется на кафедрах, велась учебным отделом – методистами. Первые методисты: Т.А. Шевченко и В.Г. Ипполитова. В 1985 г. В.Г. Ипполитова ушла в декретный отпуск, и в это время методистом становлюсь я, Латыпова Глюся Рашитовна. Обязанности методиста включали составление расписания занятий, регистрацию контрольных работ, учет учебной нагрузки преподавателей, т.к. еще не было даже своей бухгалтерии и диспетчера по расписанию. Работы было много, расписание составлялось в основном по ночам дома и оформлялось также во внеурочное время. Но никакие трудности не выдерживали напора энергии и энтузиазма молодого коллектива» [2].

В 1988 г. У КП был реорганизован в общетехнический факультет. Его руководителем стал кандидат технических наук В.В. Романенко, занимавший свой пост до 1991 г. По отзывам Г.Р. Латыповой, «период руководства В.В. Романенко можно назвать временем процветания ОТФ. При нем были приглашены специалисты-педагоги по истории, химии, математике, философии, которым предоставлялось жилье. Общетехнический факультет Тюменского индустриального института расширялся и процветал. Костяк коллектива составляли Х.Р. Ащепкова, Г.А. Башкирова, В.А. Беляев, Ю.Н. Курушин, В.В. Липунов, В.В. Макаренко, В.В. Мельникова, Т.И. Сазанова, Н.В. Сапожникова (Буша), Т.Г. Сологуб, С.К. Фаизов, Т.А. Шевченко, Л.А. Ярмоленко» [2].

Именно тогда, в 1989 г., из Тюменского индустриального института им. Ленинского комсомола на работу в Нижневартовский ОТФ перевелась Т.Г. Сологуб, долгие годы возглавлявшая кафедру «Гуманитарных и экономических дисциплин», что не помешало ей в 2006 г. защитить диссертацию на соискание ученой степени кандидата философских наук. О ней до сих пор с исключительной теплотой и благодарностью вспоминают многочисленные выпускники и студенты, которым довелось учиться у Татьяны Георгиевны. Не менее положительные чувства испытывают сотрудники и преподаватели, которым повезло трудиться рядом с Т.Г. Сологуб. Высочайший профессионализм, человеческая отзывчивость, неизбывная чуткость ко всем проблемам студентов и коллег

составляли и составляют характерные черты личности этого замечательного педагога и товарища.

Из воспоминаний Т.Г. Сологуб: «Коллектив тогда был еще небольшой, каждого нового человека встречали с интересом и доброжелательностью. Проходило буквально 3-4 дня, и каждый, кто впервые приехал работать на ОТФ, чувствовал себя как дома. Постоянным местом наших встреч во время перемен между парами была библиотека во главе с Татьяной Александровной Шевченко. Все дни рождения праздновались в библиотеке, все новости, радостные события и проблемы обсуждались только там. Выходные дни принято было проводить на базах отдыха, совмещая полезное с приятным: лыжи либо плавание (в зависимости от времени года) и шашлыки. Дневного отделения еще не было, а было, так называемое, вечерне-заочное обучение. Занятия со студентами ежедневно начинались в 18.30 и заканчивались поздно вечером. Поражала настойчивость и целеустремленность студентов тех лет в обучении, их неиссякаемый талант организовывать совместно с преподавателями настоящие праздничные шоу: посвящение в студенты, Новый год и пр. Сценарии писали сами преподаватели, в основном Х.Р. Ащепкова (рано ушедшая из жизни) – преподаватель физики, впоследствии в течение ряда лет занимавшая должность зам. директора, Л.А. Ярмоленко – преподаватель математики, проживающая сейчас в Петербурге и В.В. Мельникова – преподаватель немецкого языка, проживающая уже несколько лет в Москве. Студенты также приносили что-то свое в эти сценарии, и все получалось на удивление замечательно, можно сказать, профессионально. Костюмы, различные необходимые атрибуты доставали и создавали общими усилиями преподавателей и студентов. Незабываемые, яркие впечатления оставались после таких вечеров, обычно проходивших на 5 этаже» [3].

Преемником В.В. Романенко в должности декана общетехнического факультета в 1991-1992 гг. стал кандидат физико-математических наук В.А. Беляев, работавший в У КП, впоследствии на ОТФ еще с 1986 г. Согласно характеристике, данной администрацией вуза, он «принимал активное участие в профориентационной работе и социологических исследованиях по открытию дневной формы обучения», всегда демонстрировал «хорошие организаторские способности и требовательность». К вышесказанному начальство неизменно добавляло, что В.А. Беляев «является соавтором трех учебных пособий по математике, трех монографий, шестидесяти научных работ, а также исполнителем пяти госбюджетных научно-исследовательских работ, двух хоздоговорных тем», а кроме того с завидным постоянством «много времени уделяет воспитанию студентов, имеет заслуженный авторитет среди сотрудников, преподавателей и администрации» [7]. Вслед за тем, на протяжении нескольких лет (1992-1995) во главе учебного заведения стоял кандидат физико-математических наук С.П. Баженов.

В целом речь идет о тех годах, когда филиал уверенно становился на ноги, завоевывал высокий авторитет в сфере образования и успешно доказывал способность готовить высококвалифицированные кадры, нехватку которых продолжала испытывать растущая нефтегазовая промышленность Нижневартовского района.

Яркие страницы истории филиала связаны с пребыванием на должности его директора доктора технических наук С.И. Грачева. С 1996 по 2003 гг., не забывая о научно-исследовательской деятельности (на тот момент – 10 изобретений и более 100 публикаций), он эффективно занимался комплексным развитием вверенного ему учебного заведения. При нем и во многом благодаря его настойчивости, ОТФ был реорганизован в филиал ТюмГНГУ, став одним из крупнейших среди всех 17 филиалов головного вуза.

Ну, а затем наступили непростые времена не только для Нижневартовского филиала, но и для всей системы отечественного образования, связанные с вхождением в 2003 г. Российской Федерации в число участников пресловутого Болонского процесса и переходом на двух-, а потом и трехуровневую систему подготовки кадров высшей квалификации. В результате, по мнению исследователей, «активизировались усилия государства в области дальнейшего реформирования высшего образования, активно менялась структура системы, механизмы финансирования». После чего последовали «многочисленные слияния вузов, их реорганизация», как правило, находились квазиобъективные аргументы «в пользу сокращения и оптимизации сети вузов» [1, с. 297]. Едва ли позитивной оказалась реакция на перемены со стороны многих действующих преподавателей. Так, по оценке одного из мемуаристов, «реформы в сфере образования, копирующие западную модель, не лучшим образом отразились на знаниях студентов. На мой взгляд, прежняя классическая методика приема экзаменов и зачетов способствовала гораздо большему усвоению и закреплению материала по различным дисциплинам, чем модные ныне повсеместные тестирования и рейтинговая система» [3].

Закономерным следствием столь неоднозначного и болезненного процесса стало не только слияние ТюмГНГУ с архитектурно-строительным университетом, но и массовое сокращение филиалов. В настоящий момент их осталось только четыре. Нелегкая ноша выживания в постоянно переменчивых условиях завтрашней неопределенности выпала в ту пору на долю сегодняшнего Юбиляра, который поочередно возглавляли кандидаты технических наук В.Ф. Дягилев (2003-2004), С.П. Шатило (2004-2011), В.В. Анিকেев (2011-2013), Р.М. Галикеев (2013-2016) и кандидат педагогических наук В.А. Шалаев (2016-2018). Благодаря их самоотверженным усилиям, при поддержке всего коллектива преподавателей и сотрудников, Нижневартовскому филиалу удалось сохранить свое существование. Более того, несмотря на объективные сложности, именно

тогда он обрел свой «дом» – учебный корпус по улице Ленина. Многолетняя «мечта коренных У КПЭвцев и новых НВФцев» о собственном здании», наконец-то, стала явью [3].

Однако филиал ТИУ в г. Нижневартовске жив не только успехами минувших дней, но и сегодняшними заботами. Заметной приметой времени, умения держать руку на пульсе происходящих в обществе перемен, стал тот факт, что в 2018 г. впервые в истории филиала его возглавила директор – женщина, кандидат технических наук Н.А. Аксенова. Имея незаурядные научные достижения (автор или соавтор более 150 публикаций), она одновременно демонстрирует способность с должной ответственностью, планомерно и целеустремленно действовать на благо филиала, укрепления его профессорско-преподавательского состава, совершенствования лабораторной и учебно-методической базы, обеспечения учебного процесса всем необходимым. Как всегда, особым вниманием у нас окружена учащаяся молодежь, а потому энергии и содержательности студенческой жизни Нижневартовского филиала могут позавидовать представители многих образовательных учреждений города, ХМАО-Югры и области. Регулярные культурно-массовые мероприятия «Студенческая весна», КВН, «На клавишах весны», «Осенняя премьера», интеллектуальные игры «Что? Где? Когда?», различные квесты, вечера отдыха и оздоровительные мероприятия на загородной базе, спортивные соревнования и уроки мужества – лишь небольшой перечень всего разнообразия и насыщенности внеучебной студенческой деятельности, тактично и умело направляемой Студенческим советом филиала. Кроме того, постоянно функционируют творческие студии эстрадного вокала, современного танца, воркаута, театральная студия. Благодаря постоянной работе творческих коллективов мы имеем хорошие результаты на городском, областном и всероссийском уровне. По итогам фестивалей наши студенты становятся обладателями грантов и премий по поддержке талантливой молодежи. Добавим еще, что ежегодно значительное количество студентов участвует в научных конференциях и конкурсах самого высокого уровня. Одним словом, скучать им точно некогда.

Подводя итоги юбилейным размышлениям, отметим, что у Нижневартовского филиала ТИУ есть славное прошлое, прочное и уверенное настоящее и, надеемся, перспективное будущее. Таким образом, в его судьбе органично сопрягаются все три временные модальности, что должно служить залогом его благополучия и процветания.

Библиографический список

1. Бодрова, Е. В. Научно-технический потенциал России : поиск путей осуществления технологического рывка в начале XXI века / Е. В. Бодрова,

- В. В. Калинов. – Москва : ИК «Дашков и К^о», 2021. – 407 с. – Текст : непосредственный.
2. Запись воспоминаний Г.Р. Латыповой (рукопись). – Из архива автора статьи. – Текст : непосредственный.
 3. Запись воспоминаний Т.Г. Сологуб (рукопись). – Из архива автора статьи. – Текст : непосредственный.
 4. Запись воспоминаний Т.А. Шевченко (рукопись). – Из архива автора статьи. – Текст : непосредственный.
 5. Карпов, В. П. История создания и развития Западно-Сибирского нефтегазового комплекса (1948-1990 гг.) / В. П. Карпов. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2005. – 316 с. – Текст : непосредственный.
 6. Королев, А. И. Зачетная книжка / А. И. Королев. – Текст : непосредственный // Ленинское знамя, г. Нижневартовск. – 1984. – 9 октября.
 7. Характеристика на Василия Александровича Беляева, данная директором филиала ТюмГНГУ в г. Нижневартовске С.И. Грачевым (рукопись). – Из архива автора статьи. – Текст : непосредственный.

СЕКЦИЯ 1. СТАНОВЛЕНИЕ И РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ТОВАРНЫЕ МАРКИ НЕФТИ

Абдуллин А.Р.

Нефтеюганский индустриальный колледж (филиал) ФГБОУ ВО
«Югорский государственный университет», г. Нефтеюганск

Нефть и газ относятся к природным богатствам, которые играют важную роль в народном хозяйстве любой страны, являясь основными видами топлива, сжигаемого на электростанциях для выработки электричества, сырьём для химической промышленности и производства широкой гаммы продукции народного потребления.

Продукты нефтепереработки широко применяются в промышленности и в быту. Помимо удовлетворения внутренних потребностей часть «чёрного золота» идёт на экспорт, что обеспечивает стране твёрдую валюту, которая, в свою очередь, используется на расширение производства, в том числе нефтегазового. Это влечёт за собой увеличение рабочих мест, улучшение благосостояния населения любой страны, недра которой богаты такими ценнейшими природными ископаемыми, как нефть и газ.

Считается, что за время существования нефтяной промышленности человечеством добыто около 85 млрд. т. нефти и оставлено в недрах отработанных месторождений ещё 80. 90 млрд. т. Кроме того, доказанные запасы нефти в настоящее время составляют около 140 млрд. т. Итого около 300 млрд. т.

В нефтяной отрасли все начинается с добычи нефти. Компании проводят разведку месторождений, получают одобрение на бурение, ставят оборудование и начинают добычу нефти.

Но что происходит после того как нефть буквально попала к нам в руки? После того, как нефть или нефтепродукты оказались в хранилищах у нефтяной компании, возникает вопрос: как сбывать эту продукцию. У компаний существует несколько опций:

- добыть и продать сырую нефть потребителю, посредникам
- добыть, переработать в нефтепродукты и продать.

Для того, чтобы продать нефть, ее прежде всего подвергают сортировке в зависимости от ее качества.

Актуальность информационного проекта - нефтяная промышленность России является крупнейшим источником финансовых поступлений в бюджет страны. «Чёрное золото» считается одним из самых дорогих отечественных природных ресурсов. По объёму его добычи наше государство занимает лидирующей позиции на планете.

Цель проекта - получить информацию о том какие сорта нефти существуют в мире, и от каких параметров нефти зависит ее цена.

Задачи:

- собрать информацию по заявленной теме;
- проанализировать теоретический материал;
- провести анализ выполненной работы и сделать выводы;
- подготовить презентация PowerPoint проекта.

Наибольшим спросом пользуются так называемые легкие сорта нефти: из них можно изготовить большое количество бензина и высококачественных продуктов для химической промышленности.

Чем тяжелее нефть, тем выше издержки на ее переработку.

На сегодняшний день общепризнанным «эталонном» нефти является марка Brent, которая добывается в Северном море. Именно эта марка обладает тем сочетанием состава, качеств и свойств, которые наиболее оптимально подходят для ее переработки и производства нефтепродуктов.

В мире существует три основных маркерных сорта: Brent Blend, West Texas Intermediate (WTI) и Dubai Crude и 285 сортов сырой нефти.

Чем больше другие сорта отличаются по составу и своим характеристикам от нее, тем ниже будет их стоимость.

Topneftegaz.ru составил топ-10 сортов нефти.

1. Brent — маркерный сорт нефти, добываемой в Северном море. Цена нефти Brent с 1971 года является основой для ценообразования около 40 % всех мировых сортов нефти. Добыча Brent ведется в Норвежском море с 1976 г.

2. Light Sweet или West Texas Intermediate (WTI) — эталонная марка нефти, которая добывается в штате Техас (США), плотность составляет 40° API, содержание серы — 0,4-0,5 %

3. Urals — это смесь нефти из всех месторождений России, поставляемая на экспорт по трубам Транснефти. Нефть, добываемая на большей части территории Сибири и Севера, а также на Дальнем Востоке, гораздо легче и содержит меньше серы.

4. Siberian Light — сорт Российской нефти с содержанием серы около 0.57%. Эта марка нефти представляет собой смесь из нефти, добываемой в Западной Сибири, в Ханты-Мансийском автономном округе.

5. Arab Light — данный сорт нефти добывается в Саудовской Арии.

6. Сор нефти Kuwait Export Crude является высококачественным, ее стабильность и качество делают ее совершенным исходным материалом для производства высококачественных базовых масел и других нефтепродуктов.

7. Iran Heavy — марка нефти, добываемая в Иране. Используется при установлении цены на другие марки экспортной нефти в регионе Персидского залива.

8. Iran Light — марка нефти, добываемая в Иране. Характеризуется как легкий сорт нефти.

9. Basra Light — марка нефти, добываемая в окрестностях г.Басра, в Ираке. Используется при установлении цены на другие марки экспортной нефти в регионе Персидского залива. Входит в экспортную корзину ОПЕК.

10. Kirkuk — сорт нефти, добываемой в Ираке.

ООО «РН-Юганскнефтегаз» — ведущее добывающее предприятие НК «Роснефть», одно из крупнейших нефтедобывающих предприятий России. Компания ведет работу на территории городов Нефтеюганск, Пойковский и Пыть-Ях, Нефтеюганского, Сургутского и Ханты-Мансийского районов ХМАО-Югры, разрабатывает 28 месторождений. Компания ведет добычу нефти марки Siberian Light, находящейся в рейтинге на 4 месте.

Библиографический список

1. Современная техника и технологии: проблемы и перспективы: монография / отв. ред. Н. Н. Савельева. – Тюмень: ТИУ, 2021. – 177 с. – Текст: непосредственный.

Научный руководитель: Манакова С.М., преподаватель

ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА КАК СПОСОБ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Белоусова С.В.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Актуальность этой темы на сегодняшний день заключается в том, что спрос на добычу нефти остается большим, а легкодоступных запасов становится все меньше. Поэтому современная нефтедобыча прибегает к усовершенствованным методам увеличения нефтеотдачи. Один из таких методов – гидроразрыв пласта. На основании диаграммы (рис.1.), можно сказать, что гидроразрыв пласта является наиболее эффективным методом по увеличению дополнительной добычи нефти. Прибегая к этому методу, можно извлечь максимум из старых месторождений, и тем самым многократно увеличить количество добываемой нефти.

Цель данной работы заключается в проведении анализа эффективности гидроразрыва пласта на Самотлорском месторождении.

В текущее время выделяют несколько групп методов повышения нефтеотдачи пласта. Некоторые из них - это гидродинамические, физико-химические, тепловые, микробиологические и другие методы. Более

подробно остановимся на физико-химических методах воздействия на продуктивные части пласта. Использование физико-химических методов повышения нефтеотдачи пласта является наиболее эффективным направлением в процессах разработки месторождений.

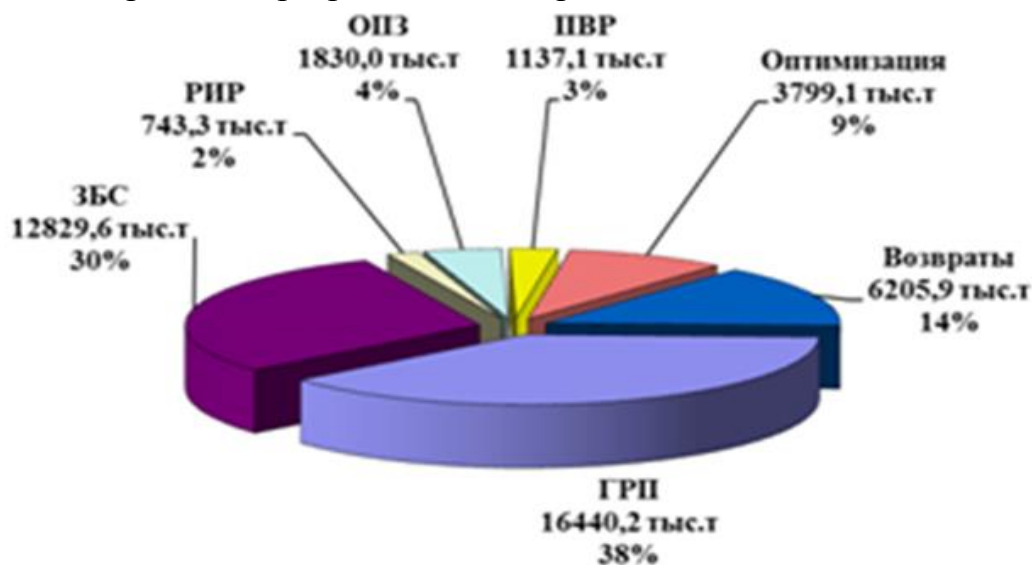


Рисунок 1. Дополнительная добыча нефти по видам ГТМ.

Наиболее популярный метод - гидравлический разрыв пласта (ГРП). Он способен оказывать свое воздействие не только на призабойную зону пласта, но и способен повысить нефтеотдачу. Суть технологии ГРП заключается в создании в пласте трещины, с высокой проводимостью, под действием закачиваемой в него под давлением жидкости, которое способно обеспечить поступление добываемой жидкости к забою скважины. Эта технология помогает возобновить добычу из малопродуктивных скважин или скважин, где осуществление добычи традиционными способами уже не предоставляет желаемого эффекта. Также данная технология применяется и при разработке новых, малоосвоенных месторождений. В пластах одинаковой толщины, как правило, создается одна трещина значительной длины.

Эффективность гидравлического воздействия увеличивается, если одновременно используется гидropескоструйная или прострелочная перфорация ствола скважины. Частицы песка не позволяют получившимся трещинам закрыться. Поэтому можно заметить прирост флюида в скважину. В среднем один гидроразрыв пласта может способствовать увеличению дебита нефтяной скважины в несколько раз. Множественный гидроразрыв может быть одновременно проведен в горизонтальной скважине. Такой метод ГРП называется многоступенчатым гидроразрывом пласта (рис.2.).

На месторождениях с низкой проницаемостью коллекторов в горизонтальных скважинах количество стадий способно достигнуть несколько десятков. Как правило, число стадий определяется экономической

рациональностью и геологическими характеристиками коллектора. Если же эти факторы не будут учитываться, то эффективность ГРП значительно уменьшится и будет экономически неоправданным мероприятием.

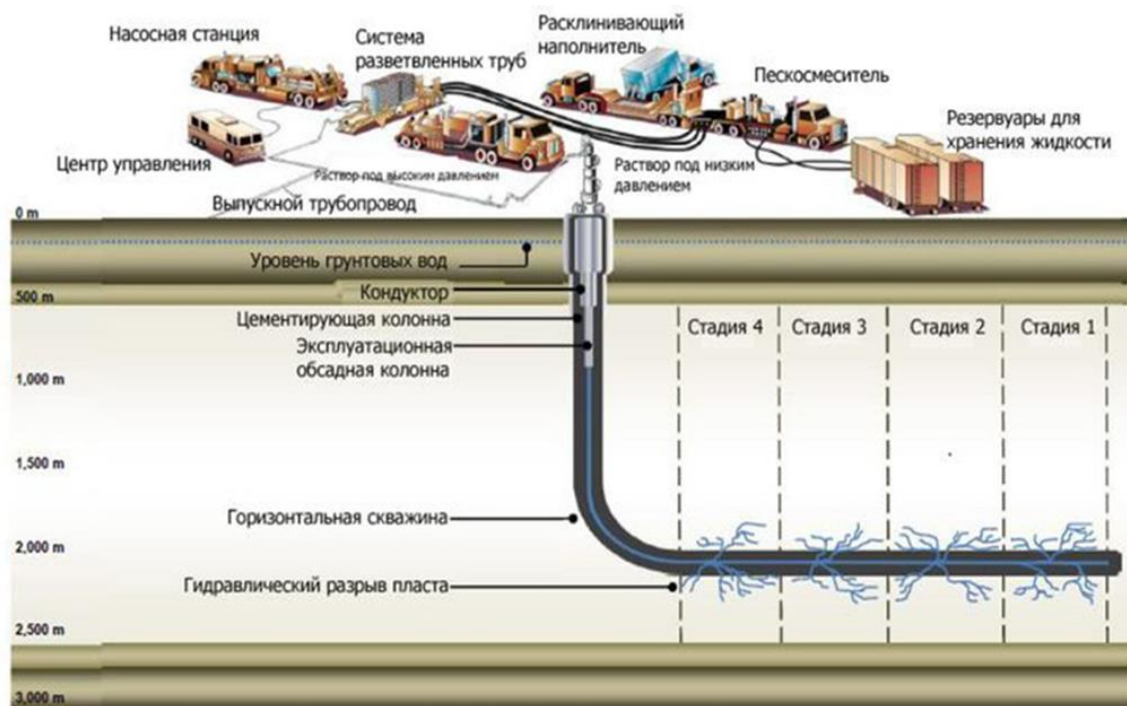


Рисунок 2. Многоступенчатый гидроразрыв пласта

В первые месяцы после проведения ГРП происходит значительное повышение притока флюида в скважину. Впоследствии, продуктивность скважины будет постепенно понижаться. Однако в процессе эксплуатации не все скважины могут вести себя одинаково, и в частности это не зависит от непосредственного проведения метода ГРП, а связано с работами, которые были проведены на скважинах после гидроразрыва.

Например, глушение скважин солевым раствором. Скважина с повышенной поглощающей способностью в процессе проведения операций после ГРП способна активно поглощать солевой раствор и воду, так что фазовая проницаемость пласта и проппанта снижается. Из-за этого коэффициент эффективности гидроразрыва пласта с годами только уменьшается (таблица 1). Проанализировав данные, приведенные в таблице, можно сделать вывод о том, что метод ГРП на Самотлорском месторождении действительно является эффективным способом увеличения нефтеотдачи. Подробнее остановимся на факторах, способных повлиять на эффективность метода ГРП:

- Присутствие трещин в самом пласте. В связи с этим возможен уход жидкости разрыва в естественные трещины пласта.

- Литологическая неоднородность. Наибольший эффект будет при воздействии на однородный пласт с низким коэффициентом анизотропии.
- Глубина залегания пласта. Чем больше глубина, тем дороже проведение ГРП.
- Обводненность скважины. Высокая степень обводненности в разы уменьшает эффективность ГРП.

Таблица 1.

Анализ использования технологии ГРП на Самотлорском месторождении

Виды ГТМ	Год	Кол-во скважино-операций	Прирост дебита нефти, т/сут	Годовая добыча нефти, тыс.т	Нак.доп. добыча нефти, т	Коэфф. эффективности, %
ГРП	2015	632	19,6	1655,5	5293,4	70
	2016	746	15,5	1667,8	4899	69
	2017	867	14,4	1568,8	3899,6	52
	2018	739	10,6	981,7	1867,1	29
	2019	446	9	481,1	481,1	12
Итого по ГРП		3430	14,1	6355	16440,2	48

Вывод. В данной работе был проведен анализ эффективности ГРП на примере Самотлорского месторождения. Также рассмотрены основные факторы, влияющие на эффективность метода ГРП. Исходя из вышеперечисленного, можно прийти к выводу, что проведение ГРП на месторождении является эффективным способом для увеличения нефтеотдачи.

Библиографический список

1. Усачев, П.М. Гидравлический разрыв пласта / П. М. Усачев. - Москва : Недра, 1986. – 164 с. – Текст : непосредственный.
2. Гузенко, Ю.В. Эффективность применения гидроразрыва пласта на основании лабораторных и экспериментальных исследований / Ю.В. Гузенко. - Текст : непосредственный // Современные инновации. - 2019. - № 6. - С. 34.
3. СТУДОПЕДИЯ: Анализ эффективности ГРП : сайт. – URL : https://studopedia.ru/24_33067_analiz-effektivnosti-grp.html (дата обращения: 19.04.2021). – Текст : электронный.
4. Кааров, Ж.З. Анализ эффективности применения грп в трудноизвлекаемых запасах хвойного нефтяного месторождения/ Ж.З. Кааров. – Текст : непосредственный //Международный журнал гуманитарных и естественных наук. - 2020. - № 4-2. - С. 18-23.
5. Желтов, Ю.П. О гидравлическом разрыве нефтеносного пласта / Ю.П. Желтов. С.А. Христианович - Текст: непосредственный // Изв. АН СССР. ОТН. – 1955.-№5.-С. 3-41.

6. Современная техника и технологии: проблемы и перспективы: монография / отв. ред. Н. Н. Савельева. – Тюмень: ТИУ, 2021. – 177 с. – Текст: непосредственный.

7. Велиев Р.А., Предприятия по предупреждению и ликвидации ГНВП. / Р.А. Велиев., Н.Н. Савельева. - Текст: непосредственный. // В сборнике: Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса. Материалы X Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых. Под редакцией Н.Н. Савельевой, Е.А. Исуповой. 2020. С. 103-106.

Научный руководитель: Савельева Н. Н., канд. пед. наук, доцент

СТАНОВЛЕНИЕ И РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ: СЕВЕРО-ВАРЬЕГАНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Биксултанова К.Э.
МБОУ «СОШ № 8» г. Радужный

*Наш бур пройдет сквозь мерзлоту,
Югры исполним мы мечту,
Она добудет свою нефть, мы в это верим.
Олег Калмин.*

Северо-Варьеганское месторождение является ведущим активом ПАО «Варьеганнефтегаз», в этом году оно отмечает 50 лет с момента открытия.

Желание узнать историю его открытия и развития привело к теме проекта: «Становление и развитие нефтегазовой отрасли: Северо-Варьеганское месторождение».

Цель работы: изучить этапы становления и развития Северо-Варьеганского месторождения.

Все это определяет задачи исследования:

- изучить литературу по теме исследования;
- выявить этапы становления Северо-Варьеганского месторождения;
- определить вектор развития Северо-Варьеганского месторождения.

Актуальность исследования обусловлена полувековым юбилеем месторождения и тем, что это самый возрастной промысел в структуре ПАО «Варьеганнефтегаз».

Организация и этапы исследования:

- 2021 год (январь-февраль) – изучение литературы по теме исследования;

- 2021 год (март-апрель) – систематизация собранного материала, его статистическая обработка.

При проведении данного исследования использовались следующие методы, способствовавшие более глубокому, детальному анализу полученных результатов исследования: изучение научной, публицистической и справочной литературы, обобщение, сравнение, синтез.

Поиском нефти и газа на Варьегане занималась Мегионская нефтегазоразведочная экспедиция под руководством известных буровых мастеров Г.И. Норкина и Е.Ф. Липковского.

В 1967 году поисковой скважиной № 1П Варьеганского месторождения был вскрыт газоносный пласт. А 14 июля 1968 года бригада Е.Ф. Липковского начала бурение скважины № 2Р. Именно эта скважина уже через три месяца дала первый приток нефти с дебитом 170 м³/сут.

Нефтегазодобывающее управление (НГДУ) «Мегионнефть» начало промышленную разработку на месторождении 14 августа 1974 года. В 1976 году объемы добычи уже достигли значительных показателей, поэтому возникла необходимость в создании самостоятельного предприятия. И 1 ноября 1976 года было принято важное решение: НГДУ «Варьеганнефть» быть! Началась разработка ряда месторождений: Варьеганского, Северо-Варьеганского, Аганского, Ваньеганского, Тагринского и исследование Русского месторождения.

4 апреля 1985 года с целью ускорения ввода в действие группы месторождений было образовано производственное объединение (ПО) «Варьеганнефтегаз», а НГДУ «Варьеганнефть» стало его структурной единицей (в составе ПО «Варьеганнефтегаз» НГДУ «Варьеганнефть» находилось до 1993 года). ПО «Варьеганнефтегаз» предстояло разрабатывать пять месторождений: Северо-Варьеганское, Верхнеколик-Еганское, Северо-Хохряковское, Бахиловское, Сусликовское.

Северо-Варьеганское месторождение в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре является одним из самых зрелых месторождений «Варьеганнефтегаза», оно характеризуется сложным геологическим строением и неоднородностью продуктивных пластов; открыто в 1971 году. Это годы стремительного роста темпов нефтедобычи. И вот 24 марта поисковая скважина № 9 дала первую нефть. Именно с этой скважины и начался отсчет истории этого промысла, расположенного в 30 километрах от города Радужный.

В 1994 году были проведены первые в истории предприятия 5 гидроразрывов пласта на водной основе.

К сожалению, на Северном Варьегане в 90-е годы не велись исследования, вследствие чего добыча упала. Но в начале 2000-х нефтяники занялись изучением особенностей геологического строения месторождения. Данная работа подняла месторождение на новый уровень.

За последние пять лет добыча газа выросла в два раза. В

продуктивных пластах месторождения выявлены 29 залежей, из которых 24 нефтяных и 5 газоконденсатных. В 2013 году начали широко применять технологии зарезки боковых стволов скважин и проведение многостадийных гидроразрывов пласта, это позволило добывать из недр то, что вчера еще казалось неизвлекаемым. В октябре 2015 года компания добыла 50 млн тонн нефти на Бахилловской группе месторождений. С 2016 года на месторождении эффективно внедряется технология зарезки боковых горизонтальных стволов с проведением многостадийных гидравлических разрывов пласта. На месторождении повышается уровень добычи трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) с большой глубиной залегания.

Благодаря использованию новых технологий в 2016 году на Северо-Варьеганском месторождении была добыта 100-миллионная тонна нефти.

По мнению специалистов, запасы нефти на участке составляют 68 млн тонн, этого хватит более чем на 100 лет, поэтому Северный Варьеган по-прежнему остается важным и перспективным объектом.

У Северо-Варьеганского месторождения далеко идущие планы. Специалисты уверены, что потенциал участка данного месторождения в процессе изучения. А тот факт, что за последние несколько лет добычу газа на промысле удалось увеличить с 421 до 815 млн куб. м. в год, дает уверенность в будущем.

Библиографический список

1. ЮГРАИНФО : Нефтяная компания : [сайт]. - URL : <http://www.ugrainfo.ru/4094142.html> (дата обращения: 09.04.2021). - Текст : электронный.

2. РОСНЕДРА : Нефтяная компания : [сайт]. - URL : <https://rosnedra.gov.ru/article/12902.html> (дата обращения: 08.04.2021). - Текст : электронный.

3. Кудаманов А. И., Карих Т. М., Лебедев М. В. О происхождении кремнистых отложений девона Западной Сибири на примере Северо-Варьеганского месторождения / А. И. Кудаманов, Т. М. Карих, М. В. Лебедев // Нефтяное хозяйство. - 2017. - № 1129. - С. 82-85.

Научный руководитель: Каравдина Г.Ф., учитель МБОУ СОШ № 8 г. Радужный

ВЛИЯНИЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗВЕДОЧНОГО И ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ПОВЫШЕНИЕ УРОВНЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ В ХМАО-ЮГРЕ

Васимова Е.И.
МБОУ «СОШ № 8» г. Радужный

В настоящее время нефтяные и газовые скважины представляют собой капитальные дорогостоящие сооружения, служащие много десятилетий. Скважина-горнотехническое сооружение в недрах земли, построенное без доступа в него человека. Она предназначена для использования полезных ископаемых. Скважины углубляют, разрушая породу по всей площади забоя или по его периферийной. В нефтегазовой отрасли бурят скважины следующего вида:

1. Эксплуатационные – для разработки и эксплуатации залежей нефти и газа;
2. Нагнетательные - для поддержания пластового давления с помощью закачки воды;
3. Разведочные - для уточнения запасов и сбора исходных данных для разработки технологической схемы;
4. Специальные - для изучения геологического строения местности, наблюдения фронтом движения до нефтяного контакта и за пластовым давлением, термического воздействия на пласт, для сброса и захоронения нефтепромысловых сточных вод в глубокозалегающие пласты;
5. Структурные - бурят для выявления и подготовки к поисковому бурению перспективных скважин.

В промышленном применении находят только способы механического бурения: ударное и вращательное. Остальные пока не вышли из стадии экспериментальной разработки. В ХМАО-Югре первая скважина, давшая мощный фонтан природного газа 23 сентября 1953 г. была пробурена у пос. Березово на севере Тюменской области. Здесь, в Березовском районе зародилась в 1963 г. газодобывающая промышленность Западной Сибири.

Буровая установка – комплекс механизмов и оборудования, смонтированный на месте бурения и обеспечивающий с помощью бурового инструмента самостоятельное выполнение технологических операций по строительству скважин. Строительство буровой установки, монтаж ее на точке бурения скважины задача не простая. Западная Сибирь покрыта многочисленными болотами и реками. Быстрая изменчивость погоды, неравномерное выпадение осадков и труднодоступность территории имеют огромное значение в строительстве.

Породоразрушающий инструмент (ПРИ) предназначен для формирования ствола скважины путем разрушения горной породы и делится на 3 вида:

1) ПРИ режуще-скалывающего действия – применяется для разбуривания вязких, пластичных и малоабразивных пород;

2) ПРИ дробяще-скалывающего действия – применяется для разбуривания твердых, крепких и очень крепких пород;

3) ПРИ истирающе-режущего действия – применяется при бурения в породах средней твердости, а также при чередовании высокопластичных маловязких пород.

По назначению ПРИ подразделяется: для сплошного бурения буровые долота; для отбора керна (бурильные головки); для специальных работ в пробуренной скважине и в обсадной колонне (разбуривание цементного камня и т.д.)

По конструктивному исполнению ПРИ делится на: лопастной, шарошечный, секторный.

По материалу породоразрушающих элементов ПРИ делится: на стальные, твердосплавные, алмазные и алмазно-твердосплавные вооружения.

В зависимости от назначения скважин конструкция может существенно изменяться, но всегда должна соответствовать требованиям:

- хорошая гидравлическая характеристика
- максимально возможное использование пластовой энергии (подъема продукции на дневную поверхность);
- возможность проведения всех видов исследований глубинными приборами;
- применение различных способов эксплуатации с использованием эффективного оборудования.

Конструкция скважин должна отвечать условиям охраны окружающей среды и исключать возможное загрязнение пластовых вод и межпластовые перетоки флюидов при бурении и эксплуатации, а также при ликвидации скважины. В связи с этим необходимо обеспечить главный фактор: качественное и эффективное разобщения пластов. Таким образом, принципы проектирования конструкций скважин прежде всего должны определяться геологическими факторами (прочностью, пористостью, наличие флюид содержащих пород, а также пород с различной проницаемостью и пластового давления).

Для вычисления запасов и составления технологических схем разработки, по каждой разведочной скважине должен проводиться комплекс исследовательских работ по изучению разреза пород. Виды исследовательских работ по разведочным скважинам: лабораторные исследования шлама, керна, глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов,

промыслово-геофизические и газогидродинамические исследования. Отбор проб осуществляется в процессе бурения скважин.

Необходимость проведения пробной эксплуатации разведочных скважин разрабатывается совместно с добывающими предприятиями. Пробная эксплуатация разведочных скважин осуществляется по планам и программам. При испытании скважины должен быть обеспечен отбор и использование нефти, с соблюдением экологических норм безопасности. Передача скважин в эксплуатацию без проведения указанных работ, запрещается.

Существует много методов исследования скважин и технических средств для их осуществления. Все они предназначены для получения информации об изменениях, происходящих в пласте и процессе его разработки. Такая информация необходима для организации экономически оправданных процессов и осуществления рациональных способов добычи нефти.

Библиографический список

1. Мстиславская Л. П., Филиппов В. П. Геология, поиски и разведка нефти и газа.: учеб. пособие / Л. П. Мстиславская, В. П. Филиппов - Изд. 2-е, перераб. и доп. - Москва : РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2012. - 200 с. - Текст : непосредственный.

2. Калинин А. Г., Левицкий А. З., Никитин Б. А. Технология бурения разведочных скважин на нефть и газ : учеб. пособие для вузов / А. Г. Калинин, А. З. Левицкий, Б. А. Никитин - Москва : Недра, 1998. - 440 с. - Текст : непосредственный.

3. Шедь С.Н. Применение керноотборного оборудования для палеозойского фундамента на месторождениях Томской области /С.Н. Шедь, Н.Н. Савельева.-Текст непосредственный. // Наука и бизнес: пути развития. 2020. № 9 (111). С. 122-127.

Научный руководитель: Ахмадова Ю.В. учитель МБОУ СОШ № 8 г. Радужный

ОБРАБОТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ОБЪЁМА ДОБЫЧИ СЫРЬЯ НА ПРИМЕРЕ СКВАЖИН ХОХРЯКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Велиев С.Б.
МБОУ «СОШ № 8» г. Радужный

Обработка призабойной зоны пласта (ОПЗП) – один из способов ГТМ (геолого-технические мероприятия) для увеличения дебита.

Основной механизм действия ОПЗП заключается в кислотной обработке скважин предназначенных для очистки забоев, призабойной зоны, НКТ от солевых, парафинисто-смолистых отложений и продуктов коррозии при освоении скважины с целью их запуска, а также для увеличения проницаемости пород.

Виды ОПЗП по средствам кислотной обработки:

1. Кислотные ванны;
2. Кислотные обработки под давлением;
3. Термокислотные и термогазохимические обработки;
4. Пенокислотные и термопено-кислотные обработки;
5. Гидроимпульсные кислотные обработки;
6. Кислотоструйные обработки;
7. Обработки глинокислотой;
8. Углекислотные обработки;
9. Солянокислотная обработка и др.

Выбор способа ОПЗП осуществляют на основе изучения причин низкой продуктивности скважин с учетом физико-химических свойств пород пласта и насыщающих их флюидов, а также специальных гидродинамических и геофизических исследований по оценке фильтрационных характеристик ПЗП.

Хохряковское месторождение расположено в центральной части Западно-Сибирской равнины, севернее среднего течения р. Вах. В административном отношении месторождение находится в Нижневартовском районе ХМАО-Югры. Начальный дебит скважины составлял 2,4 т/сут. В результате проведения ОПЗ дебит нефти увеличился до 7,3 т/сут. В 6 скважинах проведено ОПЗ, после чего средний дебит нефти скважин увеличился в 2,3 раза.

Собранные и обработанные в предлагаемой работе данные позволяют сделать следующие выводы:

Благодаря использованию современного оборудования и новых технологий постоянно обновляется состав смеси для ОПЗ пласта, что позволяет максимально эффективно увеличить его нефтеотдачу при минимальных затратах. Проведя исследование, можно понять, что использование ОПЗ увеличивает дебит в более чем 2 раза. Результаты применения ОПЗ по месторождению являются хорошим примером для других месторождений региона.

Таким образом, после применения ОПЗП можно сделать следующий вывод: происходит увеличение нефтеотдачи скважин за счет ОПЗ.

Одновременно с положительным аспектом можно выявить недостатки данного метода:

1. После его проведения необходимы дополнительные исследования скважин на приток, в результате чего наблюдается ухудшение коллекторских свойств пласта и уменьшение фактических показателей добычи нефти.

2. Негативной стороной данной технологии является длительное время, затраченное на ОПЗ. Однако данная технология важна для скважин, имеющих малые дебиты нефти.

Библиографический список

1. Логинов Б. Г. Малышев Л. Г. Гарифуллин Ш. С. Руководство по кислотным обработкам скважин / Б. Г. Логинов, Л. Г. Малышев, Ш. С. Гарифуллин. - Москва : Недра, 1966. - 219 с. - Текст : непосредственный.

2. Александров В. М. Эффективность кислотного воздействия на пласт ЮС11 Фаинского месторождения в зонах развития породколлекторов различного палеофациального генезиса / В. М. Александров, В. В. Мазаев, А. Г. Пасынков // Нефтяное хозяйство. - 2005. - № 8. - С. 66-71.

Научный руководитель: Асеева Т.В., учитель МБОУ «СОШ № 8» г. Радужный

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГРП ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ОБЪЁМА ДОБЫЧИ СЫРЬЯ НА ПРИМЕРЕ ЗАПАДНО-СУРГУТСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ХМАО-ЮГРЫ

Данилов К.К.
МБОУ «СОШ № 8» г. Радужный

Россия является большой страной, в которой главная роль отведена экономике. Экономическое состояние нашей страны напрямую связано с нефтяной промышленностью. Поэтому создание и продажа нефтяных продуктов напрямую зависят от объема добытого сырья. К сожалению, в геологических условиях России 70% нефти залегает в трудноизвлекаемых пластах. В связи с этим единственным способом повышения эффективности добычи нефти является гидравлический разрыв пласта (ГРП).

Актуальность исследования: использование данной технологии позволяет повысить добычу нефти.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП)- способ увеличения производительности нефтяных и газовых скважин, а также увеличения притока сырья нагнетательных насосов.

Основной механизм действия ГРП заключается в образовании трещины в целевом пласте под действием давления жидкости (реагента) для

увеличения добычи сырья (природный газ, вода, нефть или их смесь). Существует множество подтипов ГРП, а именно ГРП разного давления, ступенчатые ГРП.

Реагент – это специально вещество, состоящее из гелеобразователей, сшивателей, деструкторов, стабилизаторов, деэмульгаторов, веществ, позволяющих создать трещины, и поддерживать их.

Для достижения наивысшей эффективности на разных участках состав реагента может меняться.

Первые попытки интенсификации добычи нефти из нефтяных скважин были проведены в 90-х годах. 20 столетия. В США, где добыча нефти в это время развивалась стремительными темпами, был успешно испытан метод стимулирования добычи из плотных пород с помощью нитроглицерина. Идея состояла в том, чтобы под действием взрыва нитроглицерина раздробить плотные породы в призабойных зонах и обеспечить увеличение притока нефти к забою. Метод успешно применялся некоторое время, несмотря на свою очевидную опасность.

В СССР данный метод начали применять в 1952 году. Его пиком является 1959 год, после чего количество гидравлических разрывов уменьшилось, в 80-90 годах данная практика практически прекратилась в связи с вводом крупных месторождений. На данный момент применение ГРП увеличивается, ввиду увеличения эффективности месторождений.

Западно-Сургутское нефтяное месторождение в географическом направлении находится в пределах средней зоны тайги (Сургутская – северная часть месторождения) и южной тайги (Обско-Иртышск – южная и юго-восточная части месторождения). Начальный дебит нефти в скважинах составлял 15.4 т/сут, после проведения 48 воздействий (ГРП), средний дебит жидкости (нефти) увеличился до 44.3 т/сут. Через время в пяти скважинах проведён повторный ГРП. Средний дебит жидкости (нефти) скважин составил 29.3 т/сут, что в 1.9 раза больше, чем до проведения ГРП.

Таким образом, изучение использования гидравлического разрыва в скважинах и насосах позволяет прийти к следующим выводам:

1. Увеличивается дебит скважины за счет создания трещин

Одновременно с положительными аспектами можно выявить недостатки данного метода:

1. Проникновение трещин в зоны водо- и газонефтяных (ВНК и ГНК) контактов, что приводит к смешиванию воды с продукцией и/или прорыву газов.

2. При глубине свыше 600-700 метров масса налегающей породы затрудняет образование трещин.

3. Происходит загрязнение и разрушение почв.

Заключение

На данный момент технология, позволяющая облегчить добычу нефти – гидроразрыв пласта, развивается. Благодаря использованию современных технологий и оборудования ГРП широко воспринято в нефтяной промышленности.

Проведя исследование, можно понять, что использование ГРП на участках Западно-Сургутского нефтяного месторождения увеличивает объем добываемой нефти практически в 1,5 – 2 раза. Из этого следует, что принцип использования гидравлического разрыва пласта заключается в увеличении эффективности добычи объемов сырья, а, следовательно, можно сказать, что ранее выдвинутая гипотеза имеет основания и доказательства.

Библиографический список

1. Бурдынь Т. А. Методы увеличения нефтеотдачи пластов при заводнении / Т. А. Бурдынь, А. Т. Горбунов, Л. В. Лютин. - Москва : Недра, 1983. - 192 с. - Текст : непосредственный.

2. Щелкачѳв В. Н. Отечественная и мировая нефтедобыча. История развития, современное состояние и прогнозы. : монография / В. Н. Щелкачѳв. - Москва : ГУП Изд-во Нефть и газ РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2001. - 128 с. - Текст : непосредственный.

3. Закиров С. Н. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа / С. Н. Закиров, Э. С. Закиров, И. С. Закиров; ред. А. Н. Дмитриевский – Москва : Рос. акад. наук, Ин-т проблем нефти и газа, 2004 - 520 с. -Текст : непосредственный.

4. Колосов Е.А Технологии проведения ГРП с применением одностороннего пакера в условиях ограниченной эксплуатационной колонны. / Е.А. Колосов, Н.Н. Савельева Н.Н., О.В. Беляев. – Текст : непосредственный. // Нефтяная столица. Третий Международный молодежный научно-практический форум. Сборник материалов. 2020. С. 115-119.

Научный руководитель: Асеева Т.В., учитель МБОУ СОШ №8 г. Радужный

ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ, УМНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Зиянгирова К.Р.
МБОУ «СОШ № 8» г. Радужный

Мировая нефтегазовая промышленность одна из первых использует новейшие технические достижения, применяя их во всех сферах

нефтяной отрасли. А именно: один из новейших способов добычи и транспортировки нефти, это, так называемый, интеллект для месторождения. В своей научно-практической работе, я бы хотела полностью раскрыть смысл и работу умных месторождений и роль цифровых технологий в нефтяной отрасли.

Актуальность данной работы заключается в том, что на современном этапе развития общества одна из важнейших задач – развитие информационных систем и цифровизация производства.

В современном мире ничего не стоит на месте, все развивается и совершенствуется. Не обошли изменения и нефтедобывающую отрасль, люди стали развивать и облегчать работу при добыче нефти, а именно это заключается в переходе от цифровых к интеллектуальным технологиям на производстве.

Одна из важнейших проблем нефтедобывающего сектора это ухудшение качества ресурсной базы. И одно из главных решений этой проблемы - это внедрение умных, интеллектуальных месторождений.

Интеллектуальное нефтегазовое месторождение-система автоматического управления операциями по добыче нефти и газа, предусматривающая непрерывную оптимизацию интегральной модели месторождения и модели управления добычей.

Принцип работы умных месторождений заключается в том, что производится более качественный контроль, управление в реальном времени и улучшенный сбор информации, который позволяет мгновенно реагировать на неблагоприятную ситуацию и принимать решения для её удаления. Так же стоит отметить то, что умные скважины проводят анализ о какой-либо ситуации на нефтепромысле и на основе всех полученных данных корректируют режим работы.

Самой первой в развитии цифровых технологий в нефтегазовой отрасли приняла участие программа Smart Fields, которую запустила компания Shell Global в 2004 году. Эта программа позволяет увеличить производство нефти, контролировать процесс добычи и обеспечивает более долгую жизнь месторождениям. В дальнейшем с развитием интеллектуальных технологий, замысел об умных месторождениях стал ещё более актуальным.

На данный момент в нашей стране насчитывается более 40 проектов, связанных с искусственным интеллектом в нефтегазовой отрасли, а их суммарная добыча составила около 140 миллионов тонн в год, что составляет 27% от всего объема добычи нефти в России.

Следовательно, проекты, связанные с искусственным интеллектом в нефтяной промышленности, решают следующие задачи в производстве:

– Smart Fields управляет отдельной скважиной, режимами работы насосов, системами поддержания пластового давления и контролирует нефтеперекачивающие станции.

– Возможность гибко подстраиваться под конкретные условия и обеспечивать в режиме online корректировку действий на основе обратной связи.

– Снижение количества отказов оборудования и, как следствие, затрат на эксплуатацию.

Для примера можно использовать «Самотлорнефтегаз» – одно из крупнейших добывающих предприятий НК «Роснефть» уже несколько лет развивает программу «Интеллектуальное месторождение». Так же ОАО «Татнефть» активно инвестирует в развитие данного направления.

«Группа компаний «ЛУКОЙЛ» также имеет опыт в реализации отдельных элементов «интеллектуальных» систем, это геолого-гидродинамическое моделирование, интеллектуальное закачивание скважин, внедрение интеллектуальных станций управления скважинами».

Концепция интеллектуального месторождения очень выгодна для нефтегазовой отрасли, а именно это облегчает добычу нефти благодаря управлению событиями, расширенному анализу и прогнозированию, сбору данных и интеграции, высокотехнологичным аппаратным средствам. Помимо этого искусственный интеллект обеспечивает прогноз состояния месторождения на краткосрочную перспективу.

Таким образом, цифровые технологии в нефтегазовой промышленности облегчают добычу нефти и прогнозы месторождения на несколько лет. А умные скважины продолжают развиваться и по сегодняшний день, на данный момент искусственный интеллект очень помогает в нефтедобывающей отрасли 21 века.

Библиографический список

1. Современная техника и технологии: проблемы и перспективы: монография / отв. ред. Н. Н. Савельева. – Тюмень: ТИУ, 2021. – 177 с. – Текст: непосредственный.

Научный руководитель: Теплинская Т.О., учитель МБОУ «СОШ № 8» г. Радужный

ПРОБЛЕМЫ ПОДГОТОВКИ СПЕЦИАЛИСТОВ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Злоян А.А.

МБОУ Излучинская ОСШУИОП № 2

Начиная с 50-х годов, в нашей стране начался ускоренный научно-технический прогресс. Вместо угольного топлива стали использовать газ и нефть, как более эффективный вид топлива. Нефтяная отрасль стала

активно развиваться: с каждым годом увеличивалась добыча топлива, открывались новые месторождения и внедрялись новейшие технологии. В процессе научно-технического прогресса появилась проблема нехватки высококвалифицированных специалистов, в постсоветский период фактически была утрачена система профессионально технических учебных заведений, большинство высших в средних заведений специализировались на подготовке специалистов по экономике и юриспруденции. Уровень подготовки инженерных рабочих стал гораздо ниже из-за непопулярности технического образования, а найти высококвалифицированных специалистов стало ещё сложнее. Тяжело представить технологическое обновление России, без качественного образования. Важно подметить то, что в нефтегазовой отрасли требуются более квалифицированные рабочие, чем в среднем по рынку. Кроме того, в нефтегазовой отрасли востребованы специалисты с опытом работы от трёх и более лет, нежели в других отраслях. При опросе компаний было выявлено, что 90% компаний нуждаются в техническом персонале. В основном требуются высококвалифицированные инженеры. Вследствие чего в России стали создаваться новые программы обучения студентов, соответствующие международному уровню аккредитации.

Вузы самостоятельно разрабатывали программы обучения, которые получали аккредитацию со стороны учредителей вузов. Новые разработанные программы оценивались государственно экзаменационной комиссией. В результате рыночных реформ рос уровень подготовки новых кадров для нефтегазового комплекса. Большое количество рабочих получили полезные знания и опыт, работая в компаниях Западно-Сибирского региона, так как именно в этом регионе активно развивались новые технологии, нашедшие применение в России и за её пределами. Кадровые проблемы характерны в свою очередь и для зарубежных нефтегазовых компаний. Проблема молодых кадров становится критической для нефтегазовой отрасли. Многие нефтяные компании уже сталкиваются с серьёзной проблемой нехватки молодого персонала, на замену тех, кто уходит на пенсию. Усугубляет положение необходимость изучения Арктики, так как в данном регионе сосредоточено почти 80% запасов нефти всей страны, а для исследования этого региона требуется огромное количество высококвалифицированных специалистов.

Также существует проблема потери мотивации при работе в нефтяной отрасли. У новых специалистов теряется желание получать новые знания и развиваться в этой отрасли.

Стоит также отметить риск незаменимости высококвалифицированного более зрелого персонала. Более значимые и высшие должности в компаниях зачастую занимают более опытные и старшие специалисты, поэтому в случае ухода на пенсию такого специалиста в компании может не быть замены на такого же квалифицированного молодого специалиста,

что является довольно серьёзной проблемой, учитывая нехватку квалифицированных рабочих в данной сфере.

Не стоит забывать про ещё один кадровый риск, связанный с отдалённостью месторождения, проблемой адаптации работников к тяжёлым условиям труда и нехваткой персонала для работы вахтовым методом. Все эти проблемы присущие Крайнему Северу. Долгий период низких температур и сильные ветра являются серьёзной проблемой для новых специалистов, которые не готовы работать в подобных условиях.

Из всего вышеперечисленного можно сделать вывод, что главными проблемами подготовки новых специалистов для нефтегазовой отрасли являются:

- Нехватка качественного образования
- Потеря мотивации у новых сотрудников
- Проблема замены зрелого и высококвалифицированного персонала в случае его ухода на пенсию
- Проблемы с работой на отдалённых месторождениях
- Проблема адаптации новых рабочих к тяжелым климатическим условиям некоторых регионов

Стоит отметить то, что многие европейские страны возлагают надежды на новое поколение, более образованное, стремящееся к новым знаниям и развитию к нефтяной отрасли. Создаются образовательные программы с целью вовлечения новых людей в нефтегазовую сферу.

Научный руководитель: Африкян Т.Г., учитель математики МБОУ Излучинская ОСШУИОП № 2

ЧЕЛОВЕЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ В НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЕ

Кантемир С.Д.
МБОУ Излучинская ОСШУИОП № 2

Главным фактором в развитии экономики любой отрасли, предприятия является человеческий потенциал. Надежность и успешность в любой сфере экономики, не только в нефтегазовой сфере, обеспечиваются в первую очередь персоналом, и грамотным управлением. *Человеческие ресурсы* представляют собой совокупность различных качеств людей, определяющих их трудоспособность (трудовой потенциал) к производству материального или духовного результата. У понятия «человеческие ресурсы» существует много синонимов – «персонал», «трудовой коллектив», «кадры» и т.п.



Рисунок 1. Структура человеческих ресурсов организации

Нефтегазовая отрасль является лидером экономики нашей страны, она находится в постоянном развитии, совершенствовании, модернизации производства (оборудования), в поиске снижения издержек производства. Вместе с этим постоянно растет нагрузка на персонал, повышаются требования к работникам, усиливается фильтрация на этапе профотбора, возрастает роль наставничества для молодых работников, требуются инновационные подходы в управлении кадрами. Человеческие ресурсы можно рассматривать как на уровне отдельной личности, отдельных групп (например, структурных подразделений) так и коллектива в целом. В зависимости от этого можно выделить соответственно: индивидуальный и групповой уровень в работе с человеческим потенциалом. Вот здесь хотелось бы обозначить основные «пробелы» или «выпадающее звено» в эффективной работе с человеческими ресурсами. Потому что если на уровне личности и на уровне коллектива управление персоналом ведется достаточно эффективно, то на уровне малых групп (или «команд»), где как раз и решаются основные производственные задачи, ресурсы персонала могут быть недостаточно раскрыты по ряду причин. Причем в нашей стране за последние 20 лет происходит падение научного интереса к исследованию малых групп. В то время, как за рубежом, активно проводятся теоретико-экспериментальные исследования и апробирования новых форм групповой работы.

Можно выделить основные моменты, требующие более «детального подхода» со стороны руководителей малых групп или небольших служб. Довольно распространенной является такая проблема, как неверная оценка кадрового потенциала не только отдельной личности, но и группы в целом. Впоследствии это приводит к неравномерному распределению обязанностей, трудностям в карьерном продвижении отдельных работников и, как следствие, в снижение мотивации и производительности группы. Еще одной проблемой в управлении человеческими ресурсами на уровне отдельных служб (подразделений), можно выделить неумение найти баланс между нацеленностью группы на общий результат при

разноплановых трудовых обязанностях, при возникающих сложностях в межличностных отношениях (конфликтность, агрессивность внутри группы и т.п.). Здесь вопрос решается исключительно на усмотрение руководителя, не всегда имеющего практический опыт и навыки решения таких вопросов.

Рассмотрев человеческие ресурсы нефтегазовой сферы деятельности на уровне малой трудовой группы, можно сделать вывод о необходимости разработки новых и внедрении имеющихся инновационных технологий в управлении персоналом малых групп. Нефтегазовая отрасль – одна из динамично развивающихся сфер экономики. Если на уровне коллектива в целом возможности эффективного управления производством исчерпали себя, менеджмент малых групп может придать новый потенциал развитию производством.

Библиографический список

1. Сидоренков А. В. Анализ исследования малых групп в отечественной психологии по публикациям в журналах «Вопросы психологии» и «Психологический журнал» / А. В. Сидоренков - Текст : непосредственный // Вопросы психологии. – 2006. – № 2. – С. 58–67.

2. Шагиев Р. Р., Дьяконова Н. А. Человеческие ресурсы нефтегазовых компаний : учеб. пособие для слушателей системы доп. проф. образования в нефтегазовой отрасли / Р. Р. Шагиев, Н. А. Дьяконова. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : Ин-т нефтегазового бизнеса, 2006. – 326 с. - Текст : непосредственный.

Руководитель: Африкян Т.Г., учитель МБОУ Излучинская ОСШУ-ИОП № 2

ВЛИЯНИЕ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ НА ЭКОНОМИКУ ГОСУДАРСТВ

Князев М.А.

МБОУ Излучинская ОСШУИОП № 2

Не для кого не секрет, что Россия является страной, основной экономической основой является сырьевая промышленность, а нефть и газ являются одними из основных стержней нашей экономики. Я считаю, что стоит разобраться, какую именно роль выполняют нефтедобывающая и газодобывающая отрасли в нашей экономике, и как эти отрасли повлияли на другие страны. Основными темами, которые я бы хотел разобрать в данной статье, это:

- насколько сильно нефтяная отрасль влияет на экономику России;
- как проходило развитие и внедрение в экономику нефтяной отрасли в других странах;
- есть ли в России альтернативы для нефтедобывающей отрасли, способные быть настолько же выгодными.

Думаю, первым вопросом стоит обсудить влияние нефтедобывающей отрасли именно на экономику России. Россия является именно сырьевой страной, и большую часть денег в экономику приносит именно добыча, переработка и продажа полезных ископаемых, среди которых нефть занимает очень важное место. В последние года доля сырой нефти в экспорте занимает порядка 20-25%. К сожалению, после 2013 года эта цифра сильно упала, и в экономике России наступил кризис, для этого было много предпосылок и причин, но одной из важных стало сильное падение цен на нефть. Подобную картину мы наблюдаем и в последние года, сейчас цены на нефть достигают рекордно низких цен, и наша экономика переживает не лучшие времена. Из всего вышесказанного, можно судить, что экономика России тесно связана с объемами добычи и экспорта нефти. В наше время нефть является базовым, и самым важным сектором России, а также важнейшим экспортным ресурсом страны.

Нельзя наверняка сказать, хорошо или это нет, в 21 веке большинство стран стараются перестраивать экономику с сырьевой на производственную. Можно лишь сказать, что все же нам еще довольно далеко до статуса производственной страны. Последний года показали, что основывать свою экономику на сырьевой основе, и не делать продвижения в производственную - очень опасно, так как вследствие падения цен на нефть наша экономика ощутимо страдает.

А как обстоят дела в других нефтедобывающих странах? Как пошла их ветвь развития? Думаю, это тоже не маловажная тема, так как все познается в сравнении. Самым ярким, по моему мнению, примером являются Объединенные Арабские Эмираты. Страна была объявлена независимой в 1971 г. Предоставление независимости совпало с резким скачком цен на нефть и нефтепродукты, вызванным жесткой энергетической политикой Саудовской Аравии, что облегчило новому государству самостоятельные шаги в области экономики и внешней политики. Благодаря доходам от нефти и умелому вложению средств в развитие промышленности, сельского хозяйства, образованию многочисленных свободных экономических зон Эмираты в самые короткие сроки смогли достигнуть относительного экономического благополучия. Получили значительное развитие сфера туризма и финансов. Казалось бы, страна, полностью построенная на нефтедобывающие отрасли, должна на ней так и оставаться? Но нет, к 2020 г доля нефтедобывающей промышленности в экономике ОАЭ составила всего 33%. В то время как в 90 года эта доля составляла порядка 90%. Думаю это Государство хорошо показывает то, что

нефтедобывающая отрасль должна являться плацдармом и основой для перехода страны на производственную основу, в тех же ОАЭ в последнее время доля нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности в ВВП постепенно снижается, уступая место таким отраслям как недвижимость, торговля, сельское хозяйство. Активно развивается как экскурсионное и пляжное направления туризма, так и посещение магазинов. В настоящее время объем туристического потока из России около 250 тыс. человек в год. Развитие бизнеса и туризма способствовало началу в эмиратах строительного бума. Миллиарды долларов вкладываются в показательные проекты. И, думаю, что Россия тоже должна начать отдавать предпочтение именно развитию малого и среднего бизнеса, промышленности и сельского хозяйства. Бесспорно, нефтяная отрасль является на данный момент одной из важнейших в нашей экономике, и оказывает большую поддержку нашему государству. Но я хочу сказать именно то, что наша страна должна начать прогрессировать в направлении производства и развития технологии.

Библиографический список

1. Современная техника и технологии: проблемы и перспективы: монография / отв. ред. Н. Н. Савельева. – Тюмень: ТИУ, 2021. – 177 с. – Текст: непосредственный.

Научный руководитель: Африкян Т.Г., учитель МБОУ Излучинская ОСШУИОП № 2

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СЕЙСМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ (СЕЙСМОРАЗВЕДКИ) ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОИСКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Мойлашов Р.А.
МБОУ «СОШ № 8» г. Радужный

Экономика России напрямую зависит от добычи и продажи нефти и газа. К сожалению, в нашей стране большинство территорий с огромными запасами «черного золота» являются труднодоступными. Каждая экспедиция стоит немалых денежных затрат, усилий и подготовок участников. В связи с этим риски могут быть слишком высокими. Поэтому нужно использовать самые эффективные способы поиска залежей нефти. Одним из них и является сейсморазведка местности.

Сейсмическое исследование местности позволяет не идти на многие риски и во много раз превосходит другие способы обнаружения нефти.

Данный тип исследований появился век назад, однако развивается он с небывалой скоростью, поэтому в этой отрасли появились новые методы и новейшее оборудование, позволяющее исследовать недра земли с невероятной скоростью.

Сейсмические исследования (СИ) – это один из распространенных в геофизике методов исследования структуры и строения горных пород.

Общая схема исследований такова. На поверхности искусственно образуется звуковая волна, распространяющаяся вглубь недр земли. На границах горных пород происходят различные эффекты преломления, отражения волн, которые регистрируются на поверхности земли специальными приборами. Полученная информация обрабатывается и приводится к единому формату. В результате получается точное изображение геологической структуры в районе исследования (Точность зависит ещё и от типа сейсморазведки: 2D (источник и приёмник находятся на одной прямой линии) или 3D (приёмники расставлены по площади). Конечно, трехмерное изображение более информативно.).

Первые успешные опыты применения сейсморазведки для обнаружения нефти были проведены в Соединенных Штатах в 1924 году.

В Советском Союзе же первые сейсморазведочные работы были проведены П. М. Никифоровым в 1927 году. В развитии теории, методики, аппаратуры в сейсморазведке большую роль также сыграл академик Г. А. Гамбурцев, профессор Ридниченко, Рябинкин и Пузырев. С 1959 года начался переход сейсморазведочной аппаратуры на регистрацию данных на магнитную пленку, а с 80-х годов - переход на цифровую запись и обработку на компьютерах.

В последующие годы сейсморазведка развивалась и совершенствовалась.

Без навыков в сейсморазведке вряд ли наши соотечественники смогли бы найти нефть на таких месторождениях, как Самотлорское, Ромашкинское, Приобское, Лянторское и многих других, так как при использовании именно сейсмических исследований (как в 2D так и 3D) были получены точные данные о возможном количестве и местонахождении «черного золота». Северо-Варьганское месторождение разрабатывается с 1976 года благодаря хорошей сейсморазведке передовых геофизиков страны. До сейсморазведки использовались другие методы поиска (например электроразведка или магниторазведка). Однако ни один из них не принес таких же результатов как СИ. Но и у этого типа исследований есть свои недостатки: неоднородность среды иногда искажает отклики изучаемых пластов на зондирующий сигнал, поэтому приходится детально изучать все пласты на пути у луча от источника к объекту.

В наше время сейсморазведка приносит еще большие плоды, чем когда-либо и успешно развивается. Благодаря использованию современных технологий этот метод исследования помогает узнавать наиболее точное местонахождение нефти.

Несмотря на некоторые недостатки, сейсмические исследования местности остаются самым эффективным методом поиска нефтяных месторождений и скорее всего будут им еще долгое время.

Библиографический список

1. ВСЕ О НЕФТИ : Интернет ресурс : [сайт]. - URL : <https://vseonefti.ru/neft/kak-nahodyat-neft-metody-poiskov.html> (дата обращения: 07.04.2021). - Текст : электронный.

2. ТЕРРИТОРИЯ ГЕОФИЗИКОВ : Интернет ресурс : [сайт]. - URL : http://geolog-2012.blogspot.com/p/blog-page_6070.html (дата обращения: 07.04.2021). - Текст : электронный.

Научный руководитель: Асеева Т.В., учитель МБОУ СОШ №8 г. Радужный

НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ НЕФТЯНОГО И ГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Пираков Р.Г.
МБОУ Излучинская ОСШУИОП №2

1. Роль нефти в жизни человечества.

В наше время нефть играет важнейшую роль в жизни человечества. Это сырье дает нам топливо, мазут, пластик и многие другие важные для человека материалы.

2. Роль газа в жизни человечества.

Газ – очень ценный ресурс. Его можно использовать как топливо в промышленности и в быту. Газ обладает высокой эффективностью в производстве, заменяет множество видов топлива. Например, в металлургии он заменяет дорогостоящий кокс и увеличивает работоспособность печей.

3. Методы добычи нефти.

А) Фонтанирующий метод. Самый дешевый метод добычи нефти по сравнению с другими. С помощью этого метода не сложно оборудовать скважины, можно регулировать функциональность скважин и возможность управлять добычей на расстоянии. Так же он не требует лишних затрат на энергию.

Б) Газлифтный метод. С помощью компрессора в скважину загоняют газообразные вещества, которые делают плотность нефти меньше, а давление больше. С помощью этого метода нефть поднимается на поверхность земли

В) Насосный способ. Этот метод заключается в том, что на глубину опускают насосное оборудование, которое с помощью энергии засасывает нефть к поверхности земли.

Г) Винтовые насосы. Основную роль в этом методе играет ротор, который вращается внутри статора и имеет форму винта. Когда этот двигатель вращается, нефть под работой винта движется на поверхность.

4. Метод добычи газа

Существует метод добычи газа с помощью бурения. Для начала бурения проводится разведка местности и, если на территории достаточное количество газа, начинается установка оборудования и добыча полезного ископаемого.

5. Строение нефтяной скважины.

Способ добычи нефти, который знают многие люди – фонтанные скважины. Поэтому хочется рассказать о строении этой скважины.

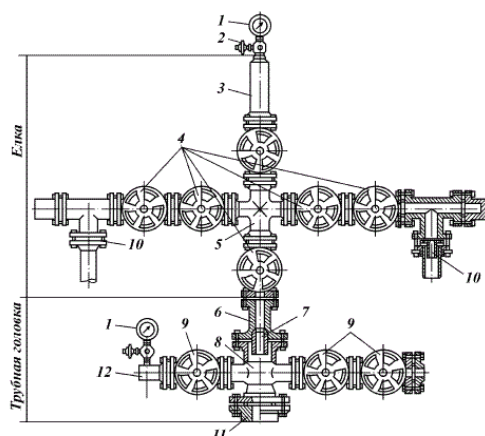


Рисунок 1. Строение фонтанной скважины

1-манометры; 2-трехходовой кран; 3-буфер; 4,9-задвижки; 5-крестовые елки; 6-переводная катушка; 7-переводная втулка; 8-крестовик трубной головки; 10-штуцеры; 11-фланец колонны; 12-буфер.

6. Жизнь рабочих на вахте.

Работающие на вахте живут в отдельных поселках возле месторождения, где можно жить как дома. В данном поселке есть все для комфортной жизни рабочих на вахте: столовые, бани (душевые), магазины, медпункт и многое другое. В зимние смены тоже сделаны подходящие условия для благоприятной жизни. Отопление, теплая спецодежда – все это есть для работников вахтовым методом. Предприятия заботятся о здоровье рабочих и требуют медицинское заключение, в котором прописано, что человек полностью здоров и не имеет противопоказаний для трудовой

деятельности. В случае необходимости работникам может быть оказана медицинская помощь. Каждый работник на предприятии ежегодно получает бесплатно средство индивидуальной защиты (СИЗ). В СИЗ входит: одежда, ботинки, крема и многое другое для поддержания здоровья.



Рисунок 2. Спортзал



Рисунок 3. Спальная комната

7. Добыча нефти и газа.

Для начала добычи нефти и газа геологи занимаются разведкой месторождений. Определяют где находится нефть и газ в недрах земли. Соответственно, если количества полезного ископаемого будет недостаточно, чтобы окупить все затраты, то предприятие не будет начинать свое дело. После всего этого работники начинают пробное бурение, чтобы с точностью понять, сколько нефти и газа под землей, и их количество. С точностью поняв, что нефти и газа достаточно, на месторождении начинают ставить больше буровых скважин и начинают полноценную добычу. Из скважин достают грязную нефть. Это смесь углеводородов, воды и попутного газа. Поэтому на каждом предприятии есть работники химического направления, которые очищают нефть для использования. Например, продажа или заготовка топлива.

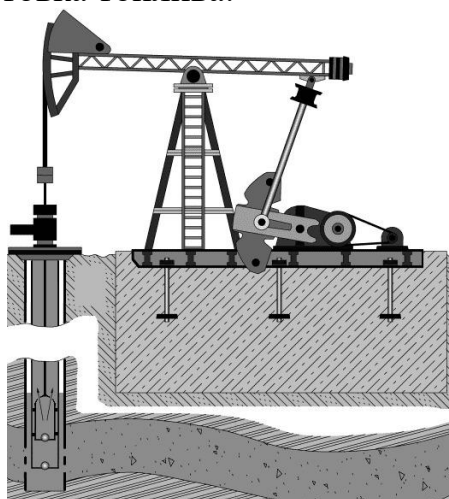


Рисунок 4. Работа фонтанной скважины

Лучшие страны по добыче нефти в тыс бар/день по данным «Annual Statistical Bulletin 2020»

1. США (более 12292)

2. Россия (более 10625)
3. Саудовская Аравия (более 9800)
4. Ирак (более 4500)
5. Китай (более 3800)

Крупнейшие предприятия России по добычи нефти и газа.

1. ПАО «Газпром»
2. ПАО «Сургутнефтегаз»
3. ПАО «НК «Роснефть»
4. ПАО «Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ»
5. ПАО «Татнефть».

Библиографический список

1. Современная техника и технологии: проблемы и перспективы: монография / отв. ред. Н. Н. Савельева. – Тюмень: ТИУ, 2021. – 177 с. – Текст: непосредственный.

Научный руководитель: Африкян Т.Г., учитель МБОУ Излучинская ОСШУИОП № 2

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ ГРП НА ТАГРИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Репкина Я.С.
МБОУ «СОШ № 8» г. Радужный

ПАО «Варьеганнефть» - дочернее предприятие ПАО НК «РуссНефть» - активно осуществляет программу эксплуатационного бурения на Тагринском месторождении. В январе здесь было пробурено шесть скважин, проводится бурение еще четырех. Всего же в 2020 году на Тагринском месторождении «Варьеганнефти» планируется пробурить и включить в эксплуатацию 54 новые скважины с горизонтальным окончанием. Предстоящий прирост добычи за счет ввода новых скважин должен составить более 305 тысяч тонн, что позволит акционерному обществу сформировать все предпосылки для стабильного роста производственных показателей.

Для того чтобы проанализировать эффективность проведения операции ГРП на Тагринском месторождении, надо знать первичные понятия и какие существуют способы бурения скважин.

Бурение – это процесс сооружения скважины путем разрушения горных пород. Бурение скважин используют с целью оконтуривания залежей, а также установления глубины залегания и мощности

нефтегазоносных пластов. В процессе бурения отбирают керн - цилиндрические образцы пород, залегающих на различной глубине. Анализ керна позволяет установить его нефтегазоносность. Скважина – это горная выработка круглого сечения, сооружаемая без доступа в нее людей, у которой длина во много раз больше диаметра. Верхнюю часть принято называть устьем, а нижнюю – забоем. Стены – это ствол данной конструкции. В ряде случаев процесс бурения включает крепление стенок скважин (как правило, глубоких) обсадными трубами с закачкой цементного раствора в кольцевой зазор между трубами и стенками скважин. Пласт - (слой) - в геологии - форма залегания осадочных и многих метаморфических горных пород.

Рассмотрим классификацию бурения скважин на нефть и газ по способу взаимодействия на горные породы:

1. Механическое
 - а. Ударное (в настоящее время при бурении нефтяных и газовых скважин ударное бурение в нашей стране не применяют).
 - б. Вращательное
2. Немеханическое
 - а. гидравлическое
 - б. термическое
 - с. электрофизическое
 - д. взрывное (пребывают в стадии разработки и для бурения нефтяных и газовых скважин в настоящее время не используются)
 - По характеру разрушения горных пород на забое:
 1. Сплошное (разрушение пород производится по всей площади забоя)
 2. Колонковое (разрушение пород только по кольцу с целью извлечения керна - цилиндрического образца горных пород на всей или на части длины скважины. С помощью отбора кернов изучают свойства, состав и строение горных пород, а также состав и свойства насыщающего породу флюида)
 - По типу долота:
 1. Режуще-скалывающего действия
 - а. лопастные долота (разрушающие по роду лопастями)
 2. Дробяще-скалывающего действия
 - а. шарошечные долота (разрушающие породу зубьями, расположенными на шарошках)
 3. Режуще-истирающего действия
 - а. алмазные долота
 - б. твердосплавные долота (разрушающие породу алмазными зернами или твердосплавными штырями, которые расположены в торцевой части долота)

Способы бурения

- Механические:
 1. Ударный
 2. Вращательный
 3. Вибрационный
 4. Комбинированные
- Физические:
 1. Термический
 2. Гидравлический
- Электро-физические:
 1. Электрогидравлический
 2. Ультразвуковой
 3. Плазменный

Теперь поговорим об эффективности проведении операций ГРП на Тагринском месторождении.

Проведение ГТМ является одним из основных методов стабилизации и поддержания добычи углеводородов. Технологическая действенность использования новых технологий характеризуется:

1. Дополнительной добычей за счет увеличения нефтеотдачи пластов, т. е. добычей от завлеченных в разработку ранее недренируемых запасов нефти.
2. Дополнительной добычей нефти за счет интенсификации притока.
3. Сокращением объема попутно добываемой воды.

Годовые доходы добычи нефти за счет использования ГТМ в скважинах рассчитывались сложением поскважинных эффектов. Действенность использования мероприятий по каждой скважине требовалась сравнением базовых и фактических уровней добычи скважин, начиная с момента проведения мероприятия и до конца года. За период 2005–2018 гг. осуществлено 281 скв/опер. по ГРП, 183 оптимизации, 130 возвратов, 39 скважины переведены на механизированную добычу (ПМД), 49 скв/опер. по возобновлению циркуляции (ВЦ), выполнено 81 скв/опер. по шлифовке призабойной зоны, исключено из бездействия 70 скважин, дострелы и перестрелы выполнены на 38 скважинах, по 29 скважинам были устранены аварии(ЛА), ремонтно-изоляционные работы (РИР) проведены на 33 скважинах. Пробурен 91 боковой ствол. Закачка в нагнетательные скважины сшитых полимерных систем (СПС) и оторочки поверхностно-активных веществ (ПАВ) с целью выравнивания профилей приемистости проведена в 10 скважинах.

Таким образом, можно сделать вывод, что метод ГРП является довольно действенным для роста показателей добычи, тем не менее его активное применение неизбежно за короткий срок приведёт к истощению запасов месторождения и высокий обводненности продукции скважин.

Библиографический список

1. НАЦИОНАЛЬНАЯ АССОЦИАЦИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕРВИСА: Интернет ресурс : [сайт]. - URL : <https://nangs.org/news/business/oao-vareganneft-burit-novye-skvazhiny-na-tagrinskom-mestorozhdenii> (дата обращения: 07.04.2021). - Текст : электронный.

Научный руководитель: Асеева Т.В., учитель МБОУ СОШ №8 г. Радужный

ПРИМЕНЕНИЕ 3D-ПРИНТЕРА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Сары К.И.
МБОУ «СОШ № 8» г. Радужный

В современном мире аддитивные технологии активно применяются в медицине, робототехнике, судостроение, машиностроение, архитектуре. Не исключением оказалась нефтегазовая промышленности, в которой активно применяются технологии экспериментального прототипирования.

В настоящее время технологии быстро развиваются, так как именно с их помощью возможно увеличение эффективности работы нефтегазового комплекса, а 3D - печать – это область, в которой ещё активно ведутся исследования. Аддитивные технологии используются во многих развитых странах (США, Японии). 3D-печать набирала популярность постепенно: с 2014 по 2020 годы этот рынок рос со среднегодовыми темпами 19,3%, достигнув к 2020 году объема в \$12 млрд в мире, говорится в исследовании Techart.

В нефтегазовой отрасли активно изучаются возможности 3д печати, в основном для прототипирования и печати деталей, повреждение которых не повлечет отрицательных последствий для дальнейшей работы комплекса.

В России рынок аддитивных технологий вырос более чем в 4 раза и достиг 3,1 млрд. рублей, по информации заместителя министра промышленности и торговли РФ Михаила Иванова.

Из-за пандемии Covid-19 нефтегазовая отрасль внедрила много новых технологий, одной из которых стала 3D- печать.

Уже сейчас активно создаются:

- детали и опытные образцы буровых установок
- прототипы оснастки для использования в экстремальных условиях (например, бурение месторождений Арктического шельфа).
- проектирования новых деталей

- изготовления форм для литья.

В Хьюстоне есть центр Subsea Solutions по подготовке инженеров в нефтегазовой отрасли, где используют 3D-принтеры для более детального изучения нефтяных сооружений. Зарубежный опыт показывает, что процесс обучения с помощью 3д моделей может происходить с ещё большим вовлечением студентов.

Среди компаний, которые уже используют 3D-оборудование, Halliburton, Marine engineering, Shell, National Oil Well Varco.

Несмотря на активное изучение, промышленная 3D-печать остается инструментом для точечного решения вопросов, но использование данных технологий уже сейчас помогает в работе.

Можно выделить следующие преимущества внедрения 3д технологий в нефтегазовую промышленность

- Возможность изменения в работе на этапе проектирования
- Низкие затраты на производство,
- Быстрая подготовка и реализация

Пример: Если сломалась деталь буровой установки в удалённом регионе, то один день простоя может принести компании огромные убытки. Именно возможность 3д печати позволит на некоторое время работать оборудование до поставки новой детали. Нередко из-за одной детали компании вынуждены приобретать весь механизм. В случае с 3D-печатью можно сэкономить и выиграть во времени.

Изучая все возможные ситуации, можно отметить, что легкодоступные на рынке универсальных расходных материалах на данный момент дешевле покупать и хранить крупной партией. Также, в настоящий момент 3D-принтеры не обладают достаточной точностью по сравнению с ЧПУ-станками, в первую очередь из-за получаемой шероховатости изделия. Уже существуют 3D-принтеры с функционалом ЧПУ.

Рентабельность использования 3д печати следует по следующим пунктам:

- 1) материал
- 2) размер сломанной детали
- 3) доступность на рынке

Возможности применения 3D-печати огромны, поэтому в дальнейшем необходимо усовершенствовать имеющиеся технологии и создавать новые. Нефтегазовые компании в поиске новые альтернативных источников энергии, а новые технологии позволят сократить выбросы углекислого газа.

Таким образом, использование 3D-принтера оправдано. Цель современных технологий в синергии, а не в полной замене. Многочисленные исследования говорят, что у 3д печати есть будущее, в её развитие вкладываются многие компании, несмотря на все существующие недочёты, масштабы 3D-печати в промышленности продолжают увеличиваться.

Библиографический список

1. Современная техника и технологии: проблемы и перспективы: монография / отв. ред. Н. Н. Савельева. – Тюмень: ТИУ, 2021. – 177 с. – Текст: непосредственный.

Научный руководитель: Теплинская Т.О., учитель МБОУ «СОШ № 8» г. Радужный

КОРПОРАТИВНАЯ СИСТЕМА ФОРМИРОВАНИЯ ВНЕШНЕГО КАДРОВОГО РЕЗЕРВА В ПАО «НК «РОСНЕФТЬ»

Сары К.И.
МБОУ «СОШ № 8» г. Радужный

Исследовательская работа нацелена на обсуждение всех вопросов, которые затрагивают тему подготовки специалистов для нефтегазовой отрасли. Требования к квалификации кадров с каждым годом растут, но уровень подготовленности многих работников отстает от потребностей рынка. Данную проблему компании решают разными способами, одним из которых является создание собственной корпоративной системы формирования внешнего кадрового резерва, начиная еще со старших классов в общеобразовательных организациях, а также сотрудничая с нефтегазовыми кафедрами в вузах. В наше время престиж технических профессий растёт, а в ХМАО - Югре - это непосредственно актуально в области развивающейся нефтегазовой отрасли. Компании видят эту тенденцию и направляют своё развитие на улучшение квалификации молодых специалистов.

Молодёжная политика многих компаний нацелена на решение всех существующих проблем, которые возникают при поиске квалифицированных специалистов на предприятия, а работа с ними является одним из приоритетов кадровой политики. Примером реализации корпоративной системы непрерывного образования являемся программа «Школа – ВУЗ - Предприятие», которую реализует нефтегазовая компания «Роснефть» уже в 56 городах России.

Начиная с довузовской подготовки - «Роснефть-классы», школьники имеют возможность обучаться с использованием современных технологий, получать качественное дополнительное образование по профильным предметам и профессиональную ориентацию на нефтяные специальности, ближе познакомиться с тем, как внутри устроена работа этой отрасли. Для изучения учащимися профильных предметов и проведения

специальных курсов компания «Роснефть» одна из первых стала привлекать преподавателей из профильных вузов.

Для студентов, выпускников «Роснефть - классов» открыты двери 60 ведущих вузов России и зарубежья, с которыми сотрудничает компания «Роснефть», а 25 из них являются её вузами–партнёрами. Для них реализуются различные практики, профориентационные мероприятия.

Следующий этап в подготовке специалистов является предприятие, куда привлекаются лучшие выпускники вузов. Для них существуют различные адаптационные мероприятия, возможность дополнительного профессионального обучения, конкурсы и проекты, дающие возможность проявить свои лучшие профессиональные и личностные качества.

Главной целью непрерывной системы обучения является привлечение талантливой молодёжи для работы в компании, а также развитие молодых специалистов на производстве через систему «Школа – ВУЗ - Предприятие». Для компании «Роснефть» система формирования кадрового резерва является гарантией кадровой защищенности и эффективности развития.

Можно выделить несколько основных принципов корпоративной культуры ПАО «НК «Роснефть», которые привлекают заинтересованных выпускников вузов в работе именно с этой компанией.

– ***Лидерство***

Во всех аспектах деятельности компания заинтересована в лидерстве. Новейшие технологии и идеи не способны причинить ущерб обществу и окружающей среде. Для молодых сотрудников регулярно проводятся деловые игры, конференции, конкурсы, тренинги, фестивали, позволяющие проявить свои лидерские качества, необходимые для эффективной работы компании.

– ***Безопасность***

Жизнь и здоровье, обеспечение безопасности труда - вот основные приоритеты при работе компании.

– ***Результативность***

Достижение поставленных целей и постановка новых, способны обеспечить комфортные условия для работы каждого специалиста в компании, что имеет практическую ценность для «Роснефти».

– ***Добросовестность***

Компания берёт ответственность за всё, что делает. Последовательность и открытость по отношению к коллегам, клиентам, партнёрам привлекает их для дальнейшего сотрудничества.

Есть ещё много различных проблем, связанных с квалификацией специалистов, которые не решены. Вовлечение в работу компании молодых и заинтересованных людей еще со школы позволяет совершенствовать систему подготовки квалифицированных специалистов с каждым днем. Многолетняя работа компании «Роснефть», направленная на

формирование внешнего кадрового резерва, уже сейчас дает свои результаты. Талантливые выпускники «Роснефть – классов» продолжают обучение в вузах, в дальнейшем пополняя ряды квалифицированных специалистов на предприятиях. Вектор развития кадровой политики, направленный на усовершенствование квалификации работников и правильную корпоративную культуру, является результатом ежедневного усовершенствования молодежной политики в компании, а программа «Школа – ВУЗ – Предприятие» помогает в решении всех существующих проблем в данной области.

Научный руководитель: Теплинская Т.О., учитель МБОУ «СОШ № 8» г. Радужный

РОЛЬ ВИРТУАЛЬНОЙ РЕАЛЬНОСТИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Ткачук А.М.
МБОУ «СОШ № 8» г. Радужный

Исследовательская работа была посвящена теме VR – технологий. Начну с того, чтобы познакомить вас с определением виртуальной реальности. Это - созданный техническими средствами мир, мир множества возможностей, передаваемый человеку через его ощущения, зрение, слух, осязание. Имитирует как действие, так и реакции на воздействие. Возможности VR в области игр, развлечений и обучения ограничивается лишь воображением человека, а также возможностями устройств и программ. Но, помимо этого, применение VR-технологий можно увидеть и в других отраслях. Та же архитектура. Там технологии ушли к воссозданию будущих зданий и их элементов, изысканного моделирования интерьера. В медицине же работает как вспомогательный элемент, тренировки навыков врачей-хирургов. Благодаря виртуальной реальности производятся реальные операции, что возлагает большие надежды для нашего будущего. Любое производство на сегодняшний день, не может быть конкурентноспособным без использования цифровых решений. Российские нефтегазовые компании, как и зарубежные, активно инвестируют в технологии, которые повышают эффективность добычи, переработки и дистрибуции нефти, помогают увеличить рентабельность сбыта. Но цифровизация процессов сама по себе вряд ли кардинально повлияет на эффективность. Перед нефтегазовыми компаниями остро стоит задача повышения эффективности управления и обучения персонала. Технологии дополненной и виртуальной реальности, а также системная цифровизация месторождений могут решить большинство проблем. В нефтегазовой промышленности, VR – технологии используют, для обучения специалистов. Человек еще на стадии обучения может почувствовать себя в будущей

профессии. Помимо обучения, VR – технологии для специалистов будущую работу делают интересней.

1. Дополненная реальность для удаленного консультирования

Многие процессы на месторождениях зависят от квалифицированных специалистов, при этом их постоянное присутствие там необязательно. Но на случай нештатных ситуаций компании вынуждены постоянно держать на платформах "дорогих" сотрудников. Привозить их туда при необходимости тоже не выход, поскольку их доставка, особенно на труднодоступные месторождения, тоже очень дорогая. Нефтяники также держат на местах штат квалифицированных специалистов (например, инженеров по бурению), чтобы минимизировать риск аварий. Технологии дополненной реальности позволяют сотрудникам на месторождении взаимодействовать с экспертом дистанционно, консультироваться о способах устранения неисправностей и т. д.

2. Обучение молодых специалистов

В нефтегазовой индустрии наблюдается естественный отток опытных сотрудников из-за старения. Поэтому нужно срочно обучать молодых специалистов. Проблему помогают решить технологии дополненной и виртуальной реальности AR/VR. Учебный симулятор может работать в круглосуточном режиме, а сотрудники с первого же занятия получают практические знания.

Например, в совместном проекте компаний Schlumberger и РТС системы VR и AR имитируют набор оборудования, профильные функции работника, работу в команде. Они позволяют обучать до 20 000 работников буровых установок в регионах за год. Затраты на обучение на 30% ниже традиционных форм с выездом в учебные центры.

3. Предиктивная аналитика для ремонтных работ

Нефтегазовые компании регулярно проводят ремонтно-профилактические работы, но надежность оборудования может оставаться низкой, а на платформах переизбыток ремонтного персонала. Решение – система предиктивной аналитики. Установка датчиков и автоматизация контроля эффективности ремонтных бригад позволяют уменьшить число ремонтов, снизить время простоя оборудования и сократить персонал.

4. Цифровизация месторождения.

С помощью современных технологий можно удаленно изучать месторождение на всех стадиях его разработки. Это серьезно сокращает издержки, в том числе за счет получения более точных данных. Норвежская компания Equinor разработала систему постоянного мониторинга резервуара месторождения в Северном море Johan Sverdup. Было установлено 6500 акустических сенсоров и проложено 380 км сейсмических кабелей. Компания теперь может контролировать процесс бурения на буровой платформе в автоматическом режиме, используя высокоскоростную телеметрию бурильной трубы и виртуальную систему измерения и

управления потоком подводных скважин. В результате коэффициент извлечения нефти (КИН) на этом месторождении оказался выше по сравнению со средними показателями других месторождений. Альтернативные способы повышения КИНа типа гидравлического разрыва пластов гораздо дороже, к тому же часто порождают различные нештатные ситуации.

Исходя из моего доклада, можно сказать, что виртуальная реальность сегодня является очень полезным помощником нефтяников. Надеюсь, что в будущем эти технологии будут неотъемлемой частью в мире. Ведь это будет упрощать нам жизнь. Благодаря таким технологиям, в нашей жизни появляется какая-то изюминка, благодаря которой наши дела становятся интереснее и ярче.

Научный руководитель: Ткачук О.В., учитель МБОУ «СОШ № 8» г. Радужный

ИСТОРИЯ СТАНОВЛЕНИЯ И РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Сафарова В.Р.

МБОУ Излучинская ОСШУИОП № 2

Нефтегазовая отрасль является важнейшей составляющей каждой страны. Россия, территория которой обогащена огромнейшим количеством запасов нефти и газа, - не исключение. Нефтегазовая промышленность состоит из трех основных отраслей: добыча, транспортировка и переработка нефти и газа. Она является ведущей в РФ, так как имеет влияние как на внешнюю часть экономики нашего государства, за счет экспорта минерального сырья на территорию других стран, так и на её внутреннее социально-экономическое положение. Таким образом, ВВП РФ практически полностью определяется ценами на нефть, а также треть экономики РФ так или иначе завязаны на нефтегазовом комплексе.

Первые записи о залежах «черного золота» в России были обнаружены в XVI веке, когда нефть была найдена в Ухте (н. в. – г. Ухта, Республика Коми). Тогда путешественники описывали, как племена, жившие у берегов реки Ухта на севере Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, собирали нефть с поверхности реки и использовали её в медицинских целях и в качестве масел и смазок для телег. Нефть, собранная с реки Ухта, впервые была доставлена в Москву в 1597 году. На тот момент в Европе было уже известно, что освоение недр Русской земли дало результаты и принесло свои плоды. Голландец Витсен в своей книге «северная и Восточная Татария» писал об этом открытии следующее: «В воде плавает жир. Это черная нефть. Камень-нефть встречается там же. Он

горит, как свеча, но отдает тяжелый запах». Затем, в 1684 году иркутский письменный голова Леонтий Кислянский обнаружил нефть в районе Иркутского острога. А в начале XVIII века в 2 января 1703 года в русской газете «Ведомости» было сообщено: «Из Казани пишут: "На реке Соко нашли много нефти и медной руды"». Кроме того, исследования о расположении нефтяных залежей производились на землях Кавказа.

Первый завод по очистке нефти был построен в Российской Империи в 1745 году на Ухтинском нефтяном промысле в период правления Елизаветы Петровны. Однако в течение XVIII века разработка нефтяных месторождений являлась убыточной из-за узкого практического применения продукта. Но после изобретения керосиновой лампы в 1853 году спрос на нефть возрос многократно. Вскоре, войны и революционные события в России ввергли нефтедобычу в кризис. Только в 1920-е годы началось постепенное восстановление разработки и дальнейшего развития нефтяной отрасли. Что касается газовой промышленности, то стоит отметить, что в дореволюционное время велась добыча природного газа, первые опыты, по использованию которого относятся к 1837 году в районе Баку. Здесь в качестве топлива использовался газ, выходящий из расщелины. В 1902 году на Апшеронском полуострове Краснодарского края была пробурена первая газовая скважина. Только она в 1907 году принесла империи 4,3 млрд. кубических футов «естественного» газа.

После революции 1917 г., в течение подъема промышленности, в использовании стало востребовано большое количество минеральных ресурсов, поэтому стране были необходимы альтернативные нефтегазовые базы, которые обеспечили бы надежный резерв полезных ископаемых. Первые предположения о наличии нефтяных пластов между Волгой и Уралом высказал академик, член Главного нефтяного комитета И.М. Губкин, и, после проведения разведывательных работ на данных территориях, его предположения стали быстро подтверждаться. Таким образом, в 1932 г. было открыто месторождение, названное Ишимбаевским, в последствие ставшем первым месторождением советской нефти в Волго-Уральской провинции. Постепенно, геологоразведка продолжала все больше продвигаться к востоку, и в конце 1940-х г. было положено начало освоения самых насыщенных углеводородами земель – Западной и Восточной Сибири. Уже при исследовании территорий Тюмени стало очевидно, что будущее нефтегазовой отрасли будет стоять за минеральными ресурсами таежных, хвойных территорий страны. К 1964 г. объемы нефтедобычи в Сибири превысили запланированные вдвое – вместо планируемых ста тысяч тонн было добыто 209 тысяч. А уже 25 декабря 1991 г. было основано крупнейшее в России и 7-е по размеру в мире нефтегазовое Самотлорское месторождение, находящееся вблизи Нижневартовского поселка (н. в. – г. Нижневартовск, ХМАО).

В современной России временный спад объемов добычи нефти наблюдался в середине 90-х годов. Это явление было обусловлено сложным переходом нефтяных капиталов от государства в руки компаний и общей отрицательной экономической ситуацией в стране. В начале XXI века данная ситуация наладилась, и до сих пор бурное развитие нефтяной промышленности на территории РФ продолжается - исследуются и открываются множество богатых наличием углеводородов месторождений. Основными регионами по добыче нефти и газа являются: Западная Сибирь, Урал, Поволжье, Восточная Сибирь, Север, Северный Кавказ. На данных территориях работу ведут около 300 компаний (2019г.), лидирующими из которых являются: Роснефть, Газпром, Сургутнефтегаз, Лукойл, Татнефть, НОВАТЭК. Сегодня, также одной из основных целей является разработка месторождений в труднодоступных местах, а именно уделяется внимание Восточной Сибири и Арктическому шельфу, где планируется развитие технологического прогресса по добыче нефти и газа, так как на данных территориях предполагается наличие перспективных залежей углеводородов.

Научный руководитель: Африкян Т. Г., учитель МБОУ Излучинская ОСШУИОП № 2

ЭВОЛЮЦИЯ ТЕХНОЛОГИЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Селезнева А.Р.

МБОУ Излучинская ОСШУИОП № 2

В древние времена люди добывали нефть с поверхности водоемов или земли, обрабатывали песчаник или известняк, пропитанный нефтью. Сейчас существует специальное оборудование для добычи нефти и газа. Его выбор зависит от местоположения скважины. Например, если местность болотистая, то могут рассматриваться такие варианты освоения, как осушение болотистой местности, стройка эстакад, чтобы бурить с площадок, или создание промыслов на водно-болотистой глади с помощью отсыпания искусственных островов для буровых вышек. На обычной местности устанавливается буровая вышка, либо применяется фонтанный метод, при котором выход флюида происходит на устье скважины за счет разности давления; существует также шахтный метод. Однако, для начала нужно найти место, где заложена нефть. Во времена первой добычи нефти существовало множество способов поиска залежей. Сначала их искали с помощью метода «научного тыка», позже люди стали использовать в работе геологов, а еще позже появилась геологическая и геофизическая съемка.

Сейчас в современном мире наука достигла небывалых высот. Появились новые методы освоения территорий, добычи нефти и газа. Теперь органические вещества добываются не только на суше, но и на морских шельфах и даже далеко в морях и океанах. Развивается и транспортировка нефти, ее обработка и использование. Заметно улучшается оборудование для добычи нефти. Так, совсем недавно еще нефть добывалась с помощью станков-качалок, теперь же крупные компании давно перешли на современные установки, предназначенные для бурения и добычи нефти. Сейчас на морских шельфах устанавливаются платформы, оборудованные всем необходимым. Существует множество видов таких платформ, например, платформа с кессоном, гравитационного типа и другие. Существует и такой вид, как FPSO-оборудование вроде плавучей установки для добычи, хранения и транспортировки нефти. Есть и такой тип техники, как подводный. Это комплексные установки, располагающиеся на морском дне и предназначенные для добычи, подготовки и транспорта углеводородов. Такие установки значительно ускоряют освоение глубоководных месторождений, нежели это делают морские платформы, тем более, они значительно безопаснее.

На данный момент нефтегазовая отрасль выходит на еще более новый уровень, ведь в ней интенсивно стали развиваться IT-технологии. Они позволяют бесконтактно следить за работой оборудования, управлять установками, собирать информацию о работе комплексов, исследовать месторождения и многое другое. Автоматизируется транспортировка нефти: появляются беспилотные автомобили («Газпром нефть»), повышается эффективность в управлении трубопроводной системы («Транснефть»).

Таким образом, эпидемиологическая обстановка заставляет нефтегазовую отрасль развиваться в еще более ускоренном темпе, использовать новые технологии.

В перспективах развития технологий нефтегазовой отрасли по-прежнему остаются IT-технологии, модернизация оборудования для бурения и добычи, технологии для переработки полезных ископаемых, их правильного использования и уменьшения потерь при этих процессах. Нефть и газ остаются для нас важнейшими полезными ископаемыми, а их добыча по-прежнему остается одной из главных задач.

Библиографический список

1. Нестеров И. И. Тайны-нефтяной колыбели / И. И. Нестеров, И. И. Рябухин. - Свердловск : Сред.-Урал. Кн. Изд-во, 1984. - 160 с. - Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Африкян Т. Г., учитель МБОУ Излучинская ОСШУИОП № 2

ПОДГОТОВКА СПЕЦИАЛИСТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Сухарева А.Д.
МБОУ Излучинская ОСШУИОП № 2

На сегодняшний день нефтяная и газовая промышленность выступает в роли ведущей отрасли промышленности Российской Федерации и оказывает значительное влияние на экономику страны. Нефть и газ являются важнейшими пунктами российского экспорта. Ежегодно доля добычи данных природных ресурсов увеличивается, а спрос на них сохраняет стабильность. Активное развитие нефтегазовой отрасли в России подразумевает востребованность высококвалифицированных специалистов. Набор и подготовка персонала – вопрос, который с годами не теряет актуальность.

Привлечение потенциальных сотрудников в нефтегазодобывающие компании начинается в учебных заведениях общего образования (школах, гимназиях, лицеях). Для учеников среднего и старшего звена проводятся профориентационные мероприятия, классные часы и экскурсии. В лучших образовательных учреждениях страны в целом и регионов в частности открываются профильные классы. Например, первой ступенью корпоративной системы непрерывного образования «Школа – вуз – предприятие», реализующейся ПАО «НК «Роснефть», является «Роснефть-класс», охватывающий десятый и одиннадцатый классы старшей школы. Другим примером служит проект «Газпром-класс», который находится под кураторством ПАО «Газпром» и успешно реализуется на территории Российской Федерации с 2014 года.

Основная доля обучения потенциальных сотрудников нефтегазовой отрасли приходится на колледжи (среднее профессиональное образование) и университеты (высшее профессиональное образование). В высшее учебное заведение абитуриент вправе как поступать на общих условиях, так и быть направленным на учёбу за счёт организации-работодателя с условием обязательного возвращения в компанию для отработки обучения. Таким образом нефтегазодобывающие компании обеспечивают себя гарантированным кадровым резервом. Стоит отметить, что с каждым годом количество бюджетных мест и мест целевого приёма в университетах нефтегазовой направленности увеличивается, что делает высшее профессиональное образование более доступным. Как правило, потенциальные сотрудники получают знания в рамках специальности «Нефтегазовое

дело». У студентов российских вузов, нацеленных на повышение квалификации в сфере нефтегазовой промышленности, есть возможность получить степень бакалавра, степень специалиста и степень магистра, а также пройти курс обучения в аспирантуре. Большинство учебных заведений предусматривают прохождение практики на месторождениях.

Направление «Нефтегазовое дело» включает в себя множество различных профессий, поэтому выпускник вуза, получивший как минимум степень бакалавра по упомянутой специальности, с высокой долей вероятности способен найти себя в нефтегазовой отрасли. Подготовка специалистов ведётся в различных направлениях: бурение, геодезия, геология, геологоразведка, инженерия, экология и так далее.

Сотрудники нефтегазодобывающих организаций, окончившие высшее учебное заведение и поступившие на работу, имеют возможность повышать квалификацию не только в рамках прохождения магистратуры и аспирантуры, но и за счёт специализированных курсов. Работник посещает занятия по своей инициативе (за свой счёт) или по инициативе компании (за счёт предприятия).

Главный вывод, который можно сделать, заключается в том, что процесс подготовки специалистов нефтегазовой отрасли в Российской Федерации налажен и с каждым годом расширяет возможности как для компаний, так и для потенциальных сотрудников. Оснований говорить о недостаточной квалификации работников нефтегазодобывающих предприятий нет. Благодаря многоуровневой системе образования вопрос нехватки кадров не является острым для организаций, однако в связи с успешным развитием нефтегазовой промышленности профессия нефтяника всё равно остаётся одной из наиболее востребованных и перспективных в России.

Научный руководитель: Африкян Т. Г., учитель МБОУ Излучинская ОСШУИОП № 2

ВЛИЯНИЕ ФАКЕЛЬНЫХ ХОЗЯЙСТВ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ (ВАН-ЕГАНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ)

Хабибуллин А.В.
МБОУ «СОШ № 8» г. Радужный

В работе рассматривается проблема выбросов от нефтеперерабатывающих заводов, факельных хозяйств, как объекта этих предприятий и ключевого источника загрязнения. Влияние продуктов горения от

попутных газов на биосферу. А также инновационные способы утилизации продуктов горения.

Факельное хозяйство - производственный объект, который предназначен для утилизации сбросов, поступающих в систему сжигания. Основным объектом на территории такого хозяйства – это факельная установка, состоящая из трубопроводов, аппаратов, технических устройств и сооружений.

Основной механизм действия факельной установки - сжигание попутных газов с целью уничтожения опасных веществ. Это относится и к всевозможным сопутствующим парам, которые также представляют угрозу для окружающей среды и человека. Факельные установки позволяют превратить вредные вещества в менее опасные, однако поступающие в окружающую среду остаточные соединения представляют все еще серьёзную угрозу всем живым организмам. Из 1 тонны сгоревшего в факеле попутного газа выделяется около 50-80 кг выбросов различных опасных веществ. Факельные выбросы нефтеперерабатывающих заводов являются источником многолетнего загрязнения атмосферы, воды и почвы на прилегающих территориях. Попутный нефтяной газ растворен в пластовой нефти, выделяется при ее добыче. ПНГ является ценным сырьем для энергетики и химической промышленности, его использование или утилизация в нашей стране проблематично из-за недостаточного развития инфраструктуры его транспортировки и переработки, высокой начальной себестоимости доставки его потребителям, поэтому значительная часть ПНГ сжигается на ФУ, на предприятиях первичной переработки нефти.

Ван-Еганское месторождение (Нижневартовский район ХМАО). Получить информацию об этом месторождении помогут данные дистанционного зондирования Земли, которое осуществляется с космических аппаратов. В мировой практике распространен метод, основанный на оценке объемов сгораемого попутного газа в различных регионах по светимости ночных огней.

С 2012 г. ведутся исследования по результатам обработки снимков сенсора NPP. Коллектив авторов в различные годы принимал участие в разработке методики оценки мощности ФУ на основе анализа космических снимков сенсором MODIS.

В 2004- 2006 гг. совместно с исследователями Уральского государственного университета при поддержке правительства ХМАО-Югры был предпринят первый подход для оценки мощности ФУ по тепловым каналам сенсора MODIS, осуществляемый путем измерений яркости свечения ФУ на Ван-Еганском месторождении.

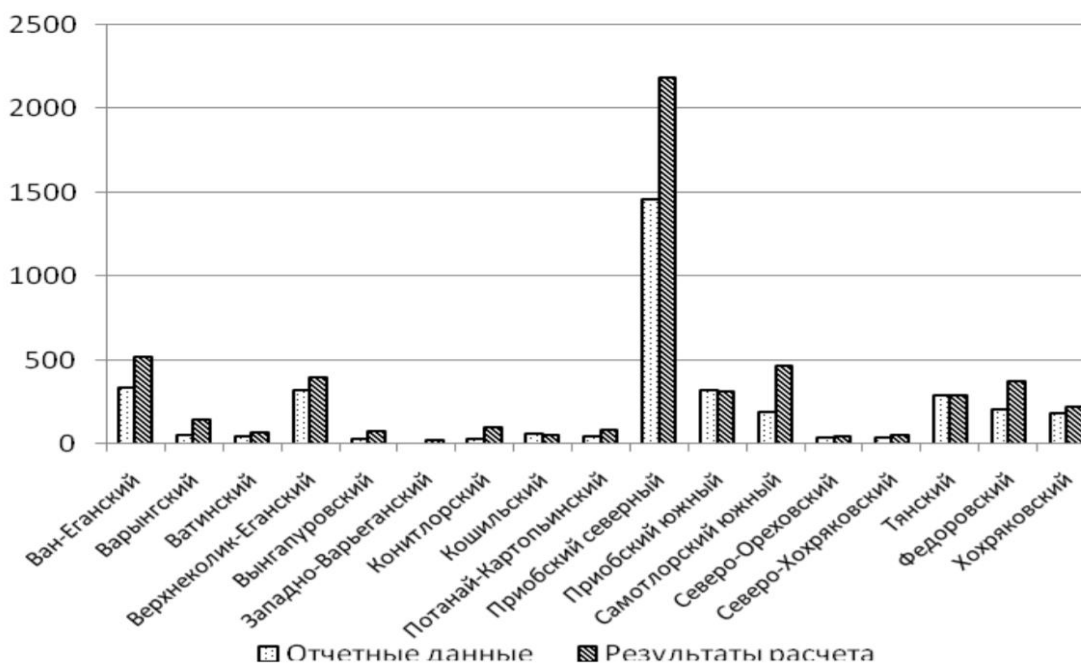


Рисунок 1. Сравнение отчетных данных по объему сжигания ПНГ по 17 лицензионным участкам с расчетными данными за 2006 г. (млн м³ в год)

Уже за 2003- 2011 гг. было обработано 11056 снимков MODIS в ХМАО общим объемом более 6 ТБ. На основе расчетов получены контрольные расчетные значения годовых объемов для 17 лицензионных участков (сравнит. анализ рис. 1). Проведенное сравнение показало, что превышение расчетных данных по сравнению с отчетными сведениями недропользователей на пилотном участке составляет до 2 раз, в целом наблюдается тенденция постепенного снижения объемов сжигания ПНГ.

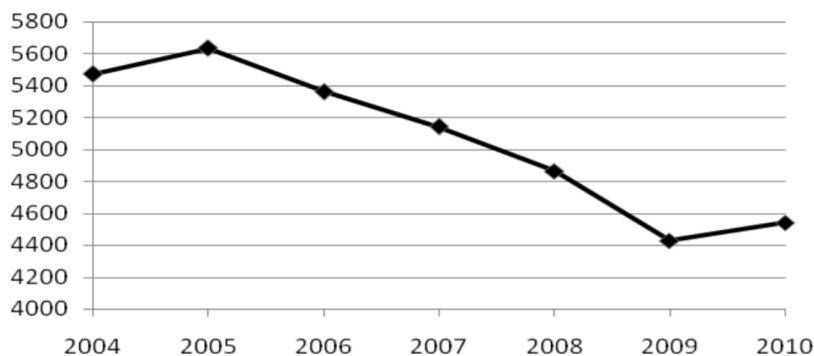


Рисунок 2. Суммарный расчетный объем сжигания ПНГ по 17 лицензионным участкам за 2004—2010 гг. (млн м³ в год)

Альтернативы

- транспортировка газа по газопроводам для его дальнейшей переработки;
- переработка с целью получения сжиженного газа;
- использование на нужды самого нефтеперерабатывающего предприятия;

- преобразование попутного газа в жидкие углеводороды;
- закачивание газа в разработанные пласты;
- закачивание в подземные хранилища газа;
- выработка электрической, тепловой и механической энергии.

Переход на альтернативные методы утилизации ПНГ позволит не только уберечь окружающую среду от выбросов, но и получить вторичную выгоду недропользователям.

Библиографический список

1. Факельные установки / И. И. Стрижевский, А. И. Эльнатанов, В. Б. Лукиных, В. Н. Аликин - Москва : Химия, 1979. – 184 с. - Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Асеева Т.В., учитель МБОУ «СОШ № 8» г. Радужный

КОНТРОЛЬ ЗА ИССЛЕДОВАНИЕМ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ФЁДОРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Хасанова А.Д.
МБОУ «СОШ № 8» г. Радужный

Актуальность исследования обусловлена тем, что в связи с развитием нефтегазовой промышленности возрастает необходимость разработки месторождения.

Новизна исследования: предпринята попытка исследовать ГС и выявить недостатки и причины низкой эффективности выработки запасов нефти.

Практическая значимость исследования определяется возможностью использования полученных результатов при проведении и анализе контроля за разработкой месторождения.

Под контролем процесса разработки понимают сбор, обработку и обобщение первичной информации о залежах нефти с целью получения сведений о текущем состоянии и динамике показателей разработки. По мере накопления данных выполняют анализ процесса разработки, включающий комплекс исследований, расчетов и логических выводов.

Задача контроля — обеспечение высокого качества первичной информации, определяющейся перечнем, объемом, точностью измерений и методом обработки. Объем информации зависит от выбора

периодичности замера показателей и продолжительности проведения измерений в скважине.

Рассмотрим процесс контроля трех скважин: в скважинах 5203, 5046 и 5100 исследования проводились расширенным комплексом ГИС по определению профиля и состава притока.

В горизонтальной части ствола скважины 5203 установлено 5 щелевых фильтров, с глубины 2360м до глубины 2858м. Результаты исследований показали, что отдача флюида происходит из первого фильтра с глубины 2362-2373м. Это подтверждают данные механической расходомерии, термометрии, шумомерии. По данным влагомерии, это приток нефти. Отдача газонефтяной смеси происходит из второго, третьего и четвертого фильтров. На это указывают данные нейтрон - нейтронного метода, термометрии, термокондуктивной расходомерии, влагомерии, резистивиметрии. Пятый фильтр исследованиями не охвачен из-за недохода приборов.

В скважине 5046 установлено 5 щелевых фильтров. Результаты исследований показали, что отдача флюида происходит из первого, второго и четвертого фильтров с глубины 2351-2360м, 2453-2462м, 2685- 2694м. О работе третьего фильтра с глубины 2575-2584м однозначного ответа нет. Пятый фильтр на глубине 2798-2807м исследованиями не охвачен. Прорывной газ отмечается в первом фильтре.

В скважине 5100 перфораций вскрыто 146 метров горизонтального ствола. Результаты исследований по определению профиля притока и источника обводнения показали, что отдача флюида и газа происходит по всей перфорированной толщине.

В интервалах 2574-2619м верхней части перфорированного участка и интервала 2713-2720м нижнего участка перфорации отмечается приток газа. При этом нужно отметить наиболее интенсивный приток газа из интервала 2574- 2590м. В интервале 2629-2640м по термометрии, термокондуктивной расходомерии, влагомерии отмечается приток воды. В остальной части перфорированного участка пласт слабо работает нефтью. Приток газа в верхней и нижней части интервала перфорации связан с прорывом газа из газовой шапки.

Из трех исследованных скважин в двух скважинах (5100,5046) на дату исследований, по промысловым данным, отмечался высокий газожидкостный фактор. По результатам исследований прорыв газа отмечался в скважине 5046 в первом фильтре и в скважине 5100 в ближнем и дальнем участках перфорации. Таким образом, прорыв газа из газовой шапки приурочен в основном к верхним фильтрам.

Проведенные исследования ГС показали, что работающие интервалы уверенно выделяются в скважине, где колонна на горизонтальном участке зацементирована и пласт вскрыт перфорацией. В скважинах 5203 и 5046 установлено по 5 щелевых фильтров и цемента за колонной нет.

Работающие интервалы в этих скважинах определены приближенно и приурочены к интервалам щелевых фильтров, где показания методов, работающих в колонне, наиболее информативны и их показания (характеризующие работу пласта) по глубине совпадают между собой.

Высокочастотная термометрия показывает, что движение флюида и газа за колонной наблюдается по всей длине горизонтального участка. Сказать о том работает ли пласт, по всей длине не представляется возможным, так как показания термометрии могут характеризовать работу пласта и движения жидкости вдоль колонны.

Результаты исследований показали, что их эффективность зависит от конструкции горизонтального участка скважины.

В скважинах, где на ГУ установлены щелевые фильтры, определить работу пласта проблематично. В этих скважинах выделены наиболее интенсивно работающие интервалы, а это в первую очередь связано с интервалами, где интенсивно выделяется газ.

Системы разработки нефтяных месторождений с использованием горизонтальных скважин (ГС) являются приоритетным направлением в нефтедобывающей отрасли при вовлечении в промышленную разработку трудно извлекаемых запасов нефти.

Библиографический список

1. Покрепин Б. В., Разработка нефтяных и газовых месторождений, 2010г. Покрепин Б. В. Разработка нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие для студентов средних специальных учебных заведений нефтегазового профиля / Б. В. Покрепин - 2-е изд., доп. и перераб. - Волгоград : Ин-Фолио, 2010. - 223 с. - Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Асеева Т. В., учитель МБОУ «СОШ № 8» г. Радужный

КАДРОВОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ

Чусовитин М.А.
МБОУ Излучинская ОСШУИОП № 2

Исследование избранной темы особенно актуально для российского нефтегазового комплекса, поскольку позволяет подробней раскрыть сложность нефтяной отрасли.

Развития нефтегазового комплекса рассматривается как одной из приоритетных задач страны. Нефтяная отрасль в динамичном возрастании показывает индустриальную мощь государства. Имея огромное значение, нефтегазовое производство представляет собой очень сложную

систему с большим количеством подсистем. И одним из важнейших компонентов является кадровое обеспечение.

Обыденный термин кадрового обеспечения звучит как — комплекс действий, направленных на поиск, оценку и установление отношений с рабочей силой в самой компании для дальнейшего продвижения по карьерной лестнице, так и вне её пределов для нового найма временных или постоянных работников. В случае нефтяной отрасли термин не меняется.

Значимость темы о развитии кадрового состава предусматривает ряд причин:

1. Стремительно усложняющиеся техника и технологии.
2. Нехватка высококвалифицированных специалистов.
3. Качество подготовки специалистов.

Но главное, что выявление потребности в кадрах является основой правильно организованной системы обеспечения предприятия кадрами.

Нефтегазовые компании России, как и большинство мировых нефтегазовых компаний, испытывают потребности в специалистах. В России нефтяные компании нуждаются в инженерах по бурению, инженерах технолога по добыче нефти, газа, инженерах по разработке месторождений нефти и газа, инженерах по вопросам экологии и охраны окружающей среды, специалистах по охране труда и здоровья, по технике безопасности.

Для развития кадров в России действует классическая система обеспечения.

- набор и отбор персонала
- обучение персонала
- контроль и оценка персонала

Но помимо общей системы кадров, в России действуют и другие пути привлечения специалистов. Распространены всевозможные программы стажировок и производственных практик. Существуют отдельные функциональные подразделения, которые специализируются на сотрудничестве с вузами и работе со студентами. Выстраивание системы профессионального обучения внутри холдингов. Систему наставничества, передачи опыта молодым, а также индивидуальное обучение, проводимое специалистами компаний с целью подготовки преемников. Важную роль в развитии играют и учебные заведения. Ведь именно они закладывают в будущего специалиста знания, опыт, и стремление проявлять свои амбиции.

Для построения эффективного кадрового обеспечения компании должны использовать различные действия, а именно набор выпускников, внутренняя ротация и обучение, поиск сотрудников на рынке труда. Любая нефтегазовая компания должна построить свою систему внутрикорпоративного обучения. Включая в систему использование новых знаний,

ориентирование на лучшие практики, использование современной инфраструктуры для обучения, непрерывность обучения.

Кадровое обеспечение является неотъемлемой частью любой нефтяной кампании и от качества подготовки, правильности подбора и расстановки кадров зависит эффективность работы предприятия.

Научный руководитель: Африкян Т.Г., учитель МБОУ Излучинская ОСШУИОП № 2

ПРОЦЕСС ПОИСКА ТЕРРИТОРИИ ДЛЯ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Ященко Н. Н.

МБОУ Излучинская ОСШУИОП №2

Любая работа с чего – то начинается, и добыча нефти – не исключение. И первое, что нужно сделать для того, чтобы добыть нефть – найти её.

С этой целью производятся поисково-разведочные работы. В ходе этих работ используются различные методы, оборудованные, производятся множественные расчёты, но многое здесь завязано на одном: профессионализме геологов и инженеров, от которых во многом и зависит, будут ли найдены залежи.

Работы по поиску нефти раньше были куда проще: люди просто смотрели, где нефть выступает на поверхность, и это и было во многом определяющим фактором, но сейчас поиск нефти - это очень важный и трудоемкий процесс, требующий в какой то степени творческого к нему подхода и не гарантирующий быстрого результата, да и результата вообще, ведь до нахождения нефтяного месторождения зачастую приходится бурить десятки, а иногда даже до сотни и более скважин. Для формирования залежи нефти необходимо, чтобы совпало одновременно множество факторов и прошло много времени, а потому поиск мест, где все это произошло, не такая уж и простая задача.

Еще около четверти века назад перед непосредственно бурением начали проводить геологическую съёмку местности. Характеристики поверхностных пластов пород изучаются геологами, а после окончания полевых исследований составляются геологические карты, показывающие, где и какие породы выходят на поверхность, какова вероятность содержания в них углеводородов. Также изучаются фотографии, сделанные с воздуха, или из космоса. На них можно заметить разломы земной коры, поверхностные признаки подземных структур, или места, наиболее

пригодные для бурения, как в целях изучения внешних пород, так и для будущей добычи нефти.

О наличии нефти в недрах земли можно судить по разным критериям. Это, например, значительная толщина слоя осадочных пород, отсутствие магматизма и метаморфизма, крупные глубинные разломы. Если важные признаки обнаружены, начинают искать структуры, в которых могут оказаться нефтяные ловушки.

Геологическая съемка не позволяет судить о строении пород на большой глубине. Чтобы заглянуть в глубину, используют геофизические методы, к которым относятся сейсморазведка, электроразведка, гравиразведка и магниторазведка.

Сейсмические исследования являются одним из наиболее эффективных методов поиска нефтяных месторождений. Они основаны на использовании закономерностей распространения упругих волн в земной коре. На поверхности при помощи машин или взрывчатки генерируют звуковую волну, которая уходит вглубь недр. На границах горных пород происходят различные эффекты преломления, отражения упругих волн, которые регистрируются на поверхности земли специальными приборами. Полученные данные записываются, обрабатываются, и приводятся к единому формату. В результате получается довольно точное изображение геологической структуры в районе исследования. При использовании данного метода можно получить огромное количество информации.

Метод сейсморазведки безусловно очень полезен, и, в большинстве ситуаций стоит в приоритете, однако не всегда складываются подходящие для него условия. В таких ситуациях используются другие, альтернативные методы. Электроразведка изучает аномалии распределения электрических характеристик недр. Учитывая, что одни породы (и жидкости в них) проводят электрический ток лучше других, анализируя состояние электромагнитного поля можно делать выводы о составе недр. К примеру, граниты, известняки, песчаники, насыщенные соленой минерализованной водой, хорошо проводят электрический ток, а песчаники, насыщенные нефтью, обладают очень низкой электропроводностью. А значит, в участках с повышенным электрическим сопротивлением вполне может быть нефть или газ.

Гравиразведка основана на изучении изменения гравитационного поля. Плотные горные породы могут влиять на гравитационное поле. Даже самые незначительные изменения в гравитационном поле могут указать на типы горных пород и насыщающие их флюиды, которые залегают глубоко в недрах Земли. Породы, насыщенные нефтью или газом, имеют меньшую плотность, чем те, которые содержат воду, а значит, необходимо искать места с аномально низкой силой тяжести.

Магниторазведка помогает отыскать аномалии магнитного поля, которые создают разные виды пород, в том числе насыщенные

углеводородами. Одни породы обладают магнитными свойствами, в то время как другие – нет. Например, осадочные породы, насыщенные нефтью, магнитными свойствами не обладают.

Самый дорогостоящий вариант исследований – буровые работы. Из-за их дороговизны их используют реже, а когда используют, пытаются выжать максимум информации касательно наличия нефти/газа, состава породы, и вообще всего, что только могут узнать. Пробуренная скважина изучается при помощи зонда и различных датчиков, фиксирующих и температуру, и радиоактивность, и многое другое.

И вот, спустя множество мероприятий по получению, упорядочиванию и анализу информации о недрах, этап поиска нефтяного месторождения подходит к концу. Вся эта работа – лишь малая часть, по сравнению с той, что необходима для успешной добычи, переработки, использования нефтяных продуктов, но она явно не менее важна. Процесс геолого-разведочных работ чрезвычайно трудоёмок, связан с ошибками, но, если задуматься, эти ошибки и дают повод идти дальше, развиваться и совершенствовать технологии, и небольшими шагами идти в светлое будущее.

Научный руководитель: Африкян Т.Г., учитель МБОУ Излучинская ОСШУИОП № 2

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АВТОНОМНЫХ РОБОТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ОХРАНЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ СМОДЕЛИРОВАННОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ягофаров Т.Р.
МБОУ «СОШ № 8» г. Радужный

Месторождение – это сложный, большой, дорогой объект, который необходимо охранять. В основном это делают люди, электронные системы: камеры и сигнализации. Но с появлением роботов, а именно автономных роботизированных систем - летательных дронов, данную задачу можно значительно упростить, тем самым сократить расходы на устаревшие методы охраны объекта за счёт повышения эффективности и автономности

Актуальность исследования: использование данной технологии позволяет уменьшить расходы на содержание месторождения.

Новизна исследования обусловлена необходимостью изучить технологию автономных роботизированных систем для выявления уменьшения затрат на содержание месторождения.

Автономные роботизированные системы – это системы, в том числе и отдельные роботы, которые совершают поступки или выполняют

поставленные задачи с высокой степенью автономии, что необходимо в таких областях как нефтегазовая добыча, освоение космоса.

Основной механизм действия автономных роботизированных систем заключается в полностью автономной охране объекта, месторождения, с максимальной эффективностью работы и минимальной ценой обслуживания

Летательный дрон (квадрокоптер) – это специально летательный аппарат, состоящий из алюминиевого, пластмассового, карбонового корпуса, батареи, четырёх и более высокооборотных неодимовых электродвигателей, стабилизаторов, контроллера, крыльчаток, записывающего устройства (камеры с различными функциями съёмки).

Для достижения наивысшей эффективности на разных участках состав реагента может меняться.

Впервые о квадрокоптерах стали говорить в начале 2010-х годов, когда в связи с улучшением характеристик аккумуляторов и электродвигателей большое количество компаний стали разрабатывать или уже разработали данные летательные аппараты. До этого летательные дроны использовались лишь в некоторых армиях мира, а также единичных проектах. Массовые и дешёвые автономные квадрокоптеры появились позже, в районе 2014-2016 годов. Многие из них на момент 2020 года доведены до совершенства.

Начиная с 2015 года некоторые нефтегазовые компании стали применять автономные роботизированные системы охраны на своих месторождениях, а именно квадрокоптеры. За это время при помощи летательных дронов было выявлено несколько случаев кражи бурового кабеля, локационного оборудования и другого. Если бы не квадрокоптеры, то выявить данные правонарушения не удалось бы. Компаниям выгодно использовать данную систему, так как при выявлении данной системой нескольких нарушений – она уже окупается

Была смоделирована ситуация, когда посторонний человек прошёл на месторождение, и сработал один их датчиков движения. Квадрокоптер, как автономная система, автоматически вылетел из своего ангара и приступил к поиску объекта в районе, где сработал датчик движения. Средняя скорость лёгкого летательного дрона – 70км/ч, также многие дроны дополнительно оснащают тепловизионной камерой для более эффективного поиска объекта. Вместе с дроном на место работы выезжает и обычная охрана, которая также может управлять дроном и вручную. После обнаружения цели квадрокоптер докладывает местоположение объекта оперативной группе, также может и следовать за нарушителем. Погода была плохая, но робот способен работать в любых условиях Естественно объект был быстро задержан. Также, была смоделирована вторая ситуация, когда на поиски нарушителя вышла только обычная охрана, скорость которой в 15 раз медленнее скорости дрона. Нарушитель режима был

найден в 10 раз медленнее, чем с использованием автономной роботизированной системы охраны, либо вообще скрывался с места преступления, компания несла убытки

Таким образом, автономные роботизированные системы в охране месторождений позволяют прийти к следующим выводам:

Увеличивается эффективность и вероятность поимки нарушителя.

Одновременно с положительными аспектами можно выявить недостатки данного метода:

- Необходимость сооружать ангары или специальные станции, где квадрокоптеры будут находиться в режиме ожидания
- Есть вероятность сбоя программы, тем самым ложное срабатывание системы – вероятность потерять летательного дрона.

На данный момент технология, позволяющая уменьшить затраты на охрану месторождений и увеличить её эффективность – автономные роботизированные системы, развивается. Экспериментальные проекты автономных летательных дронов на месторождениях в скором времени перерастут в постоянные.

Проведя исследование, можно понять, что использование автономных роботизированных систем, а именно квадрокоптеров для охраны месторождений значительно увеличивает шанс поимки преступника и сокращает время на это. Из этого следует, что данная система позволяет сократить потери оборудования на месторождении, что при себестоимости её самой, позволяет компании экономить деньги на этом, а следовательно, можно сказать, что ранее выдвинутая гипотеза имеет основания и доказательства.

Научный руководитель: Асеева Т.В., учитель МБОУ «СОШ № 8» г. Радужный

**СЕКЦИЯ 2.
ГЕОЛОГИЯ И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**КОНТРАСТНОСТЬ ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКОГО ПОЛЯ
ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО
НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА**

Абдрашитова Р.Н., Ковяткина Л.А.,
Тюменский индустриальный университет

Нефтегазовая гидрогеология тесно связана с поисками и разведкой месторождений углеводородов. Именно в водной среде происходит формирование, аккумуляция и разрушение залежей углеводородов.

Ионно-солевой состав подземных вод, содержание органических веществ и газов даёт ценную комплексную информацию, которую часто можно использовать для разработки нефтегазопроисловых критериев. Поэтому исследование гидрогеохимии нефтегазонасыщенных горизонтов не теряет своей актуальности на протяжении последних десятилетий. Создаются новые программы, моделирующие процессы миграции компонентов химического состава подземных вод на больших глубинах, открываются новые закономерности, взаимосвязи в системе «порода-вода-газ-органическое вещество».

Большой вклад в этой области был сделан А.А. Карцевым, С.Б. Вагиным, В.М. Матусевич, Е.А. Барс, А.Р. Курчиковым и другими.

Наше исследование проводилось в районе западной части Западно-Сибирского нефтегазонасыщенного бассейна, примыкающей к Уральскому обрамлению – Красноленинской нефтегазонасыщенной области. В частности были исследованы подземные воды юрского гидрогеологического комплекса, залегающие на глубинах около 2500 м. Проанализировав порядка 100 результатов анализов вод юрского возраста, мы выяснили, что их минерализация варьирует от 2 до 15 – 16 г/л. Воды относятся гидрокарбонатно-натриевому типу по В.А. Сулину. Гидрогеохимическое поле в районе исследований обладает ярко выраженной контрастностью. Самые низкие минерализации имеют корреляционную связь с повышенными температурами фундамента (порядка 110 – 120 °С) и наличием разрывных нарушений фундамента. Мы полагаем, что контрастность гидрогеохимического поля связана с тектоническими условиями района, его близким расположением к Уралу и, следовательно, высокой концентрацией разломов различного ранга в фундаменте.

Библиографический список

1. Карцев А. А., Вагин С. Б., Матусевич В. М. Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов / А. А. Карцев, С. Б. Вагин, В. М. Матусевич – Москва : Недра, 1986. - 223 с. - Текст : непосредственный.

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ГАЗОХРАНИЛИЩА В ВОДОНОСНОМ ПЛАСТЕ

Адилзаде И.И., Колев Ж.М., Мамчистова Е.И., Грачев С.И.
Тюменский индустриальный университет

Подземные хранилища газа (ПХГ) – это инженерно-технические сооружения, созданные в пластах-коллекторах для закачки, хранения и последующего отбора газа в соответствии с неравномерностью газопотребления. Газохранилища является необходимой частью единой системы газоснабжения России, их цель – вне зависимости от времени года, скачков температуры окружающей среды и непредвиденных обстоятельств обеспечивать потребителей природным газом.

Объектом гидродинамических исследований является подземные хранилища газа в водоносных структурах купольного типа [2].

Динамику изменения радиуса ГВК и давления в газовой полости можно получить решением системы дифференциальных уравнений с учетом принятых допущений [2]. Запишем систему в удобном виде:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{da(t)}{dt} = \frac{K_1}{a(t) \cdot \ln \frac{a(t)}{R_k}} \cdot \left(K_2 \cdot \left(1 - \frac{a(t)^2}{R_k^2} \right) + p_k - p(t) \right) \quad (1) \\ \frac{dp(t)}{dt} = (K_3 - 2 \cdot a(t) \cdot \frac{da(t)}{dt} \cdot \frac{p(t)}{z}) \cdot \frac{z}{a(t)^2} \quad (2) \end{array} \right.$$

Изменение массы газа в хранилище:

$$M(t) = K_4 \cdot a(t)^2 \cdot p(t) \quad (3)$$

где, $K_1 = \frac{k}{\mu_b \cdot m \cdot \chi}$; $K_2 = -\rho_b \cdot g \cdot \Delta z$; $K_3 = \frac{R \cdot T}{\pi \cdot h_0 \cdot m}$; $K_4 = \frac{\pi \cdot h_0 \cdot m}{R \cdot T \cdot z}$

$p(t)$ – давление в газовой полости, Па; h_0 – мощность пласта, м; R_k – радиус контура питания, м; $a(t)$ – положение ГВК, м; R – газовая постоянная, Дж/кг·К; T – температура газа, К; z – коэффициент сверхсжимаемости газа; $q_r(t)$ – массовый расход закачки или отбора газа, кг/с; m – пористость, д.е.; Δz – разница отметок по глубине, м; p_k – давление на контуре

питания, Па; k – проницаемость, м^2 ; $\mu_{\text{в}}$ – вязкость воды, $\text{Па}\cdot\text{с}$; $\rho_{\text{в}}$ – плотность воды, $\text{кг}/\text{м}^3$; g – ускорение свободного падения, $\text{м}/\text{с}^2$.

Систему дифференциальных уравнений решим с помощью программы Simulink, которая является приложением к пакету MATLAB. Моделирование в среде Simulink позволяет пользователю из библиотек стандартных блоков, по принципу визуального программирования, создавать модель и осуществлять необходимые расчеты.

Создадим модель для решения системы дифференциальных уравнений (1) – (2) в среде Simulink [1], для ПХГ, созданного в купольном пласте рисунок 1, описывающую поведение давления в газовой части хранилища и положение ГВК во времени для следующих исходных данных: $R_k = 1200$ м; $h_0 = 12$ м; $m = 0,3$; $k = 0,5$ Д; $\Delta Z = 70$ м; $p_k = 5,5$ МПа, $q_{\text{Г}}(t)$ при закачке и отборе равны соответственно $\pm 6,5$ $\text{кг}/\text{с}$; T газа ($R = 500$ Дж/кг К; $z = 0,9$) в хранилище равна 300 К. Продолжительность закачка – простой – отбор – простой одинаковы и равны 3 месяца. Начальное состояние хранилища: $a(0) = 350$ м; $p(0) = 4,5$ МПа.

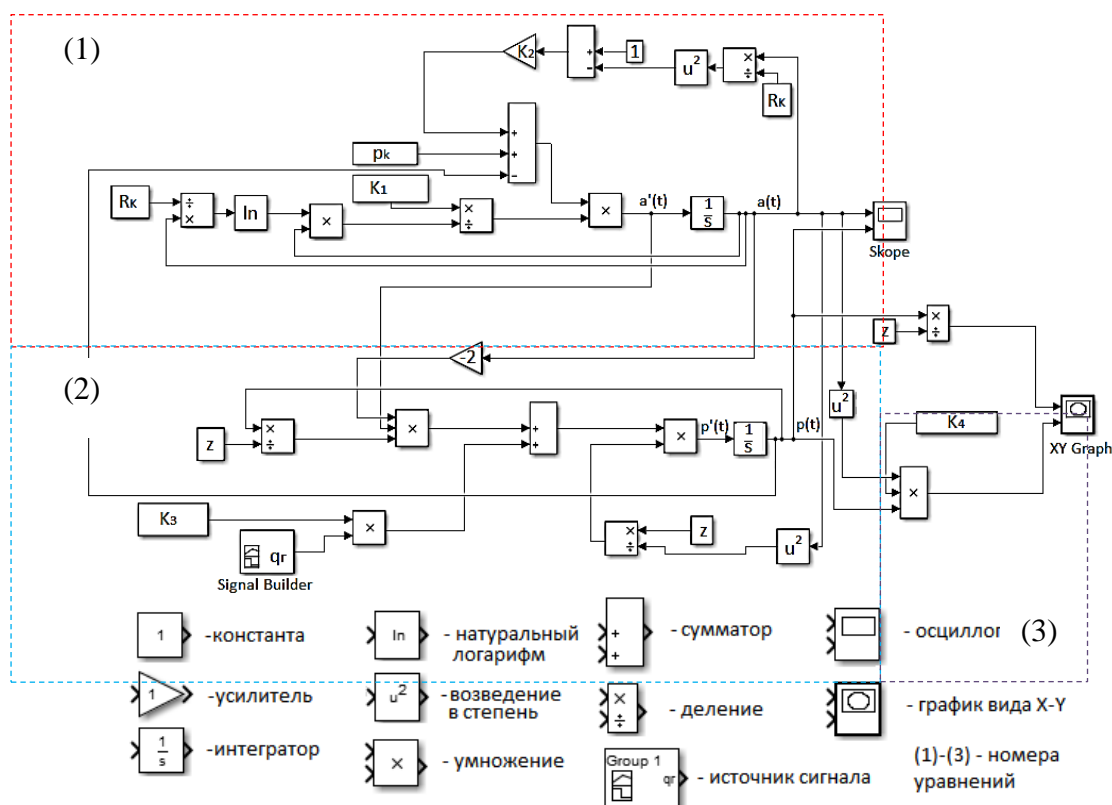


Рисунок 1. Модель для решения дифференциального уравнения

Результат решения системы дифференциальных уравнений получим на осциллографе – Skope рисунок 2. По графикам видно, что граница ГВК в период закачки изменяется от 350 м до 440 м, при этом давление в хранилище растет от 4,5 МПа до 5,8 МПа. При последующем простоем газовой контактной растёт, но с меньшей скоростью и достигает в конце периода отстоя отметки 480 м – давление падает до 5 МПа. Через

некоторое время после начала отбора газа ГVK начинает убывать и в конце периода отбора составляет 390 м – давление 3,6 МПа. При простое после периода отбора его газовая часть продолжает сжиматься и достигает минимального значения 340 м – давление растет до 4,75 МПа. Также по графикам видно, что максимумы и минимумы значений ГVK и давления в хранилище не совпадают.

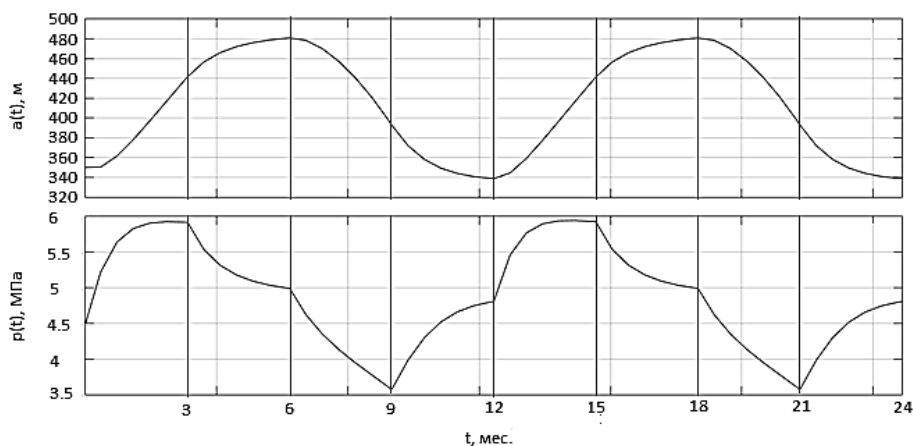


Рисунок 2. Решение – окно осциллографа – Skope

На рисунке 3 представлена гистерезисная диаграмма, построенная по уравнению (3), с помощью блока XY Graph. Кривая АВ – закачка, ВС – простой, CD – отбор, AD – простой. Замкнутость кривой фазовой плоскости свидетельствует о том, что в хранилище отсутствуют утечки газа, сформирован предельный цикл.

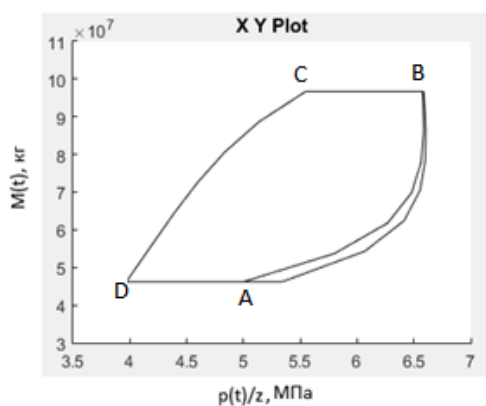


Рисунок 3. Гистерезисная диаграмма

Математическое моделирование в Simulink является эффективным способом для анализа и мониторинга работы ПХГ. Оно позволяет визуализировать параметры поведения газохранилища, тем самым представляет возможность подобрать оптимальный режим работы ПХГ.

Библиографический список

1. Дьяконов В.П. Simulink 5/6/7: Самоучитель / В.П. Дьяконов. – Москва : ДМК–Пресс, 2015. – 784 с. – Текст : непосредственный.

2. Лурье, М. В. Механика подземного хранения газа в водоносных пластах / М. В. Лурье. – Москва : ГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2001. – 350 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Колев Ж.М., канд. тех. наук, доцент

ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ КОНЦЕНТРИЧЕСКИМИ ЛИФТОВЫМИ КОЛОННАМИ

Ан В.М., Нику Д.А., Сабурова Е.А.
Тюменский индустриальный университет

На заключительной стадии разработки газовых месторождений добыча газа осложняется скоплением воды в призабойной зоне пласта и стволе скважины. Поступление воды в газовые скважины снижает их дебит и в дальнейшем может привести к полной остановке. Это объясняется тем, что скорость движения газа и массовый расход газа со временем до критических значений, ниже которых вода не выносится из скважины. Скопление жидкости способствует разрушению призабойной зоны пласта, выносу песка и образованию песчано-глинистых пробок в скважине [1].

Проблема удаления столба жидкости с забоя скважины является актуальной, так как постоянно увеличивается число скважин и месторождений, которые вступают на заключительный этап разработки. На задавливание скважин значительно влияют следующие два промыслово-технологических фактора. Первый связан с малыми скоростями потока газа в стволе скважины, что является следствием относительно больших диаметров насосно-компрессорных труб эксплуатационных скважин. Этот фактор характерен для сеноманских залежей Западной Сибири.

Второй фактор – насыщенность пластового газа парами воды. При его подъеме по стволу температура потока снижается, и вода начинает конденсироваться из газовой фазы в НКТ, оседать на ее стенках, а затем стекать и накапливаться на забое. Данная особенность присуща многим северным месторождениям [2].

Для обеспечения выноса жидкости из газовых скважин применяются различные методы, такие как, замена НКТ на меньший диаметр, продувка лифтовой колонны, плунжерный лифт, закачка ПАВ, эксплуатация по концентрическим лифтовым колоннам (КЛК) и др. [3]. Выбор метода удаления жидкости с забоя скважин зависит от конструкции скважины,

геолого-промысловых характеристик месторождения, стадии разработки, количества поступающей воды и газа.

Одной из самых эффективных является технология эксплуатации скважин по двухрядному лифту (КЛК), которая при внедрении позволяет не проводить глушение скважины и способствует дополнительной добыче. Работа КЛК заключается в том, что при накоплении определённого количества воды включается ЦЛК, производится вынос воды. Без воды возможны варианты эксплуатации по МКП, а также по двум колоннам одновременно. Вынос жидкости обеспечивается необходимым значением дебита газа, движущегося по ЦЛК, который обеспечивает вынос жидкости с забоя скважины. Установленное на устье скважины регулирующее устройство изменяет размер своего проходного сечения, регулируя дебит. При постоянной работе скважины по ЦЛК возрастают потери давления на трение в стволе скважины из-за малого диаметра труб. Поэтому для КЛК необходимо подбирать не только оптимальные диаметры колонн, но и уметь диагностировать условия, обеспечивающие работу скважины одновременно по ЦЛК и ОЛК. Поддержание заданного значения дебита осуществляют путем непрерывного контроля и регулирования дебита газа на пути потока газа из ЦЛК и изменением отбора газа из ОЛК при изменении давления на устье скважины.

Авторами предлагается технология оптимизирующая режим эксплуатации обводняющихся скважин при помощи автоматического поддержания значения дебита газа в ЦЛК, превышающего на 10–20 % минимальное значение дебита газа, необходимого для удаления жидкости по ЦЛК по мере ее поступления в скважину.

Предлагаемое решение предполагает разработку программного обеспечения, с помощью которого будет возможно оптимизировать добычу, за счет не только мониторинга, но и прогноза давления в линии, при помощи которого определяется режим работы скважины. В зависимости от точности прогноза давления в линии определяется период, на который рассчитывается оптимизационный сценарий. Двумя основными управляющими параметрами описываются процентом открытия регулирующих устройства дебита, одно из которых контролирует добычу из центральной колонны (ЦЛК), второе – из межколонного пространства. Оптимизация заключается в подборе комбинаций процентов открытия обоих регулирующих устройств, с помощью которой обеспечится максимальная добыча газа на прогнозный период.

На текущий момент авторами данной статьи составляется расчетник в программном продукте MS Excel, для дальнейшего создания программного обеспечения. Процессы, которые необходимо учесть, представлены на (рис.1). Нестационарная модель притока, позволит моделировать восстановление давления при остановках скважины. Работа затрубного пространства обеспечит баланс давления и объема газа. Режимы

выноса и накопления жидкости позволят определять нужный сценарий при попадании воды в скважину (полный вынос, накопление, частичный вынос и накопление воды). Работа регулирующих устройств дебита позволит рассчитывать верную комбинацию (%) открытия регуляторов. Учет эксплуатации флюида по двум колоннам позволит определять оптимальный вариант эксплуатации: по центральной лифтовой колонне, по межтрубному кольцевому пространству или по двум колоннам одновременно.

Также, решение подразумевает уменьшение энергозатрат на регулирование потоков. Разработка и внедрение предлагаемого программного комплекса, позволит сократить количество переключений между колоннами, что, в свою очередь, замедлит износ регулирующих устройств, а значит - уменьшит работы по техническому обслуживанию и ремонту, предоставит возможность управлять производством с минимальным вмешательством оперативного персонала в технологический процесс.

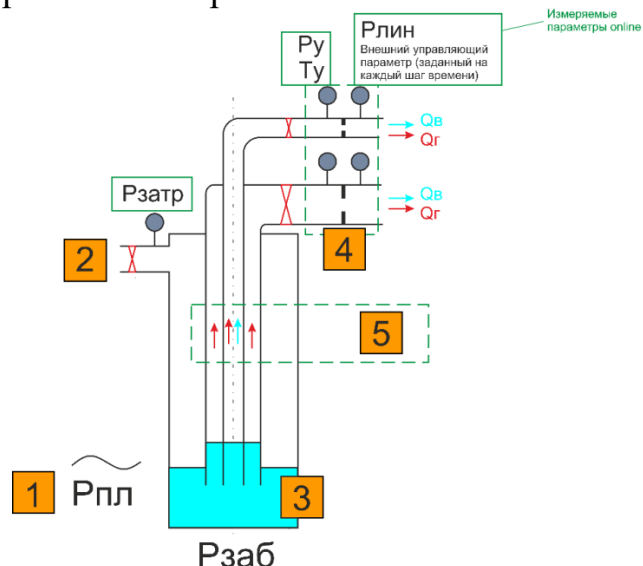


Рисунок 1. Процессы, необходимые учесть при дальнейшей разработке проекта: 1 - нестационарная модель притока; 2 - работа затрубного пространства; 3 - режимы выноса и накопление жидкости; 4 - работа регулирующих устройств дебита; 5 - эксплуатация флюида по двум колоннам.

Библиографический список

1. Гасумов Э. Р. Прогнозирование времени обводнения и самозадавливания газовых скважин (на примере сеноманской залежи) / Э. Р. Гасумов. – Текст : электронный // Евразийский Союз Ученых. Науки о Земле. 2020. № 77(5): С.19-22.

2. Паникаровский Е.В. Повышение эффективности применения пенообразователей для удаления жидкости с забоев газовых скважин / Е. В. Паникаровский, В. В. Паникаровский, Ю. В. Ваганов – Текст :

непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – №3. – С.54-63.

3. Минликаев В.З. Итоги реализации комплексной программы реконструкции и технического перевооружения объектов добычи газа на 2011-2015 гг. / В. З. Минликаев, А. В. Коваленко, Н. А. Билатов, А. В. Елистратов – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2017. – №1. – С. 30-34.

4. Современная техника и технологии: проблемы и перспективы: монография / отв. ред. Н. Н. Савельева. – Тюмень: ТИУ, 2021. – 177 с. – Текст: непосредственный.

Научный руководитель: Юшков А.Ю., канд. тех. наук, доцент

МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ МАМОНТОВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ахмедханова А.Б.

Филиат ТИУ в г. Нижневартовске

Мамонтовское месторождение расположено в Ханты-Мансийском автономном округе – Югра в Нефтеюганском районе (рисунок 1) [1]. Это одно из крупнейших месторождений Западной Сибири. Открыто оно с 1965 года, а введено в разработку с 1970.



Рисунок 1. Расположение Мамонтовского нефтяного месторождения

На сегодняшний день Мамонтовское месторождение находится на стадии падающей добычи нефти (4 стадия). Главными источниками убывающей нефтеотдачи являются: тяжелая геология (геологическое строение пластов); многопластовость; большая площадь нефтеносности; скопление половины запасов нефти в низко-проницаемых коллекторах и водонефтяных зонах. Отталкиваясь от данных проблем, необходимо внедрить в разработку новые технологии/методы воздействия на пласт с целью увеличения добычи нефти.

Первоначальные запасы нефти - 1,4 млрд. т., а наивысший показатель добычи нефти – 35,2 млн. т. Вследствие этого необходимо возобновить эффективную доработку месторождения, так как для экономики региона данные показатели играют значимую роль.

Действующий фонд скважин составляет более 1200 единиц, обеспечивающие дебит более чем 10 тонн в сутки. Ниже представлен рисунок, на котором изображен профиль Мамонтовского месторождения по линии разреза месторождения (рисунок 2) [2].

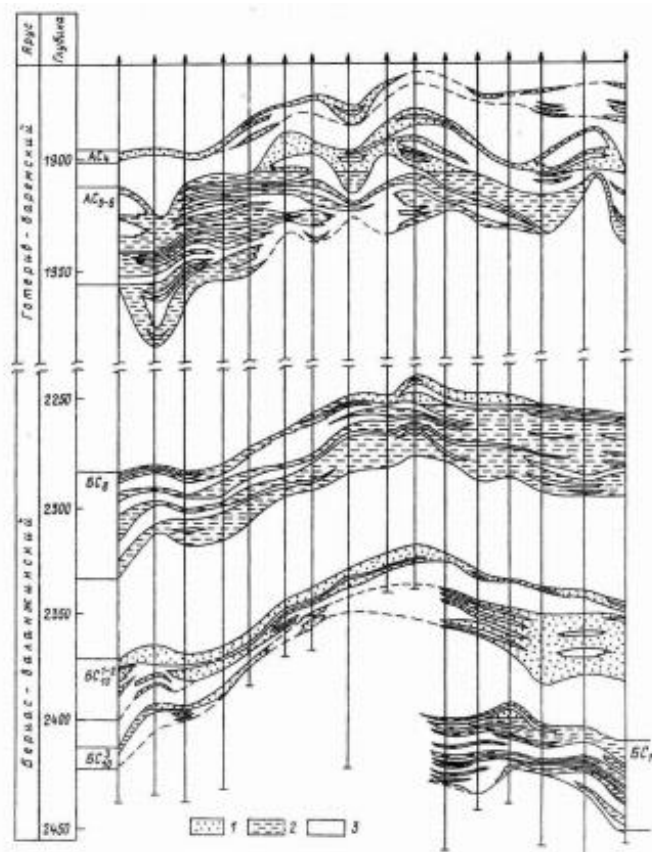


Рисунок 2. Геологический профиль Мамонтовского месторождения

В процессе разработки объектов месторождения было испытано множество технологий воздействия на пласты, направленные на увеличение добычи нефти. Результаты были и положительные, и отрицательные. Это говорит о том, что проработка примененных технологий

отсутствовала. Также было проверено около 15 технологий обработки ОПЗ и МУН, за счет которых в дополнение было добыто около 2 млн. тонн нефти.

Осложнение свойства ПЗС возникают из-за: уменьшения фазовой проницаемости по жидкости (нефти) при уменьшении забойного давления ниже давления насыщения газом; кольматации/загрязнения; отложений смоло-парафиновых составляющих нефти или солей из попутно-добываемой воды [3].

Выбор конкретного МУН определяется по геолого-физическим свойствам залежи, результатам лабораторных исследований, особенностям текущего состояния разработки, а также резюмированию результатов промысловых испытаний микробиологического повышения дебита [3].

Рассмотрим подробнее методы микробиологического воздействия на пласт. Данная технология повышения нефтеотдачи характеризуются значительной производительностью и экологической безопасностью. Микробиологические компоненты способны к развитию, то есть к размножению биохимической активности, которые не теряют активность, а лишь увеличивают ее при разбавлении их пластовыми водами [5].

Достоинства микробиологического метода увеличения нефтеотдачи недр заключаются в:

1. снижении содержания сероводорода в месторождениях;
2. повышении производительной разработки месторождения;
3. снижении концентрации воды в пластовой жидкости;
4. повышении общей добычи нефти и времени эксплуатации скважин;
5. повышении вязкости пластовой воды благодаря биомассы и растворимых биополимеров, продуктов микроорганизмов.

Также на месторождении были проведены соляно-кислотные обработки (СКО), а конкретно для пласта БС₁₁. Назначение данной технологии заключается в закачивании кислоты в пласт для расширения каналов и микротрещин, в результате чего увеличивается проницаемость пластовой системы, а, следовательно, и дебит скважины. Эффективность СКО составляет 50-60%. Так как месторождение находится на поздней стадии разработки, то более производительным является метод кислотных ванн: среднее увеличение нефтеотдачи после обработки 22 т/сут, продолжительность эффекта 4 месяца, успешность – 70%.

Было проведено около 11 операций на залежи по гидроразрыву пласта для развития работы скважин добывающего и нагнетательного фонда. Эффективность данной технологии (таблица 1) оценивалась по аппроксимации дебитов скважин, причем эффект от ГРП определялся не только по самой обработанной скважине, но и по скважинам, которые располагались по близости. В итоге результаты по реализации технологии на

добывающих скважинах оказались неоднозначными: если на самих обработанных скважинах достигалось увеличение дебитов, то по окружению наблюдалось снижение добычи нефти при некотором росте обводненности.

Таблица 1

Анализ эффективности ГРП, проведенных на добывающих скважинах залежи №5 пласта БС₁₁

№ скважины	Продолжительность экономического эффекта, мес.	Дополнительный отбор нефти, тыс. тонн		Дополнительный отбор жидкости, тыс. тонн	
		По скважинам обработанной	окружающим	По скважинам обработанной	окружающим
8503	нет данных	-1,3	-2163	0	-6827
8520	18	5427	0	6262	0
8523	17	4535	0	5459	0
8533	14	0	2883	0	4475
9267	15	4283	0	9156	0
20129	нет данных	-1744	-4436	-952	1927
20134	нет данных	22009	-33289	32356	-343
20142	нет данных	-16395	-974	-7661	4582
Итого по залежи в сумме:		18113	-37979	44620	3814
В среднем на одну скважину:		2264	-4747	5578	477

Также одним из наиболее эффективных методов роста дебита нефти является виброволновое воздействие на пласт. Данный метод может содействовать уменьшению обводненности, а при постоянном воздействии полностью прекращается процесс коагуляции ПЗ и запарафинивания пласта. Технология виброволнового воздействия основана на специфических явлениях, происходящих в массиве пород пласта и в большей мере в насыщающей его жидкости.

Таким образом, проанализировав текущее состояние разработки Мамонтовского месторождения, можно сделать следующие выводы об эффективности предложенных МУН:

1) большинство технологий/методов, используемые на скважинах с целью стимуляции их работы, характеризуется низкой эффективностью, так как скважины имеют особенные продуктивные характеристики;

2) однозначно эффективной технологии, применяющейся ранее, и которая позволила бы успешно воздействовать на скважины с целью увеличения их дебитов и приемистости пластов - нет;

3) необходимо найти новые продуктивные решения, направленные на улучшение характеристик скважин; рекомендации, учитывая тяжелое состояние разработки залежи и низкую эффективность применяемых методов, должны носить общий характер и основываться как на гидродинамических, так и на физико-химических принципах [4].

Библиографический список

1. Акульшин, А. И. Прогнозирование разработки нефтяных месторождений / А. И. Акульшин. – Москва : Недра, 1988. – 311 с. - Текст : непосредственный.
2. Казанков, Н. О. Методы повышения эффективности разработки Мамонтовского нефтяного месторождения (ХМАО) : бакалаврская работа / Н. О. Казанков – Красноярск, 2017. – 86 с. - Текст : непосредственный.
3. Сабахова, Г. И. Применение микробиологического воздействия для увеличения нефтеизвлечения / Г. И. Сабахова, К. Р. Рафикова, М. Р. Хисаметдинов. – Текст : непосредственный.
4. Современная техника и технологии: проблемы и перспективы: монография / отв. ред. Н. Н. Савельева. – Тюмень: ТИУ, 2021. – 177 с. – Текст: непосредственный.

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

НОВЫЕ СТАНДАРТЫ В НЕФТЕПРОМЫШЛЕННОЙ ОТРАСЛИ

Бабюк Г.Ф.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Сегодня ни одна отрасль деятельности человека не может обойтись без стандартизации. Стандарты и другие нормативные документы составляют важную часть нормативной базы экономики России. Для повышения технико-экономического развития нашего государства с учетом гармонизации с ИСО и МЭК, мы постоянно улучшаем научно-технический уровень действующих стандартов, своевременно их обновляем и заменяем.

С 01.04.2021 года вступила в силу новая поверочная схема для средств измерений содержания неорганических компонентов в жидких и твердых веществах и материалах. Она регламентирует передачу единиц величин, воспроизводимых Государственным первичным эталоном единиц массовой (молярной, атомной) доли и массовой (молярной) концентрации компонентов в жидких и твердых веществах и материалах на основе кулонометрии ГЭТ 176-2019. Вторичные и рабочие эталоны представлены измерительными установками и стандартными образцами состава веществ и материалов. Средства измерений, на которые распространяется действие поверочной схемы, - это аналитические приборы

специального назначения: концентратомеры, кулонометры, титраторы, атомно-абсорбционные спектрометры, масс-спектрометры с индуктивно-связанной плазмой и др.

В новой поверочной схеме описана передача новой единицы – атомной доли изотопов элементов, которая воспроизводится эталонной установкой, реализующей метод масс-спектрометрии с индуктивно-связанной плазмой в составе ГЭТ 176-2019. Кроме того, добавлено разделение поля рабочих эталонов на эталоны 1-го и 2-го разрядов; изменились показатели точности вторичных и рабочих эталонов; конкретизированы методы передачи единиц величин. Утвержденная поверочная схема обязательна для исполнения организациями, подведомственными Росстандарту, при работах по поверке средств измерений и аттестации эталонов.

В марте 2021 года вступили в силу 220 национальных и межгосударственных стандартов. Некоторыми из них являются национальными стандартами на изделия, полученные путем селективного лазерного спекания, и оборудование для этого процесса.

ГОСТ Р 59183-2020 «Аддитивные технологии. Изделия, полученные методом селективного лазерного сплавления из металлопорошковой композиции стали марки 08X18H10T. Общие технические требования» предназначен изготовителям и заказчикам для установления единых требований к указанным изделиям.

Сталь марки 08X18H10T относится к классу коррозионно-стойких и жаропрочных. В ее состав, помимо железа, входят углерод, кремний, никель, марганец, сера, хром, фосфор и медь. Из стали 08X18H10T делают сварные изделия, работающие в агрессивных средах: трубы, детали печной арматуры, теплообменники, муфели реторты и т.д. Однако, данная сталь неустойчива в серосодержащих средах.

Согласно стандарту механические характеристики изделий определяются на так называемых образцах-свидетелях - образцах, изготовленных в одном технологическом цикле с синтезируемым изделием. Образцы-свидетели используют для оценки свойств изделий, в том числе с использованием методов неразрушающего контроля.

Продукцию по ГОСТ Р 59185-2020 «Аддитивные технологии. Изделия, полученные методом селективного лазерного сплавления из металлопорошковой композиции титанового сплава марки ВТ6. Общие технические требования» классифицируют и обозначают в соответствии с ГОСТами или технической документацией на конкретное изделие.

Титановый сплав марки ВТ6 применяется при производстве деталей, длительно работающих при температуре плюс 400-450 °С (например, в авиации). В его состав входят железо, углерод, кремний, ванадий, азот, алюминий, цирконий, кислород и водород. Титан, при этом, занимает более 86% сплава.

В соответствии с приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 сентября 2020 года №689-ст «О введении в действие межгосударственного стандарта» в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации вводится межгосударственный стандарт ГОСТ 550-2020 «Трубы стальные бесшовные для нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. Технические условия». Его положения вступили в силу 1 апреля 2021 года.

Стандарт разработан взамен межгосударственного стандарта ГОСТ 550-75 «Трубы стальные бесшовные для нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности». Он содержит дополнения к требованиям по используемым материалам, пояснения по классификациям, а также ряд актуализированных сведений по обозначениям, нормам и т.д. Действие представленного ГОСТа распространяется на стальные бесшовные трубы, которые используются для оборудования и трубопроводов, что необходимы для нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности.

Утвержден новый стандарт для нефтегазовой отрасли. Приказом Росстандарта утвержден ГОСТ Р 59411-2021 «Трубопроводы промышленные из стеклопластиковых труб. Правила проектирования и эксплуатации», ставший первым из серии стандартов, направленных на развитие применения неметаллических труб в нефтегазовой отрасли.

Новый стандарт устанавливает требования к проектируемым, строящимся и реконструируемым промышленным трубопроводам из стеклопластиковых труб, что позволит обеспечить надежность их эксплуатации, а также безопасность для окружающей инфраструктуры и населения.

Применение стеклопластиковых труб позволяет полностью исключить фактор коррозии. Таким образом, надежность промышленных трубопроводов выйдет на новый уровень и повысит рентабельность добычи нефти, особенно на месторождениях с высокой обводненностью или высокой коррозионной активностью транспортируемых сред.

На протяжении уже нескольких десятилетий стеклопластиковые трубы применяются в добыче углеводородов по всему миру не только для обустройства промышленных трубопроводов, но и в качестве насосно-компрессорных и обсадных труб.

Их применение в строительстве трубопроводов по сравнению со стальными аналогами из легированных сталей или из труб с антикоррозионным покрытием экономически обосновано благодаря высокой скорости и низкой стоимости монтажных работ, исключению электрохимической защиты. Необходимо отметить их экологичность: выброс углекислого газа в атмосферу при их применении в 4-6 раз ниже в сравнении со стальными трубами.

ГОСТ Р 59411-2021 входит в основу формирования современной базы нормативных документов, регламентирующих применение и

подтверждение соответствия полимерных композитов, конструкций и изделий из них, и обеспечивающей массовое производство и широкое внедрение полимерных композитов и изделий из них в строительном комплексе и других приоритетных гражданских секторах экономики Российской Федерации.

Новый стандарт разработан ООО «Татнефть-Пресскомпозит» совместно с АО «ВНИИСТ» в рамках профильного технического комитета по стандартизации № 023 «Нефтяная и газовая промышленность» и вводится в действие с 1 июня 2021 года с правом досрочного применения.

Библиографический список

1. Федеральный закон от 29.06.2015 № 162-ФЗ (ред. от 08.02.2021) "О стандартизации в Российской Федерации". – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_48601 / (дата обращения: 28.03.2021). - Текст : электронный.

2. Головаш А. Н. Разработка общего определения термина «система» для использования в стандартах/ А. Н. Головаш, Н. Б. Куршакова, П. Н. Рубежанский. - Текст : электронный // Стандарты и качество. – 2020. - № 4. – С 19-24. – URL: <https://moluch.ru/archive/262/60797/> (дата обращения: 20.03.2021).

3. Савельева Н. Н. Подготовка будущих бакалавров нефтяников к профессиональной деятельности на высокотехнологичных предприятиях / Н. Н. Савельева. - Тюмень, 2017. - Текст : непосредственный.

КРИТЕРИИ ПРОВЕДЕНИЯ МГРП В ОДНОМ ИНТЕРВАЛЕ НА НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЕ В УСЛОВИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ООО «ЛУКОЙЛ-ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ»

Добровинский Д.Л., Фудашкина М.В., Вилков М.Н.
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

На месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» используется широкая линейка адаптированных технологий ГРП, что обусловлено снижением выработки запасов и повышением обводненности фонда. За период 2014-2020 гг. распространение получила технология закачки проппанта в наклонно-направленных скважинах в несколько стадий (двух-, трёхстадийные ГРП) в один целевой интервал перфорации.

Концепция технологии заключается в последовательном проведении двух (и более) стадий закачки в один целевой интервал. При первой стадии проводится закачка части проппанта (30-40 % от общей массы) с

увеличенным объёмом буферной жидкости, создаётся трещина ГРП, за счет чего происходит перераспределение напряжённого состояния и изменение пластового давления в призабойной зоне пласта. Выдерживается технологический отстой в 1-2 часа, необходимый для закрытия трещины ГРП, и проводится закачка второй пачки проппанта (70-60 % от общей массы). Происходит развитие трещины в другом (ином) направлении (рисунок 1). По результатам микросейсмического мониторинга и волнового акустического дипольного каротажа (исследования «АВАК») перераспределение трещины ГРП по ряду скважин подтверждается [1]. Трехстадийные обработки выполняются аналогичным образом, за счет чего распространение трещин смещается после каждой стадии, создавая более плотную сеть сообщающихся каналов.

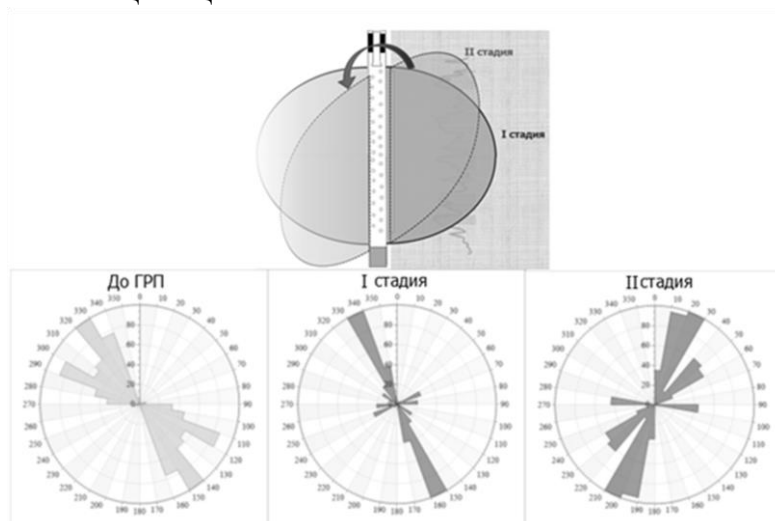


Рисунок 1. Схематическое изображение двухстадийного ГРП на наклонно-направленной скважине

Применение многостадийной технологии ГРП в один интервал перфорации целесообразно при невозможности закачки большой массы проппанта в одну стадию по стандартной технологии ввиду существующих ограничений по высоте трещины ГРП. Закачка ГРП в несколько стадий позволяет увеличить суммарную массу проппанта, повысив площадь контакта коллектора с трещиной ГРП, избежав при этом риски прорыва трещины ГРП в нецелевые интервалы (минимизация прорывов трещины ГРП в фронт нагнетания).

Многостадийные обработки применяются с 2014 г., по высокой эффективности первых обработок на Повховском месторождении, технология введена в промышленную эксплуатацию. В целом охват месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» многостадийными обработками в 2020 г. составляет – 38,0 % (рисунок 2).



Рисунок 2. Распределение доли объемов технологий ГРП на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

При общем статистическом анализе скважин в условиях месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» выявлено, что в целом многостадийные операции ГРП не обладают существенным преимуществом относительно стандартной технологии. В среднем входной прирост дебита нефти двух-, трёхстадийных ГРП (в т. ч. с селективным воздействием) относительно стандартных и селективных ГРП составил 5,8 против 5,9 т/сут соответственно.

Несмотря на полученные результаты, при рассмотрении основных объектов проведения операций, выделены условия, при которых многостадийные ГРП имеют наибольшие показатели эффективности. Далее представлены полученные результаты.

На объекте БВ₈ Повховского месторождения многостадийные обработки рекомендованы в скважинах, характеризующихся в интервале ГТМ толщиной до 10 м и расчлененностью до 10 д. ед. (преимущественно в краевых участках геолого-промыслового анализа (ГПА) № 1, № 3, № 4, № 6. Разделение месторождения на участки ГПА обусловлено значительной изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств по объекту (высокая песчаность кровельной и низкая песчаность подошвенной части пласта, с высокой степенью прерывистости [2]).

На объекте ЮВ₁ Ватъеганского месторождения применение двухстадийной технологии ГРП рекомендуется при массе проппанта более 80 т. Предположительно, при высоких значениях массы проппанта после проведения стандартных ГРП происходит неэффективный прирост полудлины трещины ГРП, в таких условиях создание двух разнонаправленных трещин ГРП позволит стабилизировать дебит жидкости и снизить темпы падения.

На объекте БС₁₀₂₋₃ Тевлинско-Русскинского месторождения двухстадийные ГРП рекомендуются на участках ГПА № 4 и № 6а.

На объекте БС₁₀¹⁻² Южно-Ягунского месторождения рекомендуется продолжить применение двухстадийных ГРП на участках ГПА № 1, № 2 и № 5.

На объектах группы пластов Ачимовской толщи Поточного месторождения рекомендуется проведение двухстадийных ГРП в скважинах с углом входа в пласт более 20 градусов. При выполнении стандартного ГРП, в данных условиях, имеются риски получения осложнений: высокие потери рабочего давления на трение и как следствие преждевременная остановка закачки.

Многими отечественными и зарубежными специалистами уже длительное время обсуждается возможность переориентации трещины при проведении повторного ГРП на скважинах [3, 4], что стало предпосылкой к созданию технологии многостадийного ГРП.

Стоит отметить, в публикациях [5, 6] представлена информация о том, что помимо переориентации трещины ГРП, вероятен факт создания новой трещины ГРП уже в существующую. Таким образом, можно сделать вывод о том, что при проведении двух- и трёхстадийных ГРП в один целевой интервал перфорации ситуация аналогична, и трещина может образовываться в созданную, при предыдущей стадии ГРП.

В случае переориентации трещины после повторного ГРП накопленные показатели жидкости и нефти выше, относительно скважин без переориентации трещины ГРП [7], а максимальный прирост объема притока достигается при перпендикулярном расположении трещин [8], что принято за идеальный конечный результат при проведении многостадийных ГРП.

В дальнейшей работе планируется развивать тематику критериев переориентации трещины ГРП, выявить базовые условия, при выполнении которых в интервале ГТМ она возможна. Также, определить оптимальный комплекс методов геофизических исследований скважин, позволяющий фиксировать геометрию трещины ГРП и её азимутальное положение.

Биографический список

1. Внедрение перспективных технологических решений при проведении МГРП на объекте БВ₇ Южно-Выинтойского месторождения / А. В. Бухаров, А. Ю. Сенцов, А. В. Родионов [и др.]. - Текст : непосредственный // Геология, геофизика, и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 9. – С. 69-76.

2. Влияние азимута проводки скважины и угла входа в пласт на эффективность гидроразрыва пласта на примере боковых стволов объекта БВ₈ Повховского месторождения ТПП «Повхнефтегаз» / А. В. Бухаров,

Т. А. Хакимов, Н. А. Демяненко [и др]. - Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. –2018. – № 10. – С. 35-42.

3. Чуйко А. И. Разработка программы опытно-промышленных работ по технологии повторного управляемого ГРП / А. И. Чуйко, А. С. Михин, Д. А. Метт. - Текст : непосредственный // ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг». – Москва, 2012.

4. Переориентация азимута трещины повторного гидроразрыва пласта на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» / И. Д. Латыпов, Г. А. Борисов, А. Н. Никитин, Д. В. Кардымон. - Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6 – С. 34-38.

5. Численная модель развития трещины при повтором гидроразрыве пласта / О. Ю. Сметанников, Ю. А. Кашников, С. Г. Ашихмин, Д. В. Шустов. - DOI: 10.7242/1999-6691/2015.8.2.18 - Текст : электронный // Вычислительная механика сплошных сред. – 2015. – № 8. – С. 208-218.

6. Диагностирование переориентации трещины при повторном гидроразрыве пласта с помощью анализа данных по добыче/давлению и моделирования в геомеханическом модуле программного комплекса «РН-КИН» / Г. Ф. Асалхузина, А. Я. Давлетбаев, А. И. Федоров [и др.] - DOI: 10.24887/0028-2448-2018-11-114-118. - Текст : электронный // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 11. - С. 114-118.

7. Яхина Ю. И. Численная модель развития трещины при повторе гидроразрыве пласта / Ю. И. Яхина. - Текст : электронный // Георесурсы. – 2018. – № 2. – С. 108-114.

О СПИРАЛЕВИДНЫХ СКВАЖИНАХ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Ивашенкова М.Е., Исаньюлова Д.В.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

С появлением нефтяной отрасли люди пытались добиться максимально значения КИН. Именно поэтому на сегодняшний день уже используются следующие виды скважин: вертикальные, наклонно-направленные, горизонтальные. Но с каждым годом инженеры пытаются внедрить новые технологии для увеличения КИН. В связи с этим мы предлагаем познакомиться с нашим взглядом на конструкцию скважины (рис.1).

Пояснение к рисунку 1: 1) движение рабочей жидкости к спиралевидному участку скважины; 2) выход обогащенной нефтью жидкости на поверхность; 3) клапанный блок управлением движением жидкости из СС; 4) подземная часть СС с витками; 5) верхние клапаны витка спирали; 6) нижние клапаны витка спирали; 7) левые клапаны витка спирали; 8) правые клапаны витка спирали.

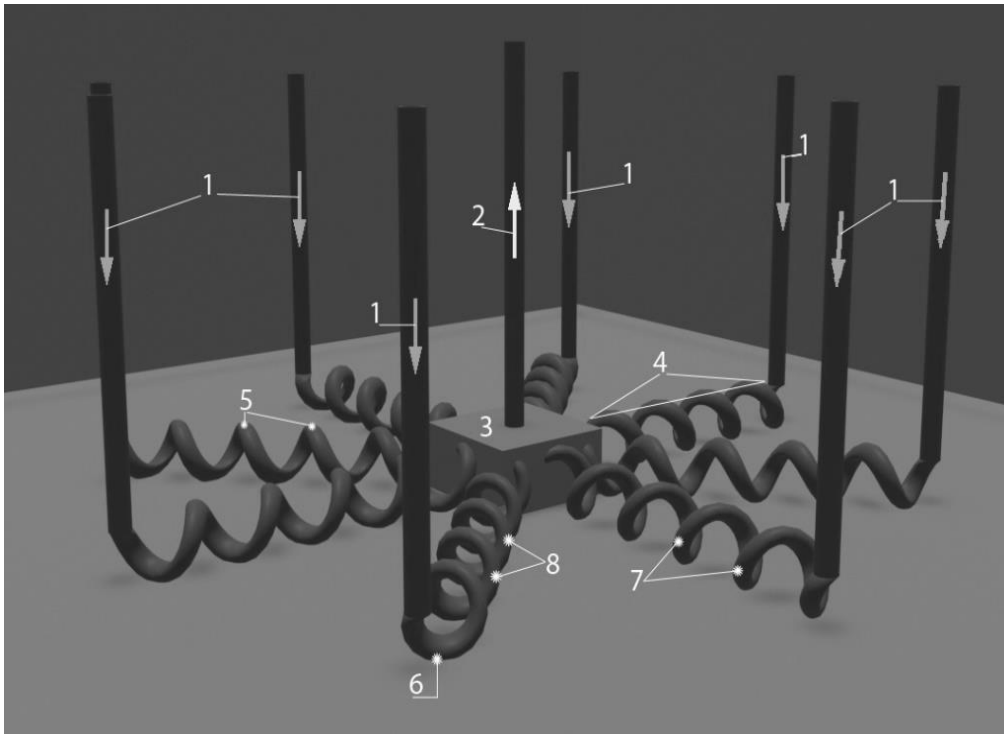


Рисунок 1. Демонстрационная схема звездчатого расположения спиралевидных скважин

На представленном рисунке показана звездчатая схема объединения спиралевидных скважин. Также мы предлагаем одинарную, батарейную, одноуровневую, многоуровневую, ступенчатую и т.д. Данные скважины можно конфигурировать в разные схемы объединения. За счет спиралевидной формы получается дренировать больше пространственного объема продуктивного пласта. Также предлагаемые скважины позволяют работать более гибко в областях ВНК и ГНК на некоторых витках с помощью клапанов, расположенных на 4-х уровнях (сверху, снизу и по бокам). Последние позволяют работать СС как в режиме эжектора, так и инжектора. Конструкция одной из разновидностей клапанов представлена на рисунке 2.

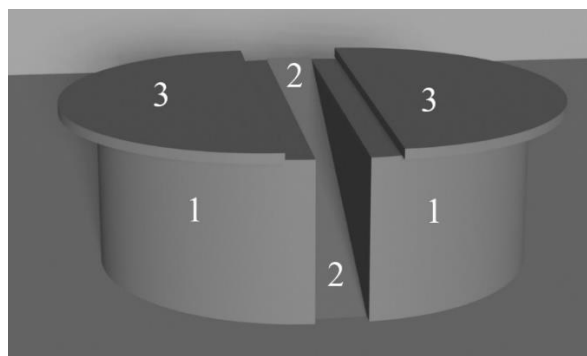


Рисунок 2. Основные элементы щелевого клапана:
1 – тело клапана; 2 – направляющая плоскость, переключающая режимы эжектор и инжектор; 3 – створки, регулирующие толщину щелевого просвета.

Для наглядного представления о различии СС и традиционных скважин, приводим таблицу 1.

Таблица 1.

Сравнение традиционных скважин и СС

№ п/п	Критерии	Преимущества скважин	
		Спиралевидные	Традиционные
1	Площадь охвата пласта	Большой охват пласта в областях ВНК и ГНК, за счёт 4 уровней	Рабочая область находится либо в конце забоя (вертикал. ск.), либо несколько десятков метров (горизонт. ск.)
2	Коэффициент извлечения нефти	Повышение КИН за счет увеличенного коэффициента охвата ($K_{охв}$)	Не превышает ~ 30-50%
3	Режимы работы	Позволяет работать в режиме эжектора и инжектора. За счет рабочей жидкости может работать в различных режимах. Позволяет более точно воздействовать на определенный уровень за счет серии клапанов в режиме бегущей строки.	Ограничивается основными семью режимами: постоянного дебита, постоянного градиента давления и т.д.
4	Длина рабочей области	Практически вся длина сс	Только концевая часть, где забой

Таким образом, скважины предлагаемого типа, по нашему мнению, имеют ряд преимуществ и могут быть новым инструментарием нефтегазодобычи, позволив более эффективно воздействовать на залежи углеводородов.

Библиографический список

1. Акульшин, А. И. Прогнозирование разработки нефтяных месторождений / А. И. Акульшин. – Москва : Недра, 1988. – 311 с. - Текст : непосредственный.

2. Современная техника и технологии: проблемы и перспективы: монография / отв. ред. Н. Н. Савельева. – Тюмень: ТИУ, 2021. – 177 с. – Текст: непосредственный.

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

ВЛИЯНИЕ ЗАКАЧКИ В ПЛАСТ НЕУГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ НА ПОВЕШЕНИЕ КОНДЕНСАТООТДАЧИ

Инякина Е.И.¹; Катанова Р.К.²; Краснов И.И.²; Тютюлин Л.А.²

¹ Тюменский индустриальный университет;

² Северо-Восточный федеральный университет им.М.К. Аммосова (ф)
МПТИ г. Мирном

Многопластовые нефтегазоконденсатные месторождения с нефтяной оторочкой в большинстве случаев эксплуатируются на режиме естественного истощения (РЕИ) и с поддержанием пластового давления (ППД) на завершающей стадии разрабатываться залежи. Поддержание пластового давления осуществляется путем закачки в пласт рабочих агентов (растворителей жидких фракций) – широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ), сухого пластового газа, смеси природного газа и неуглеводородных компонентов (азота и углекислого газа) [1,2].

Ботуобинский продуктивный горизонт в пределах Среднеботуобинского месторождения представляет наибольший практический интерес в нефтегазовом отношении на территории юго-западной Якутии. Развитие коллекторов прослеживается от Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения на юго-западе до Иреляхского месторождения на северо-востоке. Анализ результатов выполненных промысловых исследований показал, что содержание конденсата в пластовом газе изменяется в диапазоне от 19,50 до 34,23 см³/м³.

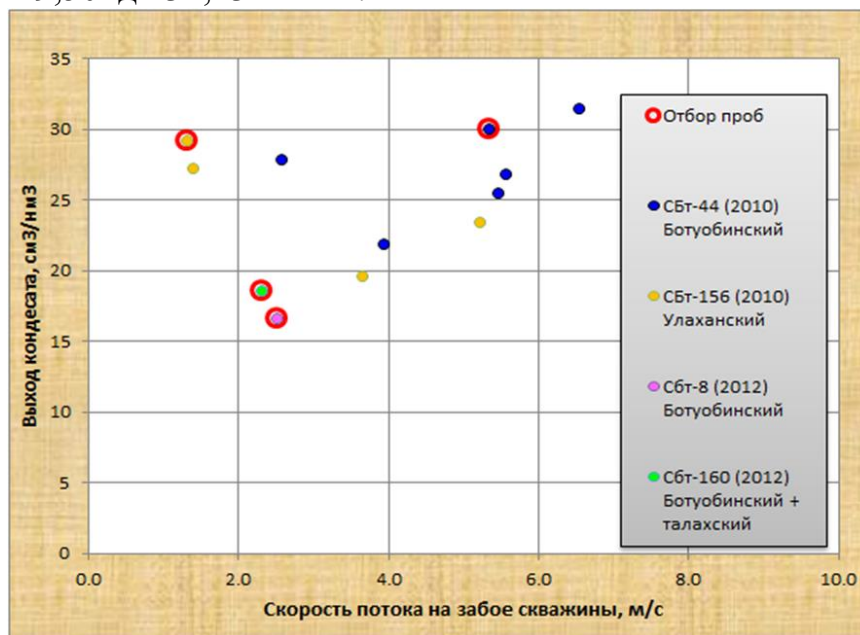


Рисунок 1. Зависимость выхода конденсата от скорости потока

По данные анализа исследований показали, что Северный блок Среднеботуобинского месторождения эксплуатируется в режиме регулятора потребления газа, что приводит к изменению режима эксплуатации скважин, как в сезонном, так и суточном масштабе времени. Дополнительно можно отметить, что погрешность определения потенциального содержания конденсата для значений менее 65,50 г/м³, существенно больше, чем для более высоких значений выхода конденсата.

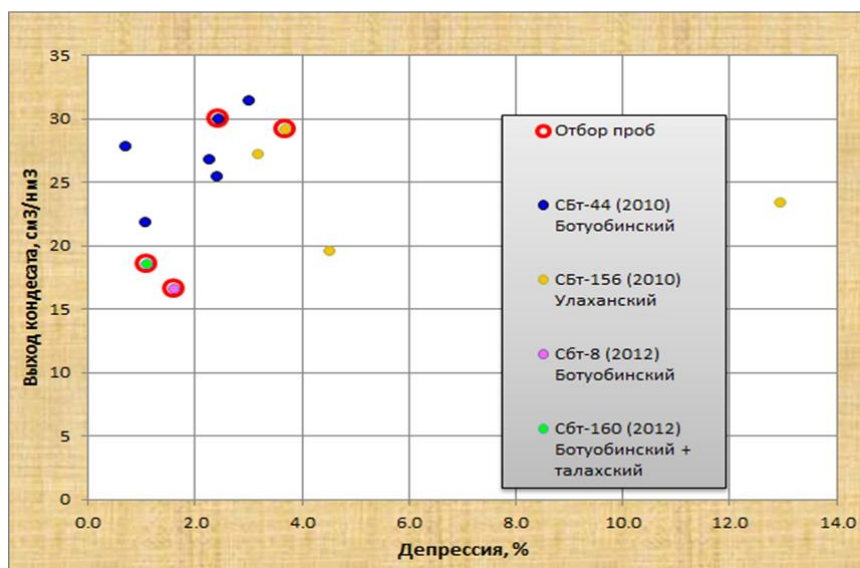


Рисунок 2. Зависимость выхода конденсата от депрессии

Возможно, в исследования были подобраны не самые оптимальные режимы работы скважин для обеспечения максимального выноса конденсата. В ходе будущих исследований рекомендуется производить отбор проб стабильного конденсата при отработке скважины на установившемся режиме с большей продолжительностью. При этапе все исследования считаются кондиционными (представительными).

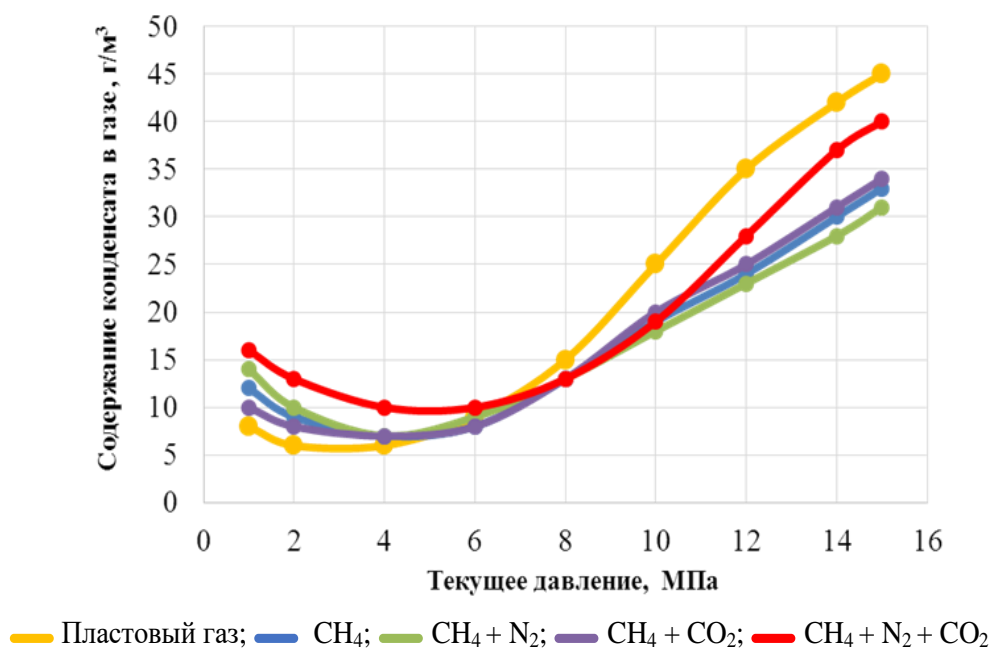


Рисунок 3. Зависимость потенциального содержания конденсата в пластовом газе от изменения давления Ботубинского горизонта

С целью увеличения эффективности выработки запасов нефтегазо-конденсатных залежей Среднеботубинского месторождения предлагается закачивать смесь природного газа с неуглеводородными газами

(азотом, диоксидом углерода). При одновременном снижении затрат на закачиваемый природный газ имеется возможность увеличения потенциального содержания конденсата в смеси пластового и неуглеводородных газов различного состава при текущих давлениях, которые существенно ниже давления максимальной конденсации жидких углеводородов в пластовом газе. Два этих фактора могут оказать совокупный синергетический эффект снижения эксплуатационных затрат и увеличения конечного коэффициента извлечения конденсата.

Таким образом, с целью повышения конденсатоотдачи путем закачки в пласт сухого газа и смесей сухого газа, азота (N₂) и двуокиси углерода (CO₂) были проанализированы варианты разработки залежи. На рисунке 3 наглядно показано, что наиболее эффективным вариантом разработки газоконденсатной залежи с системой поддержания пластового давления, соответствующего максимальному коэффициенту конденсатоизвлечения при минимуме закачки сухого газа, является закачка в пласт смеси метана, азота и углекислого газа.

Библиографический список

1. Грачев, С.И. Прогнозирование добычи конденсата в рамках контроля за разработкой газоконденсатных залежей / С.И. Грачев [и др.] – Текст : непосредственный // Академический журнал Западной Сибири. - 2014. - Т. 10, № 6 (55). - С. 9-12.

2. Островская, Т.Д. Влияние воды на извлечение углеводородов из пласта при разработке газоконденсатного месторождения – Текст : непосредственный // Научный форум. Сибирь. - 2018. - 2. - С. 5-7.

3. Инякина, Е.И. Методика прогнозирования текущего содержания конденсата и потерь углеводородов в пласте / Е.И. Инякина, Р.К. Катанова, М.Д.З. Альшейхли. – Текст : непосредственный // Нефть и газ: опыт и инновации. - 2019. - № 2. - С. 20-41.

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

ЭФФЕКТИВНОСТЬ БОРЬБЫ С ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЕМ В ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ

Исхакова Г.Р.

Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

При добыче нефти возникают осложнения в виде пескопроявления. Песок и другие механические примеси (мехпримеси) поступают из пласта в скважину вместе с добываемыми жидкостями – нефтью и водой. Допустимой (безопасной для оборудования) является концентрация

механических примесей до 5 мг/дм³. Когда концентрация мехпримесей в добывающих скважинах превышает допустимые значения начинаются осложнения в эксплуатации подземного оборудования скважин [1]. Песок разрушает ПЗП, а также оседает на забое скважины, образуя песчаные пробки, что создает препятствия для работы внутрискважинного оборудования. Образуются каверны в ПЗП, происходит абразивный износ подземного и наземного оборудования скважин, а также трубопроводов. В результате снижается межремонтный период скважины, уменьшается работающая толщина пласта, увеличивается время вывода скважин на режим, требуются работы по удалению песка из скважины. Также возможно перекрытие интервалов перфорации и прекращение движение жидкости по стволу скважины [2].

С целью предотвращения или снижения выноса песка из добывающих скважин применяют различные способы борьбы с пескопроявлениями. Ниже дан анализ применения современных способов борьбы с пескопроявлением в ООО «РН-Пурнефтегаз». В ООО «РН-Пурнефтегаз» в 2009–2010 гг. применяли следующие способы борьбы с пескопроявлением [3].

Механические способы.

1) В виде фильтров за 2009–2010 гг. испытаны: ЭЦН со шламоуловителями ШУМ-5 – 11 шт., входные модуль-фильтры МВФ – 4 шт., входные модуль-фильтры ЖНШ – 10 шт. Результаты испытаний приведены на рисунке 1.

2) Были установлены верзие шламоуловители над УЭЦН, для исключения попадания мехпримесей во время остановок насоса. СНО насосов увеличилось в с 49 до 94 суток.

3) Выбраны специальные параметры для щадящей работы насосов. Применены 122 высоконапорных ЭЦН с уменьшенной мощностью (частотами ниже 50 Гц). В результате снизился абразивный износ твердыми частицами рабочих органов ЭЦН за счет снижения скорости вращения подвижных частей и потока жидкости и повысился срок эксплуатации ЭЦН.

Химические способы.

Применяются для предотвращения разрушения породы пласта путем крепления ПЗП полимерами и смолами. Использовались следующие технологии.

1) Смола «Линк» - полимер, смешанный с закрепителем и газообразователем, который вспенивается в пласте, образуя поровую прослойку. Результаты испытаний за 2009 – 2010 гг. закачки смолы «Линк» в 7 скважин Барсуковского месторождения приведены в таблице 1.

Таблица 1

Сравнение параметров эксплуатации до и после применения смолы «Линк»

Параметры эксплуатации	До применения смолы «Линк»	После применения смолы «Линк»
Концентрация мехпримесей в продукции скважин, мг/дм ³	196,4	101,0
Средняя номинальная производительность насосов, м ³ /сут.	143,8	99,5
СНО насосов, сут.	40	73

2) В технологии «SECURE» (разработчик – ООО «ЛОТОС Трейдинг») используют кремнийорганическое нефтерастворимое соединение. При соприкосновении с пластовой жидкостью в кремнийорганическом соединении происходит превращение функциональных групп от силана до силанола, что приводит к формированию гибкой вязкоупругой сетки.

3) Закачка композиции SandAid™. Используется соль полимера низкой молекулярной массы, которая при попадании в водные растворы покрывает анионные частицы песка [3].

Физико-химические способы. Испытана технология крепления ПЗП на основе гидравлического разрыва пласта (ГРП) с использованием RCP-пропанта массой до 5 т. Создание в ПЗП экрана препятствующего выносу мелкодисперсного песка. В результате вынос песка снизился в 2,8 раза.

Описанные технологии эффективны при их применении в зависимости от критериев интенсивности выноса песка:

1) Механические методы для защиты приема насоса при слабом или умеренном выносе песка.

2) Химические и физико-химические для защиты интервала перфорации и насоса при интенсивном выносе песка с пересыпанием забоя.

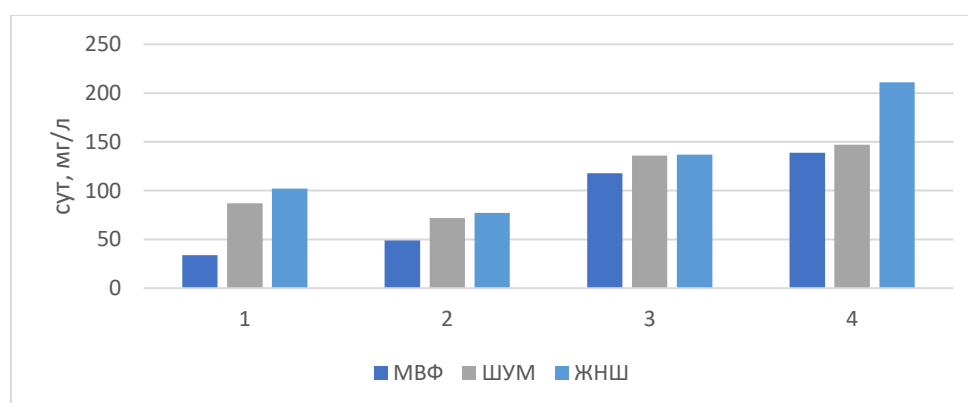


Рисунок 1. Сравнение эффективности от применения фильтров
1 – СНО, до внедрения; 2 – СНО, после внедрения; 3 – КВЧ, до внедрения; 4 – КВЧ, после внедрения

Таким образом, мероприятия по борьбе с пескопроявлением, проведенные в ООО «РН-Пурнефтегаз», были эффективными. Испытанные

технологии целесообразно применять в зависимости от критериев интенсивности выноса песка.

Библиографический список

1. Опыт борьбы с пескопроявлениями при эксплуатации скважин Анастасиевско-Троицкого месторождения Краснодарского края / В. А. Бондаренко, В. Н. Климовец, В. И. Щетников [и др.]. - Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2013. – № 6. – С. 17–21.

2. Лаврентьев А. В. Анализ причин и последствий пескопроявлений на завершающей стадии разработки нефтяных и газовых месторождений / А. В. Лаврентьев, Д. Г. Антониади. - Текст : непосредственный // Горный информационно-аналитический бюллетень. - 2015. - № 4. - 32 с.

3. Комплексная защита скважинного оборудования при пескопроявлении в ООО «РН-Пурнефтегаз» / А. Г. Михайлов, В. А. Волгин, Р. А. Ягудин [и др.]. - Текст : непосредственный. // Территория Нефтегаз. - 2010. - № 12. - С. 84-89.

Научный руководитель: Маркин А. Н., канд. тех. наук, доцент

ПРОГНОЗ ОБЪЕМА ДОБЫЧИ КОНДЕНСАТА И ЕГО ВЫПАДЕНИЯ В ПЛАСТЕ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ИСТОЩЕНИЕ

Кааров Ж.З.

Тюменский индустриальный университет

Для определения лабораторного конденсатогазового фактора, прогноза объема добычи конденсата и его выпадения в пласте в процессе разработки месторождения на истощение, а также получения физико-химических характеристик пластовой смеси снималась кривая дифференциальной конденсации. Для проведения газоконденсатных исследований использовались пробы газа и насыщенного конденсата Ковелинского газоконденсатного месторождения. По полученным результатам в процессе дифференциальной конденсации строились изотермы пластовых потерь сырого конденсата и рассчитывался коэффициент конденсатоотдачи. Модель процесса разработки залежи на истощение был создан на основе смеси этого состава. Также проводилось определение физико-химических характеристик стабильного конденсата.

Ковелинское газоконденсатное месторождение находится в Ершовском районе Саратовской области. Месторождение открыто в 2018 г.

Промышленная газоносность месторождения установлена в отложениях среднего отдела девонской системы (бийский горизонт эйфельского яруса) и среднего и нижнего отдела каменноугольной системы (черемшано-прикамский и бобриковский горизонты башкирского и визейского ярусов соответственно). В пробную эксплуатацию месторождение введено в 2019 г.

Определение термодинамических характеристик осуществлялось в испытательной лаборатории нефти и газа, а также в группе анализа пластовых флюидов.

Таблица 1

Результаты процесса дегазации

Наименование	Единицы измерения	Обозначения	Значения
Объем насыщенного конденсата	см ³	V	197
Объем жидких углеводородов (после дегазации)	см ³	c	152
Объем выделившегося газа при дегазации	дм ³	a	6,1
Коэффициент усадки (по лабораторным данным при температуре 35 °С)	единицы	K _{yc}	0,771

По окончании эксперимента газ дегазации исследовался на компонентный состав. Результаты процесса дебутанизации приведены в таблице 2.

На основании полученных данных рассчитывался состав пластового газа и потенциальное содержание углеводородов C₅₊ на газ сепарации.

Лабораторное исследование рекомбинированной пробы пластовой газоконденсатной системы

Рекомбинированная проба составлялась в бомбе фазового равновесия при температуре 20⁰С в соответствии с промысловым конденсатогазовым фактором.

Таблица 2.

Результаты процесса дебутанизации

Наименование	Единицы измерения	Обозначения	Значения
Объем жидких углеводородов (после дебутанизации)	см ³	b	145
Объем выделившегося газа при дебутанизации	дм ³	б	0,045
Плотность дебутанизованного конденсата	г/см ³	ρ ₄ ²⁰	0,7383
Молекулярная масса дебутанизованного конденсата	кг/кмоль	M	112,15
Конденсатогазовый фактор	см ³ /м ³	q	16,82

Данные расчета загружаемого в бомбу равновесия газа сепарации и насыщенного конденсата приведены в таблице 3. Псевдокритические параметры давления и температуры определялись по относительной

плотности газа сепарации. Приведенные параметры давления и температуры определяли по формуле:

$$P_{np} = \frac{P}{P_{кр}} \quad (1)$$

где P – давление в бомбе после загрузки газа

$$T_{np} = \frac{T}{T_{кр}} \quad (2)$$

где, T – температура при загрузке газа

Критические и приведенные параметры использовали для определения сверхсжимаемости (Z).

Таблица 3.

Данные расчета загружаемого в бомбу равновесия газа сепарации и насыщенного конденсата

Параметры	Значения
Объем газа сепарации, дм ³	302
Объем насыщенного конденсата, см ³	5,27
Коэффициент сверхсжимаемости газа	0,837
Псевдокритическое давление, МПа	4,65
Псевдокритическая температура, К	194,9
Приведенное давление, МПа	0,21
Приведенная температура, К	1,51
Относительная плотность газа сепарации	0,594

Результаты определения пластовых потерь, изменение выхода конденсата из пластового газа по мере снижения пластового давления приведены на рисунке 1.

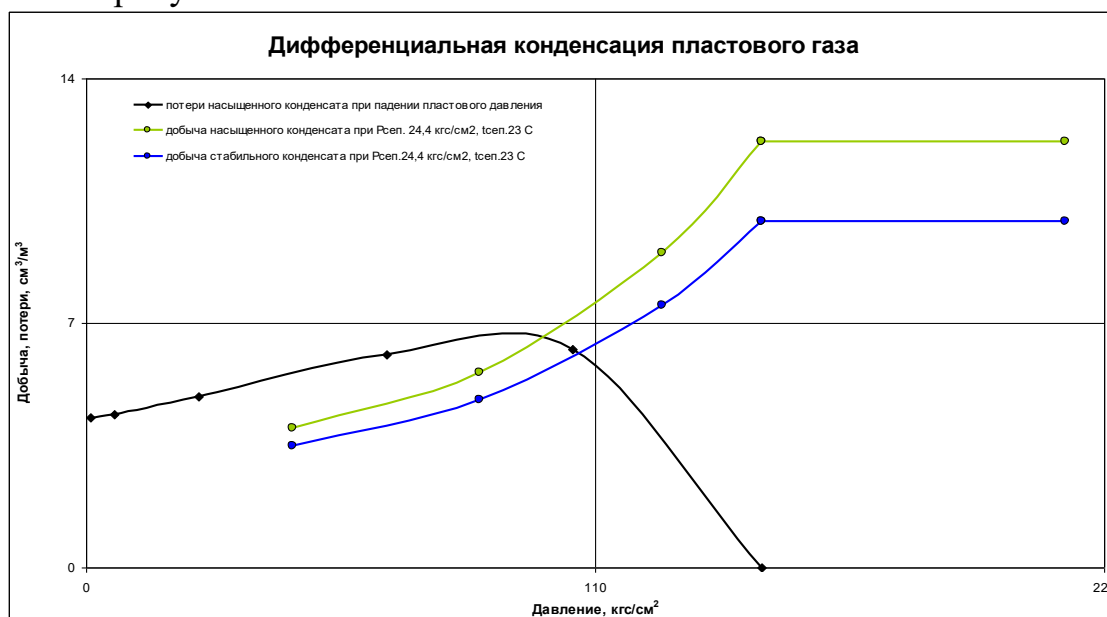


Рисунок 1. Дифференциальная конденсация пластового газа

Изотермы конденсации пластовой смеси при различных давлениях сепарации

По результатам лабораторных исследований построены изотермы конденсации для насыщенного и стабильного конденсата (рисунок №2). Максимальный выход насыщенного конденсата при давлении сепарации 7,5 МПа составляет 16,8 см³/м³, максимальный выход стабильного конденсата при давлении сепарации 5,7 МПа составляет 10,8 см³/м³.

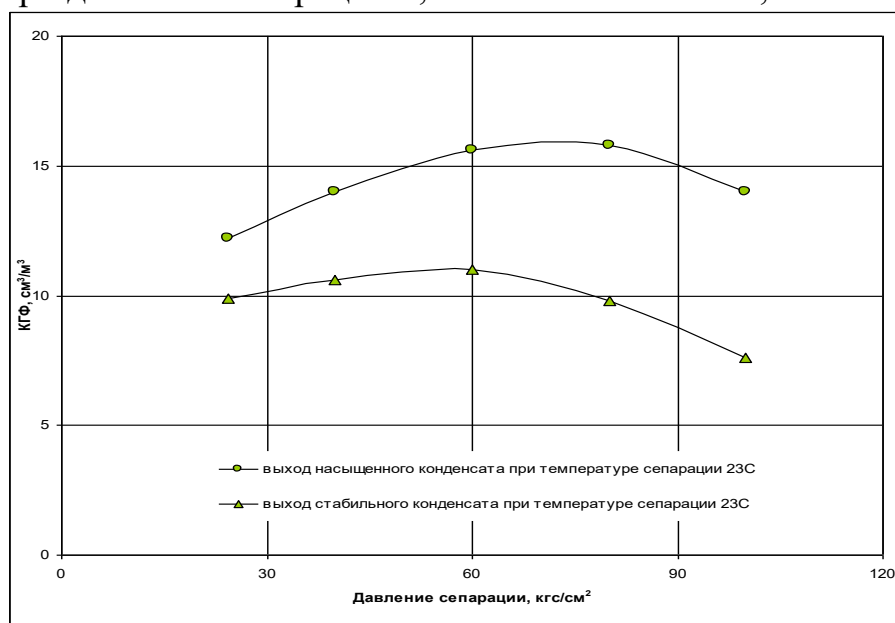


Рисунок 2. Изотермы конденсации пластовой смеси при различных давлениях сепарации

Расчет коэффициента извлечения конденсата

Коэффициент извлечения конденсата рассчитывается по результатам лабораторных исследований. Пластовые потери насыщенного конденсата определялись методом дифференциальной конденсации пластовой смеси.

Коэффициент извлечения конденсата рассчитывался по формуле:

$$КИК = \frac{П - Q \cdot \rho_4^{20}}{П} \quad (3)$$

где $П$ – потенциальное содержание углеводородов C_{5+} на пластовый газ, г/м³;

Q – пластовые потери насыщенного конденсата при стандартных условиях на последнем этапе снижения давления, см³/м³;

ρ_4^{20} – плотность конденсата, оставшегося в бомбе, при стандартных условиях, г/см³.

Параметры расчета коэффициента извлечения конденсата приведены в таблице 4.

Таблица 4.

Параметры расчета коэффициента извлечения конденсата

Параметры	Данные
Потенциальное содержание углеводородов C_{5+} на пластовый газ, $г/м^3$	10,76
Пластовые потери насыщенного конденсата при стандартных условиях на последнем этапе снижения давления, $см^3/м^3$	4,3
Плотность конденсата, оставшегося в бомбе, при стандартных условиях, $г/см^3$	0,7572

$$КИК = \frac{10,760 - 4,3 \cdot 0,7572}{10,760} = 0,698$$

$$\Delta\alpha = (4,425 \cdot 0,310)^{0,5} = 0,12$$

$$КИК = 0,698 + 0,12 = 0,818$$

ИССЛЕДОВАНИЕ PVT-СВОЙСТВ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ, КОНТАКТИРУЮЩИХ С ОСТАТОЧНОЙ НЕФТЬЮ

Катанова Р.К., Краснов И.И.

Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова
(филиал) МПТИ г. Мирном

Исследование влияния перетоков нефти в газонасыщенную область пласта в процессе эксплуатации месторождений проводилось с целью определения конечного коэффициента извлечения конденсата. Как правило, при подсчете запасов методом материального баланса не учитывается влияние остаточной нефти. Поэтому прогнозный КИК завышен и имеются значительные расхождения между прогнозной и фактической добычей конденсата.

Особенностью разработки многопластовых нефтегазоконденсатных месторождений Западной Сибири и Якутии является неравномерный ввод в разработку залежи. В этом случае происходит неоднородное распределение пластовых давлений и значительной дифференциации текущего состава углеводородов, добываемого из различных зон и участков месторождения. Поэтому возникает необходимость применения таких методик и средств исследования, которые позволяли бы своевременно и правильно определять все характеристики сырья для списания запасов нефти, газа и газового конденсата [1,2].

Для получения прямой и объективной информации, отражающей изменение состава пластового флюида в процессе геолого-разведочных работ и дальнейшей разработки месторождения используется

современное лабораторное оборудование. Исследования влияния остаточной нефти на КИК были проведены на PVT-установке фирмы Vinci Technologies. Данная экспериментальная работа включает в себе наблюдение, или опытное исследование фазового поведения пластового газа в точках парожидкостного равновесия, которые фиксируются в известной системе термодинамических координат PVT – (давление, объем, температура). Основная цель данного опыта заключается в определении давления начала конденсации в пластовых условиях ($P_{н.к.}$), то есть начала частичного перехода газового вещества из парогазового состояния в жидкость. Отобранные на месторождениях пробы газа сепарации, насыщенного конденсата и пластовой нефти, изучались в разных термобарических условиях. Второй этап экспериментального исследования углеводородной системы при наличии в ней нефти предусматривает поддержание неизменного объема пластовой системы (при постоянной температуре). Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение находится в условиях аномально низкого пластового давления (АНПД). Результаты исследования рекомбинированных проб пластовой смеси Среднеботуобинского НГКМ показаны на рисунке 1.

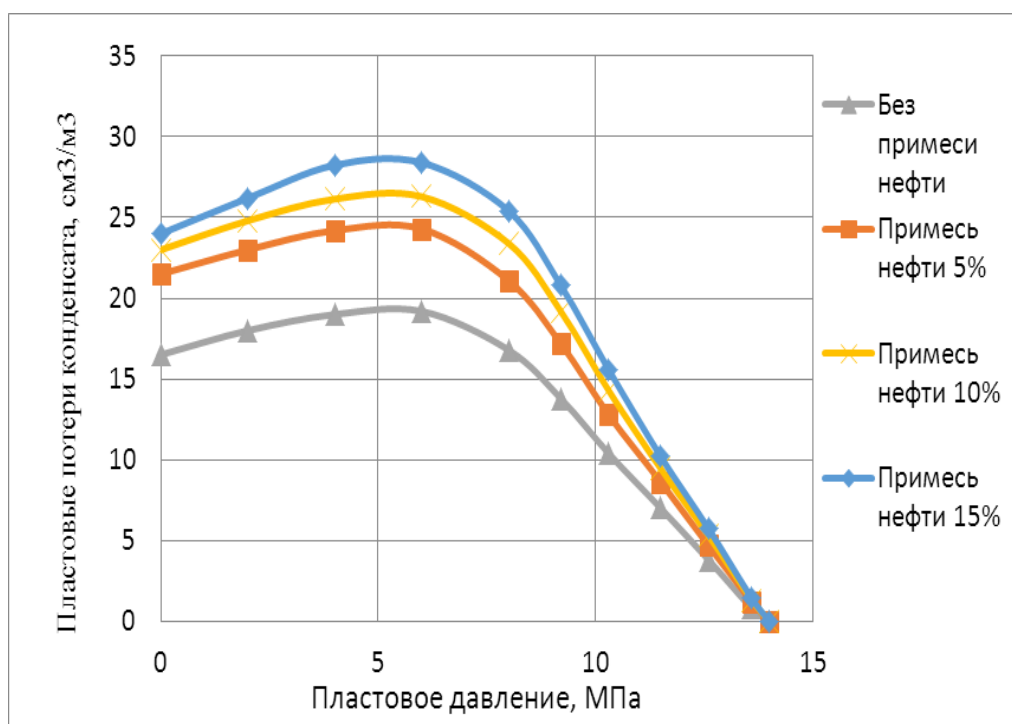


Рисунок 1. Зависимость потерь конденсата в залежи от присутствия нефти в пластовой системе Среднеботуобинского НГКМ

Уренгойское месторождение находится в условиях аномально высокого пластового давления (АВПД). Данные исследований проб пластовой смеси ачимовских отложений Уренгойского НГКМ показаны на рисунке 2.

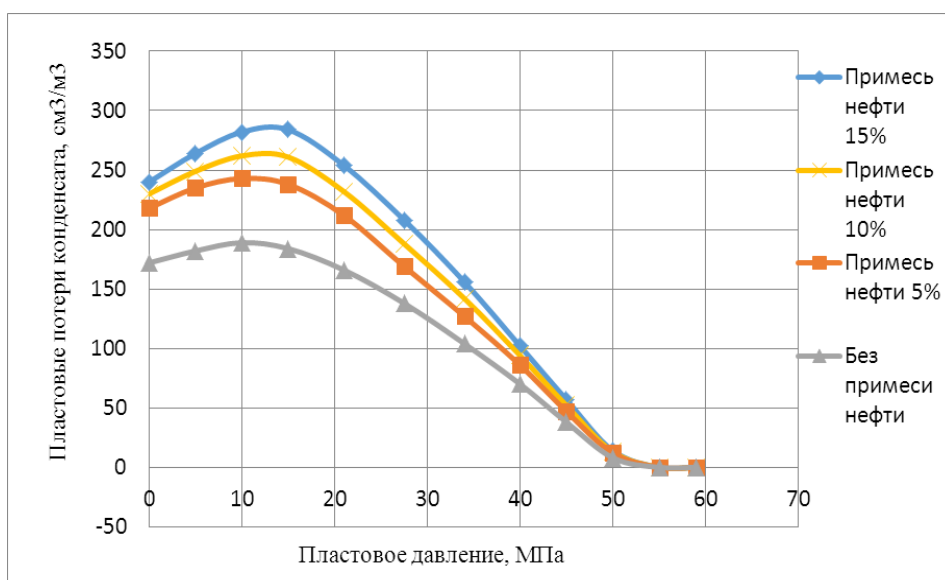


Рисунок 2. Изменение пластовых потерь конденсата при наличии доли нефти в системе ачимовских залежей Уренгойского НГКМ

Моделирование процесса добычи газового конденсата с примесью попутно добываемой нефти проводилось методом дифференциальной конденсации. Комплекс исследований многокомпонентной системы заключался в последовательном увеличении концентрации нефти в ее содержании от 5%, 10% до 15% масс от объема конденсата.

Таблица 1

Результаты исследования проб углеводородных систем нефтегазоконденсатных месторождений

Наименование месторождения	Изменение конечной величины КИК от доли примеси нефти в газоконденсатной системе			
	Без содержания нефти в системе	содержания паров нефти в системе до 5%	содержания паров нефти в системе до 10%	содержания паров нефти в системе до 15%
Среднеботуобинское НГКМ	0,72	0,65	0,63	0,62
Уренгойское НГКМ	0,57	0,46	0,43	0,4

Таким образом, результаты проведенных *PVT*- исследований показывают, что в присутствии примеси нефти в газоконденсатной системе происходит изменение парциального давления, что ускоряет процесс распада углеводородных компонентов, оказывающий существенное влияние на преждевременные потери конденсата в залежи.

Библиографический список

1. Островская, Т.Д. Влияние воды на извлечение углеводородов из пласта при разработке газоконденсатного месторождения – Текст : непосредственный // Научный форум. Сибирь. - 2018. - 2. - С. 5-7.

2. Инякина Е.И. Методика прогнозирования текущего содержания конденсата и потерь углеводородов в пласте / Е.И. Инякина, Р.К. Катанова, М.Д.З. Альшейхли. – Текст : непосредственный // Нефть и газ: опыт и инновации. - 2019. - № 2. - С. 20-41.

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

НОВЫЙ ПОДХОД К ПОИСКУ, РАЗВЕДКЕ И РАЗРАБОТКЕ ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ТЕРРИТОРИИ УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

Кашин Г.Ю., Миронычев В.Г., Лихачева О.В.
Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева
ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет»

В связи с истощением традиционных залежей нефти нефтедобывающие компании все большее внимание уделяют залежам в глинисто-сланцевых нефтематеринских коллекторах. Не являются исключением и нефтедобывающие компании Удмуртской Республики, где в доманиковых отложениях сосредоточено большое количество углеводородных ресурсов.

На территории Удмуртии выявлено 10 нефтяных залежей в доманиковой толще (рис. 1). Основные параметры нефтематеринских доманиковых отложений приведены в таблице 1.

Таблица 1

Основные параметры нефтематеринских доманиковых отложений
на территории Удмуртской Республики

№	Наименование параметра	Значение параметра
1	Глубина залегания, м	1800-2500
2	Прогнозные геологические запасы нефти[1], млрд т	1,7
3	Прогнозные извлекаемые запасы нефти[1], млн т	50
4	Средняя пористость[2], %	12,5
5	Средняя нефтенасыщенная толщина[2], м	3

Первой серьезной проблемой, препятствующей широкомасштабному освоению доманиковых залежей, является крайне низкая результативность традиционного комплекса ГРП. Площадное распределение залежей практически не контролируется структурным фактором. Залежи не имеют выраженного ВНК. Кроме того, они имеют сильную изменчивость

по пласту. Разрезы даже близкорасположенных скважин зачастую не коррелируются между собой. Все это делает крайне сложным выявление месторождений углеводородов в доманикитах по результатам сейсморазведки.

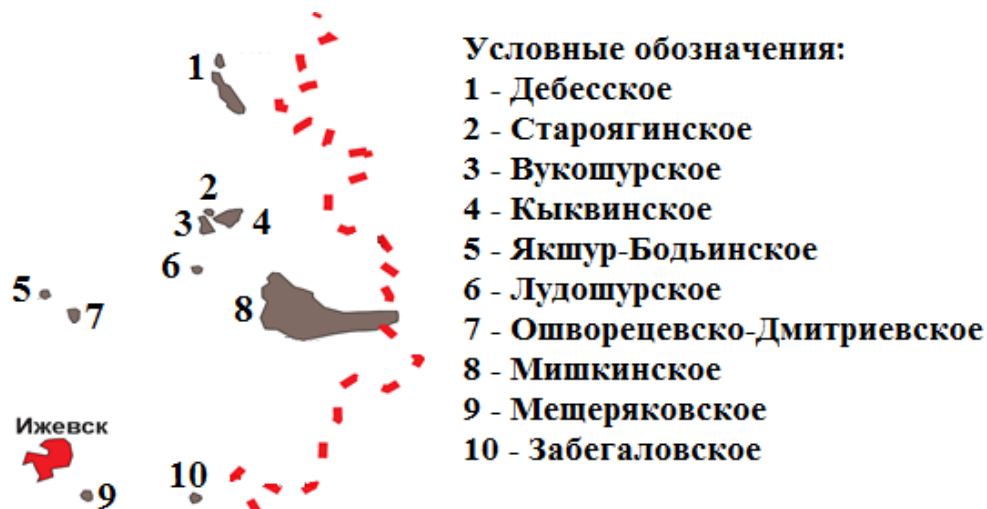


Рисунок 1. Схема расположения месторождений с выявленными залежами в доманиковой толще на территории Удмуртской Республики

Трудности поиска и разведки залежей углеводородов в доманиковых отложениях обосновываются:

- сложностью картирования залежей;
- значительной неопределенностью при подсчете запасов углеводородного сырья;
- сложностью определения коллекторских свойств залежей;
- большой глубиной залегания доманиковых залежей;
- низком коэффициентом успешности бурения поисковых и разведочных скважин;
- высокими финансовыми затратами на глубокое бурение.

Второй проблемой является сложность эксплуатационного разбуривания залежей, что связано с высокими затратами на бурение «сухих» и низкодебитных скважин.

Для вовлечения доманиковых залежей в эксплуатацию и достижения высокого КИН необходимо применение нового подхода к проведению ГРП и разработке низкочастотных залежей.

Проблемы, связанные с крайне малой результативностью ГРП и сложностью эксплуатационного разбуривания углеводородных залежей в доманиковых отложениях, позволит решить применение низкочастотной сейсморазведки.

Низкочастотная сейсморазведка основана на регистрации микросейсмических волн, излучаемых непосредственно залежью углеводородов.

Низкочастотная сейсморазведка достаточно широко применяется в настоящее время как в России, так и в странах ближнего и дальнего зарубежья. Коэффициент успешности бурения скважин по результатам, полученным в ходе проведения работ низкочастотной сейсморазведкой, составил порядка 85% [3].

Большая глубина залегания углеводородных залежей не является проблемой, поскольку данная технология зарекомендовала себя как надежное и высокоэффективное средство при проведении ГРП на нефть и газ в интервале глубин от 400 до 7000 м [4], и сложное геологическое строение разреза не является серьезным препятствием при поиске и разведке залежей углеводородов.

Дебиты нефти в глинисто-сланцевых коллекторах зависят прежде всего от нефтенасыщенности и трещиноватости пласта. Низкочастотная сейсморазведка позволяет определять области с повышенной трещиноватостью и нефтенасыщенностью доманиковых отложений с целью выбора точек для закладки поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин для предотвращения бурения нерентабельных скважин и безубыточной эксплуатации залежей.

Комплексное моделирование сейсмической информации о флюидонасыщении и трещиноватости позволяет выбрать оптимальные точки для закладки скважин с целью получения в них максимально возможного притока углеводородов. Такой подход значительно сократит финансовые и временные затраты при вводе залежей в разработку.

Библиографический список

1. Перспективы нефтеносности доманиковых отложений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / Р. С. Хисамов, В. Г. Базаревская, Т. И. Тарасова [и др.]. - DOI: 10.24887/0028-2448-2017-6-10-14 - Текст : электронный // Геология и геологоразведочные работы, 2017, С 10-14.
2. АНЧАР : научно – технологический комплекс [сайт]. - URL:<http://www.anchor.ru> (дата обращения: 10.05.2019). - Текст : электронный.

Научный руководитель: Миронычев В. Г., директор Научно-образовательного центра «Инновационные технологии нефтедобычи» им. В. И. Кудинова, заместитель директора по внешним связям, начальник отдела фундаментальных и прикладных исследований

ГИДРОГЕОЛОГИЯ ПРЕСНЫХ ПОДЗЕМНЫХ ВОД ЮБИЛЕЙНОГО ГАЗОНЕФТЕКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Ковяткина Л.А., Абдрашитова Р.Н.
Тюменский индустриальный университет

Большое количество месторождений углеводородов России расположено в зоне развития многолетнемерзлых пород (ММП). Функционирование инфраструктуры месторождений невозможно без обеспечения качественной пресной водой. Поиски пресных подземных вод здесь осложняются наличием мёрзлых пород и необходимостью «попадания» скважин в межмерзлотные пространства. Качество подземных вод (меж- и надмерзлотных) практически всегда не удовлетворяют требованиям санитарных норм.

В ходе исследования были проанализированы гидрогеологические условия месторождения, соотношение водоносных и водоупорных пород. Изучены особенности химического состава межмерзлотных вод и гидродинамическая связь надмерзлотных и межмерзлотных вод, приуроченных к основному продуктивному на пресные подземные воды водоносному горизонту в Западной Сибири – атлым-новомихайловскому. Рассмотрены этапы формирования химического состава вод. Для уточнения гидравлической связи выполнены полевые опытно-фильтрационные работы и опробование подземных вод

Юбилейное газонефтеконденсатное месторождение расположено в северной части Тюменской области, в зоне прерывистого и сплошного по вертикали распространения многолетнемерзлых пород (ММП). Подошва ММП фиксируется на глубине 370-420м.

Многолетнее промерзание определяет степень изменения гидродинамического режима подземных водных растворов, при промерзании водоносные горизонты могут переходить в сплошные водоупоры. Основным продуктивным водоносным горизонтом на месторождении является межмерзлотный, приуроченный к пескам атлым-новомихайловской свиты. Подземные воды относятся к гидрокарбонатным натриево-магниево-кальциевым, ультрапресным по минерализации, слабокислым. Физические свойства и химический состав межмерзлотных вод определены по результатам опробования скважин месторождения. Формула ионно-солевого состава выглядит следующим образом:

$$M_{0.07} \frac{HCO_3^- 80Cl^- 20}{Ca^{2+} 38Mg^{2+} 37Na^+ + K^+ 25} pH6.2 \quad (1)$$

Анализ гидрогеохимических особенностей состава дал возможность выявить черты криогенного опреснения и криогенной концентрации состава подземных вод. Минерализацию подземных вод складывают соли, приносимые осадками, а также элементы, попадающие в раствор путём выщелачивания из водовмещающих пород, почвы и растительных остатков. Также в формировании минерализации немаловажную роль

играют ионы, синтезированные из воды и углекислого газа. Для изучаемого района можно выделено четыре этапа формирования состав подземных вод: атмосферный, биогенный, литогенный и криогенный.

Во многих бассейнах криогенной области в результате деградации толщи мёрзлых пород снизу подземные воды опресняются, а в некоторых бассейнах увеличивается мощность зоны пресных вод, что вероятно и происходит в пределах изучаемого месторождения. Исследователи, занимающиеся проблемой влияния прогрессирующей деградации зоны ММП на геохимию подземных вод, указывают на необходимость постоянной и точной оценки состава вод и их качества [1]. Ухудшение качества связано, в первую очередь, с увеличением гидрологической связи поверхностных и подземных вод.

Заключение. Вопросы формирования химического состава пресных подземных вод в зоне развития ММП – сложный многогранный вопрос. Анализ гидрогеологических условий месторождения показывает, что при промерзании водоносных пород происходят определённые криогенные преобразования в содержании микроэлементов, биогенных и органических веществ, кремнекислоты, растворенных газов и загрязняющих веществ. Гидродинамические особенности указывают на наличие связи надмерзлотных и межмерзлотных вод.

Библиографический список

1. Романовский Н. Н. Подземные воды криолитозоны / Н. Н. Романовский – Москва : МГУ, 1983. – 231с. - Текст : непосредственный.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГТМ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ КОМПЛЕКСНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ КПГ «УРАГАН»

Колесник С.В., Ворона А.А.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

В процессе эксплуатации нефтяных скважин неизбежно постепенное падение их дебитов, в связи с чем интенсификация добычи нефти является важнейшей задачей, стоящей перед добывающими предприятиями. Методов повышения дебитов скважин существует множество, мы же рассмотрим некоторые из них, эффективность которых доказана практикой, а именно ГРП и ГДРП.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) – один из методов интенсификации притока пластовой жидкости в скважину. При применении технологии гидравлического разрыва пласта в нем, под действием

нагнетаемый жидкости, создается высокопроводимая трещина, благодаря чему образуется гидродинамический канал, который обеспечивает приток добываемого флюида (природный газ, вода, конденсат, нефть или их смесь) к забою скважины. После проведения ГРП дебит скважины, как правило, резко возрастает или существенно снижается депрессия.

Эффект от применения ГРП на месторождениях ХМАО представлено в таблице 1

Таблица 1

Показатели ГРП на месторождениях ХМАО

Показатели	Ед. изм.	2018 год
Запускной прирост дебита нефти	т/сут.	4,95
Удельная добыча нефти на 1 запущенную скважину	Тыс. т/скв.	3,2
Средняя продолжительность бригадо/часов	Час./скв.	402

Технология газодинамического разрыва пласта (ГДРП) характеризуется меньшей, по сравнению с ГРП, продолжительностью воздействия на пласт но при этом она позволяет полностью контролировать и регулировать величину данного взаимодействия.

При использовании данной технологии в качестве действующего вещества используют горюче-окислительные составы (ГОС) они представляют собой смесь из минеральных окислителей, органических горючих веществ, растворенных в общем растворителе. Все компоненты экологически безвредны пожаробезопасны и при сгорании не образуют твердых веществ.

Технология ГДРП включает в себя закачку в продуктивный пласт ГОС и их сжигание, оно направленно на формирование одной или нескольких трещин под действием высокого давления газообразных продуктов, возникающих при срабатывании порохового генератора давления (ПГД) и сгорании ГОС. Воспламенение ГОС в скважине осуществляется пороховым генератором давления (ПГД), который спускается в скважину через НКТ на геофизическом кабеле.

Воздействие на пласт при технологии ГДРП осуществляется в три этапа:

– Первый этап: срабатывает генератор образуя импульс с временем действия - доли секунды, но с крутым нарастанием давления и высокой амплитудой. На первом этапе нужно чтобы генератор не только воспламенил ГОС но и образовал в пласте сетку начальных трещин.

– Второй этап: сгорание ГОС, образование импульса, вследствие чего образовывается давление достаточное для разрыва пласта и увеличения размеров уже имеющихся трещин.

– Третий этап: циклическое воздействие колеблющегося столба скважинной жидкости, оно обеспечивает очистку трещин от частиц породы, различных отложений и продуктов химических реакций. При импульсном воздействии жидкость проникает в пласт по естественным или образовавшимся трещинам расширяя их и распространяя в глубь пласта

Эффект от применения технологии ГДРП представлен в таблице 2

Таблица 2

Показатели ГДРП на месторождениях ХМАО

№	Назначение	Пласт	Дата запуска после ГДК	Параметры	Значение до ГДРП	Значение после ГДРП	Продолжительность эффекта (мес)
1	Добывающая	БС4-1 (1–2)	07.09.2017	Q _ж	13	58	27,5
				Q _н	1,5	7,2	
				Обв%	87,2	85,6	
				H _{дин,М}	1951	1225	
2	Добывающая	БС4-1 (1–2)	16.10.2017	Q _ж	12	21	26,2
				Q _н	2,1	9,2	
				Обв%	79,9	48,3	
				H _{дин,М}	1915	1708	
3	Добывающая	БС4-1 (1–2)	10.11.2017	Q _ж	15	22	37 (продолжается)
				Q _н	4,4	12,1	
				Обв%	66,4	36,0	
				H _{дин,М}	1797	1581	
4	Добывающая	В10	24.01.2018	Q _ж	2	14	35 (продолжается)
				Q _н	1,7	11,9	
				Обв%	0,0	0,0	
				H _{дин,М}	1215	950	
5	Добывающая	ЮС2/1	12.09.2018	Q _ж	6,42	20,8	19,7
				Q _н	1,64	6,5	
				Обв%	70,74	64,4	
				H _{дин,М}	792	1674	
6	Добывающая	АЧ1-5	28.02.2018	Q _ж	6	29	34 (продолжается)
				Q _н	1,1	12,5	
				Обв%	78,1	50,0	
				H _{дин,М}	1687	1635	
7	Добывающая	ЮС2/1	08.02.2018	Q _ж	4,9	29	35 (продолжается)
				Q _н	1,4	11,4	
				Обв%	66,4	41,9	
				H _{дин,М}	1738	1937	

Использование КПП «Ураган» с ГДК - 170 позволяет с помощью одной спускоподъемной операции провести вскрытие и интенсификацию продуктивного пласта. Так как при спуске на НКТ к колонне труб монтируется и генератор давления ГДК-170, и перфоратор «Вектор». Таким

образом использование такой компоновки сможет значительно снизить время СПО за счет уменьшения их количества.

КПП «Ураган» - перфоратор-генератор, применяемый при технологии комплексного воздействия, позволяющей за один спуск провести вскрытие и интенсификацию продуктивного пласта.

В его состав входят кумулятивные заряды и перфоратор "Вектор", осуществляющие качественное вскрытие пласта энергией кумулятивных струй, а также генератор ГДК-170 и пороховые заряды, предназначенные для газодинамического разрыва пласта (ГДРП) через созданные перфорационные каналы, термогазохимическим воздействием (ТГХВ).

Конструкция КПП «Ураган»

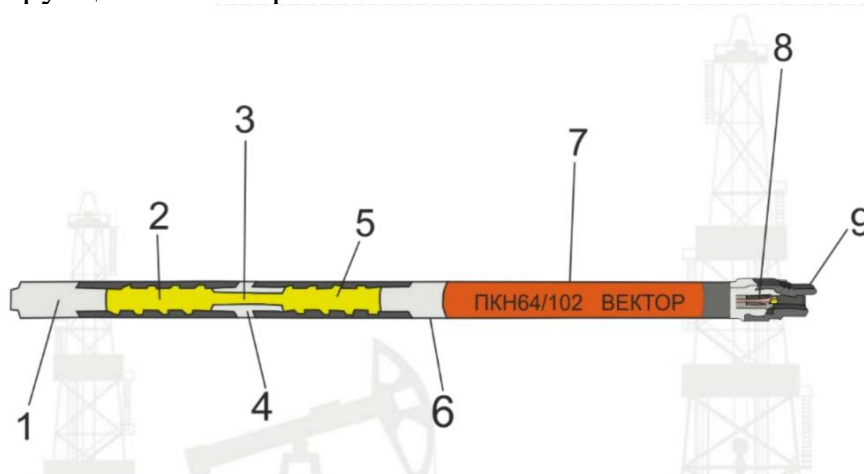


Рисунок 1. Конструкция КПП «Ураган»

КПП Ураган состоит из:

1. Наконечника
2. Основного заряда ЗГД-50
3. Промежуточного заряда ЗГД-25
4. Промежуточной муфты
5. Активного заряда ЗГД-50
6. Узла передачи детонации
7. Перфоратора «Вектор», который имеет надежную конструкцию с минимальным количеством комплектующих деталей, а его кумулятивные заряды обеспечивают высокое качество вскрытия пласта, благодаря чему обеспечивается лучшее соотношение цены и качества.
8. Детонирующего шнура ДШТВ 150/800
9. Головки

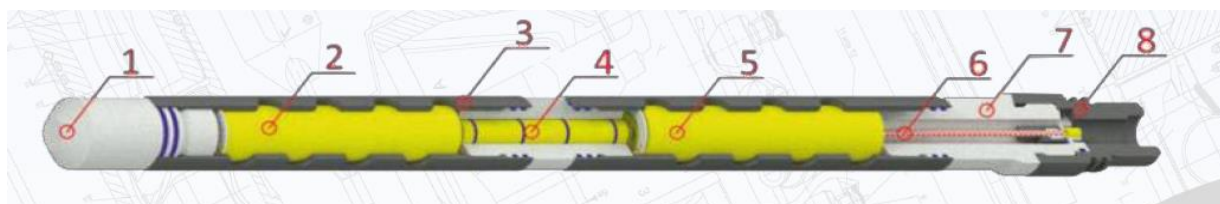


Рисунок 2. Конструкция ГДК-170.

ГДК-170 состоит из:

1. Наконечника
2. Основного заряда
3. Корпуса
4. Промежуточного заряда
5. Вспомогательного заряда
6. Детонирующего шнура
7. Головки
8. Переходника

Комплексное воздействие КПП «Ураган» с ГДК - 170

Работа КПП «Ураган» включает в себя этапы:

- На первом этапе происходит отстрел перфоратора «Вектор» и образуются перфорационные каналы.
- На втором этапе происходит отстрел генератора, и горючая смесь поступает в проперфорированные интервалы. Вследствие этого в пласте образуется система трещин.
- После чего срабатывают заряды ГДК-170 позволяющие развить систему трещин и закрепить ее.
- Таким образом ГДК-170 увеличивает проницаемость ПЗП за счет: образования сети трещин, теплового эффекта, очистки ПЗП депрессионно- репрессионным воздействием.

Преимущества КПП «Ураган»

Уникальность: Первый перфоратор- генератор, который позволяет осуществлять газодинамический разрыв пласта. Перфорационная система оптимизирована для работы перфоратора-генератора.

Мощность: Самый мощный перфоратор - генератор на рынке.

Вариативность: Возможность комбинирования перфосистем любых типоразмеров с пороховыми зарядами.

Эффективность: Увеличенная технологическая эффективность. Гарантированное создание сети трещин.

Универсальность: Возможность проведения работ как в горизонтальных так и в наклонно-направленных скважинах.

Экономичность: Снижение материальных затрат на проведение ГТМ, за счет проведения вскрытия и интенсификации продуктивного пласта за один спуск.

Реализация технологии газодинамического разрыва пласта с помощью КПП «Ураган» и генератора давления ГДК-170, увеличивающего проницаемость прискважинной зоны пласта, является высокотехнологичным и эффективным методом интенсификации добычи углеводородов, не повреждающим колонну и цементный камень во время реализации.

При этом наблюдается экономия средств. Так как требуется меньше финансовых вложений в сравнении с технологией ГРП, не требует большого количества специализированной техники, что актуально для удаленных месторождений.

Таким образом, применение КПП «Ураган» с ГДК-170 позволит:

- получать уникальные результаты при любых геолого-технических условиях;

- снизить материальные и временные затраты на интенсификацию;

- увеличить эффективность ГТМ;

- повысить эффективность вторичного вскрытия пласта.

КПП «Ураган» - новый этап развития технологий вторичного вскрытия и интенсификации пласта.

Библиографический список

1. Блажевич В. А. Практическое руководство по гидроразрыву пласта / В. А. Блажевич - Москва : Недра, 1961. - 135 с. - - Текст : непосредственный.

АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ ОБЪЕКТА ЮВ₁ КОЛИК-ЕГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Колесник С.В., Исламгулов Д.Р.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Западная Сибирь – ключевой добывающий регион нашей страны. Его извлекаемые запасы на 2018 год составляют почти 18 млрд. т. Однако за последние 10 лет добыча здесь сократилась на 10% из-за ухудшающейся сырьевой базы. [1]. Также большинство месторождений в Западной Сибири уже находятся на четвертой стадии разработки, и уровень обводнённости составляет более 97%. Но в то же время человечество не стоит на месте, ибо каждый год совершаются технологические прорывы, открытия в различных сферах деятельности. Современный мир динамичен и развивается с огромной скоростью. Именно появление новых технологий, введение различных инноваций, а также создание оптимальных условий на месторождении помогает оставаться нефтегазовой промышленности оставаясь ведущей и самой прибыльной отраслью России, несмотря на истощение месторождений и высокую обводнённость. Развитие нефтегазовой отрасли в стране зависит от степени и полноты извлечения запасов полезных ископаемых каждого месторождения, количество которых в Западной Сибири насчитывается более 500. Индивидуальный подход к каждому месторождению, анализ разработки объектов месторождения и

создание тем самым в них оптимальных условий позволит добиться наибольшего извлечения нефти с максимальной прибылью.

Большинство месторождений ОГ (Общество групп компании) «Варьеганнефтегаз» находятся на четвертой стадии разработки, но среди них имеются месторождения и на первой стадии разработки. Одним из таких является Колик-Еганское месторождение. Потенциал месторождений первой стадии намного выше, чем у «старых» месторождений, именно поэтому анализ разработки таких месторождений имеет приоритетное значение. От условий разработки месторождений зависит то огромное количество нефти, которое компания может либо добыть, превысив планируемый КИН, либо потерять и потерпеть огромные убытки. В данной статье будет произведен анализ разработки объекта ЮВ₁ Колик-Еганского месторождения.

Колик-Еганское нефтяное месторождение открыто в 1971 г., введено в разработку в 1997 г. Оно расположено в Нижневартовском районе ХМАО-Югры. Площадь участка недр составляет 158,4 км². Начальные извлекаемые запасы составляют 13275 тыс. т. Объект ЮВ₁ содержит в себе 92% запасов всего месторождения. [2].

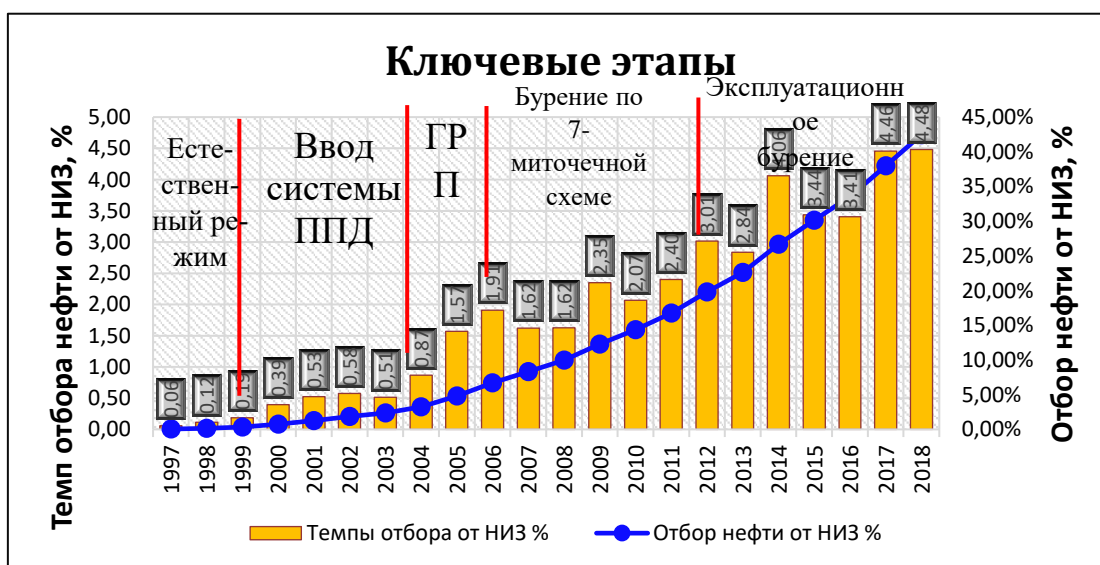


Рисунок 1. Динамика основных технологических показателей

Объект ЮВ₁ введен в разработку в августе 1997 г. Динамика основных технологических показателей разработки объекта представлена на рис. 1.

Первые три года объект разрабатывался на естественном режиме, этот период характеризуется практически безводной добычей нефти.

В 1997 г. скважины вводились без ГРП. На скважинах 1999 г. и на большинстве скважин 2000 г. при вводе проводили малообъемный ГРП. Также в этот период увеличилось количество действующих добывающих скважин на 22. Средний дебит нефти после всего этого увеличился вдвое.

С июня 2000 года на объекте началось формирование системы ППД. Средний дебит нефти после этого вырос до 9 тонн в сутки.

С 2004 по 2006 г. наблюдается рост добычи, что связано с увеличением кол-ва действующих добывающих скважин и проведением ГТМ. Проводится большеобъемный ГРП на всех вводимых из бурения скважинах, а на переходящем фонде ГРП проводится первично и повторно, что приводит к росту дебитов нефти и жидкости.

Бурение с 1997 по 2006 гг. осуществлялось по 9-тиочечной схеме. В 2007 г. был составлен новый проектный документ, предусматривающий дальнейшее разбуривание объекта ЮВ₁ по обращенной 7-миточечной системе, а также усиление системы ППД доп. нагнетательными скважинами.

Из графика видно, что уменьшение объемов добычи нефти отмечается в 2007-2008 гг. и 2010 г., что вызвано снижением темпов бурения и ростом обводненности. Однако благодаря активному формированию системы ППД достигается увеличение объёмов закачиваемой жидкости.

С 2011 г. разбуривание месторождения идёт более высокими темпами, что приводит к увеличению действующего фонда скважин и росту добычи. За счёт активного эксплуатационного бурения и формирования системы ППД, в 2014 г. был достигнут «пик» основных техн. показателей.

В 2015 г. эксплуатационное бурение не предусматривалось, что привело к снижению объёмов добычи. Однако в 2016 г. бурение возобновилось, что позволило преломить отрицательный тренд по добыче.

Этап 2017-2018 гг. характеризуется максимальными темпами разбуривания объекта. Было пробурено 46 новых скважин. В 2018 г. добыча нефти достигла максимальных исторических значений – 556, 9 тыс. т., жидкости – 1000, 9 тыс. т. Обводненность действующего фонда за счет ввода новых скважин снизилась до 44,1%. Действующий добывающий фонд на конец года составляет 137 скважин. Соотношение нагнетательных скважин к добывающим составляет 1:3,3. Накопленная добыча нефти объекта ЮВ₁ по состоянию на 2019 г. составляет 5279,6 тыс. т, жидкости – 8854,5 тыс. т. КИН составил 0,150 при проектном 0,336.

Базовая добыча по Базовая добыча по объекту ЮВ₁ Колик-Еганского месторождения анализировалась с 2017 по 2019 гг. Анализ проводился в двух вариантах. Рассмотрим первый вариант: с учетом переходящего эффекта от ГТМ (ГРП, ЗБС) и ввода новых скважин.

Базовая суточная добыча нефти на начало анализируемого периода составила 1164 т/сут

За последующие три года она снизилась до 773 т/сут (33 %)

Доля дополнительной добычи нефти новых скважин и полученной за счет выполнения ГТМ в общем профиле добычи составляет порядка 40 %. За весь период анализа (2017-2018 гг.) добыто 1111 тыс. т нефти, из которых 332 тыс.т (29,9 %) добыто за счет ввода новых скважин из

бурения (46 шт), 103 тыс. т (9,3 %) – за счет ЗБС, 7,1 тыс.т (0,6%) за счет ГРП. Большая доля потерь приходится на фактор роста обводненности. Суммарные потери суточной добычи нефти оцениваются в 391 т/сут, из которых 71% - фактор обводненности. Базовый дебит нефти снизился на 18,6 %. По жидкости суточный дебит за рассмотренный период вырос на 2,9 т/сут или +10 %. Наименьший темп снижения был достигнут в 2018 г. за счёт увеличения ГТМ, направленных на поддержание базовой добычи.

Далее проанализируем 2 вариант - эффект от ГТМ и ввода новых скважин ограничивался годом проведения мероприятия (расчет по «пиле»). На начало анализируемого периода базовая суточная добыча нефти составила 1164 т/сут. Среднегодовой темп снижения суточной добычи нефти в 2017 году составил – 44,0%, в 2018 наблюдался рост +2,7%, при этом потери за счёт снижения добычи жидкости составили 472,5 т/сут. Они связаны с недостаточной компенсацией отборов жидкости и, как следствие, со снижением пластового давления в краевых зонах и в центральной части залежи, что требует проведения работ по оптимизации системы ППД. Стоит отметить, что наибольшие потери суточной добычи нефти отмечаются в 2017 г. (-31т/сут), что обусловлено ростом обводненности и, как уже говорилось, снижением дебита жидкости, а также сокращением времени работы скважин в рамках соглашения по ограничению добычи ОПЕС. Основными причинами роста обводненности являются: преждевременный прорыв от нагнетательных скважин вследствие перекомпенсации по части ячеек.

Для устранения снижения дебита жидкости необходимо оптимизировать систему ППД, путем реализации программы, предполагающей перевод в ППД добывающих скважин.

Несмотря на значительные базовые потери, их удалось компенсировать за счет увеличения времени работы добывающих скважин, которое было искусственно ограничено в конце 2017 года в рамках соглашения по снижению добычи ОПЕС.

Из плюсов в данной ситуации можно выделить то, что прекращение ограничения добычи в середине 2018г. послужило катализатором роста суточной добычи до 1255 т/сут к концу года. В целом Варьеганнефтегазу за 2018 год удалось с лихвой компенсировать все потери.

Необходимо также привести характеристику энергетического состояния объекта ЮВ₁.

Формирование системы ППД на Колик-Еганском месторождении начато в июне 2000 года. По состоянию на 2019 закачка воды осуществляется с помощью кустовой насосной станции (БКНС-5). Источниками водоснабжения системы ППД служат воды апт-альб-сеноманского горизонта.

Разбуривание объекта ведется по треугольной сетке, с формированием обращенной семиточечной системы, краевые зоны разбуриваются

системой горизонтальных скважин. Нагнетательные скважины вводятся под закачку после отработки на нефть.

За весь период разработки объекта ЮВ₁ закачено 11837,5 тыс. м³ воды, максимальный объем закачки приходится на 2014 г. Накопленная закачка воды на одну скважину, переведенную в нагнетательный фонд, составляет 251,9 тыс. м³.

Среднегодовая приемистость действующих нагнетательных скважин – 112,2 м³ сут

За 2018 г. текущая компенсация отборов жидкости закачкой на объекте ЮВ₁ составила 66,1 %, накопленная – 94,7 %.

По состоянию на 01.01.2019 на объекте ЮВ₁ числятся 176 скважин. Из них добывающих – 137. Эксплуатационный нагнетательный фонд на объекте ЮВ₁ составляет 39 скважин (в том числе действующих – 36, в бездействии – три). Соотношение действующих добывающих и нагнетательных скважин составляет 3,3:1.

Начальное пластовое давление объекта ЮВ₁ принято на уровне 24,2 МПа, давление насыщения – 9,7 МПа.

Дебиты жидкости по объекту с 2003 г. за счет формирования системы ППД и повсеместного применения ГРП имеют тенденцию к росту. Дебиты нефти носят стабильный характер.

По состоянию на 01.01.2019, средневзвешенное пластовое давление для объекта ЮВ₁ по зоне нефтеносности в целом составило 17,8 МПа, что ниже начального на 6,4 МПа (или 26,4 %) и выше давления насыщения на 9,4 МПа. В зоне нагнетания пластовое давление оценивается на уровне 21,8 МПа, в зоне отбора – 17,3 МПа.

В процессе разработки контроль за энергетическим состоянием объекта осуществляется методами ГДИ и прямыми замерами пластового давления. Гидродинамические исследования скважин включают в себя: снятие кривых восстановления уровня (КВУ), снятие кривых падения давления (КПД), снятие кривых восстановления давления (КВД), снятие индикаторных кривых (ИК). Охват эксплуатационного фонда пласта методами ГДИ составляет 63%.

В заключение, хочется отметить - объекту уделяется должное внимание, и не зря, ведь именно в нём сосредоточено 92% извлекаемых запасов всего месторождения. История месторождения наглядно показывает, что разработка велась активно и продуктивно. Фонд добывающих скважин составляет 137, нагнетательных 39, то есть практически все скважины месторождения приурочены к объекту ЮВ₁.

В последние два года – 2017 и 2018 год – добыча нефти существенно растёт. Доля дополнительной добычи нефти новых скважин и полученной за счет выполнения ГТМ в общем профиле добычи составляет порядка 40%. В 2018 году был достигнут максимум добычи нефти - 556,9 тыс. т.

Начальные извлекаемые запасы составляют 12431 тыс.т. Текущие выработанные запасы составляют 5279,6 тыс. т. Проектный КИН составляет 0,336 д. ед, текущий – 0,150 д. ед.

Таким образом, объект ЮВ₁ обеспечивает 98% добычи всего месторождения и является основным, как по добыче, так и по запасам. На объекте активно проводятся различные ГТМ, вводят новые добывающие и нагнетательные скважины, активно производят эксплуатационное бурение, фактические показатели добычи превышают проектные, что подтверждает эффективность и грамотность утвержденной системы разработки.

Библиографический список

1. Технологический проект разработки Колик-Еганского нефтяного месторождения: в 2 кн. Тюмень: ОАО-ННП, 2014. – 3 т. - Текст : непосредственный.

2. Разработка нефтяных месторождений: учебное пособие для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» всех форм обучения / С.В. Колесник, Н.Р. Кривова – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 247 с. - Текст : непосредственный.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОРИДОРА ПРИМЕНИМОСТИ ТЕХНОЛОГИИ С НАСОСОМ ПЕРЕВЕРНУТОГО ТИПА ДЛЯ УДАЛЕНИЯ ВОДЫ С ЗАБОЯ ГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ

Копылов Д.Е, Бобкова А.Н.

Тюменский индустриальный университет

В работе предлагается техническое обоснование и экономическая оценка варианта разработки с использованием технологии³, которая подразумевает удаление воды с забоя газодобывающей скважины при помощи насоса перевернутого типа.

На данный момент основной проблемой при эксплуатации газовых скважин является скопление воды¹ на забое, пропорциональное добываемому газу. В определенный критический момент скважину приходится глушить для проведения работ по удалению воды из скважины, что приводит к значительным временным и финансовым затратам².

Суть технологии заключается в том, что в обводнившуюся скважину спускают компоновку, где основным элементом является насос перевернутого типа (Рисунок 1). Его работа (время включения / выключения) будет регулироваться с помощью программного обеспечения.

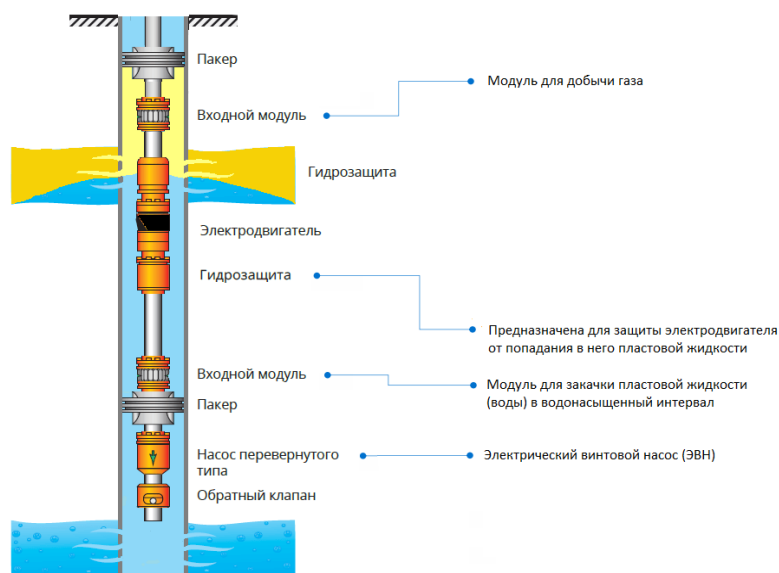


Рисунок 1. Устройство компоновки с насосом перевернутого типа

Для определения коридора применимости и оценки экономического эффекта необходимо было определить объекты для внедрения данной технологии. Авторами были рассмотрены три варианта: месторождение малой газонасыщенной толщины (Береговое месторождение), большой газонасыщенной толщины (Заполярье месторождение) и многопластовое (Юрхаровское месторождение). Для гидродинамического моделирования в программном комплексе «tNavigator» было необходимо произвести геологическое построение залежей разного типа по основным геолого-физическим характеристикам месторождений.

Первый из рассмотренных вариантов, куда можно внедрить технологию – месторождения малонасыщенной толщины. При этом, на сегодняшний момент подавляющее количество подобных месторождений эксплуатируется с помощью горизонтальных скважин. В связи с этим необходимо было определиться расположением компоновки в стволе скважины. Авторы технологии пришли к выводу, что наиболее эффективно она будет работать в вертикальном участке. Затем, непосредственно, начали процесс гидродинамического моделирования (ГДМ).

Основными задачами во время проведения ГДМ являлись:

1. Определение базового варианта расположения горизонтальных скважин;
2. Сравнение базового варианта с внедряемой технологией;
3. Получение итоговых различий по добыче газа и воды в двух вариантах.

По результатам ГДМ были получены промежуточные данные, которые представлены на рисунке 2. Наблюдается значительная разница в накопленных показателях воды в двух разных вариантах: вариант с

внедрением предлагаемой технологии добывает на 156 тысяч метров кубических воды меньше в сравнении с базовым вариантом.

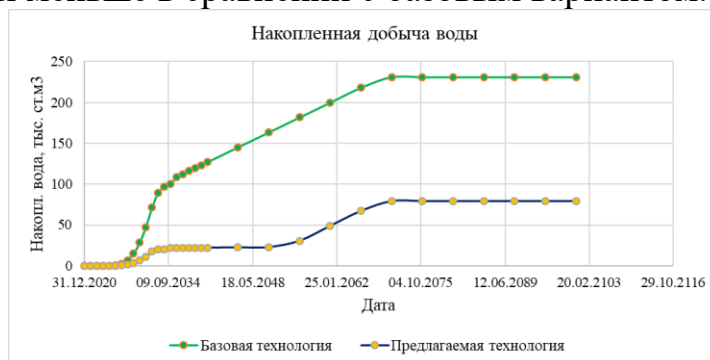


Рисунок 2. График накопленной добычи воды

Только лишь по накопленному дебиту воды можно сделать предварительный вывод о том, что предлагаемая технология, действительно может показать положительный эффект на реальном месторождении, но при соблюдении основных ограничений, определяемых коридором применимости.

Библиографический список

1. Проблемы эксплуатации обводняющихся скважин газовых месторождений в стадии падающей добычи / А. С. Епрынцева, П. С. Кротов, А. В. Нурмакин, А. Н. Киселев. – Текст: электронный // Вестник ОГУ. - № 16 (135). - 2011. – С. 41-45.

Научный руководитель – Стрекалов А.В., док. техн. наук, профессор

АНАЛИЗ РАБОТЫ МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН НА САМОТЛОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТА АВ₁¹⁻² В ЗОНЕ УСТЬ-ВАХА

Корецкий К.Э.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Самотлорское месторождение - одно из крупнейших месторождений в мире. Оно разрабатывается более 40 лет и включает в себя 11 объектов разработки.

Одной из перспективных технологий бурения зрелых месторождений является бурение многозабойных скважин (МЗС).

Пласты располагаются на глубинах 1500–2500 метров и существенно различаются по свойствам. С каждым годом рентабельно добывать нефть становится все труднее, так как лучшие запасы

истощаются. Для поддержания уровней добычи внедряются современные технологии: ГРП с управляемым развитием трещины, применением потоко-отклоняющих технологий, горизонтальные скважины с многократным ГРП и различным профилем бурения и т.д.

Основная цель МЗС на Самотлорском месторождении — увеличение охвата пласта и повышение экономической эффективности бурения. Техничко-экономическое обоснование МЗС — сложная комплексная задача, требующая рассмотрения с точки зрения трех одинаково важных взаимовлияющих аспектов: геологии и разработки, бурения и конструкции МЗС, экономики проекта.

Для этого нужно уменьшить количество вариантов ответов на ключевые вопросы:

1. Где бурить МЗС и с какими параметрами;
2. Насколько больше добыча МЗС по сравнению с другими типами скважин для разных параметров пласта;
3. Какую конструкцию выбрать.

На Самотлорском месторождении имеется небольшой опыт применения МЗС для разработки пласта АВ1(1-2). Исходя из анализа геологии пласта и общих преимуществ МЗС, можно сделать вывод, что в целом применение этой технологии, в данном случае, оправдано, т.к. пласт АВ1(1-2) представлен низкопроницаемым коллектором (8-22 мД) с небольшой эффективной нефтенасыщенной толщиной целевого пласта АВ1(1) (5 м) и нижележащим пластом АВ1(2) с низкой нефтенасыщенностью и проницаемостью больше целевого. Для оценки эффективности применения МЗС, проведем сравнительный анализ применения МЗС с горизонтальными скважинами, на данном объекте.

Изучив объект АВ1(1-2) делаем выбор оптимального варианта размещения проектного фонда на ГДМ в зоне Усть-Ваха.

Для оценки оптимального варианта размещения проектного фонда было рассмотрено 3 варианта систем. С использованием горизонтальных скважин (в), многозабойных скважин с разворотом на 180 градусов (б) и прямолинейных многозабойных скважин (а), варианты размещения фонда представлены на рисунке 1.

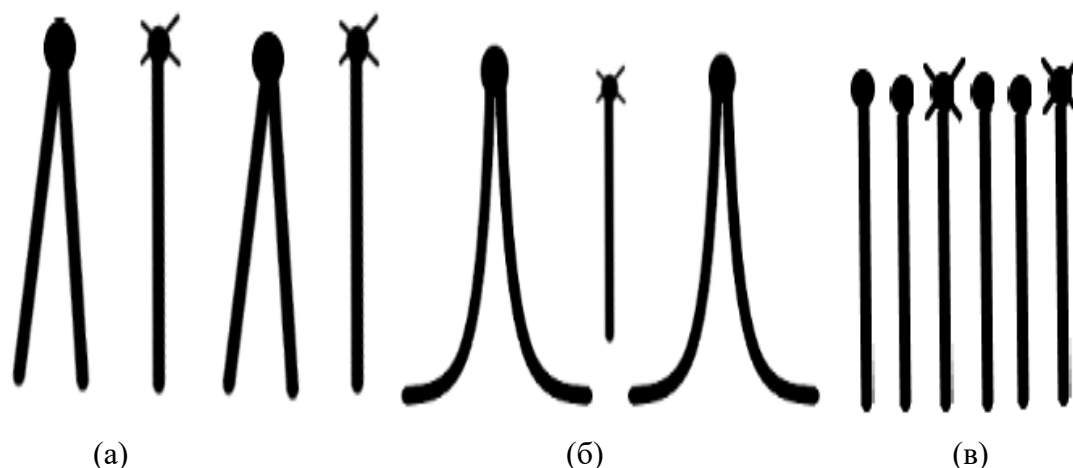


Рисунок 1. Варианты размещения проектного фонда скважин

Для выбора оптимального варианта необходимо произвести оценку эффективности бурения каждого варианта.

На рисунке 2 представлены графики среднего входного дебита жидкости, накопленной добычи нефти за 1 год и за 20 лет с использованием ГРП и без.

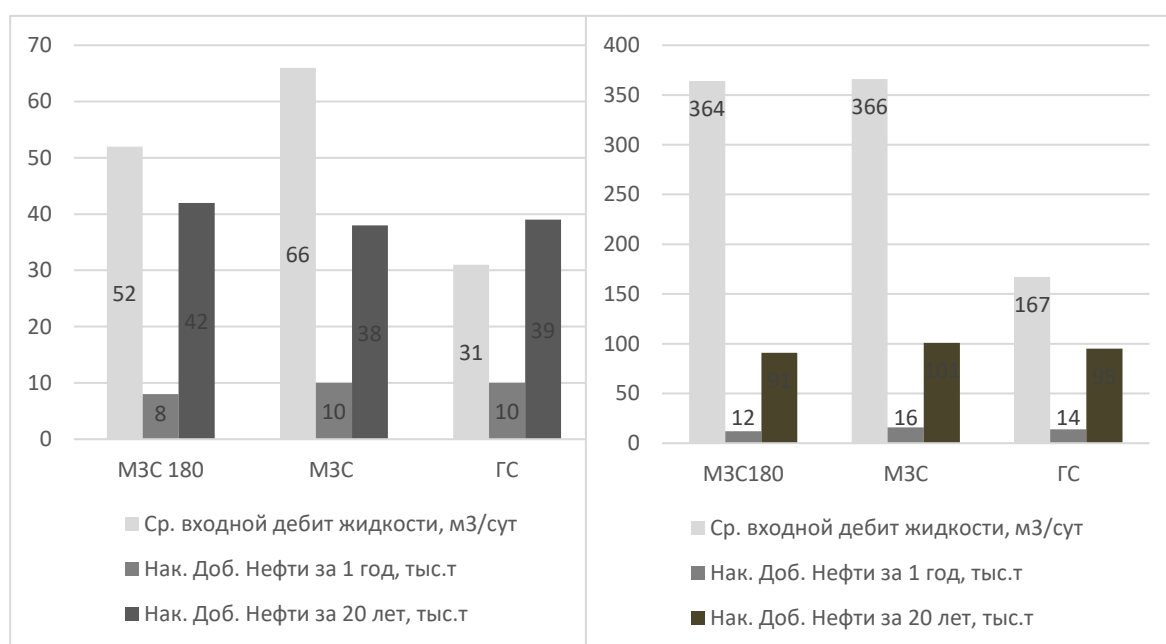


Рисунок 2. Оценка эффективности бурения с, и без ГРП

Модели без проведения ГРП более эффективны, ввиду того что при проведении МГРП мы подключаем пласт АВ1(2), который обладает сверхнизким $K_{nn}=0.25$ и проницаемостью в 3 раза выше, чем у пласта АВ1(1).

Общие данные по 3м вариантам размещения проектного фонда представлены в таблице 1.

Таблица 1

Показатели использования вариантов эксплуатации проектного фонда

Вариант	ГРП	Доб., шт	Нагн., шт	Длина ГС, м	Ср. запускные			Суммарная накопленная добыча нефти тыс/тонн		
					Q _н м ³ /сут	Q _ж м ³ /сут	Обв. %	1 год	20 лет	20 лет удел, тыс.т/скв
МЗС с разворотом 180	С	2 МЗС 18ГРП	2 ГС	2000	20	400	94	9	62	31
	Без	2 МЗС	2 ГС	2000	58	216	68	10	58	29
МЗС прямолинейные	С	2 МЗС 18ГРП	2 ГС	2000	19	381	94	9	67	34
	Без	2 МЗС	2 ГС	2000	52	206	70	13	72	36
ГС	С	4 ГС 18ГРП	2 ГС	2000	10	192	94	10	81	20
	Без	4 ГС	2 ГС	2000	26	102	70	11	78	19

Из таблицы видим, что МЗС более эффективны чем ГС, с точки зрения запускных и накопленных показателей, и преимущества использования прямолинейных многозабойных скважин.

Для того чтобы точно сделать вывод по самому перспективному варианту, необходимо рассчитать NPV каждого.

Таким образом, отсеяв варианты с применением ГРП, считаем оставшиеся варианты и соотносим их с суммарным дебитом нефти и жидкости в таблице 2, и интерпретируем их на рисунке 3.

Таблица 2

Параметр NPV по оставшимся перспективным вариантам

Вариант	Q _н тыс.т	Q _ж тыс.т	NPV млн.руб
МЗС 180	58	485	-305
ГС	78	632	-361
МЗС	72	588	-278

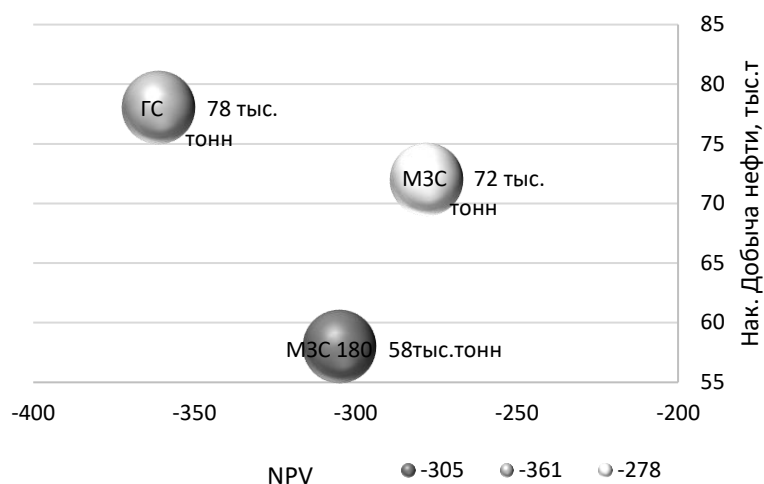


Рисунок 3. Параметр NPV по оставшимся перспективным вариантам

С помощью интерпретации таблицы в графическом виде, можно понять, что наилучший вариант будет расположен максимально близко к верхней точке оси накопленной добычи нефти. В нашем случае таким вариантом оказалась прямолинейная многозабойная скважина.

Проведем анализ работы скважин на объекте АВ1(1-2) Самотлорского месторождения, многозабойной скважины 75154 и горизонтальной скважины 75035

Проведем анализ фактических показателей скважин 75035 и 75154. Так как у многозабойной скважины мы имеем 2 дополнительных ствола, а у горизонтальной всего 1, для честности сравнения, умножаем показатели ГС на 2. Для оценки технологической эффективности сравнивается накопленная добыча нефти.

На рисунке 4 приведена накопленная добыча нефти на начальную и конечную дату сравнения двух скважин.

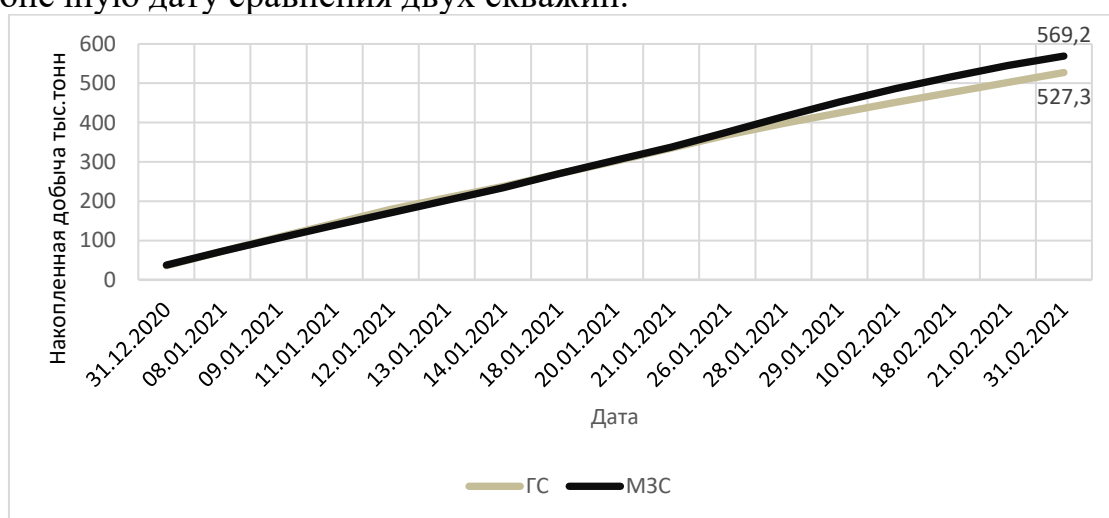


Рисунок 4. Зависимость накопленной добычи для МЗС и ГС от времени

Как видно из графика, скважина 75154 за 2 месяца работы опередила горизонтальные скважины по накопленной добыче на 41,9 тыс. тонн.

Выводы:

1. Проанализировали состояние пласта АВ (1-2) Усть-Вахской зоны ОПР, сделали вывод об обозначении как целевого - пласт АВ1 (1), так как пласт АВ1(2) имеет более высокую проницаемость и обладает меньшей нефтенасыщенностью.

2. Рассмотрели 3 варианта систем размещения проектного фонда, дали оценку использования каждого варианта на долгосрочную перспективу и пришли к выводу, что наиболее оправдано (по суммарной накопленной добычи нефти за 20 лет) бурить прямолинейно направленные многозабойные скважины.

3. Вычислили и интерпретировали в график показатель чистого дисконтированного дохода по каждому варианту, без использования ГРП, и, тем самым, обосновали выгоду использования МЗС по сравнению с ГС.

4. На основе показателей реальных скважин Самотлорского месторождения в районе Усть-Ваха, работающих на пласт АВ1(1-2) вычислили накопленную добычу нефти на момент с 31.12.2020 по 31.02.2021. Таким образом, интерпретируя полученные данные, показали, что многозабойная скважина, по накопленной добыче нефти опередила горизонтальную скважину на 41 тыс. тонн, или на 7,36%.

Библиографический список

1. Смирнов Д. С. Технологический проект разработки Самотлорского нефтегазоконденсатного месторождения / отв. исп. Д. С. Смирнов – Книга 2.: Тюмень, 2017. – 188 с. - Текст : непосредственный.

2. Смирнов Д. С. Технологический проект разработки Самотлорского нефтегазоконденсатного месторождения / отв. исп. Д. С. Смирнов – Книга 5.: Тюмень, 2017. – 267 с. - Текст : непосредственный.

3. Смирнов Д. С. Технологический проект разработки Самотлорского нефтегазоконденсатного месторождения / отв. исп. Д. С. Смирнов – Книга 7.: Тюмень, 2017. – 234 с. - Текст : непосредственный.

4. Зозуля Г. П. Особенности добычи нефти и газа из горизонтальных скважин: учебное пособие / Г. П. Зозуля – Москва: Издательский центр «Академия», 2009. – 176 с. - Текст : непосредственный.

5. Современная техника и технологии: проблемы и перспективы: монография / отв. ред. Н. Н. Савельева. – Тюмень: ТИУ, 2021. – 177 с. – Текст: непосредственный.

Научный руководитель: Колесник С.В., канд. тех. наук, доцент

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ НЕФТЯНЫХ ПРИМЕСЕЙ НА СОСТОЯНИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ АЧИНСКОГО НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА

Куфтерин Н.А., Ворона А.А., Колосов Е.А.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Основными причинами сокращения срока службы практически всех видов нефтеперерабатывающего оборудования являются коррозионный и эрозионно-механический износ.

Коррозия в нефтегазовой промышленности – один из главных факторов, способствующих снижению надежности оборудования. Коррозия может возникать на любой стадии производственного цикла добычи углеводородов – от бурения разведочных скважин до транспортировки конечного продукта потребителю. Примерно 75% повреждений НГПО связано с коррозией. Эта цифра увеличивается ближе к завершению разработки месторождения из-за методов, применяемых для увеличения объемов добычи, увеличения уровня обводненности и износа оборудования.

15 июня 2014 года в 23:37 на Ачинском НПЗ произошел взрыв. По прибытии на место аварии было выявлено, что разрушена ректификационная колонна газодиффузионной установки. В результате обрушения возник пожар на площади 300 м². При взрыве и пожаре жертвами стали восемь человек. Газодиффузионная установка первичной переработки нефти была разрушена. Осенью этого же года завод был частично введен в эксплуатацию. В конце 2014 года Ростехнадзор завершил расследование и пришел к выводу, что непосредственной причиной ЧП стало разрушение трубопровода коррозией. Колонна имела утончение стены более значительное, чем допустимо для ее работы, а само утончение возникло из-за длительной эксплуатации колонны с 1980-х годов. Утонченность стены сыграла роковую роль: появилась трещина, через которую произошел массовый выброс газа. Газ достиг печи, которая в это время была в рабочем состоянии. В результате огромная масса газа, равная нескольким сотням тонн, взорвалась, и вспыхнул пожар.

Для того чтобы увеличить срок эксплуатации нефтегазового оборудования, избежать остановок производства и подобных аварий, в частности, мы проанализировали существующие методы по борьбе с коррозией и пришли к выводу, что наиболее эффективным является нанесение защитных покрытий, в основе которых лежат бинарные соединения металлов и неметаллов. Покрытия наносят на образцы двумя способами: электролитическим методом; способом ВИПН.

Способ ВИПН наиболее эффективен. Это собой способ введения атомов примесей в поверхностный слой пластины или эпитаксиальной пленки бомбардировкой его поверхности пучком ионов с высокой

энергией (10–2000 кэВ) при давлении 10–2 Па и ниже. Образцы были покрыты чистым металлом – Cr и Ti, а также из TiN. Их испытание происходило в растворах при температурах не менее 200 °С. Данные по составу модельных растворов приведены в таблице 1.

Таблица 1.

Состав модельных растворов

№ п/п	Вещество	Содержание вещества, г/л						
		Раствор 1	Раствор 2	Раствор 3	Раствор 4	Раствор 5	Раствор 6	Раствор 7
1	Глицерин натуральный сырой							
2	Хлорпарафины ХП-470А		30		20	30		10
3	Натрий хлористый		10		5	10		5
4	Натрий сернистый			15	5	15		5
5	Полисульфидные полимеры			15	5	15		5
6	Нефть						882,7	850

Результаты исследований приведены в таблице 2.

Таблица 2.

Средние арифметические значения потери массы образцов

Методы нанесения покрытия	Вид наносимого покрытия	Номер образца	Усредненная масса образца с покрытием, г	Усредненная масса покрытия на образце, г	Усредненная толщина покрытия, мкм	Среднее арифметическое коррозии образца в модельных растворах, % масс.						
						Раствор р1	Раствор р2	Раствор р3	Раствор р4	Раствор р5	Раствор р6	Раствор р7
Вакуумное ионно-плазменное напыление	Ti	1	14,095	0,143	8-12	0,004	0,027	0,036	0,055	0,061	0,008	0,058
		2	90,212	0,916		0,003	0,029	0,038	0,052	0,059	0,007	0,057
		3	30,544	0,913		0,003	0,021	0,031	0,045	0,058	0,007	0,057
	Cr	1	14,181	0,229		0,002	0,021	0,027	0,031	0,029	0,005	0,030
		2	90,759	1,463		0,002	0,019	0,025	0,030	0,034	0,005	0,032
		3	31,087	1,456		0,003	0,019	0,021	0,029	0,030	0,006	0,029
	TiN	1	14,118	0,166		0,002	0,020	0,025	0,035	0,036	0,006	0,035
		2	90,356	1,060		0,002	0,020	0,026	0,031	0,039	0,007	0,032
		3	30,686	1,055		0,002	0,015	0,025	0,023	0,029	0,005	0,028

Из таблицы 2 видно, что для самых агрессивных растворов № 7 и № 5 наименьшие значения коррозии наблюдались для покрытий из нитрида титана и хрома, которые были получены методом ВИПН. Несколько Для покрытия Ti результаты оказались немного хуже. По сравнению с образцами из нержавеющей стали 12X18H10T без применения защитных покрытий, ионно-плазменное напыление Ti снижает скорость коррозии в 25,1 раза, TiN – в 41,1 раза, Cr - в 47,7 раза.

В мире коррозия каждый год приводит к огромным потерям, причиняя ущерб разрушением дорогостоящих изделий и оборудования, а также потерей металла (в мире в год на отходы коррозии уходит до 20% металла). Косвенные потери наносят еще больший ущерб: простой оборудования при замене проржавевших узлов и деталей, утечка нефти и газа, нарушение технологических процессов. На примере Ачинского НПЗ мы можем видеть, к чему может привести долгосрочное коррозионное воздействие на оборудование. Именно поэтому необходимо найти наиболее эффективный антикоррозийный состав для ремонта нефтегазового оборудования. И как показали исследования, наиболее эффективным методом борьбы с коррозией является применение защитных покрытий из Cr, Ti или TiN. Именно эти покрытия обеспечат наиболее длительную и безаварийную работу НГПО.

Библиографический список

1. Декларация безопасности опасного производственного объекта ОАО «Ачинский НПЗ». - Красноярск, 2002. -102 с. - Текст : непосредственный.
2. РОСНЕФТЬ : АО «Ачинский НПЗ ВНК» : [сайт]. - URL : <https://anpz.rosneft.ru/> (дата обращения: 29.03.2021). - Текст : электронный.
3. Трушин О. С. Моделирование процессов эпитаксиального роста пленок в условиях ВИПН / О. С. Трушин, В. Ф. Бочкарев, В. В. Наумов, 2000. – Том 29, № 4. – С. 296–309. - Текст : непосредственный.

ПРИМЕНЕНИЕ АЛГОРИТМА ГРАДИЕНТНОГО БУСТИНГА ДЛЯ ПРОГНОЗА НАКОПЛЕННОЙ ДОБЫЧИ ГАЗА

Лебедев В.И.

Тюменский индустриальный университет

Настоящая работа опирается на исследование [1], в котором представлена прогнозная модель накопленной добычи газа на месторождении

Игл-Форд в США, построенная при помощи методов машинного обучения. В рассматриваемой модели на основе алгоритма градиентного бустинга целевым параметром также является значение накопленной добычи газа в течение трех лет с момента ввода скважины в эксплуатацию. Для анализа был выбран фонд эксплуатационных скважин, разрабатывающих залежь пласта БТ₁₀¹ Заполярного месторождения. Исходные данные для моделирования были получены из материалов [2]. На текущий момент в исходные данные модели отобрано 15 признаков 29 скважин, по которым имеется 73 наблюдения. Эти данные планируется расширить включением информации по 139 добывающим скважинам, входящим в фонд скважин, разрабатывающих продуктивные пласты БТ₆₋₈ и БТ₁₀¹ на 01.01.2014 г. Модель запрограммирована на языке *Python* с использованием библиотек *H2O*, *Scikit-learn*, *Pandas*, *Matplotlib* и материалов [3, 4].

Алгоритм градиентного бустинга – это метод машинного обучения, основанный на построении деревьев принятия решений. В отличие от алгоритма случайного леса, каждое новое дерево учитывает ошибки предыдущего и назначает им при разделении больший вес, как это показано на рисунках 1 и 2. На них представлена задача классификации набора данных, представленного кругами и крестиками, с помощью деревьев, которые содержат одно разветвление. Видно, как на втором дереве учитываются ошибки первого: соответствующие данные выделены на втором рисунке. Они изменяют разрешающую линию на графике, благодаря чему становится возможным получение более точных ответов в случаях, когда, используя алгоритм случайного леса, трудно получить правильный.

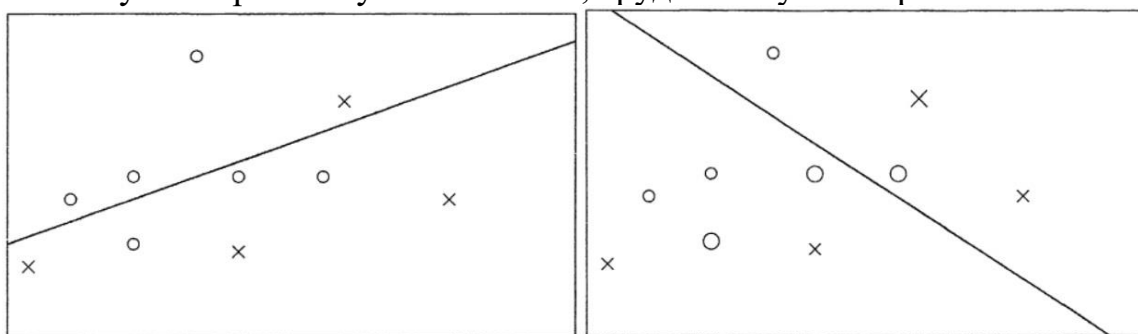


Рисунок 1 и Рисунок 2 – Первое и второе решающие деревья

Модель, представленная в данной работе, состоит из 50 деревьев решений с глубиной 5. Признаки построенной модели имеют коэффициент корреляции Пирсона [5] с целевым параметром как это показано на графике (рисунок 3). Планируется исключить из модели слабые признаки и провести кластеризацию. Текущая модель имеет корень из среднеквадратичной ошибки (*RMSE*) равный 0,048 млрд.м³, против 0,035 млрд.м³ в модели на основе случайного леса при прогнозе на тестовой выборке из 13 наблюдений. Это говорит о том, что модель переобучена.

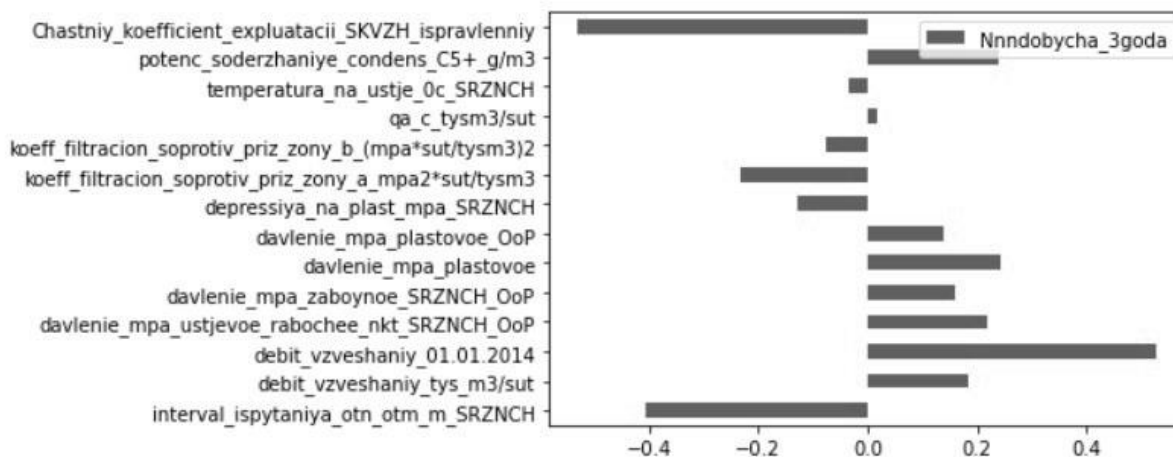


Рисунок 3. Значения коэффициента Пирсона для пар признак-целевой параметр

Таблица 1

Результаты прогноза модели по тестовой выборке

Прогноз по всем признакам	Прогноз по одному признаку	Фактическое значение
0,268752	0,271327	0,289060
0,268752	0,303478	0,296102
0,265358	0,316411	0,277554
0,268752	0,271038	0,275427
0,267513	0,284894	0,278488
0,268752	0,269333	0,266612
0,257374	0,278374	0,276305
0,265358	0,284047	0,282052
0,268752	0,283659	0,283499

Результаты прогнозов по части тестовой выборки, содержащей все признаки, и выборке, в которой присутствует только один признак, представлены в таблице 1. Модель также смогла выполнить прогноз целевого параметра для скважины, не участвовавшей ни в тестовой, ни в обучающей выборках и был получен промежуточный результат значения целевого параметра по отношению к тем, которые использовались в исходных данных. Таким образом, настроенная модель сможет решать задачу регрессии, а результаты ее работы можно будет использовать в сопровождении проекта разработки месторождения.

Библиографический список

1. Han D. Comparative Study on Supervised Learning Models for Productivity Forecasting of Shale Reservoirs Based on a Data-Driven Approach / D. Han, J. Jung, S. Kwon. - Appl. Sci. 2020. - 10, 1267. - Direct text.
2. Кук Д. Машинное обучение с использованием библиотеки H2O. / Д. Кук; пер. с англ. А. Б. Огурцова. – Москва: ДМК Пресс, 2018. – 250 с.: ил. – Текст : непосредственный.

4. Орельен Ж. Прикладное машинное обучение с помощью Scikit-Learn и TensorFlow: концепции, инструменты и техники для создания интеллектуальных систем / Ж.Орельен; Пер. с англ. – Санкт-Петербург : ООО «Альфа-книга», 2018. – 688 с.: ил. – Текст : непосредственный.

5. Плас Дж. Вандер Python для сложных задач: наука о данных и машинное обучение / Плас Дж.Вандер. – Санкт-Петербург : Питер, 2018. – 576 с.: ил. – Текст : непосредственный.

6. Берд Дж. Инженерная математика : карманный справочник / Дж. Берд ; Пер. с англ. – Москва : Издательский дом «Додэка-XXI», 2010. – 544 с.: ил. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Колев Ж.М., канд. тех. наук, доцент кафедры РЭНГМ

ИССЛЕДОВАНИЕ СОСТАВА И СВОЙСТВ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СМЕСИ БЕРЕГОВОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Мозырев А.Г.¹; Глазунов А.М.¹; Дмитриева Т.Б.²

¹Тюменский индустриальный университет

² ООО «ГЕОХИМ»

Большую практическую значимость имеет исследование углеводородного состава, а также физико-химических свойств газовых конденсатов с целью определения способа рациональной переработки и в дальнейшем получения товарных продуктов [1].

Изучение изменения свойств и состава газовых конденсатов по мере разработки месторождений, позволяет спрогнозировать дальнейшие перспективы разработки и переработки получаемых углеводородов, а также дать рекомендации по улучшению эффективности используемых процессов добычи и переработки.

В работе проведено изучение физико-химических свойств пластовой смеси и изменение состава Берегового газоконденсатного месторождения в пределах одного продуктивного пласта для определения рационального направления его переработки, а также повышения эффективности его разработки.

Поставленные задачи:

- 1) изучить термодинамические, геологические особенности месторождения, методы разработки и способы промысловых исследований;
- 2) представить полученные данные физико-химического, термодинамического исследований отобранных проб газоконденсата на начальном этапе разработки исследуемого месторождения;

3) произвести сравнение полученных данных за предшествующие десять лет разработки месторождения;

4) представить анализ изменения состава добываемой газоконденсатной жидкости, основных физико-химических показателей газоконденсата, физико-химических свойств стабильного конденсата;

5) представить рекомендации по увеличению эффективности добычи газоконденсата и предложить направления и рекомендации по наиболее эффективной переработке исследуемого газоконденсата.

Объектом физико-химического исследования выбраны пробы пластовых газоконденсатных смесей Берегового газоконденсатного месторождения и стабильного конденсата пласта БТ в интервалах перфорации 3066 - 3391 м.

Анализ проводили на основе результатов комплексного исследования шести проб газоконденсатной смеси. Пробы отобраны в течении десяти лет в пределах одного продуктивного пласта с временным интервалом – два года.

В работе рассмотрены методы промысловых, физико-химических и термодинамических исследований. Представлены расчёты критических параметров и состава пластового газа. Проведены исследования структурно-группового и фракционного составов [2]. За исследуемый период времени приводятся результаты анализа изменения свойств и состава пластовой газоконденсатной жидкости.

Газовый конденсат Берегового месторождения (пласт БТ) по фракционному составу относится группе Ф2. Газовый конденсат имеет высокое содержание бензиновых фракций НК–180 °С до 70,22 %. Практически полностью в нем отсутствуют смолисто-асфальтеновые вещества. Присутствует небольшое содержание парафинов - 0,55 % и серы - 0,014 %. Температура застывания конденсата составляет ниже минус 60 °С, это связано с высоким содержанием нафтеновых углеводородов.

Газовый конденсат может использоваться в качестве нефтехимического сырья, а также в качестве исходного сырья для получения моторных топлив без каких-либо дополнительных процессов (депарафинизации, осушки, очистки и т.д.).

Выделяемая широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ) в количестве 1,69 % из газоконденсатной смеси, исследована методом газожидкостной хроматографии. В состав ШФЛУ входят следующие компоненты: метан – 75,76 %, этан – 15,29 %, пропан – 7,04 %, изобутан – 0,86 % и бутан – 0,57 %. Выделяемый из газоконденсатной смеси газ не содержит в своем составе серы и сернистых соединений и, следовательно, не требует очистки [3].

Рекомендации по применению ШФЛУ:

- 1) использование метана в качестве исходного сырья для производства синтез газа и оксида углерода путем углекислотной, паровой или каталитической конверсии;
- 2) производство формальдегида из метана;
- 3) получение олефиновых углеводородов из фракции $C_2 - C_4$ путем применения процесса пиролиза;
- 4) использование $C_2 - C_4$ для собственных нужд в качестве топливного газа.

Прямогонная бензиновая фракция составляет основную часть добываемой газоконденсатной смеси - 70,22%. Она может являться исходным высококачественным сырьем для процессов риформинга и пиролиза. Из неё возможно получить высокооктановый автомобильный бензин и непредельные газы. Из-за практически полного отсутствия в составе серы и парафиновых углеводородов бензиновая фракция не требует очистки от серы и парафинов.

Высокое содержание фракции $C_5 - C_6$, порядка 34 % обуславливает возможность ее применения в качестве исходного сырья для производства высокооктановых низкокипящих изо-компонентов автомобильных бензинов, а также сырья нефтехимии (например, изопрена) с использованием каталитической изомеризации.

Выход керосино-газойлевой фракции составляет порядка 25 %, которая может быть применена в качестве исходного сырья для процессов термического крекинга или пиролиза. Кроме того, из нее возможно получить следующие виды топлива:

- 1) топливо всех марок по ГОСТ 10227–2013 из фракции 120 - 250 °С с выходом порядка 40 % и фракции 140–250 °С с выходом 24 % для реактивных двигателей;
- 2) по ГОСТ 305–2013 все виды дизельного топлива из фракции 180 - 350 °С с выходом порядка 30 % (за исключением арктического);
- 3) по ГОСТ 305–2013 все виды дизельного топлива из фракции 250 - 350 °С с выходом порядка 7 % (за исключением арктического).

По структурно-групповому составу получаемый стабильный газовый конденсат имеет высокое содержание парафиновых – 63 % и нафтеновых углеводородов – 28 %, а также низкое содержание ароматических углеводородов – 9,45 %. Его можно использовать в качестве исходного сырья для производства бензиновой фракции с улучшенными характеристиками по октановому числу с применением процесса «Цеоформинг», либо как сырье для нефтехимического синтеза.

В результате проведенного исследования газоконденсатной смеси Берегового газоконденсатного месторождения определены основные закономерности изменения свойств пластовой смеси и её состава. Представлен прогноз о характере дальнейшего изменения состава смеси.

Предложены рекомендации по наиболее перспективным и рациональным направлениям использования и переработки газоконденсатной смеси.

Библиографический список

1. Старобине И. В. Геолого-геохимические особенности газоконденсатов: справочник / И. В. Старобинец. – Изд. 3-е, перераб. и доп. - Москва : Недра, 2014. - 154 с. – Текст : непосредственный.

2. Серебряков А. О. Промысловые исследования залежей нефти и газа : учебное пособие / А. О. Серебряков, О. И. Серебряков. - Санкт-Петербург : Лань, 2016. - 240 с. – Текст : непосредственный.

3. Методическое руководство по подсчету балансовых и извлекаемых запасов конденсата : МР 10-321-1990 : утв. «Газпром» НПО «СОЮЗ-ГАЗТЕХНОЛОГИЯ» 22.04.1990. – Москва : ЦПП, 1990 – 68 с. – Текст : непосредственный.

ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АСПО НА СТЕНКАХ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ

Мухаметшина Э.Р.

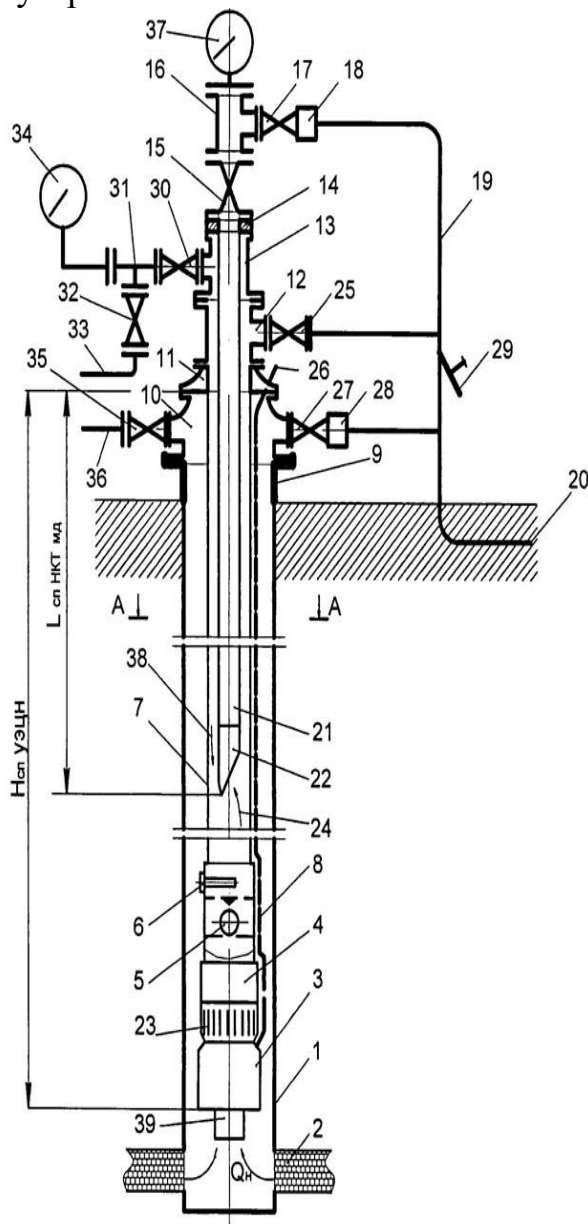
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

На протяжении всего процесса добычи нефти нефтяники сталкиваются с этими проблемами, так как отложения бывают в скважинном оборудовании, выкидных линиях, а также в промысловых трубопроводах систем нефтесбора.

В ходе работы были проанализированы российские и зарубежные аналоги существующих методов и способов борьбы с АСПО [1-10]. Недостатки известных способов связаны, например, с необходимостью нагрева транспортируемой жидкости выше температуры начала кристаллизации парафина (40°С...70°С) нагревателями или направлены на использование технологии очистки внутренней полости НКТ механическими скребками. Реализованы технические решения по нанесению на внутреннюю поверхность НКТ специальных покрытий (остеклование, нанесение фторопластовых пленок) и др. Каждый из известных способов предупреждения и ликвидации АСПО, в том числе и патенту RU 2263765, как правило, не является универсальным и применим лишь в конкретных горно-геологических условиях нефтяного месторождения, компонентного состава нефти и ее температурной составляющей.

Мы предлагаем способ предупреждения АСПО на внутренней поверхности НКТ и устройство для предупреждения АСПО, защищенные патентом RU2661951C1 [11].

Поставленная задача по предупреждению отложения АСПО в полости НКТ при добыче нефти фонтанным или механизированным способом решается в следующей последовательности и использованием следующих устройств.



В ствол скважины, обсаженный эксплуатационной колонной 1, на насосно-компрессорных трубах 7 опускают УЭЦН на расчетную глубину (Нсп уэцн). При фонтанном способе эксплуатации подвеска НКТ УЭЦН не комплектуется. УЭЦН (снизу вверх) включает термоманометрический датчик 39 для передачи по кабелю 8 закодированных сигналов о температуре окружающей среды в зоне работы ПЭД, давления на приеме газосепаратора 23 и параметра вибрации ЭЦН 4 при его работе в скважине. Погружной электродвигатель (ПЭД) 3 через центральный вал передает крутящий момент на вал ЭЦН, в котором размещены рабочие колеса (на рисунке 1 не показано). Поступающий из продуктивного пласта 2 поток газожидкостной смеси Q_n поступает на прием газосепаратора 23, в котором попутный газ частично отделяется от жидкой фазы (на рисунке 1 не показано), а затем жидкую фазу направляют в полость ЭЦН для повышения давления. В компоновке УЭЦН предусмотрены обратный 5 и сливной 6 клапаны. Клапан 5 предназначен для предупреждения слива жидкости из НКТ при остановках ЭЦН, а клапан 6 для создания циркуляции раствора глушения и слива жидкости из НКТ при подъеме УЭЦН.

Экономическая составляющая технического решения заключается в ликвидации образований АСПО на стенках эксплуатационных колонн. Т.к. образование АСПО приводит к снижению дебита скважин, уменьшению диаметра НКТ и трубопроводов вплоть до образования глухих пробок, что влечёт за собой излом и «полёт» НКТ, предлагаемые нами технология и устройство помогают предотвратить выше указанные

экономические проблемы, а также снижают расходы, связанные с необходимостью в бригаде КРС и ПРС при негативном влиянии АСПО на стенки НКТ.

Вывод. В работе мы проанализировали причины образования АСПО на стенках нефтедобывающего оборудования, провели патентный анализ существующих методов борьбы с АСПО на стенках НКТ, определили наиболее эффективный метод предотвращения АСПО на стенках НКТ и разработали рекомендации по его применению.

Библиографический список

1. Пат. 2432322 Российская Федерация, МПК С02F1/48 E21B37/00. Способ снижения отложений в водно-нефтяной смеси трубопровода нефтяной скважины : № 2009108661/05 : заявл. 09.08.2007 : опубл. 27.10.2011 / Стефанини Д. ; патентообладатель Хайдроупас Холдингс Лимитид. - Текст : непосредственный.

2. Пат. 2429344 Российская Федерация, МПК E21B 43/22. Способ оценки эффективности растворителей органических отложений : № 2010142778/03 : заявл. 20.10.2012 : опубл. 20.09.2011 / Ибрагимов Н.Г., Гуськова И.А., Шафигуллин Р.И., Гильманова Д.Р., Павлова А.И., Емельянычева С.Е., Захарова Е.Ф., Швецов М.В. ; патентообладатель Открытое акционерное общество "Татнефть" им. В.Д. Шашина. - Текст : непосредственный.

3. Пат. 2083804 Российская Федерация, МПК F17D 1/16. Способ предотвращения отложения парафина при добыче нефти из скважины : № 95108613/06 : заявл. 26.05.1995 : опубл. 27.02.1998 / Гумеров А.Г., Карамышев В.Г., Гумеров Р.С., Касымов Т.М., Валеев Р.И., Попов В.В., Танатаров Р.А. : патентообладатель Институт проблем транспорта энергоресурсов "ИПТЭР. - Текст : непосредственный.

4. Пат. 226965 Российская Федерация, МПК E21B 37/06. Способ предупреждения отложения парафина в нефтяной скважине : № 2004111894/03 : заявл. 19.04.2004 : опубл. 10.11.2005 / Савиных Ю.А., Савиных Р.И., Ганяев В.П., Богданов В.Л., Музипов Х.Н. : патентообладатель Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования Тюменский государственный нефтегазовый университет (ТГНГУ). - Текст : непосредственный.

5. Пат. 2661951 Российская Федерация, МПК E21B 37/06. Способ предупреждения отложения асфальто-смолистых и парафиновых компонентов нефти в насосно-компрессорных трубах в скважине и устройство для его осуществления : заявл. 03.04.2017 : опубл. 23.07.2018 / Корабельников М.И., Корабельников А.М. ; патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего

образования "Тюменский индустриальный университет" (ТИУ). - Текст : непосредственный.

Научные руководители: Корабельников М.И., канд. тех. наук, доцент

РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТИ ИЗ ВЫСОКООБВОДНЕННЫХ ПЛАСТОВ

Полетаева И.А., Рыбичев А.А., Терехина Н.М.
Национальный исследовательский технологический университет
«МИСиС»

С каждым годом увеличивается потребление нефтяных ресурсов. По данным Международного энергетического агентства, в настоящее время в мире используется более 85 миллионов баррелей нефти в день. Кроме того, мировой спрос на первичную энергию растет примерно на 1,6% в год [1]. В мире остро поднят вопрос извлечения остаточной нефти из высокообводненных месторождений. Для повышения нефтеотдачи таких пластов необходима модернизация существующих технологий нефтеизвлечения.

Разработка нефтяных месторождений происходит в несколько этапов. На первом – извлечение нефти происходит за счет естественной пластовой энергии без использования дополнительных агентов вытеснения. Нефтеотдача пластов составляет 5-15%. Когда пластового давления недостаточно для самопроизвольного выхода нефти на поверхность, необходимо применение вторичных методов, в частности – закачку воды. Поскольку вода не может обеспечить полное вытеснение нефти так как значительная часть остаточной нефти находится в поровом пространстве пласта, то для интенсификации процесса нефтеотдачи необходимо применять третичные методы, такие как: нагнетание газа, закачка химических реагентов, внутрипластовое горение и пр.

По данным Минэнерго США, среди применяемых третичных методов наибольшее распространение получили газовые методы (60%). В мировой практике в качестве газового агента чаще применяют диоксид углерода [2]. Однако наиболее целесообразно применение азота, поскольку при использовании углекислого газа, высока вероятность коррозии конструкционных материалов и выпадение асфальтенов, что снижает нефтеотдачу пласта. Кроме того, безвозвратные потери азота в 2-3 раза меньше, чем диоксида углерода.

Путем анализа зарубежных и Российских исследований, были выделены два метода закачки азота в пласт: метод последовательной закачки и метод гравитационного дренирования.

Первый метод заключается в последовательной закачке в пласт газового агента и воды. Вытеснения нефти происходит при уменьшении объёма оторочки газовой фазы. При применении второго метода закачка азота производится в наиболее высокие точки кровли крутозалегающего пласта, тем самым, за счет действия гравитационных сил, нефть выкачивается на поверхность из эксплуатационных скважин [3]. По большей части структура нефтяных пластов является неравномерной, тем самым целесообразнее использовать второй метод, который позволяет вытеснять нефть из пор на различных высотных отметках пласта.

В ходе исследования смоделирован нефтяной пласт, конфигурация и геолого-физические характеристики (таблица 1) которого соответствуют области применения метода гравитационного дренирования.

Таблица 1

Геолого-физические характеристики смоделированного нефтяного пласта

Параметр	Значение
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	48,9
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,902
Начальное пластовое давление, МПа	11,7
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	5,1
Средний коэффициент пористости (нефтяная часть), д. ед.	0,24
Средний коэффициент начальной нефтенасыщенности, д. ед.	0,87

На рисунке 1 представлена схема возможного расположения скважин с учетом геолого-физических свойств смоделированного пласта, а также выбранного метода закачки агента.

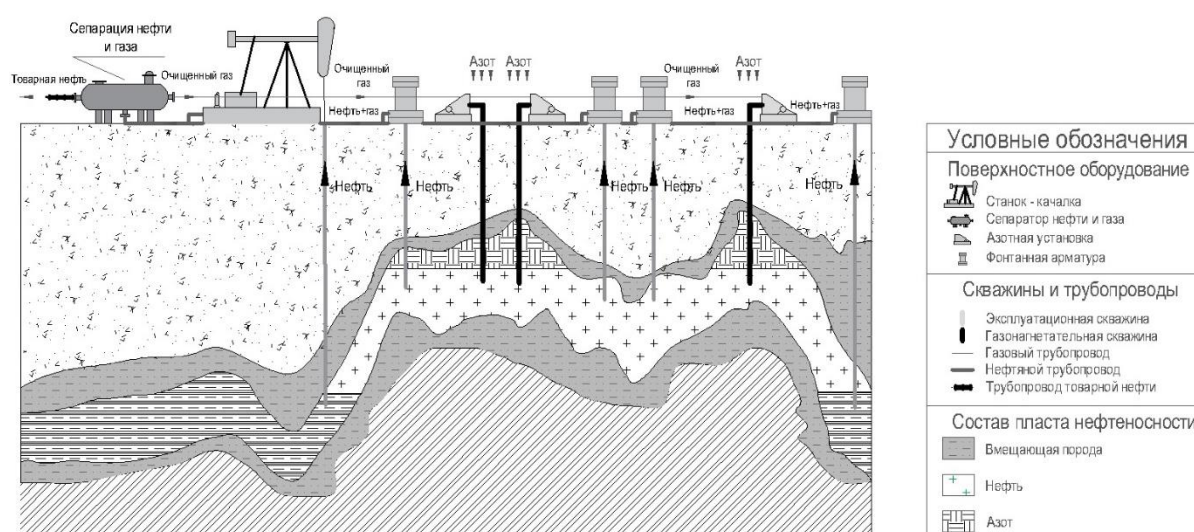


Рисунок 1. Схема возможного расположения скважин с учетом геолого-физических свойств смоделированного пласта

Подача газообразного азота в пласт осуществляется посредством криогенного оборудования. Сжиженный газ из ёмкости поступает в насос высокого давления, плунжеры которого способны прокачивать агент к теплообменнику. В теплообменнике жидкий азот разогревается и переходит в газообразное состояние, преодолевая критическую точку. При фазовом переходе объемный расход азота увеличивается во много раз.

Газообразный азот высокого давления закачивают в пласт, оттесняя воду от основного канала скважины. Азот под высоким давлением проникает в неразработанные поры через микротрещины. Благодаря тому, что азот обладает низкой плотностью и высоким коэффициентом сжатия, он перемещается в верхнюю область пор и образует газовую шапку с высокой упругой энергией, которая выдавливает нефть из пор. Далее нефть под действием гравитационных сил перемещается в низлежащие части пласта, выкачивается через эксплуатационные скважина на поверхность и поступает на установку сепарации для отделения товарной нефти от остаточного азота. Выделенный агент возвращается в нагнетательную линию.

Внедрение метода гравитационного дренирования для увеличения нефтеотдачи пласта с остаточной высоковязкой нефтью, что способствует рациональному использованию природных ресурсов.

Библиографический список

1. Bwarwa J. K. Jet Fuel from Domestic Wastewater Treatment Using Microalgae: A Review *Green Materials for Wastewater Treatment* / J. K. Bwarwa , A. Akash, C. Trois, 2020. - pp. 321-360. - Direct text.
2. Гумеров Ф. М. Перспективы применения диоксида углерода для увеличения нефтеотдачи пластов / Ф. М. Гумеров. - Текст : непосредственный // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. статей: в 2 ч. / Под ред. Б. А. Григорьева. – Москва : Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – Ч. 2. – С. 93–109.
3. Alagorni A. An Overview of Oil Production Stages: Enhanced Oil Recovery Techniques and Nitrogen Injection / A. Alagorni, Z. Yaacob, A. Nour. - Direct text // *International Journal of Environmental Science and Development*, 2015. - no. 6. - pp. 693-701.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ГЕОХИМИЧЕСКОЙ СОВМЕСТИМОСТИ ПЛАСТОВЫХ И ЗАКАЧИВАЕМЫХ ВОД НА НЕФТЕПРОМЫСЛАХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Сальникова Ю.И.
Тюменский индустриальный университет

При разработке нефтяных месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции рано или поздно недропользователи сталкиваются со снижением пластового давления в залежах. Проблема поддержания пластового давления (ППД) решается путем заводнения нефтяных пластов путем закачки через нагнетательные скважины технических вод. В качестве таких вод в Западной Сибири более полувека используются подземные воды апт-альб-сеноманских отложений.

Помимо повышения нефтеотдачи пластов, на нефтепромыслах актуален вопрос закачки в глубоководные погруженные поглощающие горизонты излишков попутно добываемых вод, очищенных сточных вод и флюидов, образующихся в результате различных технологических процессов. Для этих целей с начала 21 века активно эксплуатируется также апт-альб-сеноманский водоносный комплекс (ААС ВК) Западно-Сибирского мегабассейна, отличающийся высокими емкостно-фильтрационными параметрами пород (пористостью 12-42%, проницаемостью от $215,8 \cdot 10^{-3}$ до $504,8 \cdot 10^{-3}$ мкм), значительной общей мощностью (порядка 800 м) и изолированностью надежными регионально выдержанными подстилающим и перекрывающим водоупорами.

Необходимость оценки геохимической совместимости пластовых и закачиваемых флюидов является одной из важнейших задач промышленной гидрогеологии, поскольку прогноз равновесия смешиваемых вод поможет предотвратить проблемы солеотложений на скважинном оборудовании, ухудшения коллекторских свойств продуктивных пластов и, как следствие, снижения нефтеотдачи. Солеотложение как результат взаимодействия несовместимых вод зачастую происходит по причине перенасыщения смеси каким-либо соединением, выпадающим в осадок (сульфаты Ca, Sr, Ba) [1, 2].

Автором обобщены имеющиеся данные по моделированию физико-химических процессов в смешиваемых водах на обширной территории Западно-Сибирского мегабассейна как для целей ППД, так и для закачки излишков попутно добываемых вод на нефтяных месторождениях (Рис. 1.) Химическая совместимость агента нагнетания с водами нефтяных пластов и попутно добываемых флюидов с апт-альб-сеноманскими водами выполнялось методом термодинамического моделирования в соответствии с ОСТом 39-229-89 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Определение совместимости закачиваемых и пластовых вод по кальциту и гипсу расчетным методом».

Таким образом, на основании выполненных работ (более 200) по оценке запасов подземных под ААС ВК, можно утверждать, что эти воды совместимы с пластовыми водами нефтепродуктивных отложений берриас-валанжинского, неокомского и юрского комплексов. Максимальное прогнозируемое количество осадка кальцита при заводнении пластов нефтяных месторождений Западной Сибири в основном составляет от 0

до 300 мг/дм³. Следует отметить, что возможное максимальное выпадение осадка кальцита прогнозируется в Сургутском нефтегазоносном районе (НГР) Среднеобской нефтегазоносной области (НГО), достигая 558, 420 и 526 мг/дм³ при закачке апт-сеноманских вод в пласты берриас-валанжина, неокома и юры соответственно.

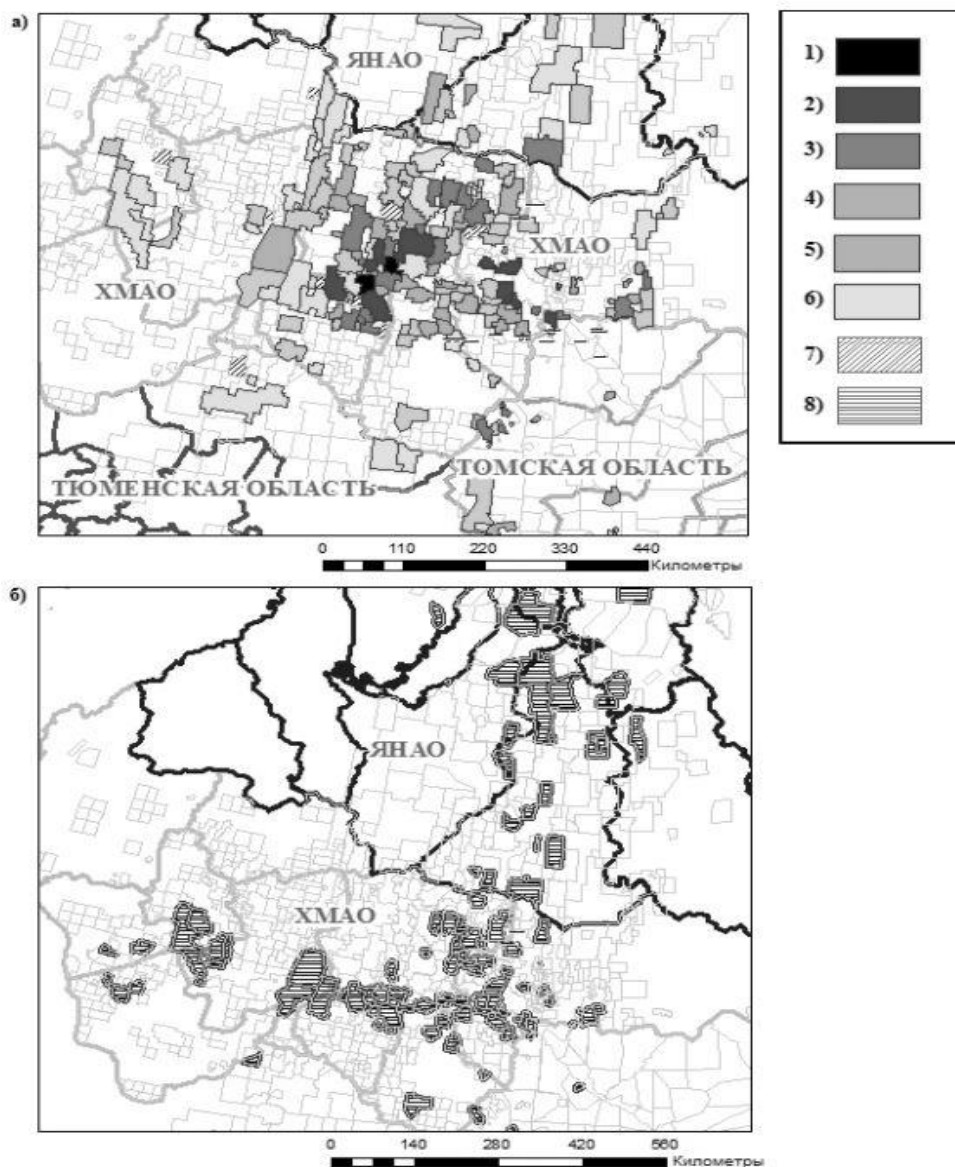


Рисунок 1. Обзорная карта Западной Сибири с учетом использования ААС ВК:

а) Лицензионные участки с водозабором ААС ВК:

- 1) 1966 г. – первые месторождения с ППД на основе вод ААС ВК;
- 2) 1976-1975 гг.; 3) 1976-1985 гг.; 4) 1986-1995 гг.; 5) 1996-2005 гг.;
- 6) 2006-2015 гг.; 7) 2016-2019 гг.

б) 8) Лицензионные участки с пунктами закачки в ААС ВК.

Анализ данных по результатам гидрогеологических обоснований (более 80 работ) закачки излишков попутно добываемых вод в ААС ВК проводился с учетом того, что состав попутных вод характеризуется

близкими к пластовым водам физико-химическими свойствами и типовой принадлежностью. Качество закачиваемых вод будет зависеть от состава пластовых вод продуктивных отложений. Интересно, что и при данном виде недропользования, максимальное прогнозируемое выпадение осадка кальцита при закачке излишков попутных вод, относится к месторождениям Сургутской НГО. Здесь при смешении попутных вод беррис-валанджинских и юрских отложений с подземными водами апт-сеномана осадок кальцита может достигать 627 мг/дм^3 , неокомских и юрских отложений – до 484 мг/дм^3 .

Полученные количественные показатели осадкообразования следует рассматривать как предельные, поскольку методикой расчета не учитывается обогащение смеси вод углекислотой поглощающего пласта и изменение температуры за счет более холодных закачиваемых вод. Для контроля за состоянием подземных вод апт-альб-сеноманского водоносного комплекса важны мониторинговые исследования.

Биографический список

1. Кащавцев В. Е., Мищенко И. Т. Прогнозирование и контроль солеотложений при добыче нефти: Учебное пособие. / В. Е. Кащавцев, И. Т. Мищенко. – Москва : Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2001. 134 с. - Текст : непосредственный.

2. Кащавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти / В. Е. Кащавцев, И. Т. Мищенко. – Москва : Орбита, 2004. 426 с. - Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Бешенцев В.А., док. геол.-мин. наук, профессор

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ НА ОБЪЕКТЕ БВ₈⁰ САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Саляхова А.Р.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

В данной работе рассматривается объект БВ₈⁰. Объект БВ₈⁰ входит в группу пластов БВ₈ совместно с пластами БВ₇², БВ₈¹⁻³.

Объект находится на четвертой стадии разработки (рисунок 1), поэтому совершенствовать систему заводнения на данном участке необходимо для ППД и увеличения КИН.

Первая стадия (с 1969 по 1975 гг.): Отборы от НИЗ составляли 11,9% (150 млн.т. нефти) при обводненности в 5,6%.

Вторая стадия (с 1976 по 1982 гг.): максимальный уровень добычи и к концу данной стадии отборы от НИЗ составляли 54,1% (682 млн.т. нефти) при обводненности в 51,8%.

Третья стадия (с 1983 по 1992 гг.): сильное снижение объема добычи ежегодно более чем на 10%. К концу этого периода отборы от НИЗ составляли 71,6% при обводненности до 93,7%.

Четвертая стадия (с 1993 г. и по сей день): Темп отборов от НИЗ не выше 1%. Снижение добывающего фонда скважин и рост нагнетательных скважин.

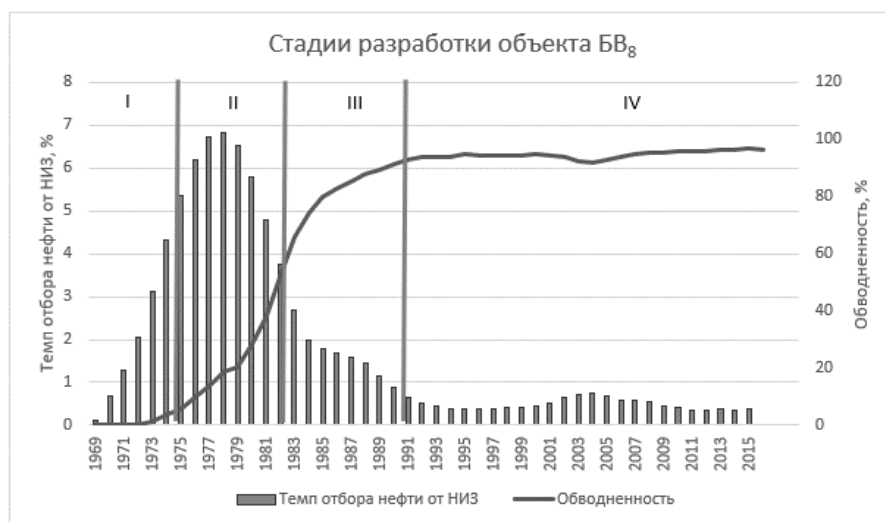


Рисунок 1. Стадии разработки объекта БВ₈

Характеристики вытеснения, представленные на рисунке, свидетельствуют о неполном вовлечении извлекаемых запасов в активную разработку. Разработка характеризуется недостаточным отбором от НИЗ при довольно высокой обводненности.

Далее представлены диаграммы распределения общего фонда добывающих и нагнетательных скважин на объекте БВ₈ на рисунке 2.



Рисунок 2. Распределение добывающего фонда на 01.01.2017. Объект БВ₈

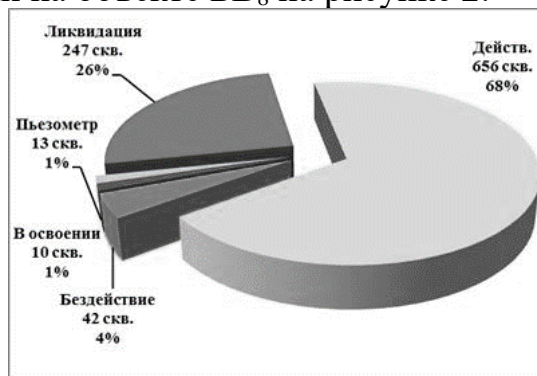


Рисунок 3. Распределение нагнетательного фонда на 01.01.2017. Объект БВ₈

Из действующего фонда нагнетательных скважин 328 скважин относятся к пропластку БВ₈⁰. На рисунке 4 заметен темп падения пластового давления в зависимости от начального, соответственно это сильно влияет на добычу нефти. Значит необходимо увеличить фонд действующих нагнетательных скважин на данном пропластке для оптимизации ППД.

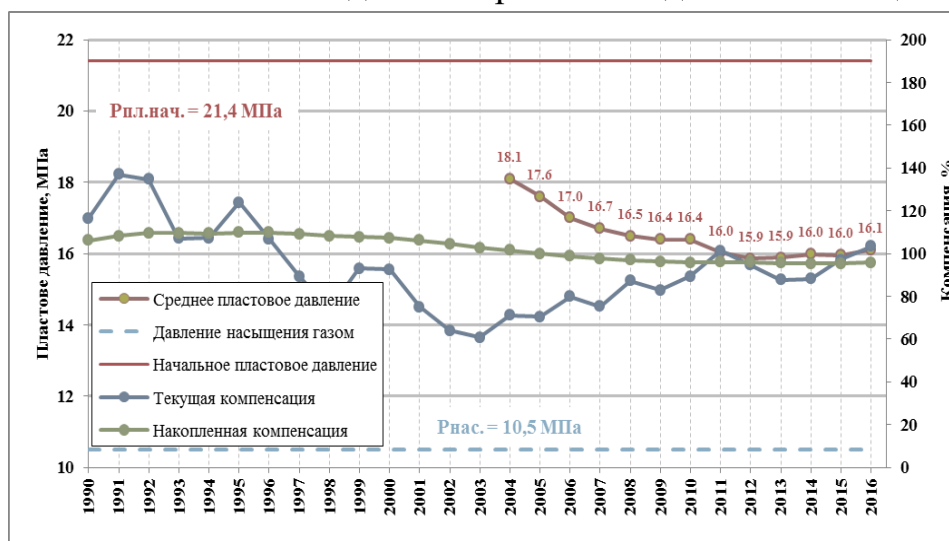


Рисунок 4. Динамика пластового давления и компенсации. Пласт БВ₈⁰

Проанализировав данные из проектного документа Технологический проект разработки Самотлорского нефтегазоконденсатного месторождения [1] и представленных диаграмм можно сделать вывод, что большинство добывающих и нагнетательных скважин ликвидированы из-за высокой обводненности и так же еще некоторое количество в бездействии.

Проанализировав объект БВ₈⁰ выяснили что, темп обводненности растет, а добыча нефти падает, поэтому будет целесообразно подобрать технологический процесс закачки воды в пласт и произвести расчет проектирования закачки воды с целью поддержания оптимального пластового давления, а также произвести расчет по определению нужного количества действующих нагнетательных скважин на объекте БВ₈⁰.

В настоящее время система заводнения по объекту БВ₈⁰ разбалансирована.

Для расчета проектирования процесса закачки нам необходимы данные из приведенной ниже таблицы 1.

Таблица 1

Данные по объекту БВ₈⁰

Данные	Обозначение	Единицы измерения	Значения
Кол-во нефти, доб. из залежи за сутки с одной доб. скв.	$Q_{н1}$	т/сут	10,2
Кол-во воды, доб. из залежи за сутки с одной доб. скв.	$Q_{в1}$	т/сут	287,1
Кол-во добывающих скважин на объекте	n_d	скв	723
Газовый фактор	Γ	$\text{м}^3/\text{м}^3$	70,5
Ср. давление пластовое в зоне нагнетания воды	$P_{пл}$	МПа	16,1
Плотность нефти, добываемой из залежи	ρ_n	$\text{кг}/\text{м}^3$	842
Плотность воды, добываемой из залежи	ρ_v	$\text{кг}/\text{м}^3$	1018
Объем. коэффициент нефти	b_n	д. ед.	1,273
Объем. коэффициент воды	b_v	д. ед.	1,003
Коэффициент приемистости	$K_{прм}$	$\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$	57,0
Коэф.сверхсжимаемости газа	z	д.ед.	0,87
Ср. коэф. растворим. газа в нефти	v	$\text{м}^3/(\text{м}^3 \cdot \text{МПа})$	4
Давление норм. условий	P_0	МПа	0,1
Потери давления при движ. воды от насоса до забоя	$P_{тр}$	МПа	3
Энергет. затраты на нагнетание 1 м^3 воды при повыш. давления на 1 МПа	w	$\text{кВт} \cdot \text{ч}/(\text{м}^3 \cdot \text{МПа})$	0,27
Стоимость 1 кВт*ч электроэнергии	C_v	руб/(кВт*ч)	0,015
Стоимость 1 нагн. скважины	C_c	тыс.руб	1400
КПД насосного агрегата	X	д.ед.	0,6
Время работы нагнетательной скважины	t	год	10
Ср. приемистость 1 нагнетательной скважины	$q_{вн}$	$\frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$	547,5
Глубина нагнетательной скважины	L_c	м	2200
Пластовая температура	$T_{пл}$	К	353,4

Расчет по формулам:

1. Количество добываемой нефти (Q_n) и воды (Q_v) со всех скважин объекта БВ₈⁰:

$$Q_n = Q_{n1} \cdot n_d \text{ (т/сут)} \quad (1)$$

$$Q_v = Q_{v1} \cdot n_d \left(\frac{\text{т}}{\text{сут}} \right) \quad (2)$$

2. Гидростатическое давление воды ($P_{ст}$) в скважине:

$$P_{ст} = 10^{-6} \cdot \rho_v \cdot g \cdot L_c \text{ (МПа)} \quad (3)$$

3. Оптимальное давление на устье нагнетательной скважины по формуле академика А.П.Крылова:

$$P_{уН} = \sqrt{\frac{C_c \cdot X}{K_{прм} \cdot 365 \cdot t \cdot w \cdot C_b}} - (P_{ст} - P_{пл} - P_{тр}) \text{ (МПа)} \quad (4)$$

4. Давление на забое нагнетательной скважины:

$$P_{забН} = P_{уН} + 10^{-6} \cdot \rho_b \cdot g \cdot L_c - P_{тр} \text{ (МПа)} \quad (5)$$

5. Необходимое количество суточной закачиваемой воды рассчитываем по формуле:

$$V_b = 1,2 \cdot (V_{нпл} + V_{гсвпл} + V_{впл}) \quad (6)$$

7. Количество нагнетательных скважин для объекта БВ₈⁰:

$$n = V_b / q_{вН} \text{ (скв)} \quad (7)$$

В таблице 2 приведены данные расчета оптимального давления на устье нагнетательной скважины, давления на забое и число нагнетательных скважин на объекте БВ₈⁰.

Таблица 2

Расчет количества нагнетательных скважин в зависимости от глубины залегания

Расчетные показатели	L _с =2200 м Т _{пл} =353,4 К
Оптимальное давление на устье нагнетательной скважины (P _{уН}), МПа	28,72
Давление на забое нагнетательной скважины (P _{забН}), МПа	47,67
Количество суточной закачиваемой воды (V _в), м ³ /сут	262730,472
Количество нагнетательных скважин для объекта БВ ₈ ⁰ (n), скв	480

Таким образом, из расчета проектирования закачки воды на объекте БВ₈⁰ можно сделать вывод, что для оптимизации ППД на данном объекте необходимо 480 действующих нагнетательных скважин, когда на 01.01.2017 г. действующий фонд составляет 328 скв. (что составляет 46% от действующего фонда на 01.01.2017 г.). Значит в рассматриваемом варианте необходимо ввести в разработку 152 нагнетательных скважин.

Основные выводы по системе заводнения на объекте БВ₈⁰ Самотлорского месторождения:

1. Учитывая падение пластового давления на объекте, дальнейшие перспективы повышения эффективности разработки объекта связаны с дальнейшей адаптацией системы ППД под структуру остаточных запасов нефти.

2. Необходимо производить постоянный учет состояния пластового давления с помощью замеров, которые охватывают всю площадь залежей, и в особенности, зоны сниженного давления.

3. Расчеты так же показали необходимость использования скважин под нагнетательные из другого фонда либо введение новых.

Библиографический список

1. Желтов Ю. П. Разработка нефтяных месторождений / Ю. П. Желтов. – Москва : Недра, 1986. – 332 с. – Текст : непосредственный.
2. Разработка нефтяных месторождений : учебное пособие для студентов / Н. Р. Кривова, С. В. Колесник, К. В. Федорова, А. А. Борисов. – Нижневартовск : Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет» филиал в городе Нижневартовске, 2015. – 200 с. – Текст : непосредственный.
3. Сборник задач по разработке нефтяных месторождений : учебное пособие для вузов / Ю. П. Желтов, И. Н. Стрижов, А. Б. Золотухин, В. М. Зайцев – Москва : Недра, 1985. – 296 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Колесник С.В., канд. тех. наук, доцент

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Сердюк Д.А., Болотов С.Д.
Тюменский индустриальный университет

Нефтегазовая отрасль приносит огромную прибыль, но несмотря на это сам процесс нефтедобычи очень затратный. Поэтому особенно важно эффективно использовать запасы месторождения. Рентабельность разработки месторождения зависит от многих факторов, в частности от коэффициента извлечения нефти (КИН) – отношения извлекаемых запасов нефти к геологическим запасам нефти. Согласно энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года, проектный КИН на 2018 год должен составлять 0,383, а к 2024 году 0,385 [1]. Но далеко не на каждом месторождении достигается такое значение КИНа. Для увеличения КИНа используются различные МУН. Далее будут рассмотрены гидродинамические МУН.

Гидродинамические МУН основаны на изменении режимов работы залежи за счет изменения объёмов закачки воды в пласт, темпов добычи жидкости, влиянии на зону охвата, а также изменении системы поддержания пластового давления (ППД). Основные методы:

1. Циклическое заводнение (ЦЗ);
2. Изменение направления фильтрационных потоков (ИНФП);
3. Форсированный отбор жидкости (ФОЖ);
4. Трансформация системы ППД;
5. Выравнивание профиля приемистости (ВПП);.

Для оценки эффективности, методы были проранжированы по условной эффективности. Оценка условной эффективности проводилась

по средней дополнительной добыче на месторождениях, в единицах измерения на одну скважину т\мес (Таблица 1). [2, 4-11].

Таблица 1

Дополнительная добыча нефти при применении гидродинамических МУН

Метод	Месторождение, залежь \ пласт	Количество скважин	Время эксплуатации скважин	Дополнительная добыча в тоннах	Средняя дополнительная добыча с одной скважины, т/мес	Средняя дополнительная добыча по всем месторождениям с 1-ой скважины, т/мес
ЦЗ	Выгодская залежь Долинского месторождения	8	23 месяца.	128800	700	565
	Пласт А4 Покровского месторождения	1	26 месяцев	18000	692	
	Мортымья-Тетеревское месторождение	139	1 месяц	41900	301	
ИНФП	Известинское месторождение	1	1,5 года	5580	310	273,3
	Покровское месторождение пласт А4	15	5 лет	160000	190	
	Покровское месторождение пласт Б2	14	5 лет	300000	357	
	Дмитриевское месторождение	15	2 года	85000	236	
ФОЖ	Ромашкинское месторождение	Дебит вырос в среднем с 3,8 до 6,77 т/сут на одну скважину			89,1	474,8
	Нонг-Еганское месторождение	9	6 месяцев	46770	866,1	
	Салымское месторождение	1-ая скважина за 231 день 3996,3 т, 2-ая скважина за 18 дней 486 т, 3-ая скважина за 42 дня 1218 т			732,9	
	Покровское месторождение	36	2 года	185 011	214,1	
Трансформация системы ШД	Участок месторождения Зап.Сиб.	46	1 год	560240	1087,2	714,1
	Приобское месторождение	39	1 год	170000	341	
ВПП	Карамовское месторождение	11	1 год	18700	142	125
	Холмистое месторождение	4	1 год	5700	118,75	
	Вынгапуровское месторождение	44	1 год	60600	114,8	

Возьмём пятибалльную систему оценивания, для оценки условной эффективности. Тогда ЦЗ получит 4 балла, ИНФП 2 балла, ФОЖ 3 балла, трансформация системы ППД 5 баллов и ВПП 1 балл соответственно.

На условную эффективность ещё влияли капитальные и временные затраты (Таблица 2) [2, 3, 12].

Таблица 2

Учёт капитальных и временных затрат

Методы	Капитальные и временные затраты (от -2 до 2)	Условная эффективность
ЦЗ	Замена на кустовых насосных станциях низконапорных насосов, на высоконапорные	1
ИНФП	ИНФП непрерывно проводимые мероприятия по совершенствованию процессов разработки (создание новых линий разрезания; переноса нагнетания воды, очагового заводнения, и т.д.).	1
ФОЖ	Покупка насосов для перевода добывающих скважин на механизированный способ эксплуатации. (На последней стадии разработки данная процедура уже совершена)	1
Трансформация системы ППД	Бурение нагнетательных скважин	-2
	Замена оборудования нагнетательных скважин на оборудование добывающих, и наоборот	
ВПП	Поиск и покупка подходящих активных веществ	1

Если сложить все баллы полученные за дополнительную добычу нефти и учёт капитальных и временных затрат то получим итоговую условную эффективность (Таблица 3).

Таблица 3

Итоговая условная эффективность гидродинамических МУН

Метод	ЦЗ	ИНФП	ФОЖ	Трансформация системы ППД	ВПП
Итоговая условная эффективность	5	3	4	3	2

Исходя из условной эффективности, наиболее эффективным методом оказалось циклическое заводнение, в то время как трансформация системы ППД оказалась не столь эффективной из-за больших капитальных и временных затрат, хотя имела наибольший прирост в добыче нефти.

Библиографический список

1. Снытко Д. Н. Эффективность применения НЗ на блоках и залежах Мортимья-Тетеревского месторождения / Д. Н. Снытко. – Текст : непосредственный // Молодой ученый. - № 22. - 2020. - С. 38-70.

2. Гагарина Е. М. Использование характеристик вытеснения нефти для оценки эффективности форсированного отбора жидкости на объекте Б2+Б3 Покровского месторождения / Е. М. Гагарина. – Текст : непосредственный // Актуальные научные исследования в современном мире, 2017. - С. 46-52.

3. Муслимов Р. Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения: учебное пособие / Р. Х. Муслимов. – Казань: Изд-во Казанск. ун-та, 2002. – 596 с. – Текст : непосредственный.

4. Велиев Э. М. Современные тенденции развития технологии нестационарного заводнения (на примере месторождения Кумколь) / Э. М. Велиев. – Уфа, 2018.

Научный руководитель: Юшков А.Ю., канд. тех. наук, доцент

ПЕРСПЕКТИВНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ РАЗВИТИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МУН

Сердюк Д.А., Паркулаб П.В.

Тюменский индустриальный университет

На сегодняшний день существенная часть пластов в РФ имеют среднюю конечную нефтеотдачу 35-38% [1,2]. В связи с этим, актуальной задачей остается применение современных технологий по добыче нефти, с целью увеличения нефтеотдачи разрабатываемых месторождений. Классификацию МУН можно представить в таком виде: физико-химические, гидродинамические, газовые, тепловые и микробиологические методы.

На этапе выбора наиболее результативного метода для повышения нефтеотдачи необходимо учитывать геолого-физические характеристики пластов, а также формы существования остаточной нефти в пласте.

Традиционные гидродинамические МУН сравнительно просты в реализации, не требуют больших экономических затрат и получили широкое развитие. На современном этапе проведения геолого-технических мероприятий нефтеотдача пласта повышается не более чем на 5-8%. Это объясняется тем, что нефтяные месторождения в большинстве случаев – многопластовые и ФЕС могут розниться, в связи с этим равномерное вытеснение нефти по объему всей залежи не обеспечивается, что обуславливает формирования остаточной нефти в малопроницаемых прослоях и зонах. [3]

Для выбора перспективного направления дальнейшего развития гидродинамических МУН были рассмотрены патенты и инновации в данной области. Большинство патентных решений направлены на решение

конкретных проблем, на реальных месторождениях. Эти патентные решения позволяют повысить эффективность применения ГМУН, увеличить коэффициенты нефтеотдачи, а также снижать обводненность продукции. Но также обладают недостатком в виде не универсальности. Они помогают повысить эффективность гидродинамических в определенных геологических условиях и при определенных ФЕС [4-11]. Часть инноваций направлена на оптимизацию гидродинамических МУН, а именно на ускорение вычислений для применения циклического заводнения [12] и уменьшение затрат для проведения метода трансформации системы ППД. Другая часть направлена на гидродинамическое моделирование [13, 14].

Развитие и инновационная составляющая гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи заключается, прежде всего, в увеличении эффективности от их применения. И основная проблема – локальность применения. Каждый метод целесообразен в применении при определенных условиях и не может называться универсальным. Предварительной оценки специалистов недостаточно, ведь все геолого-технические мероприятия требуют капитальных затрат, а в случае неудачи они только растут. Понимание этого подводит к главной перспективе развития – способы получения максимально точных данных о геологическом строении и фильтрационно-емкостных свойствах разрабатываемых пластов. И основной способ получить эти данные – это гидродинамическое моделирование. Гидродинамическое моделирование - это основной метод управления разработкой месторождения. Оно позволяет уточнить геологическое строение и ФЕС нефтяного пласта благодаря данным об истории разработки. Главной целью гидродинамического моделирования является обоснование геолого-технических мероприятий в средне- и долгосрочной перспективах разработки, а также оптимизация систем разработки выработанных месторождений с использованием современных технологий оптимизации заводнения и третичных методов повышения нефтеотдачи. Гидродинамическая модель - это математическая модель, воспроизводящая физические процессы в пласте при его разработке и представляющая собой систему дифференциальных уравнений в частных производных сохранения массы, импульса и энергии. Однако и у этого метода существует ряд проблем и ограничений, требующий устранения:

- Сложность в моделировании взаимодействия различных типов скважин;
- Проблемы в оценке сложных фильтрационных процессов;
- Необходима большая вычислительная мощность техники, для быстрой и точной обработки, и интерпретации данных [15].

Обладая знаниями точных данных о геологическом строении и фильтрационно-емкостных свойствах разрабатываемых пластов появится возможность подобрать максимально эффективный МУН.

Библиографический список

1. Шпильман А.В. Динамика и закономерности изменения коэффициента извлечения нефти по месторождениям нефти центральной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / А.В. Шпильман, Н.Ю.Кухарук. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. - 2017. - № 1. - С. 52-56;
2. Муслимов Р. Х. КИН – его прошлое, настоящее и будущее на месторождениях России / Р. Х. Муслимов. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. - 2011. - №2. - С. 12-16;
3. Рузин Л. М. Методы повышения нефтеотдачи пластов : учеб. пособие для вузов / Л. М. Рузин, О. А. Морозюк. – Ухта : УГТУ, 2014. – 127 с. – Текст : непосредственный;
4. Гладков Е.А. Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа: учебное пособие / Е.А. Гладков. – Томск: Издательство Томского политехнического университета 2012. - – Текст : непосредственный;

Научный руководитель: Юшков А.Ю., канд. тех. наук, доцент

ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ С ПОВЫШЕННЫМ ГАЗОСОДЕРЖАНИЕМ

Худайбердиев А.Т., Аксенова Н.А.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

На месторождениях нефтегазодобывающих предприятий Западной Сибири часто возникают проблемы эксплуатации месторождений с высоким газовым фактором. С одной стороны высокий газовый фактор увеличивает количество добываемой жидкости, а с другой приводит к преждевременному износу оборудования. На Северо-Варьганском, Каменном нефтяном месторождении, на Красноленинском нефтегазоконденсатном месторождении и многих других, эксплуатируется большое количество скважин с повышенным содержанием газа – выше 150м³ на 1 тонну жидкости. Как известно, на малодобитных скважинах подобного типа возникает риск образования газогидратов.

Гидраты представляют собой химические соединения молекулярного типа, состоящие из воды и газа. На скважинах с высоким газосодержанием попутный газ, при определенных термодинамических условиях вступает в соединение с водой и образует газогидрат. Внешне напоминает снег или лёд.

Анализ научно-технической литературы и производственного опыта показал, что используемые сегодня способы и устройства

эксплуатации скважин с высоким газосодержанием и потенциальной возможностью образования гидратов не позволяют выводить скважину на установившийся режим после ГТМ, ГИС-исследований и др. без срыва подачи насоса в результате образования гидратов. [2-6].

Анализ патентов и научно-технической литературы позволил провести оптимизацию и определить как наиболее эффективный в плане предотвращения образования газогидратов способ добычи нефти для малодебитных скважин с высоким газовым фактором (рис. 1) [7].

Данная технология эксплуатации малодебитных скважин с высоким газосодержанием позволяет предотвратить образование отложений газогидратов. Например, на Красноленинском нефтегазоконденсатном месторождении более 100 добывающих скважин оборудованных УЭЦН с газосепараторами, бездействовали, даже были на грани консервации из-за проблем вызванных образованием газогидратных пробок как во внутренней полости НКТ, так и во внешнем кольцевом пространстве. Использование электроцентробежных насосов в настоящее время оправдывается их высокой мощностью и высокой пропускной способностью (до 5000 м³/сут.). Существуют и установки электроцентробежных насосов и для малодебитных скважин с высоким газовым фактором. Но используемые в них газосепараторы, которые устанавливаются непосредственно внутри компоновки ЭЦН, зачастую не справляются, так как, во-первых, на скважинах с большим газосодержанием не весь газ отделяется от жидкости, во-вторых, из принципа его работы газ, отделяемый от жидкости поступает в затрубное пространство, где условия благоприятны для образования газогидратных пробок.

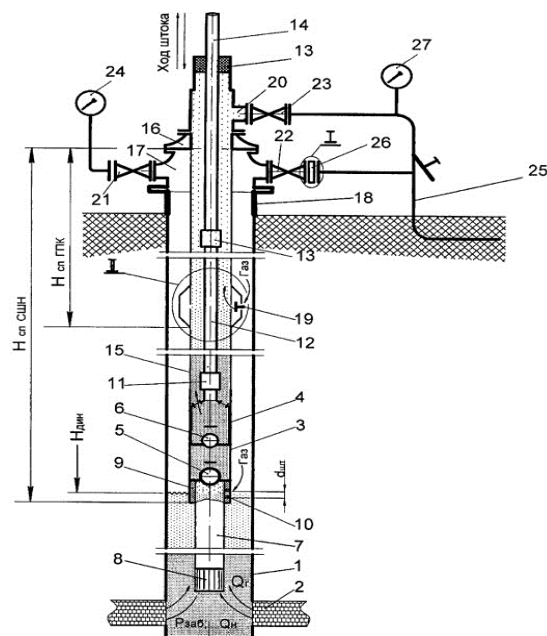


Рисунок 1. Общий вид: 1 – эксплуатационная колонна; 2 – продуктивный пласт; 3 – цилиндр насоса; 4 – плунжер; 5, 6 – всасывающий и нагнетательный клапаны; 7 – хвостовик; 8 – приемный фильтр; 9 – пусковая муфта; 10 – сменный штуцер; 11 –

муфта; 12 – колонна насосных штанг; 13- переходная муфта; 14 – шток; 15 – НКТ; 16- план-шайба; 17 – крестовик; 18 – колонная головка; 19 – газо-перепускной клапан; 20 – тройник; 21,22,23 – задвижки; 24 – манометр; 25 – выкидной коллектор; 26 – многофункциональный клапан; 27 – манометр.

Преимущество рассмотренной технологии [7] заключается в том, что при её использовании все узлы находятся в динамике, тем самым препятствуя отложениям газогидратов. Применение данной технологии на Красноленинском месторождении позволило вывести 90 % “загидраченных” скважин на установившийся режим работы без последующих проявлений гидратообразования.

Применение рассматриваемой технологии исключает «оголение» приема скважинного штангового насоса и предупреждает его преждевременный износ и заклинивание на стадии вывода скважины на режим с дефицитом жидкости. Этот негативный признак известной технологии решен путем пополнения скважины из системы нефтесбора. Исключается замерзание устьевого клапана, из-за эффекта дросселирования газа из затрубного пространства в нефтесборную линию, в связи с переносом его функций на газоперепускной клапан, установленный в области положительных температур. Повышается коэффициент наполнения насоса при оптимизации давления на приеме насоса, снижаются энергетические затраты на подъем жидкости из скважины. [7]

Ожидаемый экономический эффект от внедрения устройства обусловлен сокращением непроизводительного времени на проведение ремонтных работ насосного оборудования в среднем на 1 - 2 месяца.

При стоимости одного часа работы бригады КРС 12 167 руб., экономический эффект от применения технологии составит 24 981 000 руб. на скважину.

Таким образом, разработанные технико-технологические решения позволяют вывести скважину на оптимальный установившийся режим работы после различных операций и ГИС-исследований без риска возникновения неисправности насосного оборудования и возникновения газогидратных пробок.

Библиографический список

1. Афанасьев А. А. Мировой и отечественный опыт изучения газовых гидратов / А. А. Афанасьев, В. И. Серебрякова, О. И. Серебряков. - Текст: непосредственный // ГЕОЛОГИЯ, ГЕОГРАФИЯ И ГЛОБАЛЬНАЯ ЭНЕРГИЯ. – 2014. - № 2. - С. 42-48.

2. Способ откачки нефти из скважин с большим газосодержанием и электропогружная установка для его осуществления. – Текст: непосредственный // А.С. №2380521 РФ, МПК E21B43/00. 2010 / Бахир С. Ю., Латыпов Т. М., Косинцев В. В.

3. Способ подъема газожидкостной смеси скважин и установка для его осуществления. – Текст: непосредственный // А.С. № 2114282 РФ, МПК E21B43/00, 1998 / Тимашев А.Т., Зарипов А.Г., Зиякаев З.Н., Миназов Р.Р.

Научный руководитель: Корабельников М.И., канд. тех. наук, доцент

ОПТИМИЗАЦИЯ ДОБЫЧИ В АО «САМОТЛОРНЕФТЕГАЗ»

Савельев Я.В.

Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

В 2013 году предприятие АО «Самотлорнефтегаз» первым в отечественной отрасли внедрило в работу систему «Интеллектуальное месторождение». Это сделано для эффективного использования фонда скважин и сокращения эксплуатационных расходов.

Проект предполагает удаленное управление производством, дает возможность оперативно корректировать действия в режиме онлайн, прогнозировать состояние месторождения, повышать энергоэффективность, рационально руководить персоналом, а также круглосуточно использовать беспилотные летательные аппараты для контроля за объектами.

Основными причинами внедрения процесса оптимизации добычи в режиме реального времени на Самотлорском месторождении были следующие факторы: большой запас скважин; рост производственных площадей (в среднем от 400 до 800-1000 скважин); сокращение численности персонала после объединения цехов и предприятий (в среднем на 10-15%), и, как следствие, увеличение перегрузок геологического и технологического персонала; данные в разных системах хранились неупорядоченным образом; преимущественно реактивный подход к решению проблемы.



Рисунок 1. Сферы применения беспилотных воздушных судов в нефтяной отрасли

Система воздушного мониторинга помогает контролировать трассы трубопроводов и объекты нефтедобычи «Самотлорнефтегаза». Около 30 маршрутов было разработано для беспилотных летательных. Время пребывания в воздухе – до четырех часов, радиус действия с передачей данных в режиме реального времени – до 50 км. В арсенале предприятия имеется десять летательных аппаратов самолетного типа. Онлайн-контролю подвергается вся инфраструктура: около шести тысяч линейных трубопроводов и более двух тысяч площадочных объектов. Полеты осуществляются в круглосуточном режиме.

Кроме этого, предприятие обладает системой управления «Мобильный сотрудник», которая позволяет управлять и мониторить работу операторов, обходчиков трубопроводов. Специальное устройство с GPS-трекером позволяет фиксировать их передвижение на производственных объектах. На случай нештатной ситуации предусмотрена тревожная кнопка «SOS», что существенно повышает уровень безопасности.

«Электронная шахматка», предназначенная для автоматизации сбора, анализа и обработки оперативной информации геологических и технологических служб, позволяет оптимизировать деятельность предприятия практически на любой стадии производственного процесса. Сейчас данные обрабатывают в режиме реального времени, а не как раньше спустя время.

Систему удаленного видеомониторинга бурения позволяет дистанционно контролировать процесс строительства скважин, собирать и анализировать в режиме реального времени оперативную информацию, координировать работу занятого на кустовых площадках персонала. В режиме реального времени стекается вся важная геологическая, технологическая и производственная информация с буровых. Центр мониторинга работает в круглосуточном режиме, а в качестве экспертов здесь трудятся практики своего дела с многолетним опытом. С помощью этой программы достигается эффективность процессов бурения, сокращается до минимума время принятия управленческих решений.

Помимо непрерывной трансляции изображения с бурового станка фиксируется и целый ряд производственных параметров, таких как уровень вибрации, скорость бурения и вращения ротора, нагрузка на долото, показания промывочной жидкости, газопоказания (порядка тридцати параметров). Все полученные данные формируются в диаграммы, которые также оперативно контролируют специалисты центра.

Сегодня 12 буровых площадок "Самотлорнефтегаза" находятся под пристальным вниманием. Мониторы выводят на экран картинку каждой из указанных скважин. Камеры, установленные на объектах, фиксируют на электронный носитель весь процесс бурения, включая работу специалистов.

Программа «Регион – 2000» считывает десятки параметров работы скважин, такие как, например, давление на приеме насоса, активная мощность.

Для зрелых месторождений, таких как Самотлор, эффективная работа чрезвычайно важна. Использование процесса оптимизации производства в режиме реального времени позволяет повысить рентабельность и продлить срок службы поля. Этот подход особенно актуален при разработке арктических нефтяных месторождений, поскольку он позволяет оптимизировать управление производственным процессом с минимальным количеством персонала непосредственно на месте. Введение условия разработки нефтяного месторождения со временем усложняются как с точки зрения климата, так и процесса. Экономически эффективная добыча углеводородов становится возможной только с использованием передовых подходов в управлении активами.

Внедрение концепции «Интеллектуальное месторождение» в основном изменение подхода к проектированию систем и программному обеспечению бизнес-процессов принятия решений, а не инвестиции в дорогостоящее оборудование. Концепция всей схемы, это удаленное управление объектами нефтегазодобычи, контроль энергопотребления, повышение энерго-эффективности, рост результативности эксплуатации оборудования, рациональное управление персоналом, прозрачная информация и автоматизация производства. Действительно, интеллектуальное месторождения позволяют повысить добычу и снизить риски как для самой компании, так и для ее сотрудников.

По итогам 2018 года предприятие стало победителем рейтинга энергоэффективности среди дочерних обществ НК «Роснефть». Только за шесть месяцев текущего года «Самотлорнефтегаз» реализовал 639 мероприятий по снижению энергопотребления, благодаря чему экономия составила порядка 137 млн киловатт (в 2018 году «Самотлорнефтегаз» сэкономил 270 млн киловатт-часов).

Библиографический список

1. Оптимизация добычи: от продуктивного пласта до пункта подготовки нефти и газа / Э. Барбер, М. Е. Шиппен, С. Баруа [и др.]. - Текст : непосредственный // Нефтегазовое обозрение. — 2008. — Т. 19. — № 4. — С. 22–37.

2. Маргелов Д. В. Месторождение на ладони — инновационный взгляд на перспективу интеллектуальных месторождений / Д. В. Маргелов. - Текст : непосредственный // Инженерная практика. — 2010. — № 9. — С. 43–46.

3. 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 / Отв. ред. Ю. Б. Чебыкина, 2019. - С. 63-66.

4. Савельева Н. Н. Создание системы автоматизации инженерных расчетов подготовки производства на высокотехнологичных предприятиях машиностроения / Н. Н. Савельева. – Текст : непосредственный // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири : материалы международной академической конференции / Под ред. С. И. Грачёва, 2017. - С. 360-367.

Научный руководитель: Шедь С.Н., ст.преподаватель

ИСТОРИЯ ИЗУЧЕНИЯ ПЕН И ИХ ПРИМЕНЕНИЕ В НЕФТЕДОБЫЧЕ

Щепелин Д.А.

Тюменский индустриальный университет

В настоящее время существует три основных сферы применения пен в нефтедобыче, с целью повышения охвата пласта. Они включают в себя применение пен в виде агента, для контроля подвижности в ходе нагнетания в пласт пара, в качестве агента контролирующего подвижность в ходе закачки углекислого газа, а также в качестве блокирующего газ/закупоривающего агента при размещении вокруг добывающих скважин.

Несмотря на то что, использование пен для повышения нефтеотдачи активно изучается и исследуется более сорока лет, широкого использования пен для повышения нефтеотдачи вплоть до настоящего момента так и не произошло. В ходе начальных работ в конце 1950-х и вплоть до начала 1970-х годов, пена считалась перспективным кандидатом для улучшения контроля подвижности и эффективности вытеснения нефти вытесняющими агентами, особенно газовой фазой.

Ряд самых первых сторонников использования пен в нефтепромышленной отрасли надеялись, что пены, в конечном итоге, будут использоваться для стандартного поддержания пластового давления коллекторов с помощью закачки воздуха. Однако, этого не произошло. В самых ранних исследованиях, посвященных использованию пен в ходе операций по заводнению для повышения нефтеотдачи, была попытка использовать способность многочисленных пен на водной основе значительно снижать проницаемость по газу, чтобы тем самым существенно повышать эффективность вытеснения нефти. В целом, пены также могут обеспечить контроль подвижности в ходе операций по заводнению, с целью повышения

нефтеотдачи. Ранние исследования и разработки были сфокусированы на использовании пен для контроля подвижности в проектах по заводнению с целью повышения нефтеотдачи, особенно операций по поддержанию пластового давления путем закачки газа.

Позднее фокус разработки и использования пен изменился, что было обусловлено двумя факторами. Во-первых, так и не было выяснено могут ли пены (особенно пар и пены на основе природного газа) распространяться на расстояния, превышающие 30 метров в нефтяном коллекторе, поскольку необходим значительный минимальный градиент давления для распространения пены, а также с учетом небольших градиентов давления, которые присутствуют в большей части объема коллекторов без трещин. Во-вторых, экономические показатели в настоящее время более высокие при использовании химических обработок малого объема (например, обработки гелями для повышения охвата пласта) среди усовершенствованных операций по химическому заводнению для повышения нефтеотдачи. Таким образом, фокус разработок и использования нефтепромысловых пен сместился в направлении использования пен в качестве блокирующих/закупоривающих агентов, которые являются частью сравнительно небольших по объему обработок, выполняемых в добывающих скважинах, особенно, в качестве блокирующих агентов для фильтрации газов. Способность пен блокировать поток флюидов и снижать проницаемость является одним из основных факторов, препятствующих эффективному использованию пен, контролирующих подвижность (в особенности пара и пен на основе природного газа) в коллекторской среде на значительном удалении от ствола скважины. Существенное отрицательное воздействие, которое оказывает сырая нефть на желаемые рабочие параметры пен в ходе заводнения с целью контроля подвижности, также повлияло на смещение фокуса использования нефтепромысловых пен в качестве средства контроля подвижности в сторону использования пен в качестве блокирующих фильтрацию агентов протекания потока. В настоящее время пены, как правило, используются как агенты, контролирующие подвижность в ходе операций по поддержанию пластового давления путем закачки газа, либо в обработках призабойной зоны пласта для изоляции потока газа.

Библиографический список

1. Тихомирова В. К. Пены. Теория и практика их получения и разрушения / В. К. Тихомирова – Москва : Химия, 1975. – 266 с. - Текст : непосредственный.
2. Кудинов В. И., Сучков Б. М. Новые технологии повышения добычи нефти / В. И. Кудинов, Б. М. Сучков. - Самара: Книжное издательство, 1998. – 368 с. - Текст : непосредственный.

3. Галямов М. Н. Повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин на поздней стадии разработки месторождений / М. Н. Галямов, Р. Ш. Рахимкулов. – Москва : Недра, 1978. – 207 с. - Текст : непосредственный.

СЕКЦИЯ 3.
ДОБЫЧА, ПОДГОТОВКА И ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ И
ГАЗА. ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

МОДЕРНИЗАЦИЯ КОМПЛЕКСА ВОЗДУХООЧИСТИТЕЛЬНЫХ
УСТРОЙСТВ НА ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩЕМ
АГРЕГАТЕ ГТК 10-4

Абушаев Р.Ю.

ООО «Газпром трансгаз Сургут», г. Сургут

В данный момент, на газоперекачивающих агрегатах типа ГТК-10-4 эксплуатируется комплекса воздухоочистительных устройств (КВОУ) в которых отсутствуют фильтрующие элементы для тонкой очистки атмосферного воздуха. В связи с этим идёт повышенное загрязнение проточной части осевого компрессора и уменьшением КПД ГТУ. Проанализировав данную проблему, было определено, разработать новую КВОУ, с встроенными фильтрами тонкой очистки и с сохранением конструктивной особенности в виде подвода теплого воздуха из нижнего отсека АВО масла. Окна, для забора атмосферного воздуха, конструктивно будут располагаться слева и справа КВОУ, количество поступающего воздуха будет регулироваться при помощи жалюзи. После блока фильтрующих кассет будут размещаться шумоглушители штатного исполнения.

Первоначально строилась геометрическая модель КВОУ в системе автоматизированного проектирования Компас-3D. Модель каркаса КВОУ и далее модель самой КВОУ представлены на рисунке 1 а, б.

На основе полученной 3D-модели каркаса КВОУ, были произведены прочностные расчеты в Компас-3D с помощью библиотеки АРМ FEM.

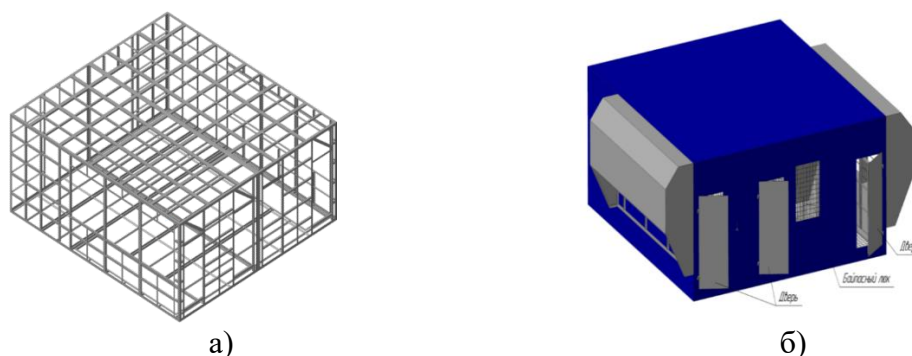


Рисунок 1. Модель 3D каркаса (а) и воздухозаборной камеры (б)

3D модель совмещенной новой конструкции КВОУ с существующим отсеком АВО-масла (рисунок 2).

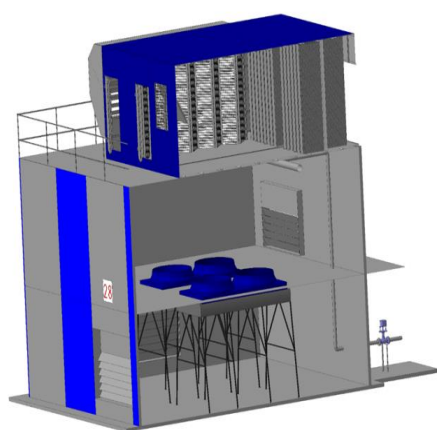


Рисунок 2. 3D модель КВОУ и основания (помещение АВО масла)

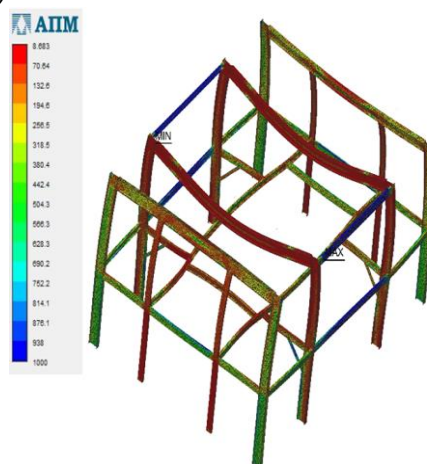


Рисунок 3. Относительная деформация каркаса основания

Для газоперекачивающего агрегата ГТК 10-4 на основе существующих технических характеристиках, было принято решение произвести гидравлический расчёт, с целью определения фильтров тонкой очистки.

Учитывая такие параметры как площадь всаса КВОУ и массового расхода воздуха через осевой компрессор, было высчитано количество фильтров удовлетворяющих данным условиям с определенной площадью сечения. На рисунке 4 представлена КВОУ с фильтрами тонкой очистки на основе сделанных расчётов.

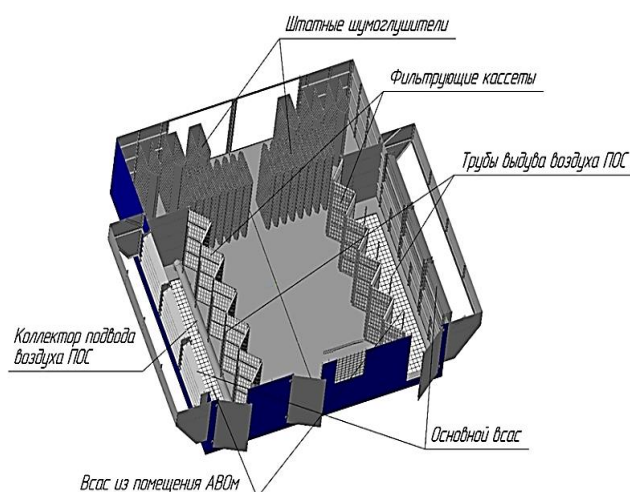
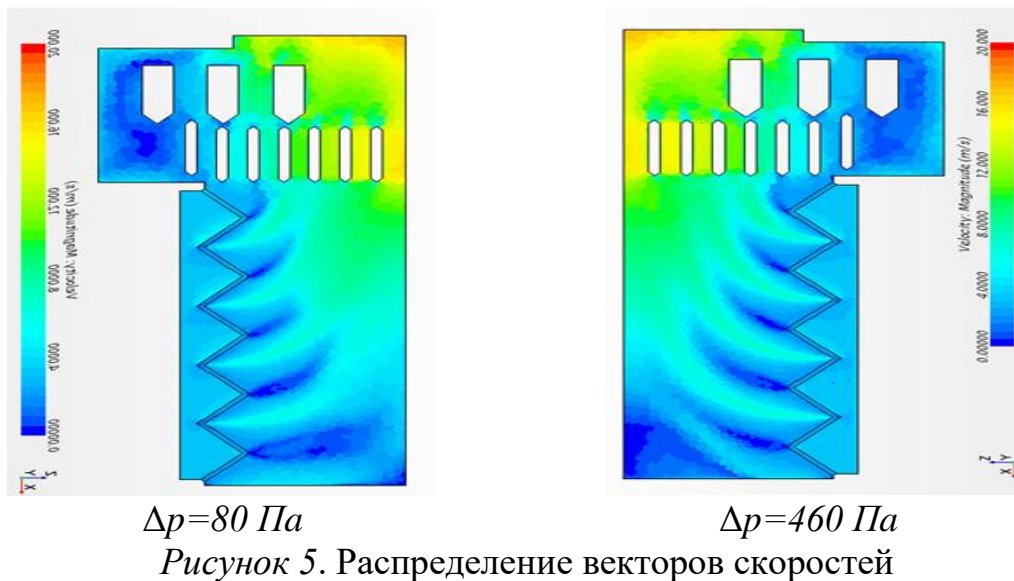


Рисунок 4. Компоновка элементов ВЗК

Далее было принято решение определить у новой конструкции КВОУ сопротивление. Для это было выбрано моделирование потоков воздуха в КВОУ с помощью вычислительной газодинамики. Данный расчёт помогает выполнить CAD- пакет SolidWorks.

На рисунке 5 мы видим полученные результаты распределение векторов скоростей потока в корпусе КВОУ.



Обратив внимание на полученные рисунки полей скоростей можно сделать выводы, на наличие застойных зон в пристеночном пространстве, и малые области турбулизации потока.

Делая выводы проведенного газодинамического расчета КВОУ на основе вычислительной газовой динамики, и законов сохранения энергии, получаются результаты, сопоставимые с эксплуатационными. Данное улучшение конструкции КВОУ на основе программных пакетов, дает возможность провести улучшение текущего морально устаревшего КВОУ без строительства экспериментальной установки.

Библиографический список

1. Бочков А. Л. Трехмерное моделирование в системе Компас-3D : практическое руководство / А. Л. Бочков – Санкт-Петербург: СПбГУ ИТМО, 2007 – 80 с. - Текст : непосредственный.
2. Кафаров В. В. Оптимизация теплообменных процессов и систем / В. В. Кафаров, В. П. Мешалкин, Л. В. Гурьева. – Москва : Энергоатомиздат, 1988. - 192 с. - Текст : непосредственный.
3. Михайлов Е.И., Резник В.А., Кринский А.А. Комплексные воздухоочистительные устройства для энергетических установок / Е. И. Михайлов, В. А. Резник, А. А. Кринский. – Ленинград : Машиностроение. Ленингр.отд-ние, 1978. - 144 с. - Текст : непосредственный.
4. Ольховский Г. Г. Эффективное оборудование и новые технологии – в российскую тепловую энергетику : Сб. докладов. / Под общ. ред. Г. Г. Ольховского. – Москва : АООТ «ВТИ», 2001. - 231 с. - Текст : непосредственный.
5. Гулина С. А. Использование программного комплекса Ansys для оптимизации системы вентиляции. / С. А. Гулина, М. С.Фомичева. - Текст

: непосредственный // Труды X Международной научно-практической конференции "Ашировские чтения" Туапсе 2015. Сборник статей Т.1 2015 г. С 355-358.

ПОВЫШЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ С ПОМОЩЬЮ НЕЙРО-НЕЧЕТКИХ СИСТЕМ

Артеева Т.Е.¹; Татлыев Р.Д.²

¹Тюменский индустриальный университет;

²Сургутский институт нефти и газа (филиал ТИУ в г. Сургуте)

Наряду с техническим прогрессом и экономическим развитием нашего общества вероятность аварий, связанных с опасными производственными объектами, стала более значительной [1], что подчеркивает актуальность исследований в области надежности и оценки рисков.

Безопасность промышленной инфраструктуры состоит из комплекса мероприятий, технологий и процедур по предотвращению случайных выбросов веществ, связанных с обращением и хранением особо опасных веществ [2].

Важным показателем промышленной безопасности является уровень риска выброса опасных веществ, который обычно оценивается с использованием различных эмпирических подходов. Эти подходы подразделяются в основном на качественные методы, количественные методы и гибридные методы. Выбор метода измерения риска зависит от цели исследования, типа доступной информации и сложности системы [3].

Риск выброса опасных веществ из-за отказа оборудования (риск отказа R_f), можно представить как произведение вероятности отказа (P_f) и его потенциальных потерь или последствий (L_f).

$$R_f = P_f \cdot L_f \quad (1)$$

Чтобы продемонстрировать применение нейронной сети для оценки случайных рисков с использованием группирующего метода обработки данных для оценки риска, в этом исследовании использовался набор данных, собранных из трубопровода СГП. Участок имеет длину 470 км и диаметр 1020 мм. Этот нефтепровод, соединяющий российскую Западную Сибирь с Беларусью; сибирская нефть по нему перекачивается в Белоруссию, оттуда часть её уходит в страны Балтии и Польшу [4].

Используемый набор данных содержит 399 регистров оценок рисков. Этот набор данных был разделен на два набора образцов: обучающий набор данных с 200 записями и тестовый набор данных с 199 записями. В качестве примера набора данных в таблице 1 показано общее расположение данных, используемых для обучения системы.

Нейронная сеть была выполнена с использованием критерия точности минимальной квадратной ошибки вывода $E < 0,03$. Поверхность, которая описывает распределение значений риска для трубопровода в соответствии с представленной выше моделью, изображена на рисунке 1.

Таблица 1.

Образец обучающего набора данных.

Вероятность отказа, P_f	Общие последствия, L_f	Случайный риск, R_f
0.0000	3.6852	1.3300
0.5000	2.3056	2.2000
0.2000	2.3265	1.3300
0.0000	3.0456	1.3300
0.2000	2.4236	0.6500
0.1000	3.0154	0.6500
0.2000	2.5236	1.3300
0.0000	2.4986	0.6500
0.5000	2.4961	2.2000
0.2000	2.4961	0.6500

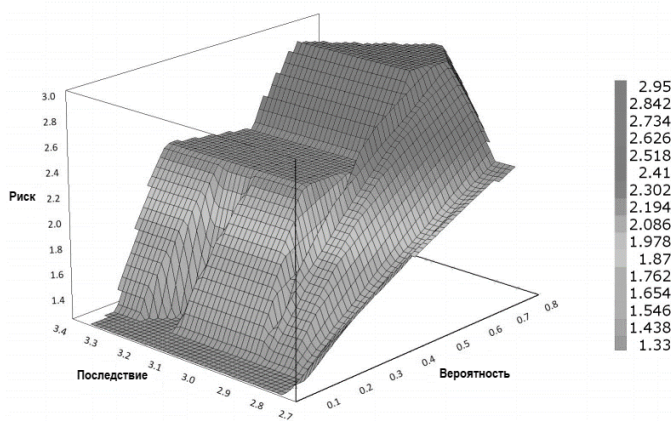


Рисунок 1. Поверхность, описывающая распределение значений риска для трубопровода

Результаты метода, представленные в этой статье, показывают, что среднеквадратическая ошибка ниже критерия $E = 0,025$ и средней абсолютной ошибкой $0,077$.

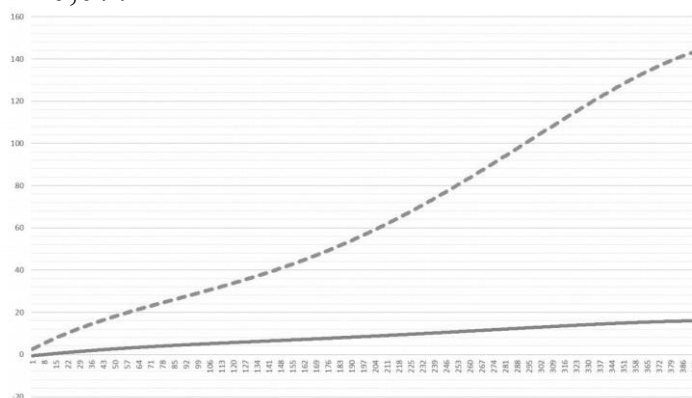


Рисунок 2. Сравнение тенденции ошибок между нейронной сетью () и классическим подходом ().

Кроме того, чтобы проиллюстрировать преимущества предлагаемого метода в сравнении с классическим детерминированным подходом, представленным в уравнении (1), на рисунке 2 представлено сравнение тенденции ошибок между предлагаемым методом и классическим подходом. Можно отметить, что для ограниченного количества данных результаты обоих подходов безразличны; однако в долгосрочной перспективе нейронная сеть для оценки риска работает лучше.

Как показано на рисунке 3, результаты анализа производительности предложенного подхода показывают удовлетворительное распределение набора данных тестирования. Это означает, что риск этого конкретного трубопровода можно оценить с помощью модели системы глубокого обучения, разработанной с высокой степенью уверенности.

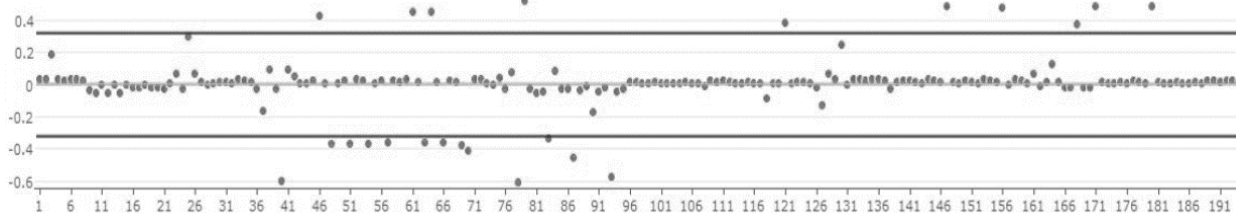


Рисунок 3. Распределение набора данных тестирования.

В результате видно, что нейронная сеть для оценки риска является подходящим инструментом в области безопасности, особенно при работе с опасными производственными объектами, где взаимодействие всех инженерных и экологических переменных очень сложно и важно.

Библиографический список

1. Meyer T., Engineering Risk Management, Walter de Gruyter GmbH & Co / T. Meyer, G. Reniers. Berlin, 2016 - Direct text.
2. ВИКИПЕДИЯ : Нефтепровод Сургут : [сайт]. - URL : <https://ru.wikipedia.org/wiki/> (дата обращения: 09.04.2021). - Текст : электронный.

Научный руководитель: Земенков Ю.Д., док. тех. наук, профессор

ВНУТРИПЛАСТОВОЕ ГОРЕНИЕ КАК МЕТОД УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Архипов Д.В.

Томский политехнический университет

Метод извлечения нефти при помощи внутрипластового горения обладает самым высоким потенциалом, среди всех методов повышения

нефтеотдачи. При его использовании происходит заметное снижение производственных затрат, а также дополнительное облагораживание нефти в процессе горения (термический крекинг, пиролиз и т.д.) и как следствие сокращаются затраты на растворители для транспортировки нефти [1].

Основа метода лежит в окислительной реакции нефти с кислородом воздуха, и образовании большого количества тепла непосредственно в нефтяном пласте, что является основным преимуществом данного метода.

Процесс внутрипластового горения сочетает все преимущества термических методов.

Однако метод внутрипластового горения не лишён ряда недостатков, ограничивающих его широкое применение:

- труднорегулируемый процесс;
- отсутствие надежных технических средств контроля за распространением фронта горения;
- вероятность возникновения поверхностных утечек газа (азот, углекислый газ, кислород) при малых глубинах;
- образование стойких нефтеводогазовых эмульсий, осложняющих промышленную подготовку нефти;
- коррозия оборудования;
- засоры фильтров–хвостовиков добывающих скважин (вынос песка);
- частичное сгорание нефти в пласте;
- сложность математического моделирования [1].

Для создания технически и экономически благоприятных условий осуществления метода, необходимо соблюдение следующих требований к характеристикам нефти и коллектора:

На основе зарубежного опыта были выявлены следующие критерии по эффективному применению внутрипластового горения, в пластах со следующими характеристиками:

1. Глубина, м, от 60 до 1500
2. Эффективная нефтенасыщенная толщина, м, от 1,2 до 45;
3. Угол падения пласта, град., от 0 до 45;
4. Пористость, %, от 16 до 39;
5. Проницаемость, мД, от 40 до 10000;
6. Плотность нефти, 0 API, от 0,5 до 40;
7. Вязкость нефти при начальной температуре, мПа·с от 0,8 до 106;
8. Начальная нефтенасыщенность, %, от 30 до 94;
9. Объёмная концентрация запасов, баррель/акр·фут, от 430 до 2550

[2]

Действующие проекты внутрипластового горения в мире отображены на рисунке 1

Действующие проекты внутрипластового горения в Мире

- **США**
 - Тяжелая нефть
 - Midway Sunset
 - Moco T
 - Belridge
 - Bellvue
 - Легкая нефть
 - Buffalo Red River (3)
 - Medicine Pole Hills
 - Cedar Hills
 - Pennell
 - Little Beaver....
- **Индия (тяжелая нефть)**
 - Balol
 - Santhal
 - Lanwa
- **Румыния (тяжелая нефть)**
 - Suplacu de Barcau
- **Колумбия (тяжелая нефть)**
 - Quifa STAR Project
- **Канада (тяжелая нефть и битум)**
 - Marguerite/Wolf Lake
 - Battrum
 - EnCAID...

Рисунок 1. Действующие проекты внутрипластового горения в Мире [1].

Как видно из рисунка, проекты внутрипластового горения в первую очередь действуют в США, Индия, Румыния, Колумбия и Канада. В России этот метод вызывает интерес в нефтяных компаниях Сургутнефтегаз, Татнефть, Ритэк, Зарубежнефть [1].

Согласно результатам, проведенных пилотных испытаний технологии на месторождении Атабаска в Канаде, было установлено, что усовершенствованный метод внутрипластового горения показал высокую эффективность битуминозных песках Альберты [3].

На рисунке 2 показано, что в России этот метод применяет Татнефть при добыче сверхвязкой нефти на Мордово–Карамальском месторождении.

С начала разработки за счет ВГ на месторождении добыто 194,5 тыс. т тяжелой нефти [4]. Ритэк добывает легкую нефть на Средне-Назымском месторождении.

Применение ВПГ в России	
	
сверхвязкая нефть	легкая нефть
<p>Мордово-Кармальское месторождение (Южный и Юго-Западный участок)</p> <p>с 1978 года</p> <p>В Российской Федерации крупнейшими ресурсами природных битумов обладает Республика Татарстан (от 4 до 7 млрд тонн).</p> <p>Наибольшая добыча ВВН в Татарстане получена за счет применения внутрипластового горения.</p>	<p>Средне-Назымское месторождение</p> <p>с 2009 года</p> <p>Геологические запасы залежей <u>баженовской свиты</u> – 100...170 млрд тонн нефти. (Справочно: балансовые геологические запасы нефти РФ оцениваются в количестве 30 млрд тонн). Нефтеотдача при использовании традиционных способов разработки – 3...5 %</p>

Рисунок 2. Применение внутрипластового горения в России

Метод внутрипластового горения является одним из самых перспективных в настоящее время. Несмотря на это широкого применения в отечественной нефтяной промышленности он не находит из-за своих недостатков, описанных в обзоре. Метод наиболее активно применяется только последние десять лет и недостаточно изучен. Для его

совершенствования в специальных лабораториях ведутся исследования физико-химических процессов, происходящих при внутрипластовом горении.

Библиографический список

1. АСПЕКТ : Научно-издательский центр : [сайт]. - URL: <https://na-journal.ru/1-2016-tehnicheskie-nauki/754-sovershenstvovanie-tehnologii-vnutriplastovogo-goreniya> (Дата обращения 07.06.2020). - Текст : электронный.

2. 3MINUT : Зарубежный опыт проведения внутрипластового горения на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами : [PDF]. - URL <https://3minut.ru/images/PDF/2017/32/zarubezhnyj-opyt.pdf> (Дата обращения 07.06.2020). - Текст : электронный.

3. AUSENCO : Pilot plant demonstrates toe-to-heel air injection oil sands recovery process : [сайт]. - URL: <http://www.ausenco.com/case-studies/whitesands-thai-pilot-plant/> (Дата обращения: 17.02.2017). - Текст : электронный.

4. Амелин, И.Д. Внутрипластовое горение / И. Д. Амелин. – Москва : Недра, 1980. – 230 с. - Текст : непосредственный.

ЗАЩИТНЫЕ ПОКРЫТИЯ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Бабаева М. А.

Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

В данной работе анализируются антикоррозийные покрытия для трубопроводов на нефтегазовых предприятиях. Описаны существующие покрытия и проведет сравнительный анализ их технических характеристик.

Актуальность данной работы заключается в больших экономических потерях нефтедобывающих предприятий в связи с износостойкостью оборудования под влиянием коррозии.

За последний год на территории ХМАО - Югры зарегистрировано 685 аварий нефтепроводов и газопроводов. Ниже приведены причины данных аварий. (рис. 1)



Рисунок 1. Причины аварий трубопроводов на территории ХМАО – Югры

Исходя из данного рисунка, можно сделать вывод, что коррозия является главной причиной повреждений трубопроводов на нефтегазодобывающих предприятиях ХМАО – Югры.

Основными причинами коррозии являются: взаимодействие с воздухом и или атмосферные условия, наличие воды, неверный способ прокладки трубопроводов. (рис.2)

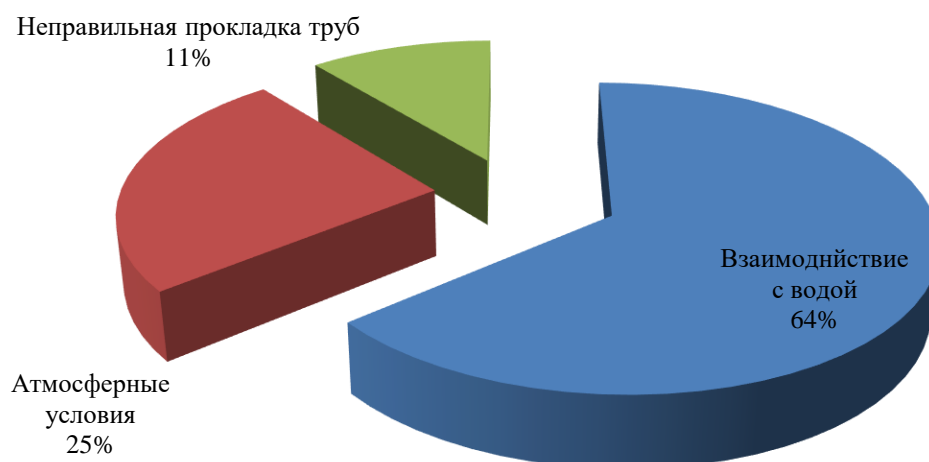


Рисунок 2. Причины коррозии трубопроводов.

Судя по диаграмме можно сделать вывод, что самыми распространенными причинами являются взаимодействие с водой и атмосферные условия. Наиболее эффективным способом борьбы с коррозией является антикоррозийное покрытие. Множество предприятий применяют данным метод борьбы с коррозией.

Мы решили произвести сравнение характеристик для выбора наиболее оптимального антикоррозийного покрытия.

Таблица 1.

Сравнение технических характеристик антикоррозионных покрытий

Наименование показателя	Характеристика показателя			
	Грунт-эмаль ГФ-021	NANO-FIX «Anticor»	Icosit TS 687	АУ-1415 Р Нержакор
Цвет пленки	Красно-коричневый, серый	Темно-коричневая	Зеленая	Любой, по заказу
Внешний вид пленки	Матовая или полуглянцевая	Гладкая, однородная	Гладкая	Однородная
Толщина однослойного покрытия	0,15 – 0,2 мм	0,15 – 0,2 мм	0,12 – 0,2 мм	0,1-0,2 мм
Время высыхания	12 часов при 20 °С	12 часов при 18 – 22 °С	1 день при + 20°С	при 20 ± 2 °С на открытом воздухе не более 6 - 8 ч.
Транспортировка и хранение	6 месяцев при температуре от -40°С до +40°С	12 месяцев при температуре выше 0 °С	6 месяцев	12 месяцев
Условная вязкость при температуре (20±0,5) °С	45	40 - 150	45	До 250
Эксплуатационный режим	От -45°С до +60°С	От -50 °С до +60 °С	до + 100 °С	От -50 °С до +60 °С
Расход на один слой покрытия	0,06 – 0,1 кг/кв.м.	0,12-0,15 кг/кв.м.	1,6 кг/кв.м.	0,15-0,18 кг/кв. м.
Цена, руб. за кг	510 р.	440 р.	1720 р.	455 р.

Исходя из таблицы, покрытие NANO-FIX «Anticor» является самым эффективным и имеет ряд преимуществ. А именно соотношение расхода на один слой покрытия и цена наиболее выгодно, так как цена на один квадратный метр составляет 67 рублей. К тому же данное покрытие обладает способностью проникать в микротрещины и поры металла с одновременным подавлением начавшихся процессов коррозии. Для нанесения покрытия NANO-FIX «Anticor» не требуется качественно подготавливать металлическую поверхность.

Главный принцип антикоррозийного покрытия NANO-FIX «Anticor» заключается в обволакивании поверхности пластины и выравнивании металлического покрытия.

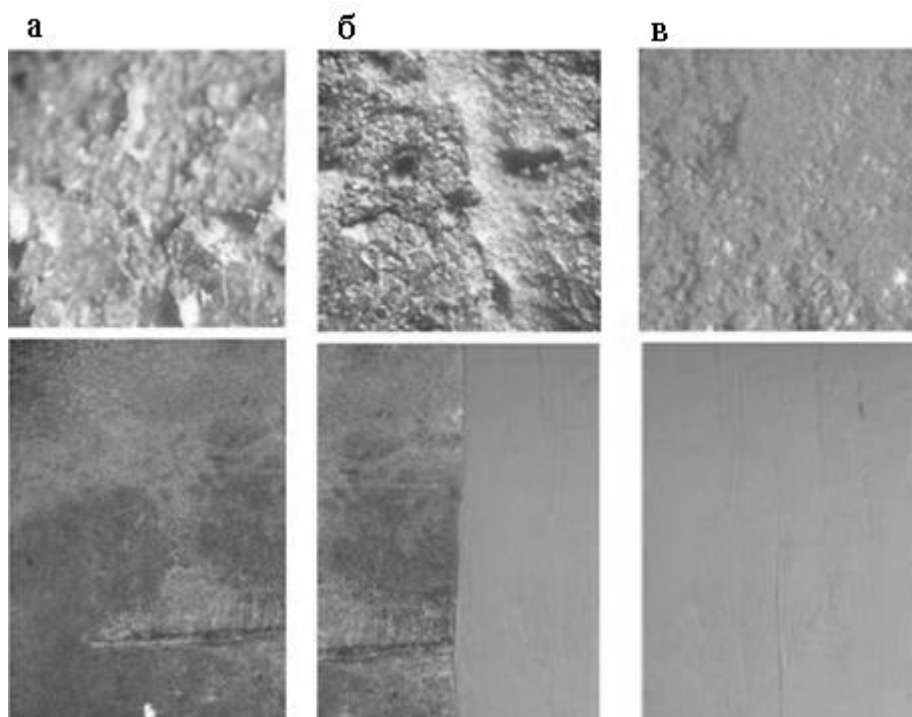


Рисунок 2. Демонстрация нанесения покрытия NANO-FIX «Anticor»; а) необработанная металлическая пластина с коррозионным налетом; б) граница слоя грунта; в) поверхность металлической пластины, полностью обработанной составом NANO-FIX «Anticor».

Вывод. Был выполнен анализ существующих современных защитных антикоррозионных покрытий и причин коррозии, исследованы виды антикоррозионных покрытий. Предлагаем защитное покрытие NANO-FIX «Anticor» для использования в качестве защиты трубопроводов от коррозии, так как оно обладает высокой коррозионной стойкостью, и оно наиболее оптимально подходит для климата в нашем регионе.

Библиографический список

1. Эмралиева, С.А. Введение ингибитора коррозии, как способ защиты от нефтеразливов трубопроводов Северо-Варьеганского месторождения ХМАО / С. А. Эмралиева, Ю. И. Беляев. – Текст : непосредственный // Архитектура, Строительство, Транспорт : международ. науч.-практ. конф. 02-03 дек. 2015 г – Омск, 2015. – С. 1372-1378.

2. Солодовников, А.Ю. Снижение аварий на трубопроводах как важнейший фактор экологизации производства в нефтяной и газовой промышленности / А. Ю. Солодовников. – Текст : непосредственный // Социально-экономические и естественно-научные парадигмы современности : XII всерос. науч.-практ. конф. 30 март 2018 г – Ростов-на-Дону, 2018. – С. 65-70.

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

КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ ТЕРРИТОРИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОТ ПЕРЕДВИЖНЫХ ИСТОЧНИКОВ ВЫБРОСОВ

Бакланов А.В.

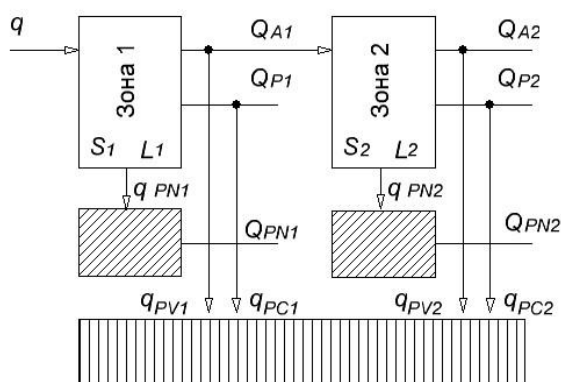
Тюменский индустриальный университет

При разработке нефтяного месторождения актуальной проблемой является оценка влияния объектов нефтедобычи на окружающую среду. Для расчета ущерба требуется определение количества загрязняющих веществ, поступающих в природные среды [1]. При этом важно учитывать пространственные свойства объектов, прежде всего зоны загрязнения, формируемые в процессе эксплуатации [2]. С учетом миграции загрязнителей рассматриваются две зоны: зона прямого загрязнения и зона вторичного загрязнения.

Зоны загрязнения для передвижных источников выбросов формируются вокруг дорожной сети [3]. Так как оценивается общее количество загрязнителя, поступающего в природные среды, можно считать, что выбросы распределены равномерно вдоль анализируемого участка.

Исходными данными для расчета являются площади зон загрязнения и объем выбросов от передвижных источников. Площадь зоны прямого загрязнения S_1 и площадь зоны вторичного загрязнения S_2 определяются по картографическим данным, объем выбросов q - из эксплуатационных характеристик транспортных средств. Уровень загрязнения природных сред будем оценивать по следующим параметрам: количество загрязнителя в атмосфере Q_A , количество загрязнителя, которое осаждаются на поверхность Q_P , количество загрязнителя, которое накапливается в почво-грунтах Q_{PN} , количество загрязняющих веществ, которые поступают в водные объекты q_V .

С учетом принятых обозначений расчетная модель для количественной оценки загрязнения природных сред передвижными источниками выбросов представлена на рисунке 1.



Изменение количества загрязнителя в атмосфере для зоны прямого загрязнения (зона 1) Q_{A1} описывается уравнением:

$$\frac{dQ_{A1}(t)}{dt} = -k_A Q_{A1}(t) + q(t) - q_{A1}(t) - q_{P1}(t) - q_{PV1}(t), \quad (1)$$

где k_A – коэффициент, который учитывает переход загрязнителя в неопасные соединения;

$q(t)$ – количество загрязнителя, поступающего от передвижных источников выбросов;

$q_{A1}(t)$ – количество загрязнителя, переходящего в зону вторичного загрязнения;

$q_{P1}(t)$ и $q_{PV1}(t)$ – количество загрязнителя, которое осаждается соответственно на поверхность почвы и водные объекты.

Изменение количества загрязнителя на поверхности почво-грунтов для первой зоны характеризует уравнение:

$$\frac{dQ_{P1}(t)}{dt} = -k_P Q_{P1}(t) + q_{P1}(t) - q_{PC1}(t) - q_{PN1}(t), \quad (2)$$

где k_P – коэффициент, который учитывает переход загрязнителя в неопасные соединения на поверхности почво-грунтов;

q_{PC1} – количество загрязнителя, которое смывается с поверхности в водные объекты;

q_{PN1} – количество загрязнителя, которое переходит с поверхности в почво-грунты.

Уравнение (3) определяет изменение количества загрязняющих веществ в почво-грунтах:

$$\frac{dQ_{PN1}(t)}{dt} = \gamma_{PN} Q_{P1}(t) - k_{PN} Q_{PN1}(t), \quad (3)$$

где γ_{PN} – параметр, который учитывает диффузию загрязняющих веществ в почво-грунты;

k_{PN} – коэффициент, учитывающий интенсивность распада загрязняющих веществ в почво-грунтах.

Общее поступление загрязняющих веществ в водные объекты для зоны прямого загрязнения q_{1C} формируется смывом с поверхности и непосредственным осаждением загрязняющих веществ в водные объекты из атмосферы:

$$q_{V1}(t) = q_{PC1}(t) + q_{PV1}(t), \quad (4)$$

где q_{PC1} – количество загрязнителя, которое смывается поверхности почвы в водные объекты;

q_{V1} – количество загрязнителя, которое осаждается в водные объекты из атмосферы.

Подобные выражения для оценки количества загрязняющих веществ могут быть записаны и для зоны вторичного загрязнения (зона 2). Принимается, что в эту зону нет прямого поступления загрязняющих веществ от источников выбросов, поэтому рассматриваются только процессы, связанные с миграцией загрязняющих веществ из зоны прямого загрязнения.

Для численного моделирования необходимо перейти к дискретному описанию рассматриваемых процессов накопления загрязняющих веществ в природных средах. Типовой шаг дискретизации для экологической отчетности составляет один год. В этом случае при моделировании количества загрязняющих веществ в почво-грунтах и водных объектах достаточно заменить производные в уравнениях конечными разностями. Для оценки количества загрязнителя в приземном слое атмосферы шаг дискретизации в один год слишком большой, при таком периоде загрязненность приземного слоя атмосферы следует рассматривать как квазистатическое.

Необходимо отметить, что представленная схема расчета дает осредненную оценку количества загрязняющих веществ в выделенных элементах природной среды и не может быть использована для анализа аварийных ситуаций и пиковых воздействий.

Библиографический список

1. Пашкевич М.А. Оценка техногенного воздействия опасных объектов нефтегазового комплекса на компоненты природной среды / Пашкевич М.А., Петрова Т.А. - Текст : непосредственный // Записки горного института -2005. - Т.165 – С.138 – 140.

2. Белолипецкий В. М. Математическое моделирование в задачах охраны окружающей среды / Белолипецкий В. М., Шокин Ю. И.; ред. Г. А.Сапожникова. – Новосибирск: «Инфолио-пресс», 1997. – 240 с. . – Текст : непосредственный.

3. Влияние атмосферного загрязнения на свойства почв / МГУ; ред. Л. А. Гришина. – Москва : Изд-во МГУ, 1990. - 203 с. – Текст : непосредственный

АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЕМ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Басыров Д.С.

АО «Городские электрические сети», г. Нижневартовск

Важным аспектом электроснабжения нефтепромысловых потребителей является обеспечение их качественной электрической энергией.

Так величина напряжения питания объектов добычи нефти влияет на крутящий момент погружного электродвигателя и, следовательно, на производительность погружной установки. Таким образом, необходимо поддерживать требуемый (номинальный) уровень напряжения.

Величина отклонения напряжения является одним из показателей качества электрической энергии. Согласно [1] в точке передачи электрической энергии положительное и отрицательное отклонение напряжения не должно превышать 10% от номинального.

В работе [2] рассматривается негативное влияние отклонений напряжения на работу нефтепромысловых потребителей. Отклонение напряжения от номинального значения объясняется состоянием и потерями в электрических сетях, колебанием передаваемой мощности. Наиболее существенны колебания напряжения, обусловленные сезонными изменениями потребляемой мощности.

Для обеспечения требуемого уровня напряжения при сезонных изменениях применяется регулирование напряжения на силовом трансформаторе.

Для обеспечения нефтепромысловых потребителей качественной электроэнергией рационально применять автоматическую систему регулирования напряжения трансформатора. Например, в работе [3] предложена система защиты от провалов напряжения до 1 мин. с использованием автономного источника питания. Мы рассматриваем систему автоматического управления при долговременных снижениях / повышениях напряжения.

Важным условием внедрения подобных систем является высокий уровень их надежности. При анализе надежности систем одной из первых задач является определение границ системы. После этого можно смоделировать интересующие нас компоненты. В этом случае границы системы определяются целевой функцией анализа надежности. В данной работе целевая функция – надежность системы автоматического регулирования напряжения на выходе с силового трансформатора.

Следующий этап в процессе моделирования – определение физической инфраструктуры, то есть компонентов и их связей.

Физическая архитектура представлена на рис.1. Как видно, система состоит из трансформатора с устройством регулирования напряжения под нагрузкой РПН, приводного электрического двигателя, который управляется реле. Реле, срабатывает по сигналу станции управления, которая на основе измеренных токов и напряжений принимает управляющее решение.

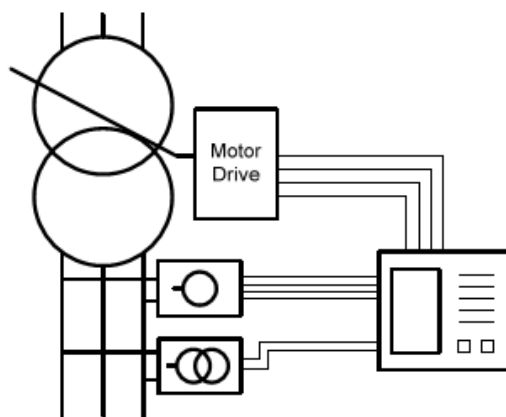


Рисунок 1. Физическая архитектура системы управления напряжением

Найти точную частоту отказов компонентов довольно сложно просто потому, что большинство опубликованных данных относятся к первичному оборудованию, такому как трансформаторы, выключатели, кабели и т. д. Конечно, такая информация важна для анализа, однако для полного анализа необходимо также учитывать информационную систему. Особенно это касается программного обеспечения систем управления и защиты.

Для выполнения работы проанализированы данные зарубежных журналов, где отмечено, примерно 1/3 от общего числа отказов были идентифицированы как вызванные программным обеспечением и 2/3 были идентифицированы как вызванные аппаратными средствами (35% и 65% точнее). Большинство сбоев программного обеспечения были вызваны неправильной конфигурацией, которая в основном фокусируется на сбоях в исходном коде, показывает более высокую частоту возникновения сбоев. Если принять один программный компонент для каждого аппаратного блока, программное обеспечение имеет приблизительную наработку до отказа 225 лет. Однако по-прежнему важно быть осторожным при использовании обнаруженных неисправностей в качестве меры фактических отказов.

Для остальных компонентов системы в качестве источников данных по отказам использовались данные эксплуатирующих организаций. Трансформаторы с РПН имеют среднюю наработку до отказа (МТТФ) 50 лет. Если мы разделим неисправности трансформатора и устройства РПН (предполагая, что переключатель отводов включает в себя привод двигателя), то в итоге они получат среднюю наработку до отказа МТТФ=85 лет.

Проводка, используемая для подключения электропривода к реле управления и защиты, имеет приблизительную наработку МТТФ=5000 лет на точку подключения. Трансформаторы тока и напряжения моделируются с МТТФ=500 лет. В табл.1 представлены данные по частоте отказов компонентов системы.

Таблица 1.

Частота отказов компонентов системы

Компонент	Функциональное назначение	Интенсивность отказов λ , 1/год
Трансформатор	Силовое оборудование	1/85
привод РПН	Устройство управления	1/125
Аналоговый канал связи (20мА)	Провод	1/5000
Цифровой канал связи (5А 110V)	Провод	1/5000
Реле	Исполнительный механизм системы	1/120
Программное обеспечение реле	Программная оболочка	1/225

Используем вероятностную реляционную модель, которую расширили Байесовской сетью. Надежность автоматического регулирования напряжения оценивается приблизительной вероятностью успешной работы в течение одного года в 96%. Интересно отметить, что функция управления напряжением трансформатора, включая привод РПН, имеет приблизительную 98% - ную вероятность успешной работы. Другими словами, первичный источник возникновения сбоя функции автоматического регулирования напряжения можно проследить в системах управления.

Отметим некоторые аспекты по отказам системы:

- отказ информационной подсистемы не может непосредственно привести к отказу работы системы регулирования, поскольку отказ может произойти, когда управление напряжением не выполняется;
- логика управления реле зависит от измерений тока и напряжения, которые также влияют на вероятность успешной работы.

Библиографический список

1. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения : межгосударственный стандарт: издание официальное : принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол N-55 П от 25 марта 2013 г.) : введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с 1 июля 2014 г. приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 22 июля 2013 г. N 400-

ст : разработан ООО "ЛИНВИТ" и Техническим комитетом по стандартизации ТК 30 "Электромагнитная совместимость технических средств". – Москва : Стандартинформ, 2014. – 16 с. – Текст : непосредственный.

2. Гладких Т. Д. Повышение надежности нефтепромысловых электрических сетей Западной Сибири / Т. Д. Гладких. – Текст : непосредственный // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2017. – № 1. – С. 48-52.

3. Gladkikh T. D. Intelligent information system for oilfield electric networks / T. D. Gladkikh. – Text : electronic // Smart Innovation, Systems and Technologies. – 2020. – Т. 154. – Р. 665-673.

РАЗРАБОТКА КОНСТРУКЦИИ ФИЛЬТРА ДЛЯ ОЧИСТКИ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ С ФИЛЬТРУЮЩИМ ЭЛЕМЕНТОМ В ВИДЕ СПЕЧЕННОГО БЛОКА

Бутолин С.В.¹, Чернова Г.А.²

¹Поволжский государственный технологический университет;

²ННГУ им. Н.И. Лобачевского

В настоящее время известен фильтр с гофрированным фильтрующим материалом (патент РФ №174526 U1, 2017 г.) [1]. Преимуществами данного фильтра являются простота конструкции, а как следствие низкая стоимость фильтрующего элемента и фильтра в целом; возможность удаления воды, повышенная эффективность очистки и увеличенный срок службы.

Главными недостатками этого устройства выступают следующие аспекты:

- Так как в качестве фильтрующего элемента используется бумага, а она не обладает достаточной прочностью и долговечностью, у фильтрующего элемента отсутствует возможность регенерации в процессе эксплуатации, а как следствие возможна только его замена;
- Малая площадь сепарирующей сетки, что влияет на пропускную способность фильтра

Задача представленной же модели заключается в следующем: замена конструкции фильтрующего элемента, выполненного из целлюлозной бумаги, на спечённый блок из корундовой керамики. Таким образом, могут быть практически устранены вышеперечисленные недостатки. Корундовая керамика обладает ценными свойствами. Одним из самых главных преимуществ корундовой керамики является высокая прочность, позволяющая сопротивляться гидромеханическому воздействию потока, вибрационным нагрузкам. Кроме того, достоинством также является возможность фильтрующего элемента к регенерации, что, безусловно,

скажется на сроке службы фильтра; благодаря коррозионной стойкости существует возможность использования в агрессивных средах. В фильтрующем элементе из корундовой керамики можно достичь высокой пористости, что, естественно, сказывается на грязеёмкости фильтра.

Принцип работы полезной модели: нефть, поступающая из трубопровода, подаётся по входному 8 патрубку в корпус фильтра 1. В корпусе установлена отбойная пластина 11, предназначенная для более равномерного распределения потока в корпусе фильтра и предохранения фильтрующего элемента от гидромеханического воздействия потока. После того как фильтр равномерно заполнен, жидкость проникает сквозь керамический фильтрующий блок 3, а взвешенные частицы и влага под силой тяжести оседают в нижнюю часть корпуса – отстойник 7, куда также осыпается образованный на фильтрующей перегородке осадок. Проходящая сквозь фильтрующий блок нефть оставляет часть примесей на поверхности на поверхности блока, а часть – внутри. Фильтрат сквозь перфорированный патрубок 4 поступает к отводящему патрубку 9, а затем на дальнейшую переработку.

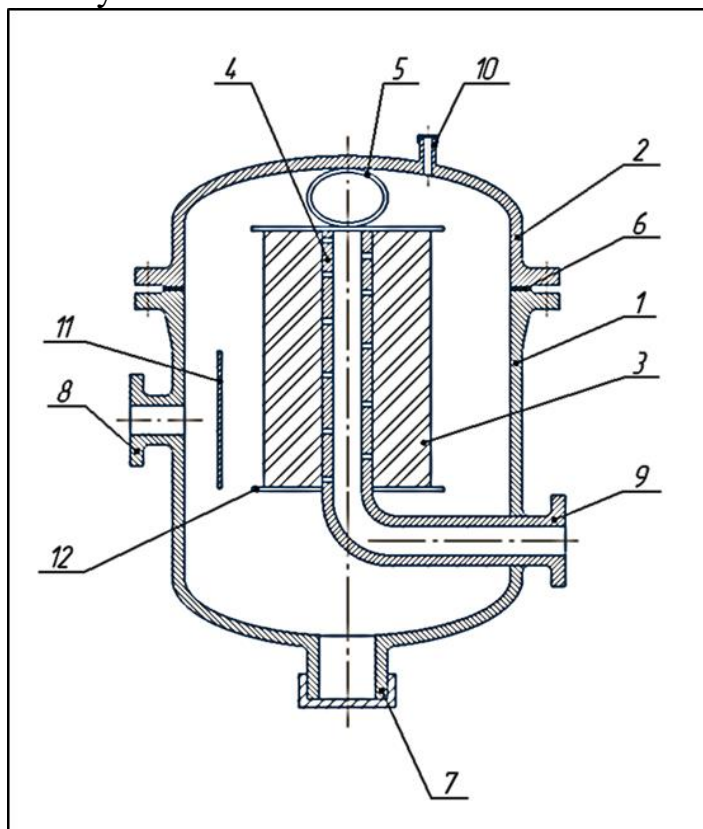


Рисунок 1. Фильтр со спечённым блоком:

- 1 – корпус; 2 – крышка; 3 – керамический фильтрующий блок; 4 – перфорированный патрубок; 5 – прижимное кольцо; 6 – уплотняющая прокладка; 7 – отстойник; 8 – входной патрубок; 9 – отводящий патрубок; 10 – предохранительный клапан; 11 – отбойная пластина; 12 – опора фильтрующего элемента.

Осадок, образованный в фильтре, подлежит удалению, как только обнаружится возрастание перепада давления на фильтре. Этот перепад контролируется индикатором, совмещённым с предохранительным клапаном 10, срабатывающим в случае перепада давления выше допустимого. Регенерация фильтра происходит вручную, для этого необходимо приостановить прокачку нефти, откинуть крышку 2, вынуть керамический фильтрующий блок и произвести регенерацию либо его замену.

Таким образом, благодаря использованию в качестве фильтрующего элемента керамического спечённого блока, повысится спектр его использования.

Библиографический список

1. Полезная модель к патенту №174526 Российская федерация, МПК⁵¹ B01D 27/06; B01D 17/02. Фильтр для очистки нефтяного топлива / Яковлев А. Л., Зоря М. Е., Чернова О. Ю.; патентообладатель Яковлев А. Л., Зоря М. Е., Чернова О. Ю. N 2017108620; опубл.: 19.10.2017 бюл №29.

2. Савельева Н. Н. Нефтегазовое оборудование. Оборудование скважин : учебное пособие / Н. Н. Савельева. – Тюмень : ТИУ, 2020. – 102 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Полянин И.А., док. тех. наук, профессор

ИСПЫТАНИЯ МЕТОДИК ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ПОРИСТОСТИ И ОСТАТОЧНОЙ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ НА АРЛАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Исхакова Г.Р.

Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Большинство месторождений находится на поздней стадии разработки. Это несет за собой проблему трудноизвлекаемых запасов. Чтобы бороться с этим применяется стандартное заводнение или методы увеличения нефтеотдачи, что приводит к повышению обводненности скважин. Высокое содержание воды влечет за собой проблему недостаточного выноса керна или извлечение его в нарушенном виде.

В Республике Башкортостан на Арланском месторождении за 2001-2006 годы из 16 скважин отобран керн, в 9 из них керн извлечен в разукрупненном состоянии [1].

Чтобы решить проблему отбора керна проведены испытания методики БашНИПИнефть по определению пористости и остаточной

нефтенасыщенности нарушенного керна в разукрупненном состоянии.

В БашНИПИнефть разработана методика определения пористости и остаточной нефтенасыщенности по нарушенному керну за 2006 г. Определена связь между пористостью образцов и отношением массы остатка нефти к массе сухого образца.

В НГДУ “Арланефть” опробована методика БашНИПИнефть. Имеется большой опыт по работе с керном.

В статье мы сопоставим данные полученные двумя методами, приведенные в таблице 1. Учитывая однородность пластов, литологические и стратиграфические особенности пород выбраны 2 скважины (№7160 (1290,5 – 1296) и № 57692 (1485-1490)). Породы представлены кварцевыми нефтенасыщенными песчаниками [2]. Часть керна и в той, и в другой скважине отобрали в разукрупненном состоянии, а другую часть в цельном виде. По цельному керну определения производились по принятым методикам (1,2). Пористость определялась по методу Преображенского, остаточная нефтенасыщенность методом сушки. Также определялись их квадраты x^2 и y^2 . По нарушенному керну определения производились расчетным методом БашНИПИнефть.

На рисунке 1 изображен график зависимости пористости от отношения массы остатка нефти к массе сухого образца. Индекс детерминации R^2 показывает величину линейных связей, который составил 0,8858, взаимосвязь высокая. И так коэффициенты по керну находятся рядом с линейно-расположенными точками по песку, таким образом можно подтвердить гипотезу о близости средних значений пористости по песку и керну [3].

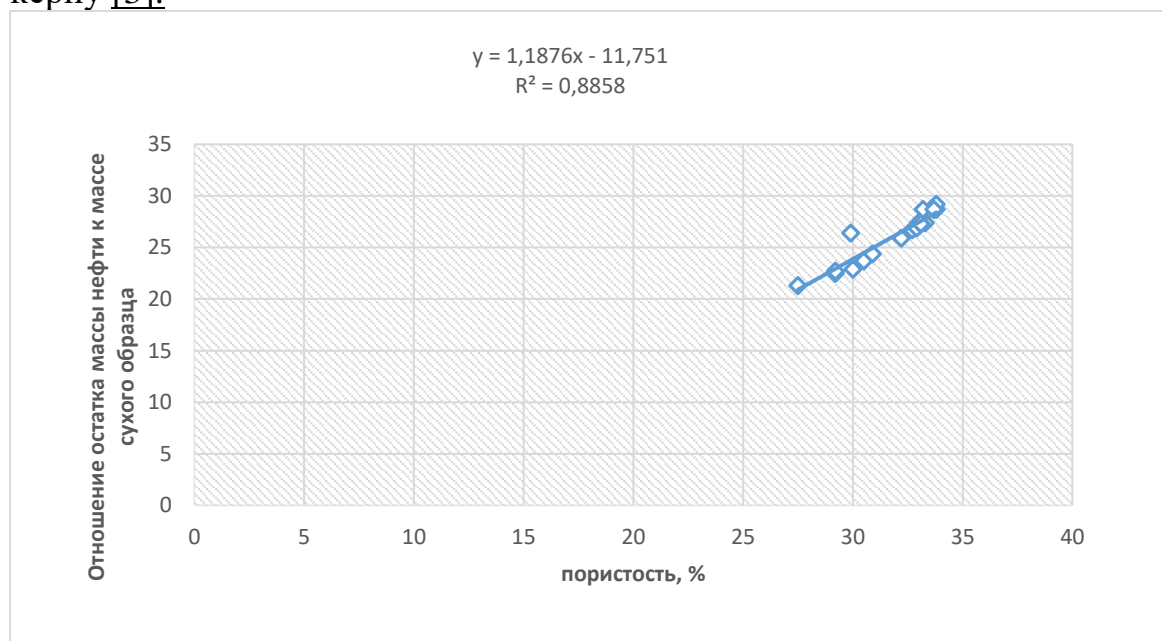


Рисунок 1. Зависимость пористости от отношения массы остатка нефти к массе сухого образца по скважинам № 7160, 7672

Можно заключить, что используя керн в разукрупненном состоянии (нарушенный керн) можно определить пористость и остаточную нефтенасыщенность по песку по принятым методикам БашНИПИнефть. Оба способа имеют схожие результаты по песку. Но индекс детерминации R^2 равен 0,8, что показывает не совершенную корреляционную зависимость между двумя методиками.

Таким образом, был проведен анализ применяемых методик по определению пористости группе физики пласта лаборатории разработки ЦНИПР НГДУ «Арланнефть». Обе методики имеют место быть, и могут в дальнейшем результативно использоваться.

Таблица 1

Данные по песку

№ скв, интервал отбора керна, м	№ пробы	Определения выполнены по методике (1) БашНИПИнефть в группе физики пласта лаборатории разработки ЦНИПР НГДУ «Арланнефть»				Определения выполнены по методике (2) БашНИПИнефть в группе физики пласта лаборатории разработки ЦНИПР НГДУ «Арланнефть»			
		Пористость, хli	х2li	Остаточная нефтенасыщенность Yli, %	Y2li	Пористость, хli	х2li	Остаточная нефтенасыщенность Yli, %	Y2li
7160 1290,5 – 1296,5	1	23,7	561,69	30,5	930,25	23,9	571,21	40,6	1648,36
	2	22,9	524,41	30	900	23,7	561,69	30,4	924,16
	3	24,4	595,36	30,9	954,81	24,3	590,49	37,5	1406,25
	4	22,5	506,25	29,2	852,64	24,2	585,64	35,2	1239,04
	5	21,3	453,69	27,5	756,25	23,6	556,96	39,7	1576,09
	6	26,7	712,89	32,7	1069,29	24,6	605,16	38,2	1459,24
	7	27,4	750,76	33,1	1095,61	27,1	734,41	24,2	585,64
	8	26,4	696,96	29,9	894,01	24,7	610,09	34,3	1176,49
	9	27,4	750,76	33,3	1108,89	24,6	605,16	31,9	1017,61
	10	27,4	750,76	33	1089	21,3	453,69	27,6	761,76
	11	27,3	745,29	33	1089	25,1	630,01	36,3	1317,69
	12	22,7	515,29	29,2	852,64	27,9	778,41	33,3	1108,89
	13	28,7	823,69	33,2	1102,24	26,3	691,69	36,9	1363,61
	14	25,9	670,81	32,2	1036,84	27	729	36,3	1317,69
7692 1485- 1490	15	28,7	823,69	33,8	1142,44	25,1	630,01	39,9	1592,01
	16	26,9	723,61	32,9	1082,41	26,9	723,61	37,0	1369
	17	27,3	745,29	33,1	1095,61	27,4	750,76	23,4	547,56
	18	29,2	852,64	33,8	1142,44	28,2	795,24	35,1	1232,01
	19	28,7	823,69	33,7	1082,41	27,9	778,41	38,7	1797,69

	20	27,3	745,29	33,1	1095,61	23,3	542,89	34,8	1211,04
Сумма:		522,8	13773	638,1	20372,4	483,8	12382	656,5	23441

Библиографический список

1. Совершенствование разработки нефтяных месторождений на завершающей стадии / Н. Н. Лисовский, М. М. Иванова, В. Ф. Базив, В. М. Малюгин. – Текст: непосредственный // Нефтяное хозяйство – 2008. - № 3. – С. 22-25.
2. Pogrebnaya I. A. Research analysis of mechanical impurities of wells / I. A. Pogrebnaya, S. V. Mihailova. – Text: direct // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. confrence 1, 2018. - С. 012026.
3. Коробов К. Я. Остаточная нефтеводонасыщенность и коэффициенты вытеснения нефти водой известняков среднего карбона Арланского месторождения по керну : сб. науч. тр. / К. Я. Коробов, В. И. Шутин // Башнипинефть. - Уфа, 2007. - Выпуск 92. - С. 150-158.

Научный руководитель: Михайлова С. В., ассистент

ПЕРСПЕКТИВА ПРИМЕНЕНИЯ ГРУНТОЦЕМЕНТА В КАЧЕСТВЕ ВОДОНЕПРОНИЦАЕМОГО ЗАЩИТНОГО ЭКРАНА

Исхакова Г.Р.

Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

С каждым годом расширяются и развиваются технологии бурения и добычи, поэтому и увеличивается количество разведочных, добывающих и нагнетательных скважин. Для бурения скважин используют специальные химические реагенты, которые безжалостно влияют на окружающую среду. Окисляют и загрязняют литосферу. Для утилизации буровых растворов и шламов после бурения, применяют специальные ямы, закапывают и закрывают под землей. Но данный способ не дает максимальный эффект по защите экологии. Так как специальные ямы и шурфы недостаточно герметичны, под воздействием времени и самих химических реакций, вся грязь просачивается в почву и в грунтовые воды, загрязняя природу и убивая живность [1].

Чтобы минимизировать загрязнение экологии буровым шламом и растворами логично создание шурфов, и земляных амбаров со специальными водонепроницаемыми защитными противофильтрационными экранами. Предлагается создание экранов, долговечных и устойчивых к агрессивному воздействию выбрасываемых отходов бурения.

В качестве противофильтрационного экрана уже используются минеральный грунт, железобетонные плиты, монолитный бетон, асфальтобетон, полимерные пленки и другие. Все эти материалы для эффективности требуют большого количества, т.е многослойности, на что пойдут дополнительные материальные затраты.

В фундаментостроении для гидроизоляции используется строительный материал – грунтоцемент. Это сложная гетерогенная система, включающая в себя: цемент, воду и иногда специальные добавки. По исследованиям специалистов, можно сказать, что это такой материал, прочность которого увеличивается с течением времени, которое может длиться месяцами. Если хранить грунтоцемент в воде эффект будет более интенсивным.

Механические свойства будут зависеть от качества перемешивания смеси, количества цемента и гранулометрического состава самого грунта. Водонепроницаемость грунтоцемента высокая, и составляет W6, т.е он выдерживает давление 0,6 МПа. Такой материал можно применять в качестве водонепроницаемого экрана для шурфов и амбаров, с целью утилизации буровых отходов [2].

Необходимо исследовать насколько грунтоцемент устойчив к агрессивной среде буровых отходов.

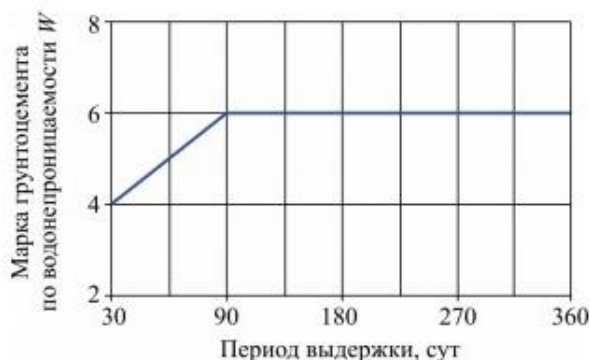


Рисунок 1. График зависимости гидроизоляционных свойств грунтоцемента от времени выдержки в средах с агрессивным воздействием

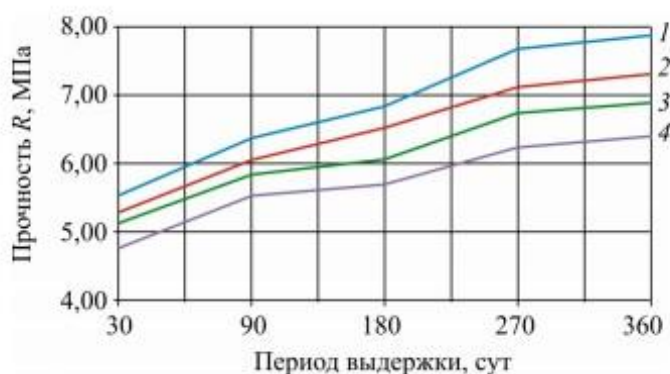


Рисунок 2. График зависимости прочности грунтоцемента от времени выдержки
1 – H₂O; 2 – NaOH 2,8%; 3 – Na₂CO₃ 4%; 4 – KCl 15%.

В Полтавском университете Юрия Кондратюка проведены специальные исследования по воздействию бурового шлама на грунтоцемент. Использовался цемент марки ПЦ-II 20% от веса сухого грунта и вода рН которого равна 8.

Приготовление грунтоцемента. Цемент и вода перемешиваются, потом в раствор добавляется суглинистый грунт. Затем смесь снова перемешивается 5 минут и выкладывается в подготовленные формы из металла. Через сутки образцы извлекаются из форм и хранятся в воде 28 суток.

В качестве агрессивной среды использовались химические реагенты для буровых работ. Каустическая сода 2,8%, хлористый кальций 15%, сода кальцинированная 4% - эти химические вещества относятся к III-IV классу экологической опасности.

Образцы испытывались воздействием агрессивной среды и проверялись на водонепроницаемость через 20,90,180, 270, 360 суток на установке УВФ-6 [2].

Результаты испытаний на гидроизоляционные свойства приведены в таблице 1. Марки образцов выбраны в зависимости от времени и среды выдержки.

Таблица 1

Результаты испытаний на на гидроизоляционные свойства

Гидроизоляционные свойства образца, МПа	0,2	0,4	0,6	0,8	1	1,2
Марка по водонепроницаемости W	2	4	6	8	10	12

График зависимости гидроизоляционных свойств грунтоцемента от времени выдержки в средах с агрессивным воздействием приведен на рисунке 1. По графику можно сказать, что параметры пропорционально увеличиваются. Т.е при влиянии агрессивной среды, с течением времени гидроизоляционные свойства грунтоцемента увеличились.

График зависимости прочности грунтоцемента от времени выдержки приведен на рисунке 2, по результатам которого можно заключить, что прочность грунтоцемента с увеличением времени выдержки только увеличивается.

Таким образом, можно сделать вывод что применение грунтоцемента в виде водонепроницаемого защитного противодиффузионного экрана для шурфов и шламовых амбаров будет эффективно. Материал соответствует требованиям экологической безопасности. Обладает преимуществами такими как дешевизна и простота создания. При этом при использовании экрана, с течением времени его прочность и гидроизоляционные свойства только увеличиваются.

Библиографический список

1. Тарасова, Т.Ф. Экологические проблемы при бурении нефтяных и газовых скважин / Т.Ф. Тарасова, А. Г. Абидов // Университетский комплекс как региональный центр образования, науки и культуры: сб. науч. тр. - 2016. С. 968-972.

2. Ларцева И. И. К определению физико-механических характеристик грунтоцемента / И. И. Ларцева. – Текст: непосредственный // Отраслевое машиностроение, строительство: сб. науч. тр. – Полтава: ПолтНТУ, 2010. – Выпуск 2 (27) – С. 127-134.

3. Савельева Н. Н. Нефтегазовое оборудование. Оборудование скважин : учебное пособие / Н. Н. Савельева. – Тюмень : ТИУ, 2020. – 102 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Бабюк Г.Ф., старший преподаватель

СОВРЕМЕННЫЕ ЗАРУБЕЖНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Казаринов Ю.И.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Современные технологии в разных странах создаются на основе имеющегося мирового опыта в проектировании и реализации схем разработки нефтяных месторождений в различных регионах; разработок новых уникальных теоретических методов и технических решений, экспериментальных и промышленных образцов по этим проблемам, в существующей информационной базе имеющихся нефтяных технологий в мире [1].

Новые технологии направлены на повышение и увеличение нефтеотдачи, интенсификации добычи нефти, реанимацию «старых, обводненных скважин» и оптимизацию существующего оборудования нефтепромысла [2].

За рубежом в последние годы многие международные компании активно ведут работы над созданием систем межскважинного видения коллекторов углеводородов и окружающих их пород. Уже созданы системы GEOVIEW, RWM, FARA, и многое другое. Однако они дороги и имеют некоторые недостатки.

Сейсмо-акустическая томография. Такая технология уже распространена не только в ведущих нефтеразведочной фирмах "Шелл", "Вестерн Атлас" и "Шлюмберге", но и в сотнях менее известных фирм. О перспективности межскважинной сейсмо-акустической томографии для пространственного интерактивного представления геологической модели залежи и возможности "чувствовать", высчитывать и "отражать" запасы в каждом продуктивном горизонте, говорят многочисленные доклады,

статьи, информационные сообщения, патенты иностранных государств (в первую очередь США). Для того чтобы это увидеть достаточно набрать на любом поисковом сервере слова "crosswell tomography", "interwell imaging", "crosshole exploration".

Программа «кавитаторов» [3]. Программа «кавитатор» – новая и относительно простая технология вовлечения в разработку залежей высоковязкой нефти. Как правило, высоковязкая нефть изымается в мизерных объемах и поэтому коэффициент нефтеотдачи составляет, в лучшем случае, несколько процентов для таких месторождений. Вся нефть в данных месторождениях находится в недрах и ждет «лучших времен». Кроме того, эта технология и устройство используется для обработки нефтяных эксплуатационных и нагнетательных скважин, а также при трубопроводном транспорте вязких нефтепродуктов. С помощью кавитатора проводят преобразования высоковязкой, трудно текучей нефти, в маловязкую жидкость непосредственно в забое скважины. С помощью нескольких таких устройств можно повысить нефтеотдачу месторождений высоковязких нефтей не менее, чем на порядок. Например, если месторождение высоковязкой и с большим содержанием серы нефти имеет геологические запасы 10 млн.т. и извлечения из них является всего лишь 0,5 млн. т. (5%), то проведение добычи по этой технологии обеспечит добычи 3.5...5 млн. т (то есть на 700...1000%). Это одна из самых передовых технологий добычи высоковязкой нефти во всем мире.

Системы «ГЕОЗОР 3DM» и «ГЕОВИЗОР» – мало затратные программы, которые ориентированы на информационную и программную поддержку программ интенсификации разработки, третичных и четвертичных методов увеличения нефтеотдачи залежей углеводородов, хотя и имеют самостоятельное значение для мониторинга процессов, происходящих в горных сплошных средах. Это системы подземного межскважинного и около скважинного «видения» пространства. Такого рода системы применяют почти все зарубежные нефтяные компании. Следует акцентировать внимание на некоторых перспективах выполнения работ по технологии «ГЕОЗОР 3DM». Активному использованию новых методов и средств повышения нефтеотдачи, интенсификации разработки и рациональной разработке месторождений в СНГ и в других странах препятствует тот факт, что на сегодняшний день нет простых и доступных методов и средств построения точных геологических пластовых моделей месторождений. До сих пор всю информацию о макрогеологической структуре месторождений получают исключительно на основе геологического исследования скважин (ГИС), а также сейсмоданных, полученных распространёнными методами поверхностной разведки недр. Однако, как показывает отечественный и зарубежный опыт, точность геологических моделей, построенных на основе такой информации, невысока. Сейсмические методы дают хорошую тектоническую оценку коллекторов, а ГИС

– только оценку горных пород околоскважинного пространства. В целом, даже суперпозиция этих известных методов не обеспечивают полной информатизации специалистов, управляющих разработкой залежей, о геологическом строении межскважинного пространства.

Программа «квантованный разогрев ПЗЗ» - новая, нетрадиционная, конверсионная технология. При высоких начальных затратах на изготовление опытного образца системы позволяет эффективно и быстро решать вопросы реанимации скважин, добывающих высокопарафинистую и высоковязкую нефть. Очищать стволы этих скважин от асфальтопарафинистых отложений (АСПО), проводить гидрофобизацию призабойной зоны (ПЗЗ). При реализации технологии используется новое оборудование, которое устанавливается в призабойной зоне, квантово-механические устройства скважин и методы управления ими, построенные на уточненном термодинамическом эффекте (Соре - Дюфура) динамики пластовых флюидов в пористой среде обводненной призабойной зоны эксплуатационной скважины

Программа «Думающий насос» (НД-80) – это комплекс конструкторских и проектных работ по созданию исследовательского образца нетрадиционного скважинного насоса плунжерного типа. Проектируемый насос, при кратно увеличенном ходе плунжера и усилии всасывания, будет иметь низкие массогабаритные показатели. Он заменяет насос – качели и составит конкуренцию другому насосному оборудованию, применяемые в отрасли. Управляет насосом адаптивная автоматизированная система управления, датчики которой расположены как в месте установки клапанов, так и на устье скважины. Анализируя информацию о режиме течения и характеристики флюидов скважин вдоль НКТ, система управления адаптируется и автоматически устанавливает усилия, частоту и длину хода плунжера для оптимального добычи нефти из скважины. Поэтому этот насос назвали «думающим».

Программа «ТОС». Далекие аналоги этой технологии – паротепловая циклическая обработка скважины (ПТОС). Современное отличие от указанной аналогии тепловой обработки призабойной зоны ориентирована на разработку залежей труднодобываемых запасов сырья путем создания нового комплекса технологического оборудования скважины, направленной генерации и поддержки постоянно действующего теплового источника в призабойной зоне работающей скважины. Метод основан на результатах моделирования новых термодинамических эффектов, которые заново изучены и имеют место в призабойной зоне при ПТОС. Используя закономерности процессов неизотермической фильтрации в пористой среде можно так управлять потоками флюидов, которые происходят за счет применения данной технологии, что в несколько раз повышают нефтяной дебит скважины, которая добывает тяжелую нефть. Дебит растет за счет постоянного, интенсивного притока нефти в

призабойную зону, где ее разжижают. Здесь, как побочное следствие - происходит технологическая водоизоляция призабойной зоны. Но, что самое главное, обеспечивается постоянный, безводный дебит нефти из скважины на долгое время.

Библиографический список

1. Бойко В. С. Причины ухода нефти и способы увеличения коэффициентов нефтеизвлечения / В. С. Бойко, И. М Драган. – Текст: непосредственный // Мир науки и инноваций. - 2015 - Выпуск 1 (1). - Том 4, С. 27 - 29.

2. Лазарев А. В. Принятие проектных решений в нефтегазовой отрасли с использованием методологии структурирования функции качества / А. В. Лазарев, Ю. И. Казаринов. – Текст: непосредственный // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса : материалы V региональной научнопрактической конференции обучающихся ВО, аспирантов и ученых. – Тюмень, 2015. – Т. 2. – С. 372 - 377.

3. ИД "НЕФТЬ И КАПИТАЛ" : Потенциал современных методов повышения нефтеотдачи пластов : [сайт]. - URL : http://www.oilcapital.ru/edition/technik/archives/technik/technik_06_2006/103366/public/103388.html (дата обращения: 14.04.2020). - Текст : электронный.

РАЗРАБОТКА МОЮЩЕЙ КОМПОЗИЦИИ И ТЕХНОЛОГИИ ЕЕ ПРИМЕНЕНИЯ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ОЧИСТНЫХ МЕРОПРИЯТИЙ В ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЕ

Козлов А.В., Вотинова А.О.

Пермский национальный исследовательский
политехнический университет

Образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) является одним из наиболее распространенных, встречающимся более чем на 48% добывающих скважин, осложнений при добыче и транспортировке углеводородов (УВ) на нефтяных месторождениях Пермского края [1]. Образование АСПО влечет за собой снижение гидравлического радиуса лифтовой колонны, увеличение давления в скважине или системе сбора нефти, что может привести к аварии [2]. Одним из перспективных способов борьбы с АСПО является применение горячих моющих составов (МС). Данный метод имеет высокую эффективность, пролонгированный эффект, низкую стоимость и технологическую сложность. Целью данной работы является разработка эффективной модели МС, состоящей

из недорогих и недефицитных химических веществ, и технологии применения данного состава для достижения наибольшей технологической эффективности.

МС – это водные растворы технического моющего средства (ТМС) и поверхностно активных веществ (ПАВ) с добавлением функциональных добавок. Основным механизмом их действия – диспергирование и отмыв органических отложений от металлической поверхности. На основании обзора научной литературы определен оптимальный перечень компонентов МС их соотношение в готовой композиции [3]. Добавление ТМС позволит обезжиривать поверхности и удалять УВ соединения, ПАВ обеспечивает смачивание очищаемой поверхности и отложений, структурообразователя позволяет поддерживать частицы АСПО во взвешенном состоянии для их дальнейшего удаления. Данные компоненты составляют активную часть моющей композиции, оптимальное содержание которой в готовом МС составляет от 1 до 10%, а оптимальная температура промывки – 40-90°C.

Лабораторные исследования по оценке эффективности использования разрабатываемой композиции проводились на установке «Холодный стержень», путем удаления МС отложений, полученных из исследуемой пробы. Эффективность применения состава оценивалась по отношению масс АСПО на поверхности «холодного» стержня до и после обработки. Начальным этапом лабораторных исследований является определение оптимальной концентрации активной части в готовом моющем составе. Затем уточнялись оптимальная температура проведения исследований и оптимальное соотношение компонентов в активной части.

Исследования проводились на пробе пластового флюида с добывающей скважины «N», обладающей следующими физико-химическими свойствами: плотность – 840 кг/м³, вязкость – 1,37 мПа · с, содержание парафина – 5,56%, асфальтенов – 0,51%, смол – 5,56%, температура застывания - +1°C, температура плавления парафина - +48°C.

На основании проведенных лабораторных исследований, можно заключить, что наибольшая эффективность МС, равная 82,3%, достигается при температуре проведения исследований 80-90°C и концентрации активной части – 2,5%. Состав активной части при этом следующий: ТМС – 1,25%, ПАВ – 1%, биополимер и антибактериальная добавка – 0,1, ингибитор коррозии – 0,05%. Причем, эффективность удаления отложений горячей водой при данной температуре составляет 42,2%, что свидетельствует о высокой эффективности применяемых функциональных добавках. Так как, проведение промывок разработанной композицией предлагается как альтернатива углеводородным растворителям, проведены исследования по сравнению их эффективностей. Исследования проводились по той же методике в течение 60, 120, 180 и 240 секунд. По

прошествии этого времени эффективность применения углеводородных растворителей равна 100%, а МС – 89,5%.

Проведенный тепловой расчет проведения горячей промывки целевой скважины показал, что при проведении промывки через затрубное пространство тепловые потери на устье скважины составляют 50°C. Следовательно, промывка будет низкоэффективна, для поддержания высокой эффективности необходим предварительный нагрев МС до свыше 120°C, что является технологически невозможным. В связи с данным фактом, авторами работы предложен мобильный комплекс (рисунок 1), позволяющий использовать разработанный моющий состав по замкнутому циклу, увеличить эффективность проведения промывки, снизить ее стоимость, многократно восстанавливать эффективность моющего состава.

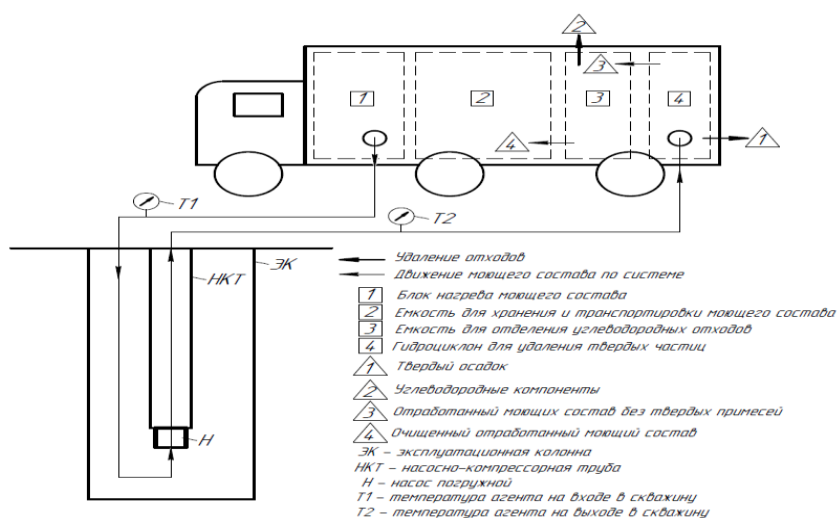


Рисунок 1. Схема мобильного комплекса

Регенерация МС производится путем его очистки от углеводородных компонентов, твердых взвешенных частиц (ТВЧ) в гидроциклоне, последующем разделении водонефтяной эмульсии в резервуаре и добавлении необходимых реагентов для поддержания высокой технологической эффективности. Экономия средств недропользователя будет заключаться в многократном использовании МС, отсутствии необходимости удаления данных компонентов в ходе первичной переработки углеводородов и общей низкой стоимости используемых активных компонентов.

Оценка проведения промывки на целевой скважине, с применением данного комплекса, показала, что при «прокачке» через скважину 3.5 ее объемов, температура на всем интервале парафинообразования будет в оптимальном диапазоне – промывка будет эффективна. Потери моющего состава, связанные с созданием пленки, несовершенством отделения МС от ТВЧ и углеводородов, неполноценным отбором состава из лифтовой колонны, составят от 5 до 10%.

Авторами данной работы предложен новый моющий состав для удаления органических отложений, приведен алгоритм оценки его эффективности, определены оптимальный состав и температура проведения

промывки и проведены лабораторные исследования, подтверждающие высокую технологическую эффективность данного состава. Так же авторами предложен алгоритм многократного применения разработанного состава с поддержанием высокой эффективности. Предлагаемая технология может позволить снизить затраты на проведения промывок на 30-35%, является экологичной, предупреждает повторное образования органических отложений и возникновение аварий на промысле.

Библиографический список

1. Jalalnejhad M. J. Development of an intelligent model for wax deposition in oil pipeline / M. J. Jalalnejhad, V. Kamali. - Direct text. // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2016. – V. 6. – №. 1. – P. 129 – 133.
2. Gawas K. Study on Inhibition of High – Molecular – Weight Paraffins for South Eagle Ford Condensate / K. Gawas, P. Krishnamurthy, F. Wei, E. Acosta, Y. Jiang - Direct text. // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Houston, TX, USA, 2015. – P. 1289 – 1299. – Paper SPE 174817.

Научный руководитель: Лекомцев А.В., канд. тех. наук, доцент

СНИЖЕНИЕ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ ВОЗДЕЙСТВИЕМ ТЕПЛОВЫМИ И ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫМИ ПОЛЯМИ

Косьянов П.М.

Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Определение физических параметров, снижающих вязкость нефти, с целью последующей разработки эффективных и высокоэкологических способов добычи нефти, путем воздействия на пласт тепловыми и электромагнитными полями, представляет огромное научное и прикладное значение. В работах [1-3] показаны способы нефтедобычи сочетающие воздействие на пласт тепловыми и электромагнитными полями. Одна из главных проблем в исследовании свойств нефти, выражение вязкости нефти в явном виде, что является первоочередной научной задачей. На сегодняшний день, вязкость определяется в лабораторных условиях по фильтруемым объемам. В рассматриваемой модели повышение нефтедобычи предполагает повышение пластового давления, снижения вязкости и проницаемости, воздействием внешних физических факторов. Необходимо было провести экспериментальные исследования воздействия на вязкость нефти теплового и электромагнитного полей. Опыты проводились на экспериментальной установке, разработанной в лаборатории физики филиала ТИУ в г. Нижневартовске, на базе лабораторного комплекса

ЛКЭ-6. Для изменения температуры был использован воздушный обогреватель АТД мощностью 2000 Вт. Для создания электромагнитного поля между пластин разборного конденсатора, куда помещался вискозиметр, использовался генератор частоты специальной формы (ГЗ4М) (рисунок 1).

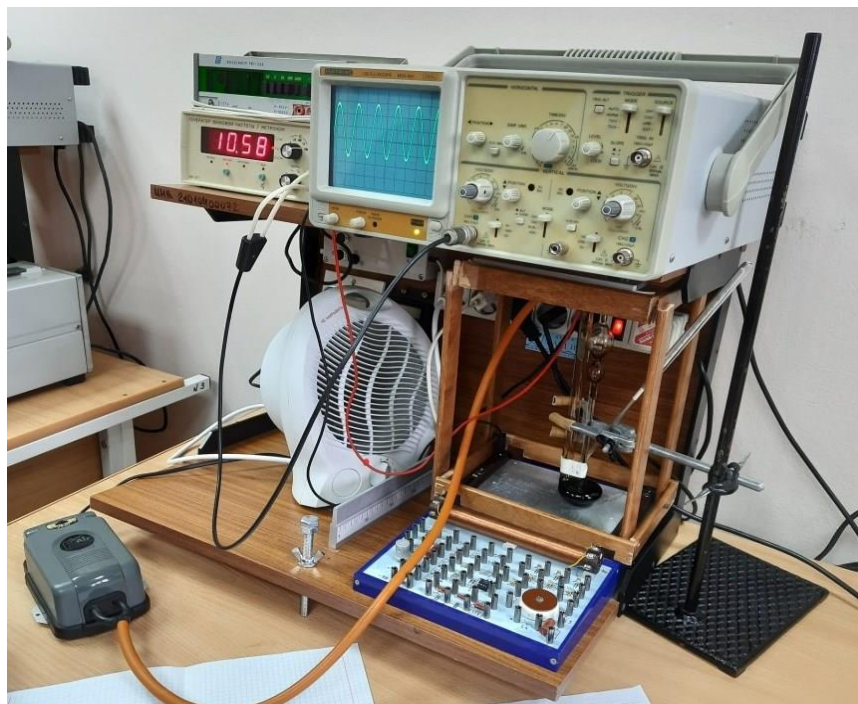


Рисунок 1. Экспериментальная установка

Были проведены измерения вязкости по методике «Определение вязкости (ГОСТ 33-82)» [6,7] для нефти Матюшкинского месторождения с водонасыщенностью 15% . Результаты приведены в [4,5].

Результаты измерений вязкостей нефти, при одновременном тепловом и электромагнитном воздействиях, показаны в таблицах 1,2.

Таблица 1.

Результаты измерений вязкости нефти без электролита от температуры в электромагнитном поле.

№ серии измерений	температура		Среднее время t_{cp}, c	Динамическая вязкость η мПа*с
	T, °C	T, K		
1	20	293	7,750	19,763
2	25	298	7,590	19,355
3	30	303	7,017	17,893
4	35	308	6,630	16,907
5	40	313	5,595	14,267
6	45	318	5,370	13,694
7	50	323	4,985	12,712

Таблица 2.

Результаты измерений вязкости нефти с электролитом от температуры в электромагнитном поле.

№ серии измерений	температура		Среднее время t_{cp}, c	Динамическая вязкость η мПа*с
	T, °C	T, K		
1	20	293	10,57	26,928
2	25	298	9,11	23,205
3	30	303	7,61	19,380
4	35	308	6,68	17,034
5	40	313	6,30	16,039
6	45	318	6,10	15,504
7	50	323	5,59	14,229

Как видно из результатов, вязкость нефти с добавлением электролита возрастает. Была рассчитана электропроводность (удельное сопротивление) межпластовых флюидов [3], электрические свойства водных растворов электролитов и углеводородных жидкостей. Рассчитанные значения для растворов солей:

$$\rho_c = \frac{10}{\sum_{i=1}^n \wedge_i c_i} \approx 25,3 \text{ Ом} \times \text{м} \quad (1)$$

Соответственно:

$$\sigma_c = \frac{1}{\rho_c} \approx 39,5 * 10^{-3} \text{ Сим/м} \quad (2)$$

Используя данные значения напряженности электрического поля

$$E = \frac{U_m}{d} = \frac{8}{0,28} = 28,6 \text{ В/м}, \quad (3)$$

Где U_m – амплитудное напряжение, d – расстояние между обкладками разборного конденсатора, плотность тока для жидкого флюида составляет:

$$J = \sigma E \approx 1,1 \frac{\text{А}}{\text{м}^2} \quad (4)$$

Наложение электромагнитного поля приводит к снижению вязкости, что ожидаемо. Видно, что добавление электролита, не дает большего снижения вязкости, скорее замедляет уменьшение вязкости с ростом температуры. Сравнение аппроксимаций зависимостей линейными, гиперболическими и экспоненциальными функциями показало минимальные дисперсии при использовании гиперболических функций [4].

Результаты опытов показали, что воздействие тепловыми и электромагнитными полями однозначно приводит к снижению вязкости.

Рассмотрим механизм данного явления. Жидкие флюиды коллектора содержат как полярные, так и неполярные молекулы, которые под действием электромагнитного поля, также поляризуются. Таким образом молекулы жидких флюидов являются диполями. Дипольные моменты молекул:

$$\mu = qL [D = \text{Кл} * \text{м}] \quad (5)$$

$$1 \text{ Дебай} = 3,36 * 10^{-30} \text{ Кл} * \text{м}$$

Дипольные моменты некоторых молекул приведены в таблице 3.

Таблица 3.

Дипольные моменты молекул соединений метанового ряда

Структура молекул	Вещество	Дипольный момент молекулы $\mu \cdot 10^{-18}$ СГСЭ
$\begin{array}{c} \text{H} \\ \\ \text{H}-\text{C}-\text{H} \\ \\ \text{H} \end{array}$	Метан	0
$\begin{array}{c} \text{H} \\ \\ \text{H}-\text{C}-\text{Cl} \\ \\ \text{H} \end{array}$	Хлористый метил	1,86
$\begin{array}{c} \text{H} \\ \\ \text{H}-\text{C}-\text{Cl} \\ \\ \text{Cl} \end{array}$	Двуххлористый метан	1,57
$\begin{array}{c} \text{H} \\ \\ \text{Cl}-\text{C}-\text{Cl} \\ \\ \text{Cl} \end{array}$	Хлороформ	1,15
$\begin{array}{c} \text{Cl} \\ \\ \text{Cl}-\text{C}-\text{Cl} \\ \\ \text{Cl} \end{array}$	Четыреххлористый углерод	0

Воздействие электромагнитного поля с $E_m = 28,6$ В/м и $\nu = 105$ КГц, создает момент сил, действующий на молекулярный диполь:

$$M = qEL = E\mu \quad (6)$$

Под действием момента сил, молекулярный диполь начинает совершать вынужденные колебания с частотой электромагнитного поля, рисунок 2.

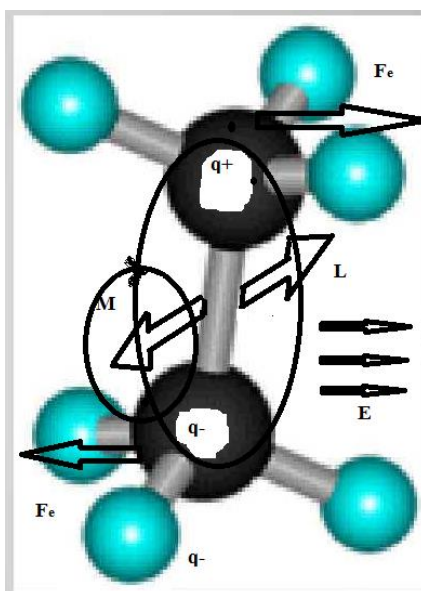


Рисунок 2. Момент сил действующий на молекулярный диполь.

Если использовать в первом приближении формулу для вязкости:

$$\eta = \frac{1}{3} \rho \vartheta l \quad (8)$$

Где: ρ - плотность флюида; ϑ - средняя скорость теплового движения молекул; l –средняя длина свободного пробега молекул.

Из выражения кажется, что вязкость для данной нефти, в первую очередь зависит от скорости теплового движения молекул, которая является функцией температуры:

$$\vartheta = \sqrt{\frac{8RT}{\pi M}} \quad (9)$$

Например для нефти с молярной массой $M=300$ кг/моль, при температуре $T=300$ K, скорость составит $\vartheta \approx 4,6$ м/с.

Но так как молекула вращается под действием момента сил с частотой электромагнитного поля, к скорости теплового движения добавится скорость поступательного движения молекулы обусловленная вращением:

$$\vartheta_{вр} = \omega R = 2\pi\nu \frac{L}{2} \quad (10)$$

Для плеча диполя молекулы $L=2 \cdot 10^{-9}$ м и частоты электромагнитного поля $\nu = 105$ КГц, эта составляющая скорости составит: $\vartheta_{вр} \approx 6,6 \cdot 10^{-4}$ м/с, величина существенно меньшая тепловой скорости молекул. Но из-за вращения диполя, возрастает эффективный диаметр, а следовательно и эффективный объем молекулы, при неизменной массе. Это приводит к снижению свободного пробега молекул и плотности нефти, что и ведет к снижению вязкости.

Выводы. Из вышесказанного следует, что снижение вязкости при воздействии электромагнитными полями, обусловлено снижением плотности и средней длины свободного пробега молекул.

Добавление электролита, замедляет уменьшение вязкости с ростом температуры, из чего следует, что механизм снижения вязкости обусловлен не протеканием токов проводимости в жидких флюидах коллектора, а возрастанием подвижности молекул жидких флюидов, приводящих к снижению межмолекулярных сил.

Данный вывод подтверждается снижением вязкости только при воздействии переменного поля, и отсутствию эффекта при использовании постоянных или низкочастотных полей. Вышесказанное подтверждает тот факт, что увеличение подвижности молекул, являющихся диполями, обусловлено вынужденными колебания под действием внешнего переменного поля. Максимальный эффект следует ожидать при приближении частоты поля, к собственной частоте колебаний молекул, то есть в области резонанса. В лабораторных условиях наблюдалось снижение вязкости в два раза, что позволяет прогнозировать такое же увеличение нефтедобычи при использовании рассмотренных методов.

Библиографический список

1. Добрынин В. М. ПЕТРОФИЗИКА (физика горных пород) / В. М. Добрынин, Б. Ю. Вендельштейн, Д. А. Кожевников. – Москва : Нефть и газ, 2004. – 367 с. - Текст : непосредственный.
2. 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.
3. 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. - 3094–3097.
4. Косьянов П. М. Исследования вязкости нефти при воздействии тепловыми и электромагнитными полями / П. М. Косьянов, Н. Н. Косых, Е. П. Косьянова. - Текст : непосредственный // Инновационные процессы в науке и технике XXI века: материалы XVIII Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов, ученых, педагогических работников и специалистов – практиков. – Тюмень, 2020. – С. 98 - 103.
5. Kosianov P. M. Studies of Oil Viscosity Under the Influence of Thermal and Electromagnetic Fields / P. M. Kosianov. - Direct text // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science 666 (2021) 022021.
6. ГОСТ 33-82. Нефтепродукты. Метод определения кинематической и расчет динамической вязкости. – Введ. 1983-01-01. Москва: ИПК Издательство стандартов, 1997. – 31 с.
7. ГОСТ 10028-81. Вискозиметры капиллярные стеклянные. Технические условия. – Введ. 1983-01-01. – Москва: Стандартинформ, 2005. – 50 с.

АНАЛИЗ ОСЛОЖНЁННОГО ФОНДА САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Кураару С.М.; Кариева С.А.,
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

На сегодняшний день большое внимание уделяется факторам ослабляющим добычу углеводородов, т.к. этот процесс является очень затратным для предприятий. В крупных нефтяных и газовых предприятиях затраты на борьбу с этой проблемой составляют миллионы, а то и

миллиарды рублей, а недобор углеводородов из-за осложнений подсчитывается в миллиарды тонн в год.

Выделяют следующие осложняющие факторы, влияющие на добычу нефти:

- асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) в трубах и в насосном оборудовании;
- отложения неорганических солей;
- образование высоковязких эмульсий, высокая вязкость добываемой нефти;
- коррозия скважинного и нефтепромыслового оборудования;
- влияние механических примесей на работу насосного оборудования;
- работа скважинного оборудования в наклонно-направленных и искривленных скважинах;
- высокий газовый фактор;
- образование газогидратных отложений при добыче газа и нефти.

АСПО в целом представляют собой темно-коричневую или черную твердую или густую мазеобразную массу высокой вязкости. Одной из причин образования асфальтосмолопарафиновых отложений в процессе нефтедобычи является разгазирование добываемой пластовой жидкости из-за снижения давления в стволе скважины ниже давления насыщения. Выделение газообразных легкокипящих алифатических углеводородов из нефтяной фазы приводит к снижению растворимости высокомолекулярных парафиновых углеводородов и их выпадению в насосно-компрессорных трубах и выкидных линиях. Механизм формирования отложений на поверхности металла состоит в возникновении и росте кристаллов парафина непосредственно на контактирующей с пластовой жидкостью поверхности, а затем на образовавшейся смоло-парафиновой прокладке.

Факторы, влияющие на отложение парафинов:

- Перепад температур
- Давление и газовый фактор
- Скорость течения
- Свойства поверхности
- Обводненность продукции
- Содержание в нефти смол и асфальтенов
- Компонентный состав нефти
- Плотность, вязкость нефти
- Время

Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями для каждой скважины подбираются индивидуально, исходя из характера и вида отложений. Могут быть использованы следующие методы:

1. Механические методы удаления (скребкование, установка механизма депарафинизации скважин (МДС))
2. Химические методы удаления (растворители АСПО)
3. Установка магнитных индукторов на фонде ШГН (штанговый глубинный насос)
4. НКТ с внутреннем полимерным покрытием

Механические методы удаления (скребкование, установка механизма депарафинизации скважин (МДС)). Технология удаления АСПО с помощью скребков как в спуске НКТ специального скребка (шаблона) с последующем подъемом на поверхность, так и в установке на устье скважины автоматического механизма депарафинизации скважины. При применениях данной технологии на месторождениях с тугоплавкими отложениями возможно применение специализированных нагреваемых скребков (ТЭН).

Определение количества спусков скребка зависит от скорости оседания и отложения АСПО, эффективности удаления парафина. Требуемое количество скважинных операций, как правило, определяется в процессе эксплуатации. Подготовительные работы на скважине обязательно должны включать: осмотр лубрикатора, монтаж устьевого оборудования (сальниковое устройство, нижний и верхний ролики блок-баланса, подключение скребка к проволочной головке). Визуальный контроль состояния проволоки и скребка осуществляется перед каждой операцией.

Преимущества и недостатки технологии:

- + Простота реализации технологии
- Возможно залипание скребка (что приводит к потере инструмента)
- Обрыв скребка
- Для реализации технологии необходимо использование специального комплекса (передвижного или стационарного) оборудованного лебёдкой для спуска и подъёма скребка, технические характеристики которого представлены в приложении 1.

Химические методы удаления (растворители АСПО). Закачка раствора производится в затрубное пространство скважин (при закрытой затрубной задвижке на выкидной линии фонтанной арматуры) подготовленным раствором в объёме 2м³. Все периодические обработки внутрискважинного оборудования раствором, выполняются согласно утверждённому ежемесячному графику работ.

Преимущества и недостатки технологии:

- + не вызывает вторичных осложнений;
- + минимальные транспортные затраты;
- + отсутствие недобора нефти;
- + растворитель после использования сдаётся как товарная нефть, т. е. снижается стоимость обработки;
- + эффективность практически не зависит от глубины обработки.

- Высокая пожароопасность
- Дороговизна

Установка магнитных индукторов на фонде ШГН. Использование магнитных технологий в борьбе с АСПО сегодня не вызывает сомнений у нефтяных компаний. Воздействие магнитного поля на нефть приводит к существенному уменьшению скорости образования АСПО на внутренней поверхности НКТ, что значит удаление компонентов АСПО с потоком добываемого продукта (нефти). Магнитное поле приводит к активной «кристаллизации» компонентов АСПО в объеме добываемой нефти, а не на границе раздела: нефть-поверхность НКТ.

При воздействии магнитного поля на нефть происходит коагуляция парамагнитных и ферромагнитных частиц, находящихся в ней. Образующиеся в объеме нефти более крупные частицы являются зародышами «кристаллизации» растворённых в нефти АСПО. Таким образом, при дальнейшем движении нефти по НКТ происходит активная «кристаллизация» асфальтенов, смол, парафинов, серы и солей в объеме потока, а не на поверхностях оборудования скважины. Отложения на внутренних поверхностях оборудования существенно уменьшаются, основная часть выносятся потоком из скважины.

НКТ с внутренним полимерным покрытием. Эксплуатация НКТП с учетом выбранной стратегии позволяет обеспечить увеличение межремонтного периода работы скважин, снижение операционных затрат на депарафинизацию скважин, увеличение срока службы НКТ и снижение затрат на оборот трубной продукции, снижение закупки новых НКТ на компенсацию брака, снижение текущих ремонтов скважин.

При спуске в скважину НКТП необходимо учитывать степень влияния осложняющих факторов, таких как парафин, коррозия, механические примеси. При отсутствии сопутствующих осложнений кроме парафиноотложения, производить спуск НКТП на глубину ниже температурной зоны кристаллизации АСПО, которая с запасом принимается 0-1200. При наличии комплексных отложений (коррозия, механические примеси) производить спуск НКТП целой длиной, не допуская попадания в подвеску «черных» НКТ до расчетной глубины спуска УЭЦН. Элементы трубных колонн и регламентные НКТ должны также обеспечивать принцип равнопрочности и быть с покрытием с целью защиты ниппелей от направленного потока скважинной среды с обратного клапана и ловильной головки ЭЦН от коррозионного промыва, и как следствие, увеличения ресурса НКТ по коррозионному износу. В исключительных случаях при отсутствии НКТП допускается замена регламентной компоновки на НКТ без покрытия. ПРИМЕНЕНИЕ ПОДВЕСНОГО ПАТРУБКА БЕЗ ПОЛИМЕРНОГО ПОКРЫТИЯ НЕ ДОПУСКАЕТСЯ.

Исходя из всего перечисленного выше, можно сделать вывод о том, что при эксплуатации скважин могут возникать самые различные виды

осложнений. Чтобы уменьшить затраты на методы борьбы с осложняющими факторами, в первую очередь нужно тщательно исследовать причины возникновения и процесс, только после этого разрабатывать и осуществлять мероприятия по решению данной проблемы, как технические и организационные, так и экономические. Самым оптимальным и экономичным методом решения проблемы осложняющих факторов, является установка магнитных индукторов, так как она позволяет не только к уменьшению скорости образования АСПО, но а также уменьшает вязкость нефти, что приводит к существенному увеличению добычи фильтруемой нефти.

Библиографический список

1. Насыров А. М. Особенности эксплуатации скважин на поздней стадии разработки с высоковязкой нефтью / А. М. Насыров, Ф. А. Каменщиков. - Текст : непосредственный. // Научно-технический вестник НК «Роснефть». - 2008. - №3. - С. 27 - 29.

2. Тронов В.П. Механизм образования смолпарафиновых отложений и борьба с ними. - М.: Недра, 1970. - 183 с. - Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Маркин А.Н., канд. тех. наук., доцент.

АНАЛИЗ ОПАСНОСТЕЙ И МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ОЦЕНКИ БЕЗОПАСНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ И РЕСУРСА

Курасов О.А.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск

Большое количество эксплуатируемых опасных производственных объектов (ОПО) промышленной инфраструктуры трубопроводного транспорта газа приближаются к своему первоначальному проектному сроку службы или уже превысили его. Целью данного исследования является анализ аварийных ситуаций, а также обсуждение руководящих принципов оценки и продления ресурса безопасной эксплуатации ОПО для обеспечения технической и эксплуатационной надежности систем трубопроводного транспорта газа, а также определение и описание механизмов, из-за которых происходит снижение физической и функциональной долговечности ОПО, с учетом человеческого, природного и техногенного факторов на всех стадиях жизненного цикла. Закономерности

механизмов старения обеспечат основу для продления ресурса безопасной эксплуатации ОПО применительно к объектам газовой промышленности.

Основной задачей технической диагностики и мониторинга состояния объектов газотранспортных систем (ГТС), испытывающих постоянные природно-климатические и эксплуатационные нагрузки, является своевременная оценка технического состояния объектов газификации при их функционировании в пределах заданных проектных режимов работы и параметров. Результаты контроля и испытаний служат основой для оценки остаточного ресурса объектов ГТС, а также выбора наиболее эффективного типа технического обслуживания и ремонта. В соответствии с принципом упреждающего технического обслуживания ОПО, категория «условных предельных состояний», – переходов от исходных штатных к предельным состояниям, – может охватывать условия, реализация которых не обязательно требует использования по прямому назначению или вывода из эксплуатации элементов ГТС. Эти состояния служат «уровнями», которые запускают ряд мероприятий, направленных либо на техническое перевооружение эксплуатируемых объектов ГТС, либо на поддержание их технического состояния и целостности.

Комплексные подходы по нормированию и управлению функционированием объектов ГТС направлены на оптимизацию этих «уровней» путем изучения вероятностей достижения предельных состояний несущих элементов рассматриваемых объектов [1]. Оценка вероятности возникновения отказов и аварийных ситуаций является ключом к обеспечению безопасности, прочности и ресурса объектов ГТС. Определение оставшегося времени достижения объектом определенного критического или предельного состояния позволяет оптимизировать временные и стоимостные затраты на обслуживание и ремонт ГТС, не создавая необоснованных рисков нарушения их целостности, и принимать обоснованные управленческие решения о выборе критериев критического или предельного состояния (отказ, авария или катастрофа) для проектных, запроектных и гипотетических ситуаций.

Анализ риска аварий представляет собой инструмент для количественной оценки ущерба и планирования мероприятий по защите подвергшихся воздействию работников и людей в прилегающих районах. Определение уязвимой зоны потенциального ущерба посредством сравнительной характеристики известных уровней воздействия позволит оценить отдельные показатели защищенности, риска и безопасности по параметрам прочности и ресурса, которые зависят от эволюции сценариев развития неблагоприятных ситуаций. Однако, для управления рисками в чрезвычайных ситуациях и для решения проблем промышленной безопасности необходимо рассматривать только случайные события с высокой вероятностью их возникновения, но первоочередным, однако,

является количественное определение приемлемых показателей безопасности, риска и защищенности [2].

Риски $R(\tau)$, сформированные на определенной стадии жизненного цикла τ , оцениваются в соответствии с вероятностью $P(\tau)$ отказов, аварийных или катастрофических ситуаций и ущербам $U(\tau)$ как

$$R(\tau) = P(\tau) \cdot U(\tau). \quad (1)$$

Функция риска лучше всего подходит для оценки безопасности оборудования, поскольку она содержит оценки потенциальных потерь. Ущерб $U(\tau)$ ОПО, как правило, рассчитывается исходя из спектра выполняемых работ, поэтому следует использовать универсальный метод сравнительной оценки риска на каждом из этапов жизненного цикла оборудования.

Обеспечение требуемого уровня технической и эксплуатационной надежности систем трубопроводного транспорта газа может быть достигнуто путем анализа чрезвычайных ситуаций. При работе технических систем аварийная ситуация является проявлением технологических опасностей. В целом, случаи несчастных ситуаций и происшествий должны быть исследованы на предмет травм и бедствий различных масштабов, произошедших в течение определенного периода во время эксплуатации объектов промышленной инфраструктуры. Наиболее эффективный способ снижения уровня риска для каждого объекта – использование промышленных стратегий управления безопасностью, где рассматриваются численные критерии «приемлемости риска», зависящие от эффективности технологического процесса. Анализ аварий является эмпирической основой для принятия техногенных мер безопасности при количественной оценке рисков.

Приемлемые риски $[R(\tau)]$, основанные на изучении критических отказов, инцидентов и катастроф, распределяются в соответствии с наиболее серьезными, жизненно важными параметрами $P_k(\tau)$, $U_k(\tau)$, $R_k(\tau)$, с запасом риска n_R ($n_R \geq 1$)

$$[R(\tau)] = \frac{R_k(\tau)}{n_R} = \frac{P_k(\tau) \cdot U_k(\tau)}{n_R}. \quad (2)$$

Определение количественного значения приемлемого риска касается, главным образом, установления приоритетов в деятельности, позволяющей наиболее эффективно повышать безопасность, а не принципов, формирующих представление о целях безопасности, которые в конечном итоге должны быть достигнуты.

Обеспечение безопасности с помощью функции риска должно удовлетворять следующему условию:

$$S(\tau) > 0 \text{ при } R(\tau) \leq [R(\tau)]. \quad (3)$$

Сложность в реализации условия (3) заключается в необходимости вероятностных моделей прогнозируемых нагрузок, напряжений и прочности отдельных компонентов системы. Кроме того, необходимо установить приемлемую норму риска $[R(\tau)]$, что может быть очень проблематичным в настоящее время из-за отсутствия достаточной статистики потерь.

Современные оценки рисков и продления сроков безопасной эксплуатации ОПО отражают новый подход в управлении их работоспособности. Это может быть достигнуто путем научно обоснованного использования подходов линейной и нелинейной механики деформаций и разрушений, анализа рисков, обоснования безопасной эксплуатации ОПО и предотвращения аварий на них [3]. Базовый комплекс стандартов прочности, ресурса и безопасности объектов хранения и транспорта природного газа должен включать последовательное выполнение этих соотношений с учетом структурных, технологических и эксплуатационных параметров.

Библиографический список

1. Махутов Н. А. Фундаментальные закономерности техногенной безопасности в обосновании перспективных газотранспортных систем / Н. А. Махутов, М. М. Гаденин. – Текст : непосредственный // Вести газовой науки. – 2018. – № 2 (34).

2. Makhutov N. A. Provision of safety-the priority in the sphere of fundamental and applied research / N. A. Makhutov, N. V. Abrosimov, M. M. Gadenin. – Text : electronic // Ekonomicheskie i Sotsialnye Peremeny. – 2013. – № 27. – P. 39.

3. Расчетно-экспериментальные подходы к анализу и обеспечению ресурса и срока безопасной эксплуатации промышленных объектов / Н. А. Махутов, М. М. Гаденин, А. С. Печеркин, Б. А. Красных. – Текст : непосредственный // Безопасность труда в промышленности. – 2020. – № 1. – С. 7-15. - DOI: 10.24000/0409-2961-2020-1-7-15.

Научный руководитель: Бурков П.В., док. тех. наук, профессор

ВЫДЕЛЕНИЕ И ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПОЛИМЕРНЫХ РЕАГЕНТОВ ИЗ ВОДНОЙ ФАЗЫ ПРОДУКЦИИ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ

Маркин А.Н.¹, Суховерхов С.В.²

¹Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

² ФГБУН институт химии Дальневосточного отделения
Российской академии наук, г. Владивосток

В настоящее время при бурении, заканчивании и освоении нефтяных добывающих скважин, также как и при проведении гидравлического разрыва пласта работающих скважин, широко применяют различные полимеры и их композиции. [1]. Использование полимеров позволяет получать необходимые технологические свойства буровых растворов, жидкостей глушения и гидроразрыва.

При указанных выше операциях часть растворов, содержащих полимеры, попадает в призабойную зону продуктивного пласта и в дальнейшем, при работе скважины, выносится водной фазой добываемой скважиной продукции, что приводит к осложнениям в работе технологического оборудования из-за образования осадков (отложений), гелей и стойких эмульсий, стабилизированных полимерами. [2, 3]. Производители не предоставляют полной информации о составе реагентов для бурения, освоения и заканчивания скважин по соображениям коммерческой тайны, что осложняет проведение химического анализа отложений и стойких эмульсий при возникновении проблем на различных этапах добычи и подготовки нефти.

Целью настоящей работы являлось выделение, идентификация и измерение концентрации полимеров, присутствующих в водной фазе продукции скважины после ее выхода из бурения.

Были исследованы 29 образцов воды, отобранных из новой скважины после ее запуска на платформе ПА-Б (проект «Сахалин-2») в марте-апреле 2020 г.

Полимеры выделяли методом диализа и идентифицировали методами ИК-спектроскопии, пиролитической хроматомасс-спектрометрии (Пи-ГХ/МС) и высокоэффективной жидкостной хроматографии (ВЭЖХ). Концентрацию и среднемассовую молекулярную массу полимера (M_w) определяли методом гель-проникающей ВЭЖХ.

По ИК-спектрам и методом Пи-ГХ/МС было установлено, что в исследованных образцах воды содержится желатинизированный крахмал (совпадение 93 – 96%) с M_w 17 – 28 кДа, используемый в качестве добавок в буровых растворах – рис. 1. В незначительной концентрации был также обнаружен полиэтиленгликоль.

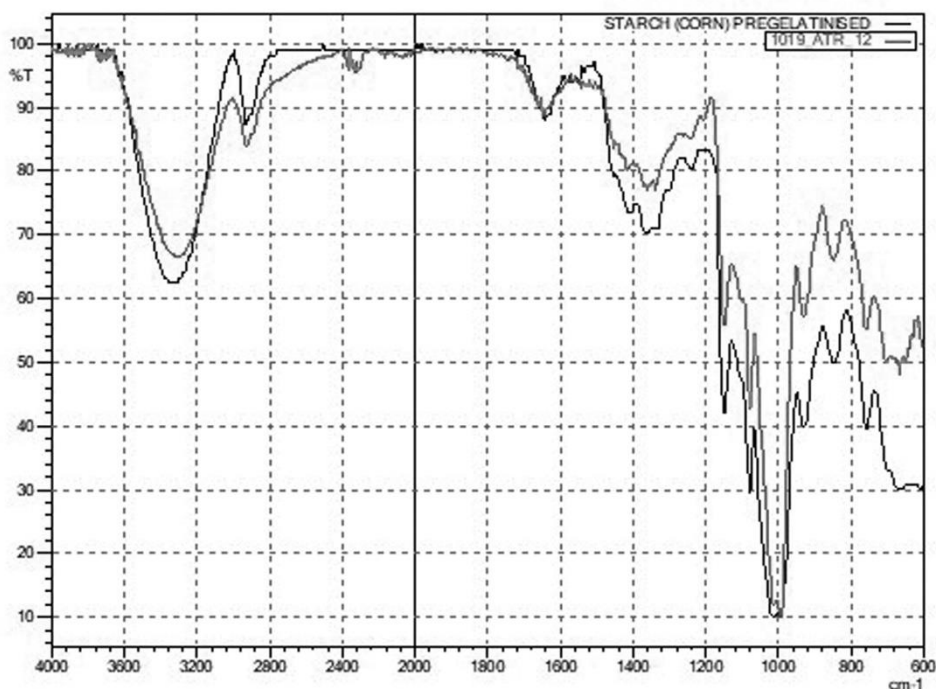


Рисунок 1. ИК-спектр очищенного диализом полимера из образца водной фазы продукции скважины и библиотечный спектр модифицированного крахмала (Score 936)

Крахмал появился в водной фазе продукции скважины через 8 ч после ее запуска, после чего его концентрация за ~ 5 сут. упала с ~ 1800 мг/дм³ до нуля (рис. 2).

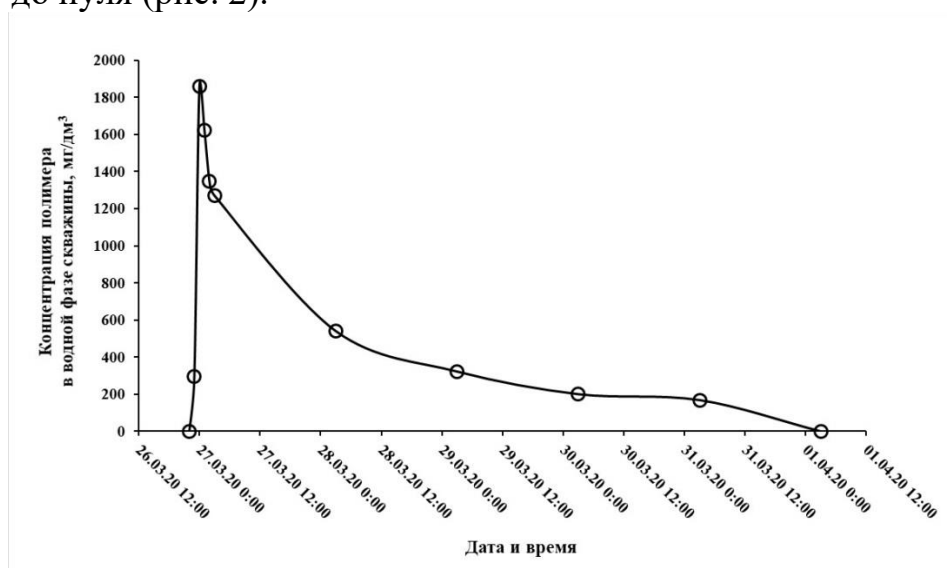


Рисунок 2. Изменение концентрации полимера в водной фазе продукции скважины во времени

За указанное время из скважины с водной фазой было вынесено ~ 330 кг крахмала. Известно, что полисахариды, к которым относится крахмал, стабилизируют водонефтяные эмульсии [3], что приводит к образованию так называемого «промежуточного слоя» (неразрушаемая эмульсия) в аппаратах подготовки нефти и сбоям технологического процесса

подготовки нефти. Для того, чтобы избежать образования и накопления «промежуточного слоя» в сепараторах и электродегидраторах продукции, добываемую скважиной в течение 6 сут. после ее запуска, направляли не на подготовку, а в поглощающую скважину.

Библиографический список

1. Келланд, М. А. Промысловая химия в нефтегазовой отрасли: пер. с англ. яз. 2-го изд. ; под. ред. Л. А. Магадовой. – СПб.: ЦОП «Профессия», 2015. – 608 с. – Текст : непосредственный.

2. Тарабарина, К. Ю. Образование твердых отложений в теплообменнике нефтедобывающей платформы «Пильтун-Астохская-Б» (о-в Сахалин) и их удаление / К. Ю. Тарабарина, С. В. Суховерхов, А. Н. Маркин [и др.] – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 8. – С. 51–54.

3. Бриков, А. В. Осложнения при подготовке нефти, вызванные выносом полимеров на основе полисахаридов, на нефтедобывающей платформе «ПильтунАстохская А» / А. В. Бриков, И. И. Кузовкин, С. В. Суховерхов, [и др.] – Текст : непосредственный // Технологии нефти и газа. – 2016. – № 2(103). – С. 3–7.

ИННОВАТИКА В ПРЕДСТАВЛЕНИИ, СИСТЕМАТИЗАЦИИ, ПАСПОРТИЗАЦИИ И УЧЁТЕ НЕФТЕЗАГРЯЗНЁННЫХ УЧАСТКОВ

Мухаметшина Э.Р.

Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

На сегодняшний день остаётся актуальной проблема, связанная с ликвидацией последствий разливов нефти и нефтепродуктов в почвогрунтах. Для устранения этой проблемы необходимо проводить рекультивационные работы, которые являются малоэффективными из-за отсутствия чётких пространственно-временных параметров загрязнения участка, что ведёт к нерациональной трате финансов.

Мы предлагаем инновационную методику представления, систематизации, паспортизации и учёта нефтезагрязнённых участков, заключающуюся в исследовании, фотографировании нефтезагрязнённого участка перед обследованием, отбор проб почво-грунта, проведение количественного химического анализа, составление таблиц по объёмам нефтезагрязнений и распределением выделов и парцелл участка по рекультивационным группам, построение трёхмерных моделей участков для отображения нефтезагрязнений в цвете, создание QR-кодов и парцелл-кодов для

надёжности учёта, хранения, паспортизации и систематизации участков [1].

Использование предлагаемой методики рассмотрим на примере нефтезагрязнённого участка Самотлорского месторождения под условным регистрационным номером X-Y-ZZZZ.

В таблице 1 представлены площадные и объёмные параметры рассматриваемого участка. Данные необходимы для дальнейшего построения трёхмерных моделей участка, распределения выделов и парцелл участка на рекультивационные группы в зависимости от объёмов лимитирующих факторов и адресной ликвидации последствий разливов нефти и нефтепродуктов.

Таблица 1.

Площадные и объёмные параметры участка X-Y-ZZZZ

Выдел	Площадь зоны, м ²	Объём слоев, м ³				Всего, м ³
		парцелла а (0,1м)	парцелла б (0,2м)	парцелла в (0,3м)	парцелла г (0,5м)	
68	950,939	95,094	190,188	285,282	475,469	1046,033
69	321,961	32,196	64,392	96,588	160,980	354,156
70	869,833	86,983	173,967	260,950	434,916	956,816
ИТОГО	2142,733	214,273	428,547	642,820	1071,365	2357,005

Как правило, число парцелл в границах выдела одного участка не превышает 4, нижняя парцелла располагается не глубже 2,0 м (в нашем случае 1,1 м). Для рекультивации доступны верхние три парцеллы почвогрунта: а) - 0-10 см, б) - 10-30 см, в) - 30-60 см; г) - 60-110 см (малодоступен).

1 наимельчайший уровень – парцелла, как один из четырёх слоёв в границах выдела; 2 уровень – выдел участка с набором четырёх парцелл; 3 уровень – весь участок в совокупности выделов и парцелл.

Создание 3D-моделей участков с отображением каждой парцеллы в объёме и цвете на основе полученных ранее данных (рис.1).



Рисунок 1. Трёхмерная модель концентрации кислотности земельного участка X-Y-ZZZZ

Распределение участков и их частей на рекультивационные группы:

а) участки или их части, на которых требуется проведение биологической рекультивации (б.р.);

б) участки или их части, на которых не требуется проведение биологической рекультивации;

в) участки или их части, на которых в настоящее время невозможно достижение требуемых результатов при проведении биологической рекультивации вследствие отсутствия необходимых или недостаточности существующих технологий;

г) участки или их части, на которых проведение биологической рекультивации временно является нецелесообразным вследствие высокой вероятности их повторного загрязнения из-за недостаточной эксплуатационной надежности трубопроводов.

Для удобства паспортизации, систематизации и учёта нефтезагрязнённых участков необходимы QR-коды и парцелл-коды (рис.2).



Рисунок 2. QR-код нефтезагрязнённого земельного участка X-Y-ZZZZ

Парцелла представляет собой наименьшую часть нефтезагрязнённого участка, выделяемую на пересечении зоны точки и слоя. Каждая парцелла обладает рядом характеристик, параметров. Их можно кодировать. Например, X-Y-ZZZZ/846/350/г. В данном случае шифр обозначает: 1) номер участка; парцелла в зоне точки 84 слоя б; объём составляет 350 м³; превышение содержания нефтепродуктов над допустимым уровнем в пределах от 31 до 40%. Вариантов форм и видов кодирования можно выбрать множество, главное – соблюдать единообразие. Парцелл-кодирование предваряет QR-кодирование.

Выводы. Предложенная нами методика позволяет представить параметры нефтезагрязнённого участка в трехмерном и табличном виде для более точной оценки состояния нефтезагрязнённых участков. Точная оценка помогает осуществить эффективную рекультивацию, позволяющую сдать участки природоохранным службам. 3D-модель в цвете отражает показатели pH, хлоридов, нефтепродуктов в каждом слое почвогрунта. Использование QR-кодов позволит ускорить сбор и обработку информации, упростить паспортизацию нефтезагрязнённых участков, осуществить совмещение множества разнообразных баз данных из различных отраслей.

Библиографический список

1. Мухаметшина, Э.Р. Методика создания 3D-моделей и таблиц нефтезагрязнённых участков / Э.Р. Мухаметшина, И.С. Аитов – Текст непосредственный. // Материалы IX Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых «Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса. – Нижневартовск : 2019. – С. 48-50.

ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ КОМПЛЕКСНОГО УПРАВЛЕНИЯ ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЕМ НА ШЕЛЬФЕ АРКТИКИ

Начинова Ю. В.

Тюменский индустриальный университет

С середины XX века началось активное освоение шельфов морей для добычи и транспортировки нефти. Первым государством в мире, начавшим поиск, разведку и разработку месторождений нефти и газа на шельфе Арктики было СССР. В настоящее время территория арктического шельфа условно поделена между Россией, США, Канадой, Норвегией и Данией.

Все большая заинтересованность "северной нефтью" сопровождается обеспокоенностью экологов. Первыми начали бить тревогу Гринпис и Фонд охраны дикой природы.

Увеличение объемов добычи нефти повышает вероятность возникновения аварийной ситуации, в связи с разливом нефти с морских платформ, разливов резервуаров для хранения нефтепродуктов, а так же в процессе транспортировки сырья. Потенциальными источниками загрязнения морских вод нефтью могут так же служить утечки из подводных трубопроводов, фонтанирование скважины при разведке и добыче, а так же разлив топлива с судов.

Все эти факторы приведут к серьезным неблагоприятным воздействиям на экосистемы региона, которые являются достаточно уязвимыми. Примером может служить авария нефтяного танкера Exxon Valdez, который в 1989 году сел на мель в заливе Принца Уильяма, штат Аляска. В 2005 году исследователи обнаружили остаточную нефть в районе нефтяного разлива, которая сохраняет свои токсичные свойства.

Решением проблем Арктики является внедрение комплексного управления природопользованием, которое основано на экосистемном подходе.

Комплексное природопользование предполагает рациональное использование ресурсов шельфа, но при соблюдении ряда условий: естественное восстановление возобновляемых ресурсов, сокращение потребления невозобновляемых ресурсов, возможность самовосстановления

окружающей среды. Однако, эти условия не соблюдаются, в связи с экономическими потребностями. В результате можно выделить три группы экологических последствий: экстракция, эмиссия и оккупация [1].

Экстракция представляет собой процесс извлечения ресурсов, например добыча нефти и газа.

Эмиссия предполагает внесение в окружающую среду загрязняющих веществ.

Оккупация (захват пространства) подразумевает конфликтное использование территорий, в результате чего появляется важная задача морского природопользования - морское территориальное планирование (МПП).

Морское территориальное планирование позволяет наиболее сбалансировано использовать морские пространства с соблюдением природоохранных мер:

- не допускать высокого уровня химического загрязнения вод и биоты;
- развивать существующие отрасли промышленности и народного хозяйства;
- обеспечивать эксплуатацию биологических ресурсов на безопасном для экосистемы уровне;
- реализовывать комплекс мероприятий по созданию биосферно устойчивой нефтегазовой провинции.

Однако, при реализации МПП возникает ряд сложностей: в законодательстве Российской Федерации отсутствует термин "морское территориальное планирование", что не позволяет применить природоохранные меры; действующая нормативно-правовая база не обеспечивает взаимосвязи и рациональной организации водопользования в пределах одного бассейнового округа [2].

Распоряжением Правительства Российской Федерации от 30 августа 2019 г. утверждена стратегия развития морской деятельности Российской Федерации до 2030 года, в котором стоят цели и задачи комплексного развития приморских территорий и прибрежных акваторий.

Заключение. Целесообразным для России в плане комплексного управления природопользованием на шельфе Арктики будет реализация морского территориального планирования на основе экосистемного подхода. Для этого необходимо разработать следующие законопроекты [3]:

- "О пространственной организации территории Российской Федерации";
- "О морском акваториальном планировании в Российской Федерации";
- поправок в действующие федеральные законы о транспорте, о рыболовстве и охране окружающей среды;

– в иные законы, касающиеся осуществления морской хозяйственной деятельности (водо- и недропользования), а также в Водный кодекс Российской Федерации и другие нормативные правовые акты Российской Федерации.

Библиографический список

1. Комплексное управление природопользованием на шельфовых морях: аналитический материал и результаты «круглых столов» - Москва, Мурманск, 2011. - 85 с. – Текст : непосредственный.

2. Фащук Д. Я. Морское природопользование: концепция, современные проблемы и пути их решения / Д. Я. Фащук, И. В. Землянов, Ю. В. Кочемасов, С. Н. Зацева – Текст : непосредственный // Известия РАН. Серия географическая – 2015. - № 1 - С. 21–34

3. Митягин С. Д. Морское планирование – новое направление пространственной организации Российской Федерации / С. Д. Митягин – Текст : непосредственный. // Зодчий – 21 век. 2013. - С. 80–83.

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ПОИСКА И ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТОПОЛОЖЕНИЯ СИСТЕМ ПОДЗЕМНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Пшенин В.В., Борисов А.В., Меньшиков С.О.
Санкт-Петербургский горный университет

Известную сложность представляет собой определение местоположения подземных газопроводов сетей газораспределения. Для решения данной задачи в эксплуатирующих организациях применяют проводаспутники и электронные маркеры, закладываемые при строительстве газопроводов совместно с желтой сигнальной лентой (знак расположения оси газопровода), а также выполняют геодезическую привязку сооружаемых газораспределительных систем.

На рисунке 1 приведен пример закладывания сигнальной ленты и проводаспутника в траншее трассы подземного полиэтиленового газопровода.

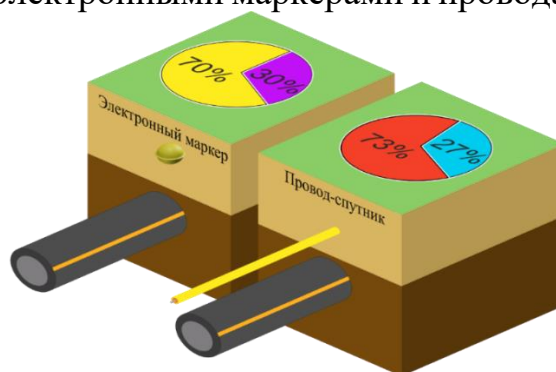


Рисунок.1 Сигнальная лента и провод-спутник

Данные методы не способны в полном объеме обеспечить решение задачи по определению расположения трубопровода в грунте, поскольку

сигнальная лента способствует обнаружению газопровода только при проведении земляных работ, а процесс внедрение электронных маркеров для использования эксплуатирующими организациями остается на недостаточно высоком уровне аналогично применению провода-спутника[2].

На рисунке 2 приведены данные об оборудовании полиэтиленовых газопроводов России электронными маркерами и проводами-спутниками.



- Доля ПЭ газопроводов, оборудованных проводом-спутником
- Доля ГРО, в которых маркеры не применяются
- Доля ПЭ газопроводов, не оборудованных проводом-спутником
- Доля ГРО, в которых маркеры не применяются

Рисунок 2. Данные об оборудовании газопроводов России проводами-спутниками и электронными маркерами

Помимо газораспределительных организаций в России проблема обнаружения и идентификации эксплуатируемых подземных полиэтиленовых трубопроводов является актуальной и для служб, эксплуатирующих сети водоснабжения и водоотведения.

Таблица 1

Характеристика перспективных методов поиска подземных полиэтиленовых трубопроводов

1. Материальная среда	2. Природный газ	3. Полиэтилен
4. Метод №1 5. Акустический	6. Достаточная скорость звука при распространении в природном газе способствует пригодности метода для поиска трубопроводов.	7. Плотность полиэтиленовых трубопроводов способствует распространению звуковых волн в материале и дальнейшем их детектировании.
8. Метод №2 9. Электромагнитный 10.	11. Диэлектрическая проницаемость метана способствует определению видимой границы раздела на снимках с георадаров.	12. Диэлектрическая проницаемость полиэтилена делает трубопровод прозрачным для поиска георадаром.
13. Метод №3 14. Робототехнический	15. При отсутствии в полости трубопровода воздуха среда не является взрывоопасной, что способствует для использования роботизированного средства.	16. Низкий коэффициент трения полиэтилена о сталь оставляет возможным применения данного метода.
17. Метод №4 18. Введение в трубу магнитных частиц	19. Природный газ не обладает магнитными свойствами, но способен переносить частицы в потоке.	20. Полиэтилен не оказывает влияния на магнитное поле окружающего массива, что

		способствует возможности применения метода.
21. Метод №5 22. Введение радиоактивного маркера	23. В составе природного газа и полиэтилена нет компонентов, прерываемых химические реакции с наиболее распространенными радиоактивными элементами.	

Основную сложность и научный интерес составляет применения метода без проведения земляных работ и без подключения к существующему трубопроводу или с подключением, но на значительно большем протяжении, чем уже существующие методы.

При проведении анализа был учтен опыт передовых отечественных и зарубежных проектов, проведен обширный литературный и патентный поиск по каждому из методов поиска полиэтиленовых трубопроводов.

В таблице 1 приведена информация о перспективных методах обнаружения полиэтиленовых газопроводов в зависимости от детектируемой среды и материала трубопровода.

Результатом сравнительной оценки возможных для развития методов определения местоположения подземных полиэтиленовых газопроводов установлено, что приоритетными для развития и исследования методами являются:

– метод №2 (нет необходимости подключения к газопроводу, отсутствует необходимость в проведении земляных работ, а также широко исследуемый и разрабатываемый метод для селекции подземных коммуникаций);

– метод №5 (метод обеспечивает достаточную отображаемость для средств детектирования на поверхности грунта при обеспечении необходимых безопасных условий эксплуатации сетей).

Библиографический список

1. Глухова О. В. Эффективность применения трубопроводов из полиэтиленовых труб / О. В. Глухова, М. М. Фаттахов - Текст : непосредственный. // Нефтегазовое дело. – 2006. – № 2. – С. 18-26.

2. Арзамасцев С. В. Способы обозначения полиэтиленового газопровода / С. В. Арзамасцев, А. В. Бирюков, Н. А. Кострикина. - Текст : непосредственный. // Научно-технические проблемы совершенствования и развития систем газоснабжения. – 2020. – № 1. – С. 30-35

Научный руководитель: Пшенин В.В., канд.тех.наук, доцент

ТЕХНОЛОГИЯ СВЕРХЗВУКОВОЙ СЕПАРАЦИИ ПРИ ПОДГОТОВКЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Метод низкотемпературной сепарации (далее НТС) широко распространён в области обработки газовых смесей, а также его применяют при осушке газов. Осушка и очистка газов достигаются вследствие их охлаждения и дальнейшей сепарации из-за [1]:

- энергии пласта, при котором температура газа опускается в результате дросселирования;
- искусственного охлаждения, применяя специальные машины и установки;

При определенных температурах и давлениях выделяется вода, которая контактирует с газом, образуя гидраты. Гидраты являются кристаллическими веществами белого цвета, имея вид льда или снега в зависимости от условий образования. Гидраты закупоривают трубопроводы, прорези тарелок и вентили, образуя пробки. Этим объясняется необходимость осушки газообразной смеси. [2]

Можем сделать вывод, что осушка и очистка газа предотвращает образование гидратов, коррозии, снижает гидравлические потери в трубопроводах и сохраняется пропускная способность, повышает срок эксплуатации трубопроводов и аппаратуры. [1]

Для процессов осушки и очистки газа можно применить газодинамические сепараторы (далее ГДС). В сверхзвуковом потоке газа можно осуществить температуры в диапазоне от - 50 °С до 100 °С. Вследствие этого, ГДС применяются для обеспечения точного выделения главных компонентов из газовой смеси. ГДС сравнивают с дросселями Джоуля-Томсона и турбодетандером. Главным отличием от них является попадание некоторой части охлажденного потока газа (двухфазный поток), а не всего объема в низкотемпературный сепаратор, работающий перед ГДС. Причиной этому является не только охлаждение газового потока, но и дальнейшее его разделение на 2 части:

- конденсат;
- очищенный газ;

Это позволяет уменьшить намного (вдвое) размеры сепаратора процесса НТС. Из-за того, что газодинамический сепаратор имеет малые размеры, всё оборудование процесса НТС менее металлоемки. [3]

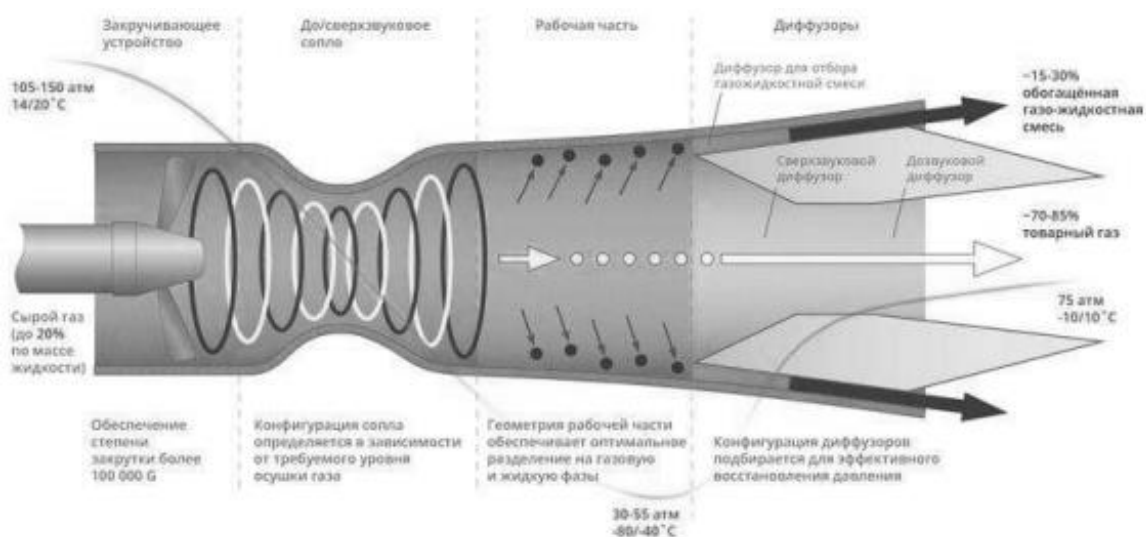


Рисунок 1. Схема ГДС

Также стоит отметить, что важным преимуществом является наличие обеспечения более низкими температурами газа в сверхзвуковом потоке при совершенно идентичной разнице давлений на входе и выходе оборудования. Принципы работы газодинамических сепараторов схожи с принципами работы турбодетандера и выполняют следующие функции:

- расширение;
- типовая циклонная сепарация газ/жидкость;
- повторное сжатие в трубном устройстве;

Сверхзвуковая сепарация является также и энергосберегающим процессом. Для достижения этого эффекта отсутствует необходимость в более низких температурах газового потока на входе в сепаратор низкотемпературной сепарации. В отличие от турбодетандера, которому необходима температура - 50 °С и ниже, для сверхзвуковой сепарации всего лишь требуется температура - 30 °С и выше. Применение газодинамических сепараторов, имея такое преимущество, разрешает[3]:

- намного уменьшить энергопотребление оборудования для сжатия, охлаждения;
- сэкономить топливный газ на работу газоперекачивающих агрегатов;

Использование газодинамических сепараторов в процессе подготовки газа рассматривалось на примере установки переработки моторных топлив (далее УПМТ). С помощью УПМТ получают смеси пропан - бутановой технической и БГС из конденсата, выделенного из скважины.

Низкотемпературная сепарация в составе УПМТ применяется при разнице давлений (диапазон 40 - 50 атм.), при давлении на входе в НТС (диапазон 120 - 125 атм.), при давлении на выходе из НТС (диапазоне 75 - 77 атм.), при расходе газа (диапазон 10000 - 12000 нм³/час).

Были проведены испытания газодинамических сепараторов в схеме низкотемпературной сепарации в зависимости от режима работы: отличались давления и расходы входного газа, поступающего на вход

низкотемпературной сепарации. Использование сверхзвуковой ГДС показал стабильную работу при всех заданных давлениях входного газа и продемонстрировал, что использование газодинамических сепараторов в схему низкотемпературной сепарации повышают качественные показатели работы низкотемпературной сепарации. Газодинамические сепараторы в составе УПМТ снижают точку росы товарного газа по УВ в отличие от применения схемы с дросселем. Снижается на 10 °С и выше точка росы при включенном газотурбинном сепараторе в сравнении при работе с дросселем. В ходе проведения испытаний было показано, что применение клапана Джоуля-Томпсона с заменой на газодинамические сепараторы в НТС процесса подготовки газа обеспечивает простоту, надёжность работы НТС с клапаном Джоуля-Томпсона с лучшим эффектом точного выделения жидких углеводородов вследствие малых температур.

Главным недостатком ГДС является зависимость его эффективности от входного давления, при этом требуя больших значений (более 10 МПа). [3]

Библиографический список

1. Ланчаков Г. А. Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудования / Г. А. Ланчаков, А. Н. Кульков, Г. К. Зиберт – Москва : Недра, 2006. - 279 с. - Текст : непосредственный.

2. Гухман Л. М. Подготовка газа северных газовых месторождений к дальнему транспорту / Л. М. Гухман. – Ленинград : Недра, 2008. - 161 с. – Текст : непосредственный.

3. Багиров Л. А. Использование энергосберегающей технологии сверхзвуковой сепарации газа на газоконденсатных месторождениях крайнего севера / Л. А. Багиров. – Текст: непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. - 2014. - № 1. - С. 34 - 38.

Научный руководитель: Таранова Л.В., канд. тех. наук, доцент

МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ, ВОДЫ И ГАЗА ПО СРЕДСТВАМ КДФТ

Савельев Я. В.

Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Система сбора и подготовки нефти, подтоварной воды и газа является обязательным сооружением установленным для предварительной очистки скважинной продукции от примесей. Предварительное отсоединение газа проходит на автоматизированных замерных установках

(АГЗУ) затем предварительная очищенная скважинная продукция поступает на центральные пункты сбора, где также происходит отделение подтоварной воды, газа и солей. Это называется комплексной подготовкой нефти и доведение его до товарного состояния.

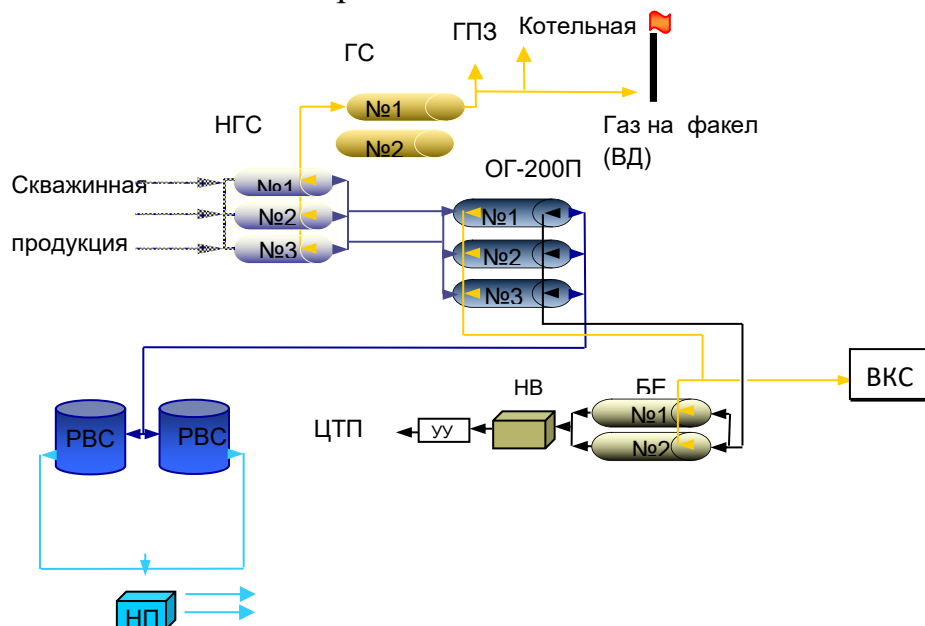


Рисунок 1. Принципиальная технологическая схема КСП с обозначением основного технологического оборудования.

В нашей работе мы предлагаем провести модернизацию технологического оборудования посредством применения концевых делителей фаз трубных. Установить концевые делители фаз трубные мы предлагаем на дожимной насосной станции, которые выполняют разделение и подготовку нефти, подтоварной воды и газа. Это оборудование является сравнительно недорогим по себестоимости и стоимости обслуживания.

На рисунке 1 представлена принципиальная схема центрального пункта сбора и его основное составляющее технологическое оборудование до модернизации.

На рисунке 2 представим ту же принципиальную схему, но уже заменим ряд оборудования на концевые делители труб фазные трубные (рисунок 2). По схеме 1 и 2 мы видим, что мы вместо нефтегазосепараторов и газосепараторов предлагаем установить концевые делители фаз трубные, которые сразу выполняют отделения двух фаз от нефти: воды и газа. Таким образом мы достигаем уменьшения металлоемкости. Также оборудование по отделению фаз будет занимать меньшую производственную площадку, прост в обслуживании.

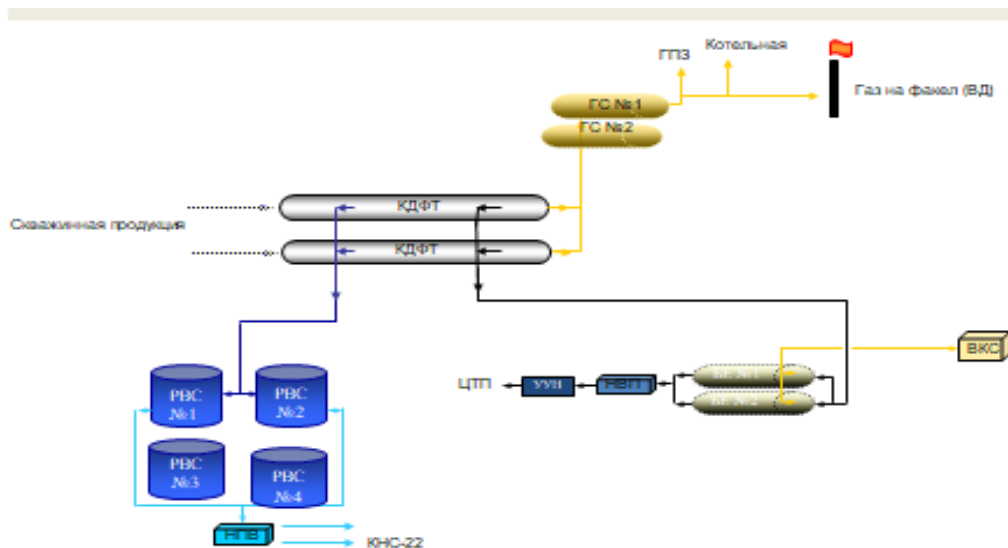


Рисунок 2. Технологическая схема с концевыми делителями фаз трубными.

Применение КДФТ позволит: снизить металлоемкость процесса подготовки нефти и подтоварной воды; уменьшить размеры производственных объектов; улучшить качество подготавливаемой на установке продукции; повысить уровень промышленной и технологической безопасности; уменьшить вероятность вредного воздействия на окружающую среду; уменьшить себестоимость процесса подготовки нефти; уменьшить капиталовложения в реконструкцию объектов.

Библиографический список

1. Сваровская Н. А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: Учебное пособие. / Н. А. Сваровская - Томск: Изд. ТПУ, 2004. - 268 с. - Текст : непосредственный.
2. Шаймарданов В. Х. Процессы и аппараты технологий сбора и подготовки нефти и газа на промыслах: учебное пособие / В. Х. Шаймарданов ; Под ред. В. И. Кудинова. – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Институт компьютерных исследований, 2013 - 508 с. - Текст : непосредственный.
3. Тронов В. П. Сепарация газа и сокращение потерь нефти. / В. П. Тронов. – Казань: ФЭН, 2002 – 408 с. - Текст : непосредственный.
4. Галикеев Р. М. Исследование закономерностей структурообразования парафиносодержащих нефтей в добыче и системе сбора : Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. / Р. М. Галикеев. - Тюмень : ТГНУ, 2011. – 104 с. - Текст : непосредственный.

5. Савельева Н. Н. Модернизация системы подготовки нефти посредством применения концевых делителей фаз трубных / Н. Н. Савельева - Текст : непосредственный. // Материалы международной научно-технической конференции. Нефть и газ Западной Сибири. 2017. - С. 239-243.

6. Савельева Н.Н. Применение методов компьютерного моделирования для организации электронного обучения студентов / Н. Н. Савельева - Текст : непосредственный. // в сборнике: Опорный университет в международном электронном пространстве Материалы V Международной научно-практической видеоконференции. 2018. - С. 57-60

ОСОБЕННОСТИ РАННЕЙ ДОБЫЧИ И ОБЗОР СУЩЕСТВУЮЩИХ РЕШЕНИЙ ПО ЕЕ ОРГАНИЗАЦИИ

Савина А.А., Дерюгина О.П.
Тюменский индустриальный университет

Современный мир трудно представить без топлива, пластмасс, каучуков, растворителей, лаков и т.д. Все эти продукты являются продуктами нефтегазовой и нефтехимической промышленности. Сырьевой базой для получения данных продуктов являются ископаемые углеводороды: нефть, попутный и нефтяной газ, которые представляют огромную ценность. Данные природные ископаемые представляют собой смеси достаточно большого количества различных веществ. Разделение нефтяного сырья на индивидуальные фракции с целью их более эффективного сжигания является задачей нефтеперерабатывающей промышленности.

Первоначально углеводородные ископаемые находятся под землей. Первый этап, с которого начинается путь превращения углеводородов в продукты, это бурение скважины, а затем добыча, которая зачастую обуславливается фонтанным способом или за счет применения насосного оборудования [1].

Перед тем, как осуществлять бурение скважины, проводят геологическое исследование, в результате чего определяют расположение и состав пород пластов, которые располагаются над залежами месторождения.

После обоснования эффективности бурения и проведения расчетов, подбирается необходимое высокотехнологичное оборудование и конструкция нефтяной скважины, чтобы обеспечить бесперебойную работу процесса бурения [2].

Новые месторождения, которые находятся на стадиях геологической разведки, не имеют достоверных данных о целесообразности добычи и подготовки, характеризуются термином ранняя добыча.

Ранняя добыча подразумевает использование месторождений, которые не имеют логически построенную инфраструктуру, по причине того, что еще находятся на стадии освоения.

Понятие ранней добычи означает, что нецелесообразно ставить полноценные высокопроизводительные установки для скважины, которая находится на стадии разработки, потому как понадобится большие капитальные вложения.

Наиболее перспективным с позиции экономики является применение блочных мобильных установок малой производительности. Предлагается применять на одиночной скважине, которая находится на стадиях разработки (стадия ранней добычи) такие мобильные блочные установки, как [3]:

- малогабаритную сепарационно-наливную установку;
- мобильный комплекс для исследования и освоения скважины;
- мобильную установку нефти.

На рисунке 1 приведена мобильная сепарационно-наливная установка компании «Ойлтим» [4], которая может быть использована для стадии ранней добычи нефти и газа. Установка позволяет осуществить предварительную подготовку продукции, провести ее учет, хранение, а также осуществить налив цистерны или перекачку в трубопровод. Помимо этого возможна утилизация попутного газа за счет генерации электроэнергии, которая обеспечивает всю установку.

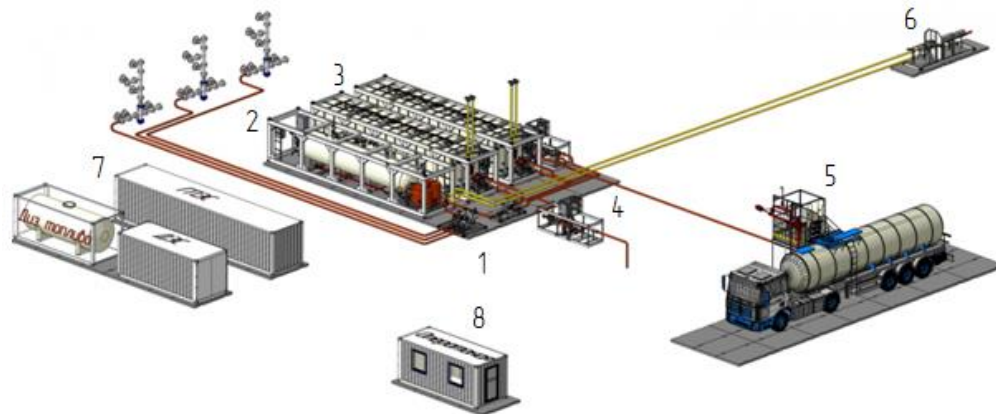


Рисунок 1. Мобильная сепарационно-наливная установка:

1 – блок манифольда; 2 – нефтегазовый сепаратор; 3 – емкости для хранения продукции; 4 – насосный блок для направления жидкости в трубопровод; 5 – система налива жидкости в автоцистерны; 6 – факельное хозяйство; 7 – газопоршневая электростанция и резервная дизельная; 8 - операторный блок

Поток нефтегазовой смеси из скважины поступает в манифольд, который осуществляет контроль выбросов из скважины, после которого поток направляется в сепаратор для отделения жидкого потока от газообразного. Газ направляют на выработку электрической энергии, а поток нефтяной эмульсии в емкости для хранения, откуда возможна его откачка

для закачки в трубопровод или же налива в автоцистерны для транспортировки.

В таблице 1 приведены характеристики, которые присущи данной мобильной установке.

Таблица 1.

Характеристики мобильной установки

Показатели	Значение
Производительность по жидкости, м ³ /сут	До 1000
Производительность по газу, м ³ /сут	До 250000
Погрешность измерения массового расхода жидкости	Точность замера $\pm 2,5\%$ масс.
Погрешность измерения объемного расхода газа	Точность замера $\pm 5\%$ об.
Входное давление (расчетное), МПа	1,6; 2,5; 4,0; 6,3; 10,0; 16,0
Температура окружающей среды, °С	От -60 до +50

Другим примером мобильного комплекса для исследования и длительной отработки производительности является МКСП-500-1, который предназначен для сепарации скважинной продукции, наливу в автоцистерны для транспортировки, замера дебита поступающей со скважины жидкости, замера дебита газа, предварительной подготовки нефти, а также утилизации газа на месторождении, разрабатываемом АО «Тюменнефтегаз».

Применение мобильных блочных установок несет такие положительные стороны, как низкие габариты, а как следствие и низкая металлоемкость, что позволяет уменьшить площадь застройки. Малые размеры установки означают, что монтажные и пусконаладочные работы будут иметь меньшее значение, чем при проведении работ на полноценной установке. Увеличение количества блоков установки позволяет наращивать производительность, а меняя конфигурацию блока, можно варьировать регламентируемые показатели качества потоков.

Таким образом, можно сделать вывод о перспективности использования мобильных блочных установок малой производительности, которые позволяют построить логическую инфраструктуру, снизить инвестирование в проект. Мобильность установки полностью исключает возможные риски, которые связаны с переоценкой запасов.

Библиографический список

1. Поздняков М. П. Необходимость применения бизнес-процессов на объектах добычи нефти и газа на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении / М. П. Поздняков. – Текст : непосредственный // Бизнес-образование в экономике знаний. – 2021. – № 1. – С. 46-47.
2. Шевелева А. В. Особенности применения стандартов финансовой отчетности нефтегазовым предприятиями / А. В. Шевелева, С. Ш.

Шевелев. – Текст : непосредственный // Вестник КемГУ. – 2019. – № 4 (2). – С. 263-270.

3. Bunter group : Инженерная компания: [сайт]. - URL : <https://bunter.ru/> (дата обращения: 08.04.2021). - Текст : электронный.

4. Ойлтим : Инженерная компания : [сайт]. - URL : <http://www.oilteam.ru/#home> (дата обращения: 08.04.2021). - Текст : электронный.

АНАЛИЗ ЗАВИСИМОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ ПРИ ВОЗДЕЙСТВИИ НА НЕЕ ПОСТОЯН- НЫМ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫМ ПОЛЕМ С ОГРАНИЧЕНИЕМ ПО ВРЕМЕНИ ВОЗДЕЙСТВИЯ.

Салеев Д.С.

Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Сегодня все больший интерес к запасам трудноизвлекаемых нефтей (ТРИЗ) проявляют правительство и крупные нефтедобывающие компании. В России доля «трудной» нефти растет, и на данный момент она превышает 65 % от общего объема. Очевидно, что столь высокий процент получается в том числе за счет истощения легкоизвлекаемых запасов «черного золота».

Вязкость нефти является одним из основных параметров, влияющих на скорость течения флюида в поровом пространстве при градиенте давления. Обычно выделяют два вида вязкости нефти – динамическую и кинематическую.

Основной задачей данной работы является анализ параметров вязкости нефти при воздействии на нее теплового потока и электромагнитного поля в двух режимах: при постоянном воздействии и периодическом с разными временными промежутками. Для данного опыта потребовалось оборудование, подходящее по характеристикам исследуемой нефти и способное создать приблизительно нужные нам условия для исследований.

Перечень используемого оборудования:

- ВПЖТ-2 (ГОСТ 10028-81) с минимальными и максимальными диаметрами капилляров и номинальным постоянным значением K 3 мм²/с²;
- Лабораторный комплекс ЛКЭ-6 с максимальной частотой $105 \cdot 10^3$ Гц;
- Воздушный нагреватель АД: артикул ARC0304, электропитание 220-240 В, 50/60 Гц, мощность 2000 Вт, класс защиты II;
- Нефть с параметром плотность 850 кг/м³;

Были проведены измерения вязкости нефти при воздействии на нее ЭМП с частотой 105000 гц и теплового потока, способного изменять температуру нефти от 20 до 50 градусов Цельсия. Полученные результаты представлены в таблице 1 и продублированы на рисунке 1 для большей видимости.

Таблица 1.

Показания параметров при постоянном воздействии ЭМП

Без ЭМП				
Температура, °с	Частот, Гц	Время истечения, сек	Кинематическая вязкость, мм ² /с ²	Динамическая вязкость, сПз
20	-	12,24	36,72	31,21
25	-	11,93	35,79	30,42
30	-	10,56	31,68	26,93
35	-	9,53	28,59	24,31
40	-	8,17	24,51	20,83
45	-	7,67	23,01	19,56
50	-	7,37	22,11	18,79
С ЭМП				
20	105800	9,88	29,64	25,19
25	105800	9,76	29,28	24,89
30	105800	9,15	27,45	23,33
35	105800	8,75	26,25	22,31
40	105800	8,22	24,66	20,96
45	105800	7,38	22,14	18,82
50	105800	6,63	19,89	16,91

Измерения показали:

- При воздействии на нефть теплового потока без применения ЭМП, наблюдается снижение коэффициентов вязкости с повышением температуры соответственно.
- При воздействии на нефть теплового потока с применением ЭМП, также наблюдается снижение коэффициентов вязкости, но при этом параметры стали еще меньше.
- Замечено, что при температуре нефти в 40 градусов Цельсия, ЭМП не оказывает практически никакого воздействия на продукт.

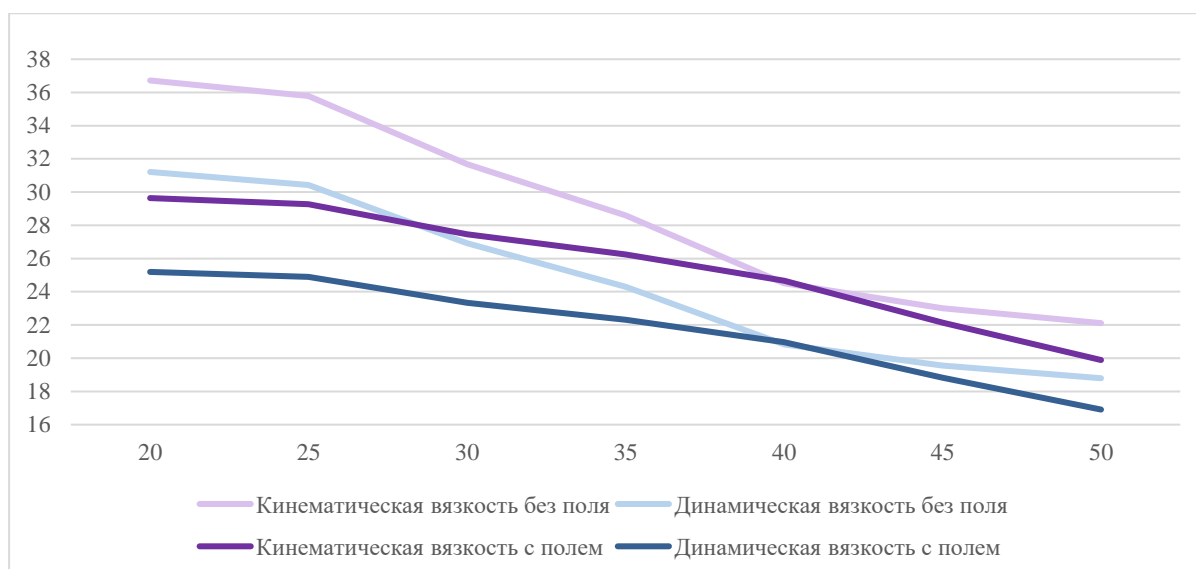


Рисунок 1. Показания параметров при постоянном воздействии ЭМП

Таблица 2.

Показания параметров при постоянном воздействии ЭМП с ограничением по времени.

Без ЭМП					
Время течения, сек	Время воздействия ЭМП, с	Частота, гц	Температура, °с	Кинематическая вязкость, мм ² /с ²	Динамическая вязкость, сПз
11,44	-	105800	20	34,32	29,172
С ЭМП					
12,56	10	105800	20	37,68	32,03
12,72	20	105800	20	38,16	32,44
12,16	30	105800	20	36,48	31,01
11,85	40	105800	20	35,55	30,22
12,03	50	105800	20	36,09	30,68
12,26	60	105800	20	36,78	31,26
12,67	120	105800	20	38,01	32,31
12,27	180	105800	20	36,81	31,29
11,19	200	105800	20	33,56	28,52
11,35	220	105800	20	34,05	28,95
11,87	240	105800	20	35,61	30,27
11,13	260	105800	20	33,39	28,38
11,49	280	105800	20	34,47	29,31
11,11	300	105800	20	33,33	28,33
11,31	320	105800	20	33,93	28,84
11,21	360	105800	20	33,61	28,56

Определено, что максимальное изменение параметров вязкости нефти наблюдается при совместном воздействии ЭМП и теплового потока. В ходе исследования было решено проверить зависимость изменения параметров вязкости от временного воздействия ЭМП на нефть, якобы обнаруженная в [3, с. 7]. В исследованиях, приведенных в указанной работе, показаны изменения параметра вязкости, а также определена незначительность воздействия электромагнитного поля по сравнению с электростатическим, но видимых данных об измерениях с применением

ЭМП не представлено. Результаты опыта приведены в таблице 2 и продублированы для наглядности на рисунке 2.

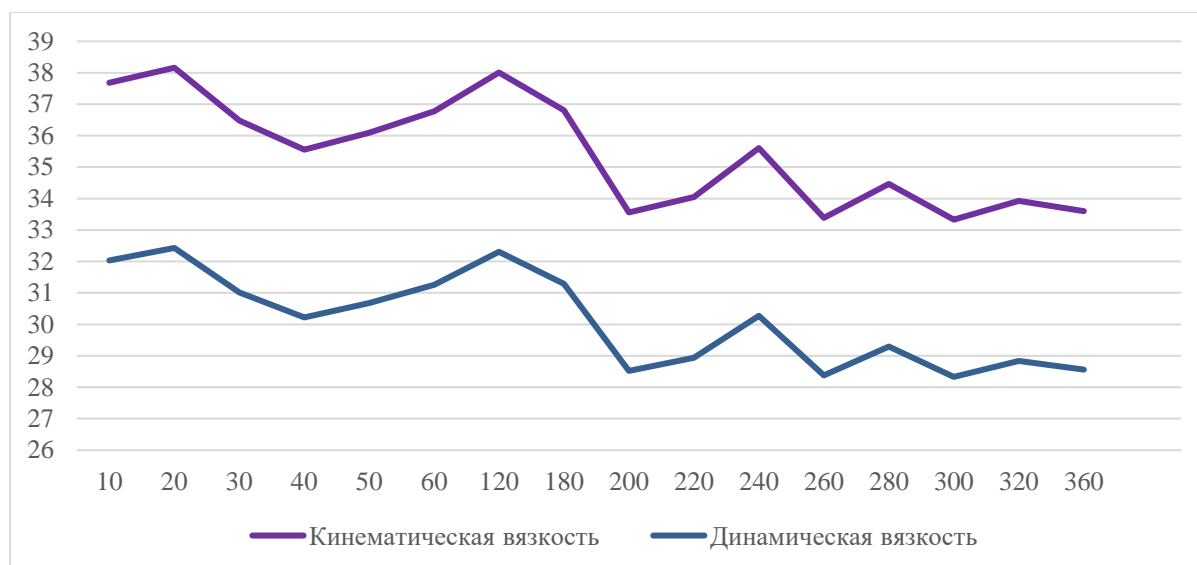


Рисунок 2. Показания параметров при постоянном воздействии ЭМП с ограничением по времени

Вывод: Результаты данной работы показали, что максимально изменение параметров вязкости нефти достигается путем одновременного воздействия на нее теплового потока и ЭМП. Предполагается, что при температуре 40 °С происходит изменение релаксационных свойств нефти [1, с. 93]. Этим можно объяснить отсутствие воздействия ЭМП в данной точке, график 1. В опыте при постоянном воздействии ЭМП и теплового потока показано, что изменение параметров вязкости нефти несколько больше, чем в опыте при непостоянном воздействии ЭМП с ограничением по времени без теплового потока, но при этом наблюдается определенная нелинейность. Зависимость имеет пилообразную форму. Доказано, что «пилообразность» не связана с изменением стабильности напряжения на генераторе, а также не связана с восстановлением вязкости нефти в промежутках между замерами, т.к. для этого требуется большее количество времени.

Библиографический список

1. Добыча тяжелых и высоковязких нефтей / И. М. Аметов, Ю. Н. Байдилов, Л. М. Рузин, Ю. А. Спиридонов. - Москва : Недра, 1985. - 205 с. – Текст : непосредственный
2. Габдуллин Р. Ш. Влияние магнитной обработки на водонефтяные эмульсии и АСПО / Р. Ш. Габдуллин, В. В. Куршев, В. Н. Князев.

– Уфа: Уфим. гос. нефт. техн. ун-т., 2001. – 6 с. – Текст : непосредственный

3. Пат. 2007126828 Соединенные Штаты Америки, МПК F17D 1/16. Способ уменьшения вязкости сырой нефти : № 2007126828/06: заявл. 2005.12.13 : опубл. 2009.01.27 / ТАО Ронцзя, СЮЙ Сяоцзюнь, ХУАН Кэ ; патентообладатель Temple University Of The Commonwealth System of Higher Education (TU). – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Косьянов П.М., док. физ.-мат. наук, профессор

РАЗВИТИЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНОЙ, ОБОРУДОВАННОЙ ЭЦН

Спасибов В.М.

Тюменский индустриальный университет

Цифровые технологии стремительно внедряются в нефтегазовую отрасль. И сейчас, в значительной степени, конкурентным условием является не владение активами, а доступ к цифровым технологиям, которые позволят экономически эффективно эксплуатировать эти активы. Результатом внедрения являются, активно обсуждаемые на семинарах и конференциях, интеллектуальные скважины и месторождения (i-well и i-field). Тем не менее, нет строгого определения, какие системы именуются интеллектуальными [1].

Основой любого нефтегазового месторождения является скважина. Целью работы является развитие системы управления режимами работы скважины, оборудованной ЭЦН. Исходя из поставленных целей создания предикативного управления и степени оснащённости современных нефтегазодобывающих производств контрольно-регулирующими средствами и информационными ресурсами, систему управления технологическими процессами нефтяной скважины предпочтительно строить, как иерархическую трёхуровневую: нижний, средний и верхний уровни, рисунок 1.

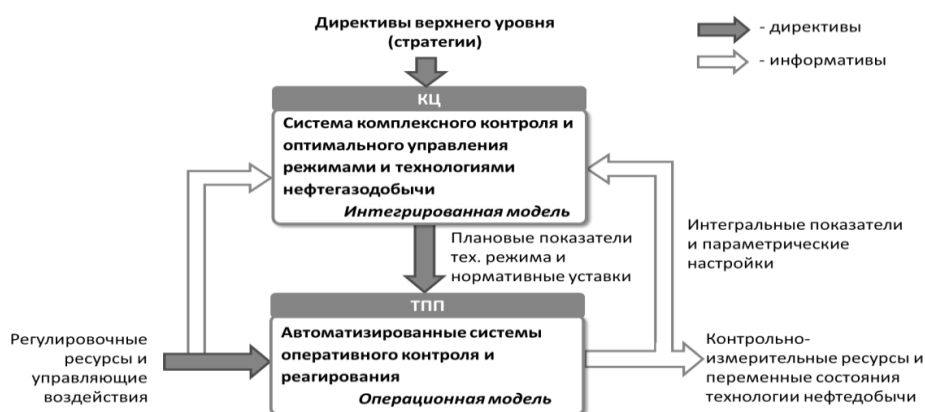


Рисунок 1. Функциональная схема управления процессами эксплуатации нефтяной скважины.

Нижний уровень – интеллектуальные датчики, регулирующие органы. Решает задачи измерения физических параметров, передачи результатов измерений на средний уровень и управления регулирующими органами по командам со среднего уровня.

Средний уровень – микроконтроллер. Решает задачу регулирования производительностью скважины: принимает выходные сигналы с датчиков, сравнивает текущие значения с плановыми, рассчитывает величину рассогласования и вырабатывает по заданному ПИ - закону управляющие сигналы, которые передаются на исполнительные механизмы регулирующих органов нижнего уровня. Такой тип регулирования предполагает известной математическую модель объекта, определяемой значительным количеством влияющих факторов – параметров ЭЦН и коллектора устья скважины.

Верхний уровень управления - АРМ оператора. Обеспечивает комплексный контроль и управление режимами скважины. В соответствии с плановыми показателями формирует команды – уставки для контроллера среднего уровня, что обеспечивает, в случае необходимости, коррекцию режима работы ЭЦН и изменение производительности скважины.

Подобная система работоспособна при условии стабильности математической модели объекта. В действительности, работа скважинного оборудования происходит в условиях наличия факторов неопределённости – изменчивости (дрейфа) «внешних воздействий» (изменения пластовых условий; влияние мехпримесей; сорбирование парафинов, солей и прочих поллютантов в подъёмнике; изменения объёма свободного газа у приёма насоса и пр.), а следовательно, к отличию законов функционирования реального объекта от используемой расчётной модели [2]. Это может привести к снижению показателей качества регулирования, увеличению тепловых потерь ЭЦН, сокращению периода наработки до отказа по фактору – ускоренное старение изоляции, вывести систему в режим срыва подачи - СП.

Эти недостатки могут быть устранены при построении системы управления с адаптацией математической модели объекта к реальным условиям эксплуатации скважины, посредством идентификации объекта в режиме реального времени и корректировки, в соответствии с этим, коэффициентов математической модели [3]. Структура модели, в упрощённом виде - корреляционная функция зависимости выходной величины от влияющих факторов, остаётся неизменной. Перерасчёт коэффициентов математической модели осуществляется по специальным алгоритмам с использованием текущих значений сигналов с датчиков нижнего уровня. После чего, формирование команды управления, передающейся на регулирующие органы нижнего уровня, должно осуществляться в соответствии с откорректированной моделью. Структурная схема инновационной системы приведена на рисунке 2.

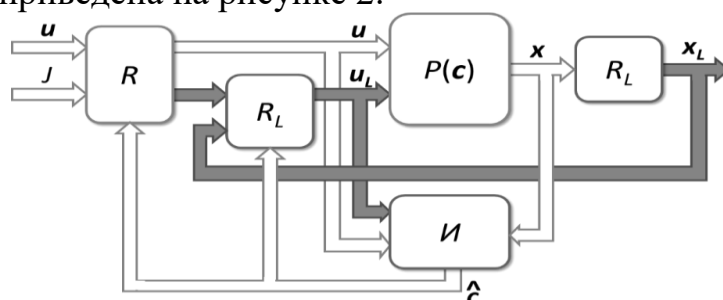


Рисунок 2. Структурная схема инновационной системы управления.

Представленная система управления, реализующая корректировку в режиме реального времени дрейфующих параметров модели (действие осложняющих факторов), обладает значительным «интеллектуальным» потенциалом.

Главной отличительной особенностью инновационной системы управления, в сравнении со схемой рисунка 1, является включение блока идентификатора – **И**, осуществляющего коррекцию дрейфующих коэффициентов уравнения регрессии – **с** математической модели объекта – **Р**, и наличие двух блоков регулирования. Первый блок – R_L , реализует функции ПИ - стабилизации режимных состояний объекта – $u_L(t)$, второй блок – R_L , выходных переменных – $x_L(t)$. Основное управление – $u(t)$, связанное с оптимизацией обновлённых уставок техрежима, вычисляется блоком – **Р**, в соответствии с критерием оптимальности – **Ж**, для спущенных плановых показателей – $u_{пл}(t)$ с верхнего уровня иерархии управления и текущих оценок \hat{c} дрейфующих параметров объекта.

Таким образом, представленная система управления, построенная с коррекцией в режиме реального времени переменных параметров модели объекта, обладает «интеллектуальными признаками» - саморегуляцией, что позволяет минимизировать возможные негативные последствия при возникновении внешних возмущений.

Библиографический список

1. Еремин Н. А. Цифровые тренды в нефтегазовой отрасли. Интеллектуальное месторождение : Сборник докладов 5-й Международной научно-практической конференции./Н.А. Еремин - Сочи, Краснодарский край, 2017. - 30 с. - Текст : непосредственный.

2. Соловьёв И. Г. Оптимизация обустройства скважин с электронасосом при воздействии механических примесей в процессе эксплуатации / И. Г. Соловьёв, Д. Н. Субарев, А. Г. Кожин. - Текст : непосредственный. - Москва : Труды ВСПУ. ИПУ РАН, 2014. - С. 4666-4675.

3. Спасибов В. М. Частотные и статистические методы идентификации систем управления / В. М. Спасибов, Ю. А. Ведерникова, И. А. Каменский – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 105 с. - Текст : непосредственный.

ДИАГНОСТИРОВАНИЕ НАСОСОВ СРМТ

Татлыев Р.Д., Гончарова А.В.

Тюменский индустриальный университет, филиал в г. Сургуте

В настоящее время внедрение сборно-разборных магистральных трубопроводов в нефтегазовую отрасль для решения повседневных задач идет интенсивными темпами. Они применяются компаниями «ТНК-ВР», «НК Дулисьма», «Иркутская нефтяная компания», «Ленанефтегаз», «НК Северное сияние», «Межрегионтрубопроводстрой». Поддержание их в технически исправном состоянии возможно только при правильной эксплуатации, своевременной диагностике и техническом обслуживании. Наибольшее количество отказов насосов 4Н-6х2А СРМТ приходится на шарикоподшипниковый узел. Авторами поставлена задача разработать средство для диагностики состояния насоса 4Н-6х2А. Разработка средства диагностики велась с применением теории геометрической оптики. Исходя из вышеизложенного авторы вывели формулу работы разрабатываемого устройства:

$$A = I_{\phi} \sim \Phi_{\text{св}} = \frac{I_{\text{св}} \cos \varphi}{R_{\text{с}}^2} \quad (1)$$

где $I_{\text{св}}$ – сила света; $R_{\text{с}}$ – расстояние от вала насоса до источника света; φ - угол отражения светового потока от вала[1].

Основываясь на формуле (1) разработано средство диагностирования, на рисунке 1 предложена его принципиальная схема.

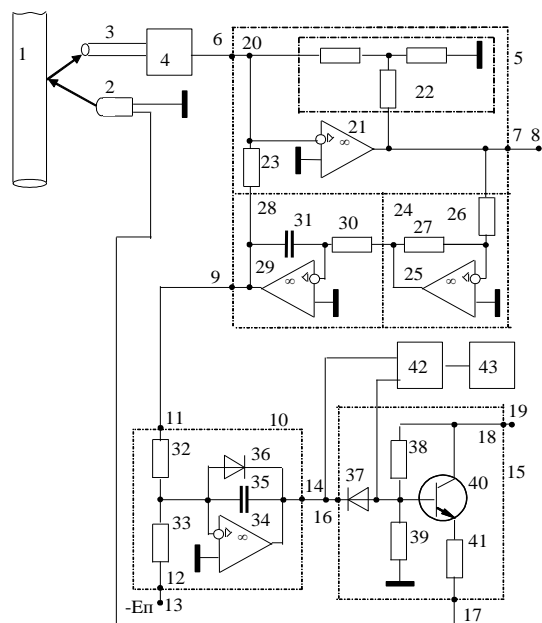


Рисунок 1. Принципиальная схема средства диагностирования:

1 – вал; 2 – источник излучения; 3 – канал волоконно-оптический; 4 – фотоприемник; 5 – операционный преобразователь; 6 – вход операционного преобразователя; 7 – выход переменной операционного преобразователя; 8 – контакт подсоединения к устройству для измерения; 9 – выход постоянной составляющей преобразователя; 10 – устройство для сравнения; 11, 12 – первый и второй вход устройства для сравнения; 13 – первый контакт устройства для сравнения; 14 – выход устройства для сравнения; 15, 16 – усилитель и его вход; 17 – выход; 18, 19 – первый и второй контакты для подключения питания; 20 – операционный преобразователь; 21, 25, 29, 34 – первый, второй, третий и четвертый операционный усилитель; 22, 23, 26, 27, 30, 32, 33 – первый, второй, третий, четвертый, пятый, шестой и седьмой соответственно масштабирующий резистор; 24 – инвертирующий усилитель; 28 – интегратор; 31 – конденсатор; 35 – второй конденсатор 36 – вывод диода; 37 – диод; 38,39 – точки соединения резисторов; 40 – база транзистора; 41 – десятый резистор.[2].

На рисунке 2 показан график совместности показаний эталонного и калибруемого средства диагностирования.

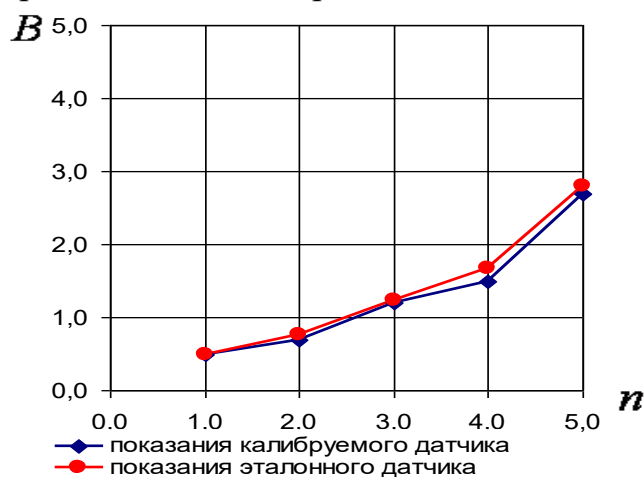


Рисунок 2. График совместности показаний эталонного и калибруемого средства диагностирования

Калибровка средства диагностирования проводилась методом сличения в фирме ЗАО «ХХХ». В результате калибровки волоконно-оптического преобразователя установлена чувствительность вибросмещения 0,01 до 10,999 мм, частотный диапазон 10-500 Гц.

На рисунке 3 показано средство диагностики СРМТ и проведение лабораторных и полевых испытаний средства диагностики.



Рисунок 3. Средство диагностики СРМТ

Испытания на работоспособность разработанного устройства проводились в лабораторных и полевых условиях.

Анализ экспериментальных данных исследований по подтверждению работоспособности разработанного устройства показал, что с вероятностью 0,95 результаты выходного параметра устройства имеют погрешность в 4,3% от расчетных, что показывает высокую работоспособность разработанного средства определения технического состояния насоса 4Н6х2А СРМТ[3].

Таким образом, предложено средство определения технического состояния насоса 4Н6х2А СРМТ, позволяющее определить остаточный ресурс шарикоподшипникового узла, своевременно произвести техническое обслуживание насосного агрегата, в целом повысив надежность СРМТ.

Библиографический список

1. Татлыев Р. Д. Математическое описание вибрации вала насоса / Р. Д. Татлыев. – Текст : непосредственный // Инновации и инвестиции. – Москва: Русайнс, 2016. – С. 127-130.

2. Патент № 90550 Российская Федерация, МПК G01B 21/00 (2006.01), Волоконно-оптический преобразователь колебаний поверхности в напряжение: № 2009136621/22, опубл. 10.01.2010 Бюл. № 1/ Татлыев Р. Д., Германович П. К., Зарукин А. И., Николаев А. Г. – 5 с.: ил. – 2. Текст : непосредственный.

3. Разработка устройства диагностирования насосов магистральных трубопроводов / Р. Д. Татлыев, А. Н. Хайров., А. Г. Николаев, С. В. Цисевич. – Текст : непосредственный // Актуальные проблемы научного знания. Новые технологии ТЭК-2018: сборник материалов II Междунар. науч.-практ. конф., 20-21 апреля 2018 г. – Тюмень: ТИУ, 2018. – С. 107-112.

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ДОПОЛНЕННОЙ РЕАЛЬНОСТИ НА ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ КОМПАНИЙ

Хажин Д.И., Янин К.Е.

Тюменский индустриальный университет

Технологии виртуальной и дополненной реальности (VR/AR-технологии) – ключ к принципиально новому уровню взаимодействия человека с цифровым миром, который играет все большую роль в глобальной экономике, политике, социальных отношениях. Широкое внедрение VR/AR-технологий способствует развитию экономики страны, существенному повышению производительности и эффективности на промышленных предприятиях в рамках Индустрии 4.0 [1].

В свою очередь, хотелось бы предложить реализацию одного из инновационных решений в сфере организации производственного процесса.

Основная идея заключается в создании на производстве интерактивной платформы, позволяющей осуществлять двусторонний обмен аннотациями дополненной реальности в реальном времени между оператором и удаленным специалистом [2].

Рассмотрим возможный вариант реализации. Специалист анализирует полученные задания от начальства и направляет их операторам. На протяжении дня специалист контролирует процесс выполнения указаний путем наблюдения за операторами. При критической ситуации оператор мгновенно отправляет сигнал специалисту и ожидает ответа. У специалиста на мониторе появляется окно в режиме реального времени и список проблем. Проанализировав ситуацию, специалист аннотациями помогает оператору устранить проблему (рисунок 1) и наладить дальнейший процесс производства.



Рисунок 1. Обзор глазами оператора во время процесса ремонта

При таком варианте мы существенно снижаем человеческий фактор на производстве. Оператор не отвлекается на планшет или смартфон, руки всегда свободны и готовы выполнять работу [2].

Рассмотрим технологию на примере нефтегазодобывающего управления. На рисунке 2 представлена реализация инновационного решения внутри одного из цехов добычи нефти и газа.

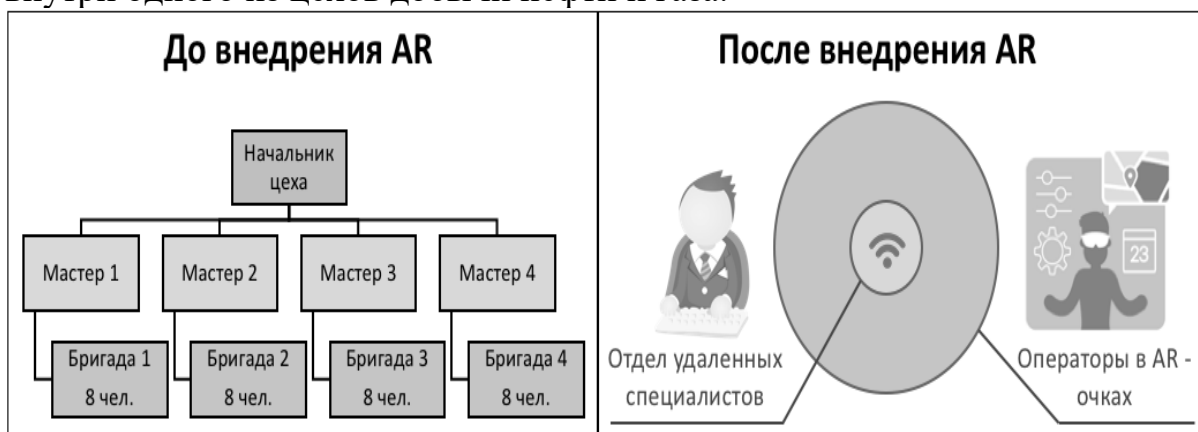


Рисунок 2. Реализация управление бригадами операторов до и после внедрения технологий дополненной реальности

При условии, что у нас в бригадах работает по 8 человек, каждый удаленный специалист может охватить 16 операторов, что совокупно двум бригадам с мастерами. На основании этих данных и численности персонала (таблица 1) можно сделать анализ резерва роста производительности труда и оценить эффект, полученный за счет использования технологий дополненной реальности на производстве.

Таблица 1

Численность персонала по категориям

Категория работающих	До реализации AR	После реализации AR
Производственно-промышленный персонал	100	100
В том числе:		
Рабочих	63	65
Служащих:	37	35
Специалистов	26	28
Руководителей	7	7

Оценим резерв роста производительности труда за счет мероприятий по внедрению технологий дополненной реальности по формуле 1:

$$P\uparrow\Pi T_{xi} = \frac{P\downarrow\text{ЧР}\%_{xi}}{100 - P\downarrow\text{ЧР}\%_{xi}} * 100 \% , \quad (1)$$

где $P\downarrow\text{ЧР}\%_{xi}$ — процент относительного сокращения численности рабочих или управленческого персонала за счет проведения определенного мероприятия.

В итоге, за счет использования технологий дополненной реальности только на одном цеху прирост производительности составил 5,72 %.

Также не стоит забывать и о том, что при увеличении масштаба внедрения технологии, можно получить еще больший эффект от технологии и рост производительности предприятия.

Работа в удалённом формате в нынешних реалиях является наиболее актуальной для производства. Уменьшаются затраты на управленческий персонал, теперь указания можно передавать дистанционно, следовательно, уходит потребность в содержании мастеров бригад. Больше нет необходимости в расходах по транспортировке и размещению специалистов на производстве. А если во внимание взять такие аспекты, как экология, безопасность и энергоэффективность производственного процесса, то тогда можно с уверенностью говорить о целесообразности внедрения технологий AR на производстве.

Библиографический список

1. Дорожная карта развития «сквозной» цифровой технологии «Технологии виртуальной и дополненной реальности». – Текст : электронный // Министерство цифрового развития, связи и массовых коммуникаций Российской Федерации : официальный сайт. – 2019. – URL : <https://digital.gov.ru/ru/documents/6654/> (дата обращения : 20.03.2021).

2. Хажин, Д. И. Применение умных очков для повышения эффективности деятельности на нефтегазовых предприятиях / Д. И. Хажин, Д. А. Пезин, К. Е. Янин. – Текст : непосредственный // Арктика: современные подходы к производственной и экологической безопасности в нефтегазовом секторе: материалы Международной научно-практической конференции: в 2 т. Том 1 / отв. ред. А. В. Воронин, Н. А. Литвинова. – Тюмень: ТИУ, 2020. – С. 169-171.

Научный руководитель: Янин К.Е., канд.экон.наук, доцент.

СОЗДАНИЕ ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ СХЕМЫ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩЕЙ ОПТИМАЛЬНОЕ УПРАВЛЕНИЕ СКВАЖИНОЙ С ЭЦН С ОСЛОЖНЕННЫМ ФОНДОМ

Христич А.Е.

Тюменский индустриальный университет

В настоящий момент технологический прогресс в сфере освоения скважин продвинулся далеко вперед. Существуют множество способов достижения максимального дебета на объекте посредством вычисления параметров режима эксплуатации. Данная работа направлена на создание графо-аналитического конструктора, способного отобразить барометрическую модель объекта – скважины, оборудованной электро-центробежным насосом, который предназначен повысить степень освоения скважины и оптимизацию параметров прогнозирования и управления режимами технологического процесса [1].

Актуальность исследования заключается в принципах создания наиболее эффективных интеллектуальных решений для скважины с ЭЦН с учетом осложняющих факторов.

Целью исследования является предложение способа конструирования наиболее эффективного решения для объекта с возникающими при эксплуатации осложнениями, с сопутствующим изложением задач к созданию отдельных единиц системы и их связей.

В настоящий момент, после различных споров о понятии «интеллектуальная система», стало ясно, что в нефтяной отрасли она должна обладать некоторыми отличительными качествами. А именно:

1. Новшество в алгоритмах входа/выхода скважины, способное повысить добычу скважины посредством приспособленности к залеганиям пласта.

2. Достижение наивысших показателей объема добычи посредством улучшения показателей режима эксплуатации, связанных с периодом работы насоса до отказа.

Что примечательно, результат достигается не посредством введения новшеств в технологию добычи, но в обновлении алгоритмов, которые способствуют освоению углеводородов. Формула, описывающая расчет оптимальных параметров и режимов эксплуатации скважины, представлена в виде [2]

$$R = p(P, J),$$

Где R – наиболее подходящий алгоритм, который необходимо найти,

P – математическая модель конструкции,

J – представленное формально выражение условия цели.

Данная формула дает понять – обеспечение оптимизированных качеств в управлении объектом достигается посредством связи трех значенной системы: $\langle P, J, R(U) \rangle$.

Функциональная схема, представленная на рисунке 1, является общим видом устройства законов управления и представляемых к конструкции задач [3].

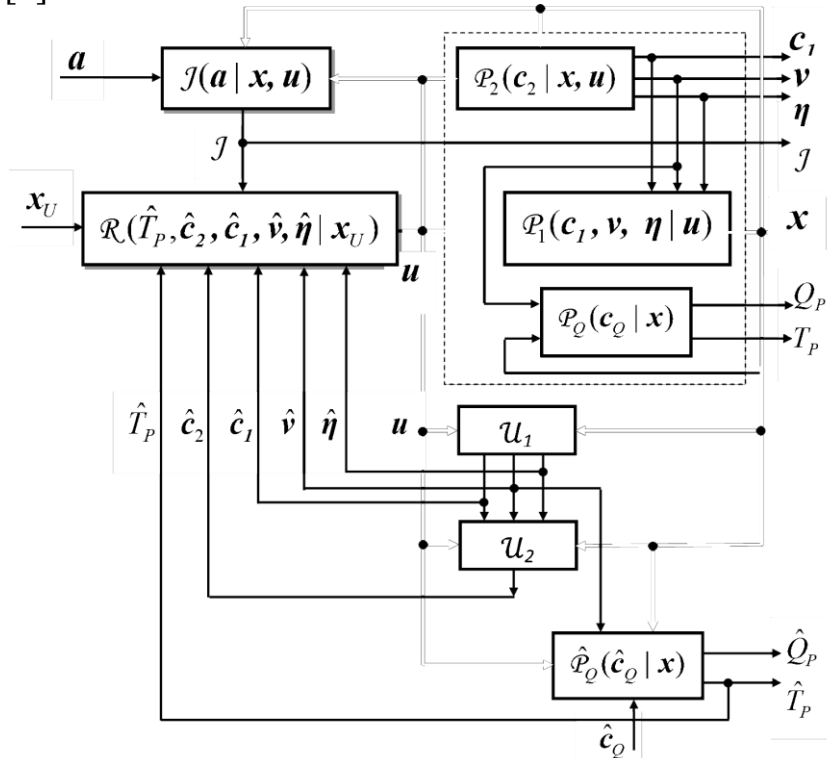


Рисунок 1. Функциональная схема системы управления скважиной

Данная схема включает в себя модели: термобарическую P_1 , динамики освоения ресурса ЭЦН P_Q , вторичные модели распространения осложняющих работу факторов P_2 , а также векторные блоки формирования целевых показателей J и векторный блок управляющих воздействий R .

Связь между показателями состояния и параметрами скважины устанавливает основная термобарическая модель. Осложняющие факторы же исходят из непредсказуемых изменений параметров подъемной конструкции, вызванными скоплениями в насосе и притоке парафинов и различных солей, замедляющих добычу углеводородов. Они заключены в вектор η и содержат в себе классификацию на сорбенты и палютанты, которые разделены по признаку работ, устраняющих данные компоненты.

Учет деформации засорением или износом так же производится посредством вектора v , а вектор c_1 показывает различные виды условий, сложившихся внутри пласта [4].

Пошаговое управление режимом эксплуатации скважины и средствами регулирования и контроля занимается вектор $u(k)$ с параметрами дискретного времени k . За состояния же режима отвечает вектор $x(k)$.

Схема предусматривает контуры управления с тремя уровнями реагирования. Алгоритмы созданы на основе заранее созданных настроек, с дополненной моделью изменения параметров скважин. В схеме управления развивающиеся процессы учтены посредством изменяющихся параметров основного блока параметрических оценок и состояниями, в которых пребывает модель эксплуатационного ресурса. В качестве наблюдателя выступает показатель P_Q^{\wedge} .

Временные состояния изменяющихся параметров так же рассматриваются схемой, при этом параллельно проводится сбор данных для следующего расчета оценки. Вторичное оценивание производится в идентификаторе u_2 . Распознавание показателей для создания наблюдателя производится с помощью контролирования работы множества ЭЦН от начала до конца их работы, что так же учтено в системе.

Библиографический список

1. Соловьёв И. Г. Оптимизация обустройства скважин с электронасосом при воздействии механических примесей в процессе эксплуатации. / И.Г. Соловьёв, Д.Н. Субарев, А.Г. Кожин. – Текст : непосредственный. Москва : Труды ВСПУ. ИПУ РАН, 2014. - С. 4666-4675.

2. Соловьёв И. Г., Белашевский С. С. Операционная модель динамики сорбции и растворения солей осложнённого фонда скважин / И. Г.Соловьёв, С. С. Белашевский - Текст : электронный // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2017. – № 3. – С. 35-41.

3. Соловьёв И.Г., Константинов И.В. Графоаналитический конструктор модели скважины с ЭЦН. / И. Г. Соловьёв, И. В. Константинов. - Текст : электронный. // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности . 2019. - №5. С. 33-37.

Научный руководитель: Соловьёв И.Г., канд. тех. наук, доцент, ст. науч. сотр.

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЙ МЕТОД ПОВЫШЕНИЯ КИН

Худайбердиев А.Т.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Текущее состояние разработки месторождений характеризуется прогрессирующим ростом обводненности добываемой продукции (20-90%), уменьшением темпа отбора нефти (5-25% в год).

В результате увеличивается коэффициент охвата воздействием щелочного раствора обводняющегося неоднородного пласта, значительно уменьшается обводненность добывающих скважин в пределах куста и соответственно возрастает добыча нефти. (рис.1) [4]

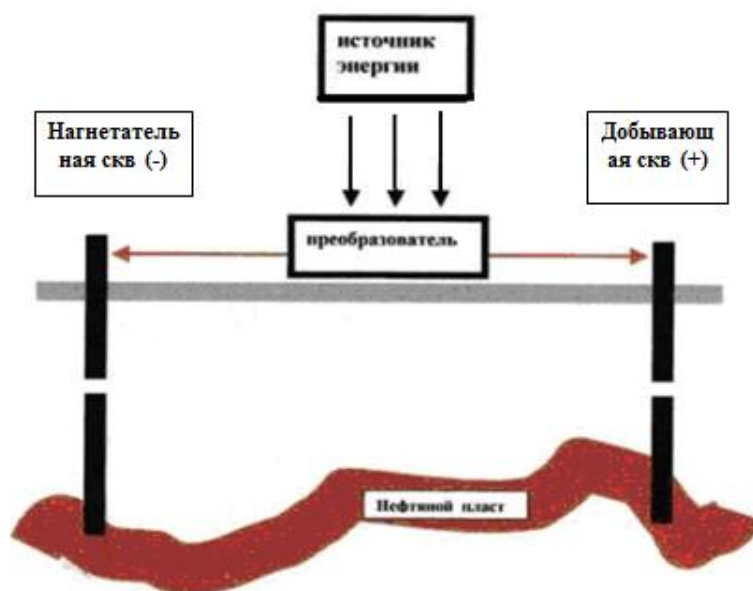


Рисунок 1. Схема химического метода с воздействием электрического поля.

Воздействие электростатического поля на нефтяной поток уменьшает интенсивность запарафинивания поверхности, так как на заряженной частице в потоке вследствие электростатической индукции возникает дополнительный заряд. На частицу со стороны поля будет действовать сила, отклоняющая ее в сторону области зарядов и взаимодействия заряженных частиц в потоке.

В лаборатории физики филиала Тюменского индустриального университета в городе Нижневартовске была создана установка для измерения изменения вязкости нефти от различных физических параметров (от теплового воздействия и потоянного тока) Были проведены серии измерений воздействия постоянного тока на изменение вязкости. Опыты показали, что вязкость не зависит от постоянного напряжения. Соответственно согласно модели КИН для раскрытия механизмов, позволяющих повысить нефтеотдачу пластов, полезно рассматривать физические модели, сводимые к нескольким, наиболее важным параметрам, на которые можно измеряемо воздействовать физическими полями. Так КИН можно представить как некий оператор от среднестатистичких параметров:[5]

В случае многокомпонентного состава ρ_B рассчитывается по формуле:

$$\rho_{\text{в}} = \frac{10}{\sum_{i=1}^n \Lambda_i C_i}, \quad (1)$$

где Λ_i и C_i -эквивалентные электропроводность и концентрация i -го электролита в растворе содержащем n электролитов.

Удельное сопротивление уменьшается, а токи возрастают, из-за чего выделяется дополнительно теплота, что соответственно приводит снижению коэффициента вязкости.

Чтобы определить плотность тока мы использовали диапазон концентрации от минимальной до максимальной и получили следующие данные: концентрация нефти меняется от 0,2 до 0,15, воды от 0,5 до 0,8, газа от 0,3 до 0,05.

Удельное сопротивление нефти мы берем за 10^{12} Ом * м, воды 10^2 Ом * м и газа 10^{14} Ом * м.

$$\sigma_{\text{ж.ф.}} = \sum_{i=1}^n \Lambda_i c_i = \sum \frac{c_i}{\rho_i}; \quad (2)$$

Где c_i -концентрация, ρ -удельное сопротивление, σ – удельная проводимость.

Для начала рассчитаем сумму электропроводности данных веществ

$$\sigma = \frac{c_{\text{в}}}{\rho_{\text{в}}} + \frac{c_{\text{н}}}{\rho_{\text{н}}} + \frac{c_{\text{г}}}{\rho_{\text{г}}} + \frac{c_{\text{с}}}{\rho_{\text{с}}} \quad (3)$$

Т.к. удельная проводимость нефти и газа величина очень маленькая, мы ей пренебрегаем.

Выше представлены вычисления для установки на переменном токе. [6] Соответственно для рассматриваемого метода, увеличение нефтеотдачи будет зависеть только от изменения давления и температуры.

По данным АО «Славнефть – Мегионнефтегаз», скважины на этом предприятии обладают устоявшимся высоким процентом обводненности, а значит подходит к условиям применения данного метода. (рис. 2.)

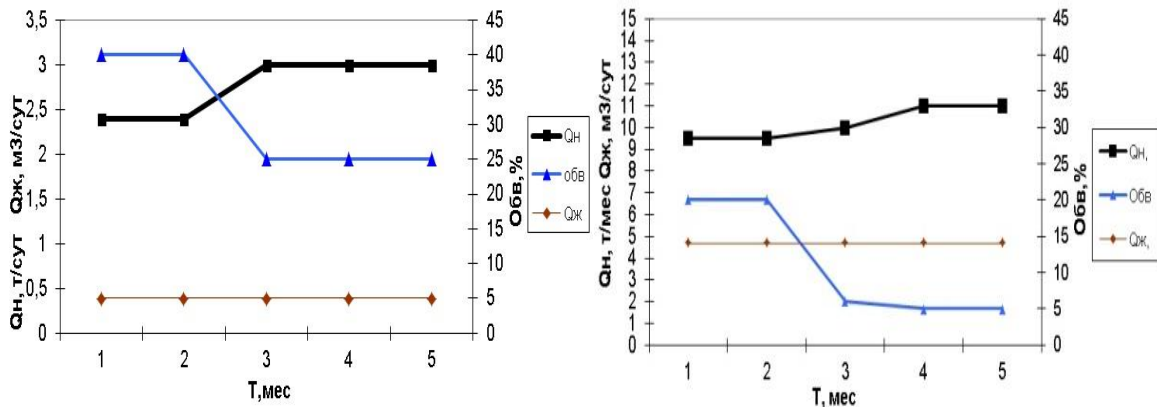


Рисунок 2. Прогнозируемое увеличения добычи нефти на скважинах 431(справа) и 480(слева) Покамасовского месторождения: $Q_{\text{н}}$ – изменение добычи нефти, $Q_{\text{обв}}$ - изменение обводненности, $Q_{\text{ж}}$ - изменение добычи жидкости

До применения метода скважина давала 175 м³/сут жидкости (5250 м³/мес) в том числе 1,5 т/сут (45 т/мес), при этом процент обводнённости составлял 98 %. После применения электрического поля скважина дает в 12 раз нефти за счет уменьшения обводненности, которая снизилась с 98 % до 85 %. После отключения напряжения дебит нефти, равный около 18-19 т/сут, (550т/мес) сохранялся длительное время. [7] В ходе работы была рассчитана экономическая целесообразность данного метода. Дополнительная добыча от проведения мероприятия считается следующим образом :

$$\Delta Q_t = \Delta q \cdot T_k \cdot K_{\text{эксн}} \cdot N_{\text{скв}} \cdot k_{\text{пад}}^t \quad (4)$$

где Δq - прирост дебита в сутки, т/сут.;

T_k - количество календарных дней в периоде, сут.;

$K_{\text{э}}$ - коэффициент эксплуатации;

$N_{\text{скв}}$ - количество скважин;

$k_{\text{пад}}$ - коэффициент падения добычи.

$$\Delta Q_t = 6 \cdot 91 \cdot 0,95 \cdot 5 \cdot 0,8 = 2075 \text{ т.}$$

Затраты на оборудование:

- Изготовление питающих скважинных электродов – 43 500 руб.
- Выпрямители постоянного тока (3шт.) – 15 000 руб.
- Трансформатор типа ТМГ 1250/10(6) – 739 320 руб.
- Кабель типа КПБП-3*16 – 5 029 920 руб.
- ПРС (подземный ремонт скважины) – 2 610 000 руб.

Также учтем затраты на электроэнергию (в месяц) – 153 619 руб.

Итого: 8 591 359 руб.

Данная технология показала положительные результаты в ходе опытно промышленных испытаний на предприятиях «Лукойл-Западная Сибирь», АО «Самотлорнефтегаз», АО «Славнефть – Мегионнефтегаз» и исходя из проведенных исследований можно прогнозировать ожидаемое уменьшение обводненности минимум на 5 – 15%. При помощи рассмотренного метода можно значительно увеличивать добычу нефти всего обводняющегося месторождения за счет снижения обводненности жидкости. Для этого установить необходимо спаренные питающие электроды на каждом кусте скважин на уровне пласта и в течение 3 месяцев периодически в зависимости от продолжительности сохранения достигнутого экономического эффекта проводить электрообработку пласта.

Доход от реализации дополнительно добытой нефти в результате проведения обработок составил: 19 945 692 руб./ 3 месяца

Экономический эффект (чистая прибыль) – 5 795 608 руб./ за 3 месяца

Капитальные затраты – 8 591 359 руб.

Срок окупаемости капитальных вложений – 9 месяцев.

Библиографический список

1. Афанасьев А. А. Мировой и отечественный опыт изучения газовых гидратов / А. А. Афанасьев, В. И. Серебрякова, О. И. Серебряков - Текст: непосредственный // ГЕОЛОГИЯ, ГЕОГРАФИЯ И ГЛОБАЛЬНАЯ ЭНЕРГИЯ - 2014 - № 2 - С. 42-48.

2. Способ откачки нефти из скважин с большим газосодержанием и электропогружная установка для его осуществления // А.С. №2380521 РФ, МПК E21B43/00. 2010 / Бахир С. Ю., Латыпов Т. М., Косинцев В. В.

3. Способ подъема газожидкостной смеси скважин и установка для его осуществления // А.С. № 2114282 РФ, МПК E21B43/00, 1998 / Тимашев А.Т., Зарипов А.Г., Зиякаев З.Н., Миназов Р.Р.

4. Способ дуплихина добычи нефти // А.С. № 2078910 РФ, МПК E21B43/00, 1997 / Дуплихин В.Г.

5. Способ управления работой насосной установки в скважине // А.С. № 2016252 РФ, МПК. E21B43/00, 1994 / Кричке В.О.

Научный руководитель: Косьянов П.М., док. физ-мат. наук, профессор

СЕКЦИЯ 4. БУРЕНИЕ, ОСВОЕНИЕ И КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ НЕФТЯ- НЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

ВЛИЯНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ДОБАВОК НА ПРОЧНОСТЬ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ В ПРОЦЕССЕ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Алиев Р.И., Искандеров Ш.И.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовск

Для проведения тампонажных работ после спуска обсадных колонн в скважину необходимо использовать тампонажные растворы с использованием различных видов цемента, качество которых регламентируется требованиями ГОСТ 1581-96. Тип тампонажного цемента выбирается на основе исходной информации (технико-технологических горно-геологических условий бурения). Критерием выбора тампонажного раствора в процессе крепления скважины является:

- В/ц отношение, которое должно обеспечить отделение адсорбции из тампонажного раствора, с целью предотвращения загрязнения приствольной зоны пласта;
- Величина статической температуры в интервалах цементирования;
- Плотность цементного раствора при воздействии на стенки скважины при цементировании не должно превышать давление гидроразрыва пласта;
- Интервалы цементирования;
- Наличие в интервале цементирования агрессивных сред (солевые отложения, сильно минерализующиеся пластовые воды и т.п.).

При выборе цементного материала для проведения работ по цементированию скважин необходимо осуществлять входной контроль за качеством поступающего материала, контроль на соответствие качества цемента согласно сертификата завода-изготовителя и требованиям нормативной документации (ГОСТ, ТУ).

Процесс цементирования скважин состоит из:

- заготовки тампонажного раствора;
- закачки раствора в скважину;
- подачи цементного раствора в затрубное пространство;
- ожидания затвердения закачанного материала;
- проверки качества тампонажных работ.

Известно, что цементный камень, получаемый в процессе твердения тампонажных растворов на основе портландцемента имеет недостаточно высокую прочность и деформационную устойчивость. Такой цементный камень не выдерживает высокие статические и динамические нагрузки. При проведении вторичного вскрытия продуктивного пласта (приосвоение скважины) и проведении операции по гидроразрыву пласта (ГРП) на цементный камень за обсадной колонной действуют значительные динамические нагрузки, которые приводят к разрушению цементного камня. С этой целью в цементный раствор добавляют различные добавки, которые способствуют более крепости цементного камня.

С целью определения параметров стойкости цементного камня к разрушающим нагрузкам используется прибор, изображенный на рисунке 1.



Рисунок 1. Прибор для определения прочности покрытий при ударе с испытываемыми цементными дисками

В таблице 1 представлены результаты воздействия добавок на качество цементного камня.

По данным исследования рассмотрим состав сдобавкой ДР-100 на основе оксида кальция. В ходе испытаний по данному раствору был получен самый низкий показатель прочности при изгибе и сжатии. При этом данный образец показал высокую надежность к ударным нагрузкам.

По исследованиям было выяснено, что стойкость цементного камня обуславливается способностью цементной матрицы к деформации. По этой причине армирование цементного камня фиброволокнами (полипропиленовые и базальтовые) может значительно уменьшить усадочные

деформации тампонажного камня.

Таблица 1

Итоги лабораторных исследований добавок с целью повышения ударной прочности цементного камня

Состав	Прочность при изгибе, 10^6 Па			Прочность при сжатии, 10^6 Па			Энергия трещинообразования, Дж
	1	3	7	1	3	7	
ПЦТ-II-100	8,31	9,65	7,81	32,99	38,04	39,25	1,69
Суперпластификатор + ПЦТ-II-100 + 0,2% ГЭЦ-LV + 0,05%	7,38	9,62	10,44	30,81	37,64	42,37	1,82
ПЦТ-II-100 + 2% Латексный полимер от массы воды	7,02	8,33	8,91	27,84	30,76	31,75	1,04
Суперпластификатор ПЦТ-II-100+ 10% ДР-100 + 0,2% ГЭЦ-LV + 0,05%	6,11	7,53	9,04	20,07	26,95	29,41	2,27

Результаты анализа по влиянию на прочность цементного камня фиброволокон приведены в таблице ниже (таблица 2).

Таблица 2.

Итоги лабораторных исследований по применению полипропиленового и базальтового фиброволокна

Состав	Прочность на изгиб, 10^6 Па			Прочность на сжатие, 10^6 Па			Энергия трещинообразования, Дж
	1	3	7	1	3	7	
ПЦТ-II-100	8,31	9,3	7,4	30,7	38,5	39,22	1,78
0,2% Полипропиленовое волокно (6 мм) + ПЦТ-II-100	9,51	9,76	11,06	32,92	38,88	42,19	2,06
0,5% Полипропиленовое волокно (6 мм) + ПЦТ-II-100	8,63	9,02	9,54	33,31	36,11	39,42	2,24
0,2% Базальтовое волокно (12 мм) + ПЦТ-II-100	9,76	12,15	11,0	29,94	40,05	41,48	2,65

По итогам исследования видно, что армирование фиброволокнами, кроме увеличения его устойчивости к действию ударных нагрузок, может уменьшить усадочные деформации. При больших деформациях при растяжении фиброволокна так же сдерживают раскрытие пор. Следовательно, при комплексном воздействии на тампонажный состав, фиброармирование будет более приемлемым, чем применение воздухововлекающих и ослабленных добавок.

В статье рассмотрено воздействие добавок на прочность цементного камня. В результате исследований было выяснено, что стойкость цементного камня не зависит от прочности на сжатие и изгиб. Применение фиброволокон в тампонажной смеси увеличивает прочность ЦК на изгиб и сжатие, а также повышается стойкость цементного камня к ударным нагрузкам. Использование базальтовых волокон позволяет повысить на 76,5% ударную прочность ЦК, и на 35,3% полипропиленового.

Библиографический список

1. Овчинников В. П. Физикохимические процессы твердения, работа в скважине и коррозия цементного камня: Учебное пособие. / В. П. Овчинников, Н. А. Аксенова, П. В. Овчинников – Тюмень: Экспресс, 2011. – 368 с. - Текст : непосредственный.

2. ГОСТ 1581-96. Портландцементы тампонажные. Технические условия. – Москва : Изд-во стандартов, 1998. -13 с. - Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Шедь С.Н., старший преподаватель

ОПТИМИЗАЦИЯ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Ахмедханова А.Б.

Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

В современных реалиях большинству нефтедобывающих стран и компаний приходится снижать цену реализуемой нефти для обеспечения сохранения доли на мировом рынке. В связи с этим становятся актуальными мероприятия, способствующие снижению капитальных затрат на строительство скважины, составляющих до восьми процентов от себестоимости нефти (плюс налоговая составляющая). Кроме того, актуальны мероприятия и технологии, повышающие продуктивность пробуренных скважин. Возникает необходимость в применении и разработке новых технологий и технологических решений для удешевления работ по разработке месторождений горизонтальными скважинами (ГС). Одним из возможных путей решения является оптимизация конструкции скважин и технологии ее заканчивания, направленная на сокращение сроков строительства скважин и снижения стоимости буровых работ.

Проектирование ГС включает следующие этапы [1 -6]:

1. Оценивание геологических особенностей залегания продуктивных пластов.

2. Оптимизация технологии заканчивания скважины (выбор диаметра обсадной колонны и глубины ее спуска, интервалов цементирования, конструкции забоя скважины).

3. Определение требований, согласно вскрываемому объекту.

4. Определение проектного профиля скважины, с учетом наличия участка стабилизации зенитного угла, возможности контроля траектории, технологии заканчивания скважины (с установкой в прямом участке глубинного насоса) и проводки горизонтального участка большой протяженности.

5. Мониторинг показателей по ранее пробуренным скважинам (определение возможных осложнений и проектирование мероприятий для их предупреждения и ликвидации, внесение изменений в проект на строительство скважины).

6. Выбор и оптимизация состава и свойств буровой промывочной жидкости (БПЖ).

7. Проведение гидравлического расчета промывки скважины.

8. Проектирование КНБК и бурильной колонны (БК).

В практике бурения горизонтальных скважин на месторождениях Западной Сибири используется типовая конструкция скважины, которая включает в себя: направление, кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик. В некоторых случаях при бурении глубоких скважин применяют промежуточную (техническую) колонну для перекрытия зон несовместимых по условиям бурения.

На рисунке 1 представлена традиционная (типовая) конструкция горизонтальных скважин с 114 мм фильтром-хвостовиком.

В случае заканчивания скважин с последующим гидроразрывом пласта (ГРП), изменяется конструкция хвостовика. На рисунке 2 представлена типовая конструкция горизонтальных скважин с хвостовиком 114 мм под многостадийный ГРП [3].



Рисунок 1. Типовая конструкция горизонтальной скважины с фильтром-хвостовиком в интервале продуктивного пласта

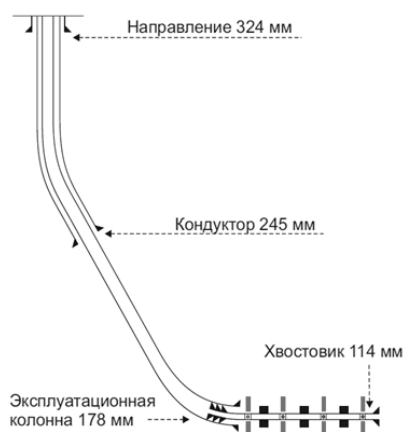


Рисунок 2. Конструкция горизонтальной скважины с хвостовиком и последующим многостадийным ГРП

В случае применения технологии заканчивания горизонтальной скважины с последующим гидроразрывом пласта, то высокие требования к буровым промывочным жидкостям и качеству вскрытия продуктивного пласта в плане сохранения коллекторских свойств не предъявляются. В данном случае можно избежать применение хвостовиков и спроектировать закрытую конструкцию забоя скважины с цементируемой обсадной колонной в продуктивном пласте, не опасаясь при этом возможного загрязнения продуктивного пласта БПЖ (рисунок 3). [7].

В настоящее время буровые работы ведутся на месторождениях, большая часть которых находится на последней стадии разработки. Данное условие ставит перед инженерами новые цели, направленные на снижение затрат при строительстве скважин.

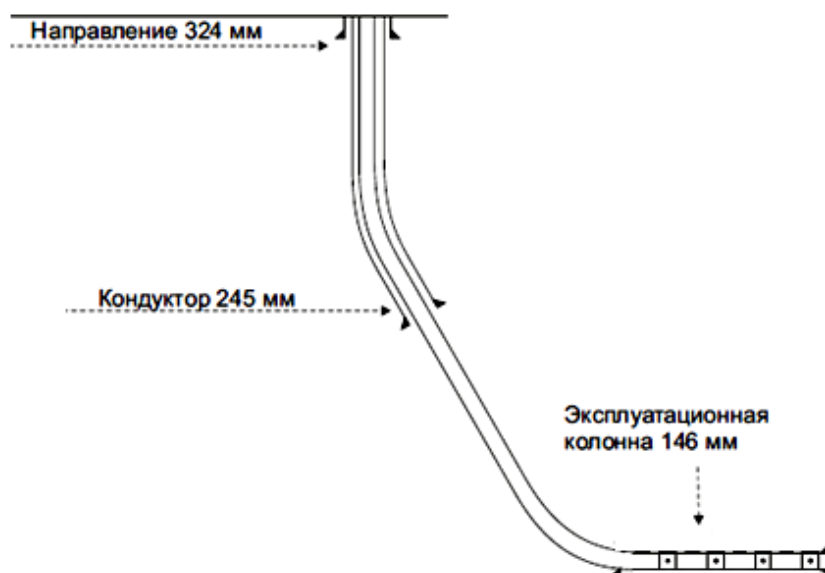


Рисунок 3. Конструкция скважины с закрытым забоем без хвостовика с последующим многостадийным гидроразрывом пласта

Строительство опытных горизонтальных скважин с двухколонной конструкцией было осуществлено в 2019 г. в ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» на Ватинском месторождении [2].

В рамках проекта предлагается изменить конструкцию горизонтальных эксплуатационных скважин на продуктивный пласт ЮВ (кондуктор $d=245\text{мм}$, комбинированная эксплуатационная колонна $d=146\text{мм}$ до продуктивного горизонта + в горизонтальный участок) (рисунок 4).

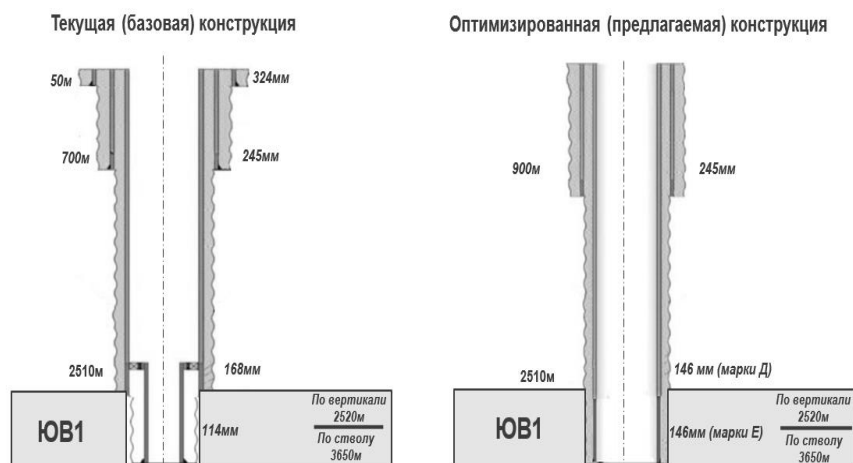


Рисунок 4. Схемы конструкций скважин традиционной (слева) и с «Оптимизированным дизайном» (справа)

Проведенный сравнительный анализ металлоемкости конструкций стандартной технологии (четырёхколонной конструкции) и технологии оптимизированного дизайна (трехколонной конструкции) позволяет сделать следующий вывод: металлоемкость конструкции скважины сократилась на 2 т., при этом наблюдается рост стоимости материалов, связанного с тем, что при трехколонной конструкции используется нестандартный размер обсадных колонн ($\text{Ø}146*9,5\text{ мм}$, $\text{Ø}146*8,5\text{ мм}$, $\text{Ø}146*7\text{ мм}$), невостребованных на рынке эксплуатационного бурения, что в свою очередь влечет к высокой стоимости.

Применение упрощенной конструкции скважины (двухколонной конструкции), обеспечивает сокращение сроков строительства скважины за счет сокращения и исключения ряда технических операций, таких как СПО, спуск промежуточной колонны, проработки.

Экономическая эффективность двухколонной конструкции скважины заключается в максимальном сокращении сроков строительства скважин до 12 суток (50 %), снизить металлоемкость конструкции скважины; обеспечить ранний ввод скважин в эксплуатацию. При стоимости одного часа работы буровой бригады 26167 руб., экономический эффект от применения составит - 7,16 млн. руб за вычетом разницы стоимости обсадных колонн по оптимизированному дизайну.

Таким образом, проведенные исследования и промышленный анализ эффективности применения различных конструкций горизонтальных скважин показал экономическую эффективность строительства двухколонной конструкции по сравнению с трехколонной: эффект составил 1,51 млн. руб., по сравнению с четырехколонной конструкцией: эффект составил 12,8 млн. руб.

Библиографический список

1. Герасимов, Г.Т. разработка проектной документации на строительство нефтяных и газовых скважин с учетом проекта разработки месторождения: учебное пособие / Г. Т. Герасимов, Р. Ю.Кузнецов, П. В. Овчинников – Тюмень : Изд-во ТюмГНГУ, 2009. – 523с. - Текст : непосредственный.

2. «Групповой рабочий проект на строительство эксплуатационных горизонтальных скважин по оптимизированному дизайну на Ватинском месторождении, пласт ЮВ1». Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений». СибНИПИ «Нефтяные горизонты». -Нижневартовск. Том 4, 2018 г. -271 с.

3. РОСНЕФТЬ : Переход на облегченную конструкцию скважин позволил компании «Роснефть» сократить время строительства скважин на 7 дней. : [PDF- файл] - URL : https://www.slb.ru/upload/iblock/da1/15_dg_7732_integrated_rosneft_vankoskoye_rus.pdf. (дата обращения: 18.03.2021). - Текст : электронный.

4.РОСТЕХНАДЗОРА : Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 №534, 2020 г. Интернет ресурс : [PDF- файл] - URL : https://srg-eco.ru/wp-content/uploads/2021/01/Приказ-Ростехнадзора-от-15.12.2020-№-534_compressed-1-130.pdf. (дата обращения: 22.03.2021). - Текст : электронный.

5. Аксенова, Н. А. Заканчивание скважин : учебное пособие / Н. А. Аксенова, В. П. Овчинников, М. И. Корабельников. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Тюмень : ТИУ, 2021. – 175 с. - Текст : непосредственный.

6. Joshi S. D. Основы технологии горизонтальной скважины. / S. D. Joshi – Краснодар: «Сов. Кубань», 2003. – 424 с. - Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Аксенова Н.А., канд. техн. наук, доцент.

МОДЕРНИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ПОДЪЁМА РЕЗЕРВУАРА ПРИ РЕМОНТЕ ОСАДКИ ОСНОВАНИЯ

Бабаева М.А.

Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

В данной работе рассмотрены существующие недостатки обслуживания и ремонта резервуаров. По результатам анализа представлена новая конструкция подъёма резервуара на домкратах при ремонте осадки основания.

Выход из строя силового оборудования, порыв подводящих трубопроводов часто приводят к отклонениям резервуаров от проектных отметок, что, как правило, влечет за собой большие экономические потери. Поэтому в настоящее время это является актуальной проблемой для предприятий нефтегазодобывающего комплекса.

Техническое обслуживание резервуарного парка состоит в периодическом осмотре, плановой организации и своевременном проведении регламентных работ по самим резервуарам, их оборудованию, приборам и системам, а также по трубопроводам обвязки резервуаров, системе пожаротушения резервуарного парка. Утечка нефти, образование трещин по сварным швам и основному металлу, появление вмятин, неравномерная осадка резервуара – это то, на что нужно обратить внимание при осмотре РВС.

При появлении нефти в дренажном и шахтном колодцах, камере управления, а также при выходе ее на поверхность обсыпки резервуара или территорию резервуарного парка резервуар должен быть опорожнен для выявления и устранения имеющихся неисправностей.

В процессе технической эксплуатации резервуаров на эксплуатационную надежность влияние оказывают ряд факторов: внешние воздействия окружающей среды, воздействие хранимого продукта, регулярность технического обслуживания и др. По результатам осмотра резервуарного парка составляются акты с отражением в них выявленных отклонений, поломок и т.д.

В общем случае, при техническом обслуживании и ремонте резервуаров присутствуют следующие отклонения:

– В зимнее время дыхательные клапаны часто выходят из строя, потому что при прохождении влажных паров нефти через клапан влага, конденсируясь на тарелках и седлах, приводит к их взаимному примерзанию.

– К потерям ценных продуктов и загрязнению окружающей среды иногда приводят предохранительные клапаны, которые имеют существенные утечки в закрытом состоянии.

– Клиновые задвижки затрачивают значительное количество времени на открытие и закрытие, имеют плохую износоустойчивость уплотнителя, а также обеспечивают образование конденсата в нижней части корпуса.

– В условиях повышенной запыленности и недостаточной герметичности перепускные устройства недостаточно надежны в работе.

– Люки-лазы, замерные, световые люки в зимнее время года подвержены примерзанию.

Одним из наиболее постоянных проблем РВС является осадка фундамента, которая может повлечь разливы нефтепродукта.

Рассмотрим подробнее проблему с осадкой фундамента, как наиболее значимую. Эксплуатация резервуаров на слабом болотистом или вечномёрзлом грунте связана с большими трудностями. Неравномерная осадка основания может отрицательно влиять во время эксплуатации резервуаров на присоединение к нему трубопроводов, силовые и контрольные кабели, а также на устойчивость сооружения.

Техническое предложение заключается в модернизации процесса подъёма резервуара на домкратах при ремонте осадки основания. Наиболее результативным техническим решением является способ, в котором устранение неравномерности осадки осуществляют посредством подъема сооружения домкратами, которые могут быть установлены непосредственно в устраиваемые ниши под домкраты. Недостаток данного метода – необходимость опорожнения резервуара от нефтепродукта, зачистки, пропарки и приварки к корпусу резервуара вертикальных ребер жесткости. Кроме того, такой ремонт резервуара характеризуется большой трудоемкостью и большими затратами.

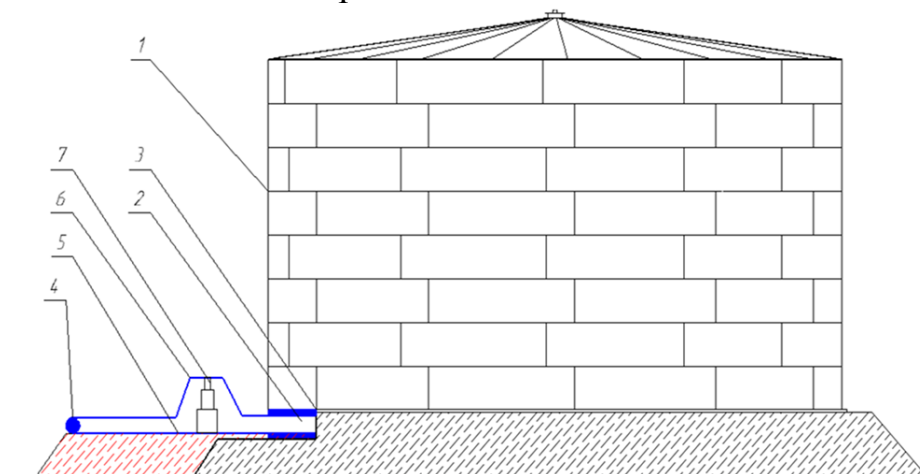


Рисунок 1. Схема процесса подъёма резервуара на домкратах
1- РВС; 2- гнезда; 3- опорные башмаки; 4- шарнир; 5- нижний рычаг;
6- верхний рычаг; 7- домкрат.

Рассмотрим рисунок 1. Для восстановления проектного положения резервуара 1, под его днищем выполняются гнезда 2, в которых на

опорных башмаках 3 монтируют два рычага, концы которых соединены шарниром 4, нижний рычаг выполнен прямолинейным, горизонтально днищу резервуара 1, а верхний рычаг 6 выполнен в виде ломаной линии с горизонтальной площадкой и между рычагами 5 и 6 в месте наличия горизонтальной площадки устанавливают домкрат 7.

Вывод. В ходе работы были решены следующие задачи: рассмотрены существующие недостатки резервуаров при техническом обслуживании и ремонте и предложено техническое усовершенствование фундамента резервуаров.

Разработаны мероприятия по модернизации процесса подъема резервуара на домкратах при ремонте осадки основания, которые являются решением вопроса осадки фундамента. Главными преимуществами новой конструкции являются незначительные затраты на оборудование, надежность эксплуатируемой конструкции резервуаров и длительная эксплуатация без осадки фундамента. Данная конструкция представляет собой действительно рациональный подход к решению проблемы осадки фундамента.

Библиографический список

1. Техническое обслуживание и текущий ремонт резервуаров и резервуарных парков: сайт. – URL: https://gazovik-neft.ru/directory/info/rd_rezer/04.html (дата обращения: 01.04.2021). – Текст: электронный.
2. РД 153-39.4-078-01 Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз: сайт. – URL: <https://gosthelp.ru/text/RD15339407801Pravilatexni.html> (дата обращения: 04.04.2021). – Текст: электронный.
3. Савельева Н. Н. Нефтегазовое оборудование. Оборудование скважин : учебное пособие / Н. Н. Савельева. – Тюмень : ТИУ, 2020. – 102 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Савельева Н.Н., канд. пед. наук, доцент

ПРИМЕНЕНИЕ ГРАФЕНА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Бабюк Г.Ф.

Филиал ТИУ в г. Нижневартовск

Конец XX и начало XXI века принесли массу открытий в материаловедении. Это и широкое распространение различных полимеров, и открытие таких наноматериалов, как углеродные нанотрубки, открытие

свойств перовскита, превращающего его в одно из перспективных соединений для аккумуляции солнечной энергии.

Графен – углеродная модификация, где атомы образуют "пленку" толщиной в атом, обладающая большой механической жесткостью и очень высокой теплопроводностью. Графен был открыт в 2004 году российскими физиками, работавшими в Манчестерском университете Андреем Геймом и Константином Новоселовым.

На данный момент насчитывается около 142 организаций, которые занимаются производством графенового сырья. Однако в действительности рынок сбыта графена – это не тонны «графенового сырья», а технологии на его основе. Графен можно комбинировать с другими различными веществами (в том числе и двумерными), получая совершенно различные свойства. Так, например, применение графена и оксида графена в чипах позволяет добиться принципиально иного уровня применения биотехнологии, за счет многократного увеличения чувствительности этих чипов. Применение графена в качестве фоточувствительного элемента в камерах позволяет расширить их спектральный диапазон.

Возможности таких комбинаций, по словам Андрея Гейма, безграничны, но вряд ли даже малую часть из них мы сможем реализовать в ближайшей перспективе. Так как нет однозначных результатов, по широкому внедрению графена в область массовых технологий.

Графен - это двумерный материал, и его использование в нашем трехмерном мире достаточно сложно. Ещё одна проблема заключается в том, что графен можно переносить на подложку вручную, но это плохо соотносится с массовыми технологиями производства. Именно над этой проблемой работают ученые и корпорации: ведутся исследования по низкотемпературному выращиванию графена на подложках и разрабатываются автоматизированные технологии его переноса [1, 2].

Графен, который представляет собой двухмерную кристаллическую решётку из атомов углерода, которая может легко образовывать оксид, связываясь с кислородом. Плёнка из оксида графена является великолепным защитным материалом, однако ученые, усовершенствовав ее, получили многослойную плёнку из окисленного графена, частично восстановленного йодисто-водородной и аскорбиновой кислотами.

Плёнка из оксида, восстановленного с помощью йодисто-водородной кислоты, оказалась способна задерживать любые газы и жидкости, защищая металл от ржавчины и других причин деградации материала, возникающей из-за взаимодействия с окружающей средой или более агрессивной средой в нефте-газопроводах или буровом оборудовании. Более того, учёные показали устойчивость плёнки к агрессивным веществам, включая такой мощный растворитель, как плавиковая кислота. При этом все механические свойства графеновой пленки тоже очень высоки. В настоящее время даже трудно оценить, насколько сильно может

изменить процесс добычи и транспортировки углеводородного сырья применение такой плёнки.

Помимо отсутствия технологии массового производства материалов на основе графена, повсеместному распространению защитной плёнки на основе оксида графена могут помешать её оптические свойства. Так как плёнки толщиной более 200 нм непрозрачны. Однако для нефтяной промышленности, это не имеет абсолютно никакой роли. Используют графен в покрытии полимерных труб для нефте-газопроводов.

Функционализированный оксид графена – секрет «рецепта» буровых растворов нового поколения. Графен может стать важным элементом эффективной и экологически приемлемой нефтедобычи. Уже разработан американской компанией «M-ISWACO» функционализированный оксид графена для уменьшения закупоривания свежепробуренных нефтяных скважин.

Исследователи обнаружили, что буровые жидкости, содержащие микроскопические пластичные хлопья графена, образуют более тонкую и легкую фильтрационную корку. Достигая отверстия, они сворачиваются и становятся похожими на морскую звезду, которую затянуло в воронку. Когда давление ослабляется, графеновые хлопья выталкиваются под напором нефти.

Но есть и проблемы: графен не растворим в воде и сворачивается в соленой воде, а она всегда присутствует в буровых растворах. Положительно то, что оксид графена растворим в спирте. Это эффективно, потому что не дает осадка в соленой среде. Был найден состав – смесь крупных хлопьев и порошкообразного оксида графена для укрепления. Буровой раствор с 2-процентным содержанием оксида графена образовал глинистую корку толщиной 22 микрометра – то есть почти в 13 раз меньше, чем 278-микрометровый слой, образуемый традиционными растворами.

Подводя итог можно с уверенностью сказать, что графен это материал способный совершить революцию в нефте-газодобывающей индустрии. Графен-это то, что открывает нам двери в мир технологий следующего века то, что открывает нам двери в завтрашний день сегодня. Материалы на основе графена могут использоваться, во всех направлениях добычи углеводородного сырья, от процесса бурения и транспортировки, до защиты окружающей среды от влияния этих процессов и переработки сырья, при этом позволяя существенно затратить и облегчить технологические процессы[3].

У материалов на основе графена есть конечно и недостатки, такие как высокая себестоимость и низкий уровень автоматизации процессов изготовления сырья, но устранение этих недостатков, вопрос всего лишь нескольких лет, учитывая интерес к этому материалу потребителей и количество денежных инвестиций вливаемых в эту отрасль.

Библиографический список

1. Алферов Ж. И. Наноматериалы и нанотехнологий / Ж. И. Алферов - Текст : непосредственный // Микросистемная техника. 2003. - №8. - С. 3-13.
2. Жоаким К. «Нанонауки. Невидимая революция». революция / К. Жоаким, Л. Плевер. КоЛибри, 2009 – 240 с. - Текст : непосредственный.
3. Нанотехнология в ближайшем десятилетии. Прогноз направления развития / Под ред. М. К.Роко, Р. С.Уильямса и П. Аливисатоса - Москва : Мир, 2012. - 292. - Текст : непосредственный.

АНАЛИЗ МЕТОДОВ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

Бабюк Г.Ф.

Филиал ТИУ в г. Нижневартовск

Из литературных источников были определены методы, которые используют для создания систем диагностики бурильных труб: визуальный контроль; капиллярный контроль; вихретоковый контроль; радиационный контроль; ультразвуковой контроль. Рассмотрим недостатки и преимущества каждого метода. Визуальный контроль является одним из методов неразрушающего контроля оптического типа. Информацию об изучаемом предмете, в нашем случае, это бурильные трубы получаем при помощи визуального наблюдения за оптическими и измерительными приборами. Метод визуального тестирования выявляет разрывы, отклонения размеров и формы от указанных более чем на 0,1 мм при использовании приборов с увеличением до 10х. Данный вид контроля выполняется невооруженным глазом или лупами. Методика измерения начинается с очищения поверхностей от ржавчины, окалины, грязи, краски, масла, металлического распылителя и других примесей, препятствующих проверке[1,2].

Преимущества визуального контроля: быстрый и информативный метод, не требующий дорогостоящего оборудования и специальных навыков. Недостатки: контроль осуществляется только на видимой части объекта контроля, выявление только поверхностных дефектов

Капиллярный метод контроля предназначен для проникновения индикаторной вещества (пенетранта) в поверхностные дефекты (поры, трещины и т. п). Пенетрант может точно выявить дефекты поверхности, независимо от типа, материала и конфигурации поверхности, подлежащей контролю. Капиллярный метод использует характерные свойства структуры и капиллярные свойства жидкостей. Принцип, лежащий в основе

метода, заключается в капиллярном действии и смачиваемости отдельных жидкостей – пенетрантов, их цвета и флуоресценции. Поверхность исследуемого материала пронизана проникающей жидкостью и после удаления избыточного пене-ранта с поверхности, пенетрант остается над поверхностными дефектами. Используя проявитель, нанесенный на исследуемую поверхность, создается цветовая индикация дефекта. Использование методов капиллярной дефектоскопии не ограничивается металлическими материалами, но может также использоваться для проверки пластмасс, керамики, стекла и других материалов, поверхность которых не является пористой и не будет повреждена благодаря применению проникающего вещества[3].

Преимущества: небольшая себестоимость, осуществляет локализацию поверхностных дефектов, дефектоскопия не ограничивается металлическими материалами, может использоваться при различной конфигурации и различных геометрических параметров объекта контроля. Недостатки: большая длительность и трудоемкость контроля, срок годности индикаторных жидкостей не вечен, возможность контроля лишь поверхностных дефектов.

Магнитный контроль. Инспекция магнитных частиц – это процесс неразрушающего контроля для выявления поверхностных и подповерхностных дефектов в ферромагнитных материалах, таких как железо, никель, кобальт и некоторые из их сплавов. И так магнитный контроль применяют только для материалов и изделий, которые способны существенно изменять свои магнитные характеристики под воздействием внешнего магнитного поля (поля намагничивания), то есть для контроля ферромагнитных материалов.

Для идентификации утечки на часть наносят частицы железа, либо сухие, либо во влажной суспензии. Они притягиваются к области утечки потока и формируют то, что известно как индикация, которая оценивается для определения ее природы, причин и способа действия, если такие есть. Существует несколько типов электрических токов, используемых для контроля магнитных частиц. Для выбора надлежащего тока необходимо учитывать геометрию части детали, материал, тип разрыва, который ищет, и насколько далеко магнитное поле должно проникнуть в объект контроля.

Преимущества: быстрый и относительно несложный, выявление поверхностным и приповерхностных дефектов, может быть адаптирован для использования на месте или в мастерской, исследуются большие и малые объекты, не нужно делать предварительную очистку. Недостатки: метод ограничен ферромагнитными материалами, процесс контроля требует два этапа: 1) намагничивание ОК; 2) определение полей рассеяния.

Ультразвуковая дефектоскопия это семейство методов неразрушающего контроля, основанных на распространении ультразвуковых волн в

исследуемом объекте или материале. В наиболее распространенных применениях используются частоты от 0,1 до 15 МГц, а иногда и до 50 МГц. Эти частоты передаются в материал для обнаружения внутренних дефектов или для исследования характеристик материала. Обычным примером является ультразвуковая дефектоскопия трубопроводов. Ультразвуковые испытания часто выполняются на сталях и других металлах и сплавах, хотя также могут быть использованы на бетоне, дереве и композитах, хотя и с меньшим разрешением[3].

Преимущества: высокая проникающая способность, что позволяет выявлять дефекты глубокой части, высокая чувствительность, что позволяет обнаруживать чрезвычайно малые дефекты, возможность оценки размеров, ориентации, формы и характера дефектов, способность к портативной или высокоавтоматизированной работе, результаты являются немедленными, следовательно на месте могут быть приняты решения.

Недостатки: ручное управление требует особого внимания опытных дефектоскопистов, поверхность должна быть подготовлена путем очистки и удаление сыпучих валов, краски и др.

Выводы. Ультразвуковой метод является более эффективным и рациональным для контроля в сравнении с существующими методами. Позволяет выявлять дефекты на ранней стадии развития. На основе анализа литературы выявлено, что наиболее подходящий, универсальный и безопасный для персонала метод, который следует применять при контроле и технической диагностике бурительных труб это ультразвуковой метод контроля.

Библиографический список

1. Богданов Е. А. Основы технической диагностики нефтегазового оборудования : учебное пособие / Е. А. Богданов. – Москва : Высшая школа, 2006. – 279 с. - Текст : непосредственный.

2. Бухаленко Е. И. Монтаж, обслуживание и ремонт нефтепромышленного оборудования : учебник. / Е. И. Бухаленко, Ю. Г. Абдулаев. – 2-е изд. перераб. и доп. – Москва : Недра, 2005. – 391 с. - Текст : непосредственный.

3. Система технического обслуживания и планового ремонта бурового и нефтепромышленного оборудования в нефтяной промышленности – Москва : ВНИИОЭНГ, 2004. - изд. 2-е, перераб. и доп. – 128 с. - Текст : непосредственный.

СПОСОБЫ ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ, ВОЗНИКАЮЩИХ ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Байгушев М. В., Гельгорн Е.А., Завьялов Д.А.,
Игнатенко М.О., Чуланов М.В.
Тюменский индустриальный университет

Осложнение – это затруднение углубления скважины, вызванное нарушением ее состояния. Поглощение бурового раствора – это потеря некоторого объема бурового раствора вследствие их фильтрации из ствола скважины в пласт [1]. Основным источником поглощения буровой промывочной жидкости случается из-за превышения давления столба жидкости в скважине над пластовым давлением. Также присутствуют факторы, влияющие на появления поглощений буровой промывочной жидкости, такие как геологический и технологический.

Бывают три категории поглощений по объему:

- малая интенсивность до $10 - 15 \text{ м}^3/\text{ч}$;
- средняя интенсивность до $40 - 60 \text{ м}^3/\text{ч}$;
- высокая интенсивность более $60 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Рассмотрим способы ликвидации поглощений. Чтобы ликвидировать поглощение используют пакер, который указан на рисунке 1.

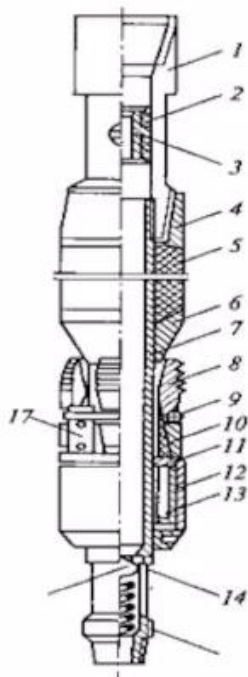


Рисунок 1. Гидравлический механический пакер ГМП-2, где 1 – переводник; 2 – поршень; 3 – винт; 4 – головка; 5 – резиновый элемент; 6 – конус; 7 – ствол; 8 – плашка; 9 – кольцо; 10 – пружина; 11 – плунжер; 12 – штифт; 14 – корпус клапана; 15 – переводник; 16 – шар; 17 – кулачок

Они нужны для герметизации и разобщения пластов в определенных целях [3]:

- возможности применения быстросхватывающих смесей;
- предотвращения разбавления тампонирующих смесей;
- задавливания тампонирующих смесей в поглощающие каналы.

Главная роль тампонажных смесей иметь необходимое время схватывания и затвердевания [2]. Для этого случая подходят цементные пасты, сделанные на глинистом растворе. Время схватывания цементных растворов регулируются добавками реагентов-ускорителей (хлористый кальций, кальцинированная сода).

Чтобы предотвратить поглощение, мы должны заглушить скважину. Глушение скважин – это технологический процесс, в результате которого создается противодействие на пласт и прекращается добыча пластового флюида [3]. Для глушения скважин используют такие жидкости с плотностью, которые смогут обеспечить создания необходимого противодействия на пласт. Рассмотрим на примере вязкоупругого состава. Он включает в себя эфир целлюлозы, гидроксид щелочного металла, комплексообразователь, внутренний деструктор и воду, отличающийся тем, что содержит в качестве комплексообразователя – растворимую соль алюминия или меди, внутреннего деструктора – капсулированный перкарбонат или перборат натрия и дополнительно утяжелитель – хлорид натрия или хлорид калия, или хлорид кальция, или нитрит натрия, регулятор рН – уксусную кислоту или щавелевую кислоту, или лимонную кислоту и водоудерживающую гидрофобизирующую добавку - этиленгликоль или глицерин, или высшие диоксановые спирты, при следующем соотношении компонентов, мас. %: эфир целлюлозы 0,8-2,5 гидроксид щелочного металла 0,1-0,7 комплексообразователь 0,19-0,6 внутренний деструктор 0,1-0,2 утяжелитель 6,5-22,0 регулятор рН 0,02-0,3 водоудерживающая гидрофобизирующая добавка 2,0-6,6 вода остальное [4].

Библиографический список

1. Макаренко П. С. Исследование способов предотвращения катастрофических поглощений бурового раствора на месторождениях Восточной Сибири и республике Саха (Якутия) : 571.5 : дис. / П. С. Макаренко. – Томск : ТПУ, 2017. – 103 с. – Текст : непосредственный.
2. Булатов А. И. Буровые промывочные и тампонажные растворы : учебное пособие / А. И. Булатов, П. П. Макаренко, Ю. М. Проселков. – Москва : Недра, 1999. – 424 с. – Текст : непосредственный.
3. Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин : книга / Ю. М. Басыргин, В. Ф. Будников, А. И. Булатов, Ю. М. Проселков. – Москва : Недра-Бизнесцентр, 2001. – 543 с. – Текст : непосредственный.
4. Пат. 2575384 Российская федерация, МПК E21B43/22. Способ глушения скважин и вязкоупругий состав для его осуществления : № 201415457/03 : заявл. 2014.12.31 : опубл. 2016.02.20 / Некрасов И. Л.,

Гаршина О. В., Хвощин П. А., Мустаев Р. М., Зубенин А. Н. ; патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» (ООО «ЛУКОЙЛ-инжиниринг»). – Текст : непосредственный.

АНАЛИЗ АВАРИЙНОСТИ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН И ЭФФЕКТИВНЫЕ МЕРЫ ПО НЕДОПУЩЕНИЮ АВАРИЙ

Гайниев А.В., Колычев П.А.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

В данной статье рассматривается ряд мер, направленных на снижение числа аварий в процессе строительства скважин. Актуальность темы состоит в необходимости применения эффективных мер и способов воздействия на причины, способствующие возникновению аварий.

Под аварией подразумевают поломку с оставлением в скважине элементов колонны труб или потерей подвижности бурильной колонны, а также падение различных предметов и инструментов. Для удобства анализа, разработки мер предупреждения и ликвидации аварий все они разделены на виды:

- аварии с элементами колонны бурильных труб;
- прихваты бурильных и обсадных колонн;
- аварии с долотами;
- аварии с обсадными колоннами;
- аварии с забойными двигателями;
- аварии в процессе проводки наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием.

Все факторы и причины, влияющие на возникновение аварий при бурении скважин, можно разделить на технические, технологические, организационные.

Анализ аварийности при строительстве скважин на месторождениях ХМАО в период за 2014-2018 год представлен в таблице.

Таблица 1

Анализ аварийности скважин на месторождениях в ХМАО за 2014-2018 год

Вид аварии	2014	2015	2016	2017	2018	Всего
Аварии с элементами бурильной колонны	16	11	2	8	2	39
Прихваты бурильной и обсадной колонн	10	7	14	13	5	49
Аварии с долотами	3	5	3	2	1	14
Аварии с обсадными колоннами	-	10	-	5	5	20
Аварии с ГЗД	2	3	1	1	3	10

Аварии в процессе наклонно-направленной проводки скважин	-	4	1	3	-	8
Прочие	9	6	5	6	5	31
Всего аварий по календарному году	40	46	26	38	21	-

Исходя из таблицы (см. выше) можно выявить следующее, что самыми распространенными авариями при строительстве скважин являются аварии с элементами бурильной колонны, а также прихваты бурильной и обсадных колонны.

Рассмотрим основные причины возникновения этих видов аварий.

Таблица 2

Причины основных видов аварий

Виды аварий	Основные причины
Аварии с элементами бурильных колонн	- превышение предельных нагрузок; - нарушение технологии проведения СПО; - неквалифицированные действия буровой бригады; - сложный профиль буримой скважины
Прихваты бурильной и обсадной колонн	- несоблюдение требуемых параметров бурового раствора; - перепад давлений; - несовместимые условия бурения; - сложный профиль скважины (бурение горизонтальных участков); - неквалифицированные действия буровой бригады;

1. Основные методы по предотвращению прихватов бурильной и обсадных колонн:

- ликвидация прихвата методом снижения уровня бурового раствора в скважине под действием перепада давления. При этом эффективным методом его ликвидации является снижение перепада до значения меньшего, чем оно было до прихвата, путем понижения уровня бурового раствора в затрубном пространстве до безопасных значений;

- ликвидация прихвата колонны труб с помощью установки различных ванн. Наиболее простой и распространенный метод ликвидации прихвата является установка нефтяных ванн, благодаря которой извлекается вся бурильная колонна;

- гидроимпульсный способ ликвидации прихватов. Предназначается для ликвидации прихватов колонны труб, путем установки в БК различных Ясов;

- импульсно-волновой способ ликвидации прихватов, основан на подаче упругой импульсной волны от устья скважины по бурильной колонне на ее прихваченный участок.

Ясы гидравлические бурильные двухстороннего действия предназначены для ликвидации прихватов бурильного инструмента, обсадных труб, испытателей пластов и т.п. в скважинах различного назначения. Действуют путем нанесения по прихваченному инструменту осевых ударов, направленных либо снизу-вверх, либо сверху - вниз, либо в ту и другую сторону попеременно в зависимости от характера прихвата. Ясы типа SJ-120, SJ-172, II ЯГБ-108 имеют в составе только гидравлическую рабочую секцию, что упрощает работу с ними, не требуя приложений дополнительной нагрузки на колонну сверх ее веса для раскрепления механической защелки в случаях с ясами типа 4ЯГ-000. Фактически они могут работать, начиная с минимально прилагаемых растягивающих нагрузок.

2. Для ликвидации аварий с элементами бурильных труб их поднимают наверх. Поднятая часть сломанной бурильной колонны осматривается для выявления характера слома. После подсчитывается общее количество свечей, которые остались в скважине, и определяется на какой глубине находится нижняя часть поломанных бурильных труб. После осмотра поднятой части составляют эскиз компоновки с указанием основных размеров и приступают к подбору необходимого аварийного инструмента на ликвидацию аварии с учетом безаварийного процесса проведения.

Для успешной ликвидации данной аварии (прихват бурильной колонны) применяют ловители, метчики или колокол. Данный аварийный инструмент используется для захвата оставшейся колонны бурильных труб, с учетом расхаживания и промывки скважины.

Ловитель применяют для извлечения колонны следующим способом: дается натяжка на бурильную колонну, производится восстановление циркуляции, приступают к подъему буровой колонны. В случае, когда колонну невозможно поднять, ее расхаживают без вращения с определенной нагрузкой.

Метчики предназначены для захвата и извлечения из скважины колонны, колонны бурильных труб, обсадных оканчивающихся или муфтой или высаженной частью. Метчики врезаются ввинчиванием в тело трубы либо в резьбу муфты. Метчики изготавливаются с правой или левой резьбой.

Заключение

— Аварии, возникающие в процессе бурения скважин, оказывают отрицательное влияние на темпы буровых работ. Поэтому

необходимо проводить анализ аварийности, с целью выявления эффективных мер ликвидации аварий при строительстве скважин.

– Для снижения показателей аварийности и, следовательно, снижения времени буровых работ на месторождениях ХМАО, рекомендуется включать в компоновку КНБК различные модификации ЯССОв.

Библиографический список

1. Вадецкий Ю. В. Бурение нефтяных и газовых скважин. Учебник для начального проф. образования. / Ю. В. Вадецкий. - 6-е издание, исправленное. – Москва : Академия, 2011. - 352 с. - Текст: непосредственный.

2. Иогансен К. В. Спутник буровика: Справочник / К. В. Иогансен. - 3-е изд., перераб. и доп. – Москва : Недра, 1990. - 302с. - Текст: непосредственный.

3. Шедь С.Н. Применение керноотборного оборудования для палеозойского фундамента на месторождениях Томской области /С.Н. Шедь, Н.Н. Савельева.-Текст непосредственный. Наука и бизнес: пути развития. 2020. № 9 (111). С. 122-127.

Научный руководитель: Шедь С.Н. старший преподаватель

МЕТОДЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СКИН-ФАКТОРА

Да Силва С.Г.

Тюменский индустриальный университет

В данной статье проводится анализ одного из важнейших этапов заканчивания скважины, которым являются испытания под давлением, также используемые для определения «скин-фактора».

Испытание пластов на трубах (ИПТ) и кривая восстановления давления (КВД) являются из двух наиболее распространенных видов испытаний, ИПТ обычно делают в разведочных скважинах, когда есть много потенциально продуктивных пластов, с целью узнать фильтрационно-емкостные свойства пласта и отобрать пробу флюида. Испытание пластов на трубах включает в себя просто измерения расхода и падения давления в фонтанирующей скважине.

К сожалению, в большинстве скважинных тестов дебит все еще измеряется на поверхности. Такие дебиты не отражают истинные внутрискважинные условия, так как на них в значительной степени влияет хранение в стволе скважины, сегрегация флюидов и выделения газа. Это

создает проблему, так как теория тестирования скважин требует скважинных дебит. [1]

Кривая восстановления давления (КВД), по сути является противоположностью ИПТ. Вместо измерения давления в призабойной зоне скважины, как при испытании на ИПТ, скважина закрывается, и контролируется нарастание или наращивание давления.

Однако, как и в случае с ИПТ, так и в КВД по-прежнему влияют эффекты хранения в стволе скважины на начальных стадиях или "ранней" части теста, поэтому показания давления, взятые с начала теста, должны быть проигнорированы, и все анализы должны быть проведены на более поздней части реакция на давление несмотря на то, что они были восприняты, что эти данные в начале содержат значительный объем информации.

На практике не так просто провести ИПТ или КВД «чистая», как часто бывает сложно выполнить производственный график перед тестированием. Например, (КВД) выполняется путем выполнения серии тестов на КВД и ИПТ.

Наблюдаемое давление/реакция понижения в течение заданного времени включает в себя все эффекты переходного давления, вызванные каждым предыдущим шагом изменения пропускной способности. [1].

По работам Аллена и Робертса, 1981.г, [2] простые уравнения позволяют оценить проницаемость и скин-фактор после определения правильной линии и оценки ее наклона, эти уравнения применимы как к ИПТ и КВД Следующие уравнения используются для нефтяных скважин. [2].

$$k = \frac{162.6qB\mu}{mh} \quad (1)$$

и

$$s = 1.151 \left[\frac{\Delta P_{1\text{час}}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right] \quad (2)$$

Где:

- k = коэффициент проницаемость m^2 (мД);
- q = дебит m^3/c ;
- B = объемный коэффициент нефть m^3 (rb/STB);
- m = угол наклона прямой линии (psi/цикл \log_{10});
- s = скин-фактор (безразмерный);
- $\Delta P_{1\text{час}}$ = перепад давления на прямолинейном участке
- ϕ = пористость;
- μ = вязкость (сП);
- c_t = общая сжимаемость породы и его флюидов (psi⁻¹);
- r_w = радиус ствола скважины (ft). [2].

Тест кривой падения давления (КПД) — это способ оценки свойств пласта и флюида до заканчивания скважины. Лее 1981, г. [3].

КПД используются на первых этапах бурения для подтверждения производственного потенциала. Если геохимический анализ разрезов бурения устанавливает наличие углеводородов, но КПД показывает непродуцительный интервал, то существует вероятность повреждения пласта.

Анализ данных о давлении в сравнении со временем, образовавшимся при применении КПД, может быть использован для определения тяжести повреждений путем расчета скин-фактора. Рекомендуется принимать крайние меры предосторожности во время первых КПД, так как импульсы давления и перепады высокого давления могут начать миграцию. Оценка результатов деятельности необходима для выявления аспектов, которые могли привести к повреждениям в зоне, окружающем скважину.

Характеристики пласта, которые могут быть оценены на основе анализа КПД включают в себя:[4].

Термин скин-фактор (S) был введен Херстом и Ван Эвердинген 1953, г. и используется, чтобы дать информацию о подведении в бассейне. Скин-фактор (S) может быть рассчитан следующим образом: КПД.

$$s = 1.151 \left[\frac{P_k - P_{1ч}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right] \quad (3)$$

Где:

- P_k - давление на контуре пласта;
- $P_{1ч}$ - давление насыщения нефти.

В большинстве случаев скин будет либо положительной, либо близкой к нулю. К отрицательному с кину больше -1 следует относиться с осторожностью, поскольку скважина не подвергалась стимуляции. [5].

В заключение следует отметить следующее.

Известно, что существуют различные типы гидродинамическое исследование скважин среди которых КПД выделяется тем, что на протяжении многих лет он доказал свою эффективность и универсальность. Таким образом, потребность в получении дополнительной информации о состоянии пластов обусловила непрерывное развитие технологических усовершенствований. Эти технологии позволили лучше понять различные типы существующих продуктивных пластов, особенно те, которые находятся в сложных геологических условиях.

Среди инновационных решений для получения КПД есть разработка инструментов, способных выдержать самые сложные условия, обусловленные высокими давлениями и температурами для объектов расположенных на больших глубинах. Сочетание исследований и технологий

привело к созданию нового поколения КПД, способного предоставлять данные о температуре и давлении в режиме реального времени как для анализа изменяющегося.

Библиографический список

1. Назаренко М.Ю. Применение промыслово-статических моделей для прогнозирования добычи нефти, роста обводненности и расчета потенциальных извлекаемых запасов нефти. / М.Ю. Назаренко, А.Б. Золотухин. – Текст : непосредственный. // Нефть. Газ. Новации. 2020. № 7 (236). С. 6-11.

Научный руководитель: Тулубаев А.Б., канд. тех. наук, доцент

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК СКВАЖИН

Давлетшина Л.Ф.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Наиболее распространенные технологии интенсификации нефтегазодобычи являются кислотные обработки. Традиционно применяются кислотные закачки в небольших объемах и кислотные ванны. Направленные кислотные обработки характерны тем, что состав закачивают в выделенный объем. Колтюбинговая установка позволяет проводить направленные обработки спуском трубы в необходимый интервал, а также используя дополнительные приспособления и оборудования.

В колтюбинговых технологиях используют длинномерные гибкие трубы (ГТ), намотанные на барабан. При проведении ремонта скважину можно не глушить, а трубу спускать через герметичную систему с помощью инжектора подачи и направляющего гусака. Имея наружный диаметр от 22,2 до 38,1 мм ГТ можно спускать в трубу НКТ или в межтрубное пространство.

Достоинством колтюбинговой установки при проведении кислотных обработок также является:

- Ограничение контакта внутрискважинного оборудования скважины, труб с агрессивными средами (кислотными составами).
- Уменьшение времени работ за счет сокращения спуско-подъемных мероприятий.
- Возможность исключения глушения скважины, в результате КС не взаимодействует с жидкостью глушения.

– Обеспечение экологичности и безопасности ремонтных работ за счет хорошей герметичности устьевого оборудования.

Возможность применения дополнительного оборудования (азотной, бустерной установки) в технологиях кислотных обработок скважин позволяла разработать многоэтапные технологии. На первом этапе проводили промывку самой скважины и интервалов перфорации водными растворами ПАВ, далее призабойная (ПЗП) пласта промывалась ПАВ-кислотным составом и далее целевой кислотный состав закачивался в пласт. На каждом этапе проводился вынос продуктов реакции, что позволяло уйти от осложнений, которые могут быть вызваны осаждением продуктов реакции кислотных составов с кольматантами, породой и пластовыми флюидами.

БУРЕНИЕ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ МНОГОСТВОЛЬНОГО ЗАКАНЧИВАНИЯ ТАМЛ 3 С МГРП В ОТКРЫТОМ СТВОЛЕ

Исламгулов Д.Р.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Западная Сибирь - ключевой добывающий регион нашей страны. Его извлекаемые запасы на 2018 год составляют почти 18 млрд. т. Однако за последние 10 лет добыча здесь сократилась на 10% из-за ухудшающейся сырьевой базы. [1]. Также большинство месторождений в Западной Сибири уже находятся на четвертой стадии разработки, и уровень обводнённости составляет более 97%. Но в то же время человечество не стоит на месте, ибо каждый год совершаются технологические прорывы, открытия в различных сферах деятельности. Современный мир динамичен и развивается с огромной скоростью. Именно появление новых технологий, введение различных инноваций помогает оставаться нефтегазовой промышленности оставаясь ведущей и самой прибыльной отраслью России, несмотря на истощение месторождений и высокую обводнённость. Само развитие отрасли в нашей стране и во всем мире зависит от того, насколько активно предприятия внедряют новые технологии, позволяющие повысить эффективность производства и сократить издержки.

Месторождения ОГ (Общество групп компании) «Варьеганнефтегаз» также находятся на завершающей четвертой стадии разработки. При разработке таких месторождений в условиях инфляционного роста стоимости материалов и оборудования на первый план выходит необходимость либо снижения себестоимости строительства новых скважин, либо повышение эффективности бурения, с целью увеличения добычи нефти. Новым инновационным способом повышения эффективности бурения

стало строительство скважин с применением технологии многоствольного заканчивания TAML 3 с МГРП в открытом стволе.

Технологии многоствольного заканчивания скважин находят всё большее применение при разработке и эксплуатации месторождений. Это связано с вовлечением в разработку более сложных коллекторов. Строительство боковых стволов позволяет увеличить коэффициент дренирования продуктивного пласта и, как следствие, дебит скважины. При этом исключается необходимость проектирования, строительства и обслуживания наземной инфраструктуры и верхних секций потенциальной новой скважины.

Первые многоствольные скважины были пробурены еще в 50-х годах прошлого века. Однако в то время технологии были недостаточно развиты, чтобы делать это эффективно.

В середине 1990-х консорциум компаний, занимавшихся развитием технологий строительства многоствольных скважин, ввел классификацию TAML (Technology Advancement of Multilaterals). По ней все многоствольные скважины разделили на шесть уровней сложности с точки зрения конструкции стыка основного ствола и ответвления. Переход на каждый следующий уровень, а также увеличение количества стволов усложняют и удорожают строительство. Увеличиваются и риски, ведь проблемы при строительстве каждого высокотехнологичного сочленения могут привести к потере всей скважины. Устранение последствий аварий при строительстве многоствольной скважины ведет к значительному увеличению стоимости и может сделать ее нерентабельной. Поэтому требования к подрядчикам и оборудованию для строительства многоствольных скважин особые.[2].

Пока мало кто из российских сервисных компаний способен выполнять высокие требования по контролю качества. Одним из первопроходцев в данной области стала компания ПАО «Новатэк» вместе с сервисной компанией «ML One». Результатом их работы стала многоствольная скважина № Y1521 на Яро-Яхинском месторождении.

На сегодняшний день в России широкое распространение получила технология многоствольного заканчивания скважин 1 уровня, согласно международной классификации TAML. Технологии TAML 2 и 3 являются следующими уровнями в международной классификации, предполагающими строительство МСС со срезкой из обсаженного и зацементированного основного ствола скважины. В данной статье приводится описание опыта практического применения технологии TAML 3.

Оборудование, используемое при строительстве скважины:

— Гидравлически активируемый якорь-пакер на базе профилированной трубы, который позволяет осуществлять надежную фиксацию хвостовика основного ствола, а также выполнить роль опорного элемента компоновки низа буровой колонны для последующей вырезки окна и

установки системы заканчивания. Гофрированный якорь обеспечивает применимость оборудования в участках открытого ствола с высокой кавернозностью и различного диаметра;

- Цифровой автономный ориентатор, спускаемый в компоновке якоря-пакера, определяет фактическое положение ориентационного профиля относительно апсидальной плоскости скважины с точностью до $1,2^\circ$;

- Извлекаемая система вырезки окна включает в себя полый клин-отклонитель и компоновку многолезвийных фрез. После установки подвески хвостовика бокового ствола клин извлекается. Отличительной особенностью фрез является износостойкость при работе, а также возможность последующего восстановления при минимальных затратах;

- Подвеска хвостовика бокового ствола;

- Модуль основного ствола с наличием постоянного отклоняющего элемента, обеспечивающий селективный доступ как в основной, так и в боковой стволы без дополнительных спусков сервисного оборудования (дефлекторов) на протяжении всего периода эксплуатации скважины;

- Модуль бокового ствола, обеспечивающий механическую целостность интервала стыка стволов;

- Подвеска хвостовика для спуска системы ТАМЛ 3 и крепления в эксплуатационной обсадной колонне.

Алгоритм строительства скважины по данной технологии состоит из 7 основных этапов, которые включают в себя 5 спуско-подъемных операций (СПО).

1. Первый этап – спуск хвостовика основного ствола. Первый этап заключается в следующем: сборка хвостовика основного ствола, спуск хвостовика основного ствола с компоновкой МГРП, допуск хвостовика до заданной глубины, установка хвостовика в основном стволе скважины, освобождение спускового инструмента, подъем спускового инструмента.

2. Второй этап – спуск и установка якоря-пакера (герметичная стыковка с подвеской хвостовика основного ствола). Далее необходимо произвести определение ориентации якоря цифровым автономным ориентатором, после чего производится подъем спускового инструмента.

Таким образом, исходя из первых двух этапов, компоновка включает в себя хвостовик основного ствола, гидравлически-активируемый якорь-пакер, цифровой автономный ориентатор. Особенностью СПО, осуществляемых частично в открытом стволе скважины, является снижение скорости спуска, необходимость возможности циркуляции, постоянный контроль при прохождении несовершенств открытого ствола.

3. Третий этап – установка полого клина-отклонителя и фрезерование. Перед сборкой КНБК клин-отклонитель должен быть предориентирован таким образом, чтобы при стыковке с якорем желоб клина был

направлен точно в заданном направлении. По достижению плановой глубины фиксируется разгрузка инструмента и производится посадка клина-отклонителя в ориентационную воронку якоря, затем проверяется зацепление. Для срезания транспортировочного болта и отстыковки компоновки фрез используется метод «расхаживания» (циклическое увеличение и снижение веса колонны) инструмента. Далее производится фрезерование окна в открытом стволе и наработка технологического кармана.

4. Четвертый этап – бурение бокового ствола. После извлечения КНБК фрез производится спуск КНБК с ВЗД и долотом PDC (диаметр 152,4 мм) для обеспечения отхода в боковой ствол скважины. При подходе к интервалу вырезки окна, КНБК с ВЗД ориентируется, останавливаются циркуляция и вращение. Интервал клина отклонителя проходится на минимальной скорости без затяжек и посадок. Бурение производится до планового забоя, после чего КНБК с ВЗД полностью извлекается из скважины. Дальнейшее бурение бокового ствола до плановой глубины осуществляется КНБК с РУС. Производится подготовка ствола к спуску хвостовика.

5. Пятый этап – спуск хвостовика бокового ствола. Этап начинается со сборки хвостовика. Затем допуск хвостовика до заданной глубины («голова» хвостовика на 5-7 метров ниже окна). После чего производится активация подвески хвостовика бокового ствола путем сброса в трубное пространство установочного шара с последующей проверкой якорения с помощью разгрузки веса колонны бурильного инструмента и натяжкой ССВ. Отстыковка спускового инструмента осуществляется гидравлическим способом при помощи увеличения трубного давления. После проверки отстыковки и наличия циркуляции спусковой инструмент поднимается из скважины в комплектном состоянии.

6. Шестой этап – извлечение полого клина-отклонителя. Установка узла разветвления системы многоствольного заканчивания TAML 3, обеспечивающего механическую целостность интервала и постоянный селективный доступ, предполагает извлечение клина-отклонителя, применяемого во время бурения бокового ствола. Основная сложность данной операции состоит в том, что существует риск дифференциального прихвата клина в открытом стволе, ставящий под угрозу реализацию всего проекта в случае его неизвлечения. Имея неудачный опыт в данном этапе, компанией «ML One» совместно с «Новатэк» были отработаны следующие моменты: оптимизация дизайна ловильного крюка, расширение диапазона допустимых нагрузок на крюк и паз клина-отклонителя, включение теле-системы в КНБК для более точной ориентации ловильного крюка, включение гидромеханического ясса двустороннего действия для возможности создания доп. нагрузок на клин-отклонитель, возможность завершения строительства скважины по уровню TAML 1 с сохранением полого клина-отклонителя в скважине. Данный вариант предусмотрен для

сохранения притока скважинной жидкости из основного ствола без возможности доступа для проведения последующих внутрискважинных работ.

Для зацепления ловильного крюка предварительно производится промывка интервала клина-отклонителя. Далее с применением системы телеметрии, происходит соориентирование ловильного крюка, успешно вошедший в ответный профиль клина-отклонителя. Клин-отклонитель извлекается путём рассаживания колонны со ступенчатым увеличением максимального веса. Подъём эксплуатационной колонны осуществляется с ограниченной скоростью. Визуальный осмотр извлечённого клина-отклонителя и анализ косвенных признаков позволяют сделать вывод о фрезеровании ориентирующего пера якоря основного ствола в процессе бурения технологического окна.

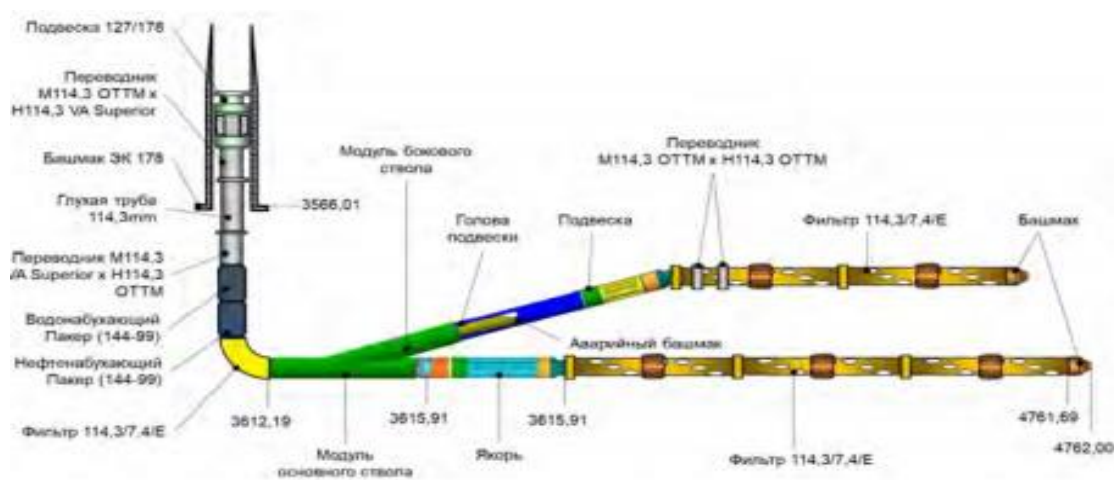
7. Седьмой этап – установка узла разветвления TAML 3. Узел разветвления TAML 3 состоит из модулей основного и бокового стволов. Перед сборкой модуль основного ствола предориентируется для осуществления отхода в направлении 40° от NS (IV четверть). В опытно-промышленных испытаниях ПАО «Новатэк» и «ML One» на данном этапе первая попытка установки узла разветвления TAML 3 прошла неудачно, о чём свидетельствовало отсутствие индикации среза установочного болта модуля основного ствола при увеличении разгрузки. Осмотр извлеченной из скважины компоновки TAML 3, последующая операция промывки позволили определить, что наиболее вероятной причиной было фрезерование ориентационной воронки якоря. Поэтому, для установки узла разветвления был применен альтернативный метод ориентирования – без использования цангового крепления.

После стыковки модуля основного ствола с якорем хвостовика основного ствола были произведены срезка транспортного болта и плавный спуск на расчётную длину модуля бокового ствола. Гидравлическая активация подвески хвостовика бокового ствола (крепление в осн. стволе), перевод скважины на раствор KCL и опрессовка эксплуатационной колонны 178 мм стали завершающими операциями строительства многоствольной скважины.

8. Восьмой этап – проведение операции МГРП. Данный этап не относится к непосредственному строительству многоствольной скважины, а лишь является дополнительным, но очень эффективным мероприятием. Процесс реализации заключается в следующем: спуск стингера МГРП с последующим проведением операции МГРП в боковом стволе скважины, установка мостовой пробки в боковом стволе с целью временной изоляции. Затем еще один спуск стингера МГРП и проведение операции МГРП в основном стволе скважины, за которым следует заключительное разбуривание мостовой пробки в боковом стволе.

Практическая значимость данной скважины заключается в новых инновационных возможностях. Прежде для фонда скважин ЗБС после пробуривания бокового ствола необходимо было дожидаться истощения основного ствола, после чего добыча из него прекращается и только потом начинается добыча из бокового ствола. Преимущество данной технологии заключается в том, что появляется возможность одновременной добычи как из основного, так и из бокового стволов. За счёт этого мы экономим большое количество времени и значительно увеличиваем дебит скважины.

Результатом данной работы стало успешное строительство первой в мире многоствольной скважины с применением технологии TAML 3 в



открытом стволе. Комплексный подход к решению задачи обеспечил реализацию высокотехнологичного и эффективного проекта. Разработки были нацелены на максимально возможное снижение и смягчение рисков, сопряженных со строительством многоствольной скважины.

Рисунок 1. Итоговая схема скважины № У1521 Яро-Яхинского месторождения.

Уникальность данной технологии заключается в принципиальном выходе за рамки международной классификации многоствольного заканчивания скважин TAML, а также в демонстрации эффективности узкоспециализированного и адресного подхода к проектированию строительства скважин.

Данная технология позволяет сохранить добычу нефти как из основного, так и из бокового ствола, решая проблему прекращения добычи нефти из основного ствола, что уже несет в себе огромную экономическую рентабельность. Кроме того, сохраняется возможность повторного доступа как в новый, так и в старый ствол – возможность ЗБС для рентабельных скважин.

Предложенное решение доказывает, что технологии МСС могут быть массовым продуктом на рынке сервисных услуг, значительно расширяя область их применения. Опыт успешного строительства МСС с

минимальными рисками может способствовать развитию новых технологий в данном направлении.

Библиографический список

1. ВЫГОН : Добыча нефти в Западной Сибири: перезагрузка : [PDF-файл]. - URL : http://vygon.consulting/upload/iblock/da4/vygon_consulting_western_siberia_oil_production_reboot.pdf/ (дата обращения: 09.04.2021). - Текст : электронный.

2. ГАЗПРОМ НЕФТЬ : Степень сложности: «Газпром нефть» развивает технологии строительства многоствольных скважин : [сайт]. - URL : <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2018-april/1533009/> (дата обращения: 05.04.2021). - Текст : электронный.

Научный руководитель: Кривых И.А., начальник отдела инноваций ПАО «Варьеганнефтегаз»

ЗАКАЧИВАНИЕ ГИДРОИЗОЛИРУЮЩЕЙ ЖИДКОСТИ ДЛЯ БОРЬБЫ С ОСЫПЯМИ И ОБВАЛАМИ ПРИ ПРОМЫВКЕ СКВАЖИН

Исхакова Г.Р.

Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Осыпи пород начинаются по истечении некоторого времени после их разбуривания, очевидно из-за естественной трещиноватости пород под воздействием тектонических сил. После бурения определенного интервала, до момента проведения последующей операции, обвалы усиливаются за счет перераспределения геостатического давления. В результате образуются каверны, нарушающие скорость и режим восходящего потока, выносящего шлам, и затрудняющие работу бурильного инструмента и геофизических приборов. А обломки пород, выпадающие из стенки скважины, оседают и образуют песчаные пробки на забое скважин [1, с. 42-45.].

Для очистки забоя от таких образованных осыпей и обвалов применяют промывку скважины. Но проблема заключается в том, что жидкость, используемая при промывке скважин, не может одновременно выносить и удерживать песок, а также, без утяжеления, не может закреплять агрегаты породы, при этом прокачивать песок через всю систему циркуляции.

Проблему можно решить применением периодической закачки малыми оторочками (4 м^3) вязкого раствора, называемого гидроизолирующая жидкость.

Технология проведения работ заключается в следующем. Гидроизолирующую жидкость закачивают в пробуренный интервал до подъема бурильного инструмента, а после замены инструмента на новый, раствор из скважины вымывают.

Главным условием является то, что промывка должна производиться без остановки процесса бурения [2, с. 30-62.].

Требования к составу гидроизолирующей жидкости.

1. Содержание кольматантов с крупными частицами (0,5-3мм), чтобы быть гибкой структурой и иметь возможность отталкивания.

2. Для повышения выносящей и удерживающей способности, должны содержать биополимер. Раствор получается вязким, из-за чего увеличиваются потери давления. Но, благодаря малым оторочкам вязкой смеси, в данной технологии сохраняется циркуляция жидкости по всему стволу скважины.

3. Гидроизолирующая жидкость и буровой раствор должны быть взаимно совместимыми, для избегания резкого изменения параметров бурового раствора [3, с. 200-260.].

Технологию можно назвать мультирастворной, потому что свойства гидроизолирующей жидкости для различных интервалов пласта могут корректироваться.

Технологическая схема обработки приведена на рисунке 1.

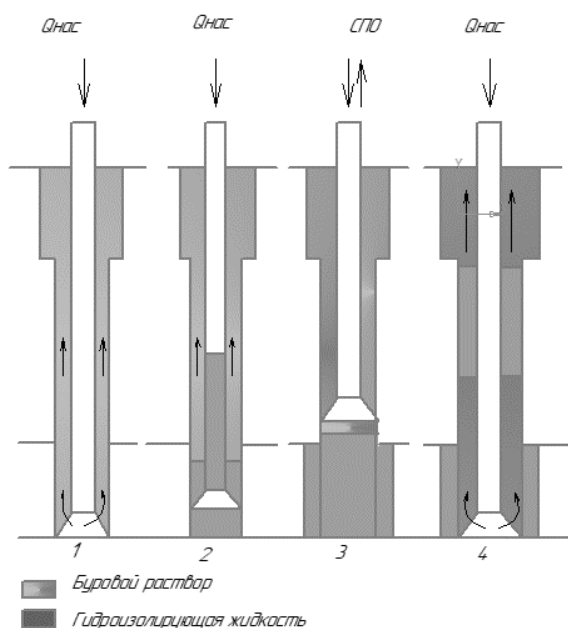


Рисунок 1. Технологическая схема проведения работ гидроизолирующей жидкостью

1 – момент завершения обработки долота и образование трещин в ПЗП; 2 – бурение остановлено, долото приподнято, насосы работают на закачку гидроизолирующей жидкости в свежепробуренный интервал; 3 – закачка гидроизолирующей жидкости завершена, проводятся СПО для замены долота; 4 – восстановление циркуляции и удаление остатков гидроизолирующей жидкости.

По описанию данная технология похожа на применение газожидкостной ванны. Отличительным преимуществом является то, что ванна необходима для освобождения прихваченного инструмента из скважины при неустойчивых породах (аргиллиты). Ванны имеют технологический простейший во время бурения, в связи с чем снижается гидроизоляция стенок скважин, в то время что пробуренном участке. А при применении гидроизолирующей жидкости этот недостаток исключается.

Таким образом, неподвижный слой гидроизолирующей жидкости находится между двумя частями породы, с одной стороны он защищает породу от действия бурового раствора, а с другой стороны увеличивает гидродинамические потери из-за снижения диаметра частиц.

Библиографический список

1. Погребная И. А. Эффективность методов повышения надежности промысловых трубопроводов в Западной Сибири / И. А. Погребная, С. В. Михайлова, А. Е. Леонова. - Нижневартовск, 2019. – 45 с. - Текст : непосредственный.

2. Ангелопуло О. К. Выбор технических средств для закачки гидроизолирующих жидкостей / О. К. Ангелопуло, К. Ф. Шуть. - Москва, 1999 - 66 с. - Текст : непосредственный.

3. Будников, В. Ф. Контроль и пути улучшения технического состояния скважин/ В. Ф. Будников, А. И. Булатов, А. Я. Петерсон, С. А. Шаманов. Изд. - Москва, 2001. - 305 с. - Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Погребная И. А., канд. тех. наук, доцент

ПРИМЕНЕНИЕ КЕРНООТБОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ В СКВАЖИНАХ ПРИ ЗБС

Кариева С.А.; Курарару С.М.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Керн – прямой источник знаний о свойствах горных пород. Без качественного отбора кернового материала невозможно получить достоверные сведения о свойствах горных пород. В связи с усложнением объектов исследований, а именно - рыхлые, кавернозно-трещиноватые, сланцевые и др. коллектора, повышается роль используемых технологий отбора керна.

Для ввода в эксплуатацию новых месторождений необходимо проводить доразведку запасов углеводородного сырья. Однако, вопрос как их эффективно находить и извлекать, остается открытым. Достоверность

оценки запасов нефтегазовых месторождений тем выше, чем больше информативность керна. Это обусловлено тем, что керн является основным прямым источником и носителем информации о горных породах, обеспечивающим возможность визуального и непосредственного изучения их свойств. Поэтому повышение качества керна является важной задачей разведочного бурения, а также при бурении скважин ЗБС. Проблема повышения качества керна имеет не только информативный аспект, но и экономический, состоящий в том, что низкое качество керна требует бурения дополнительных скважин с его отбором.

Чтобы определить, какой керноотборный снаряд подойдет нам лучше всего, следует разобрать технические требования по отбору керна из пластов.

Технические требования по отбору керна из пластов ПК

Задачи отбора керна

- 1) Обеспечить максимальный вынос керна с минимальными техногенными деформациями (сохранение естественной структуры).
- 2) Обеспечить сохранение водонефтенасыщенности пород (максимально приближенной к условиям пласта).
- 3) Определить пространственную ориентацию керна .

При изучении керна необходимо получить следующие основные данные:

- наличие признаков нефти и газа;
- литологическую характеристику пород и их стратиграфическую принадлежность;
- коллекторские свойства пород;
- структурные особенности пород и возможные условия их залегания.

Признаки нефти и газа в кернах должны быть предварительно изучены у буровой на свежих образцах и поверхностях излома, люминесцентный анализ, позволяющий обнаружить в керне ничтожные доли битума.

При макроскопическом изучении признаков нефти в керне следует иметь в виду, что легкая нефть обычно дает слабые внешние признаки, но на свежих плоскостях излома образца чувствуется сильный запах бензина; наоборот, тяжелая нефть дает обильные признаки, но на свежих плоскостях излома отсутствует запах бензина.

Общие требования

Учитывая то, что прочностные характеристики горных пород пластов ПК по трудности отбора относятся к III и IV категории, рекомендуется применять изолированную технологию отбора керна. Под изолированной технологией понимается комплекс мер как технологического так и методического характера, направленный на отбор керна, в котором в процессе бурения и подъема на поверхность, сохранится пластовое значение текущей водонасыщенности K_v (S_w) (целиком или в центральной части сечения). Кроме того, изолированная технология позволяет

существенно увеличить процент выноса керна горных пород III и IV категории трудности отбора.

К технологическим мерам относится: подбор буровой головки, конструкции керноотборного снаряда, изолирующего агента, учет пластовых условий и свойств бурового раствора, ввод индикаторных добавок и другие. К методическим мерам, в основном, относится правильная организация работ на поверхности.

Для решения задач 1-3, должна привлекаться подрядная организация, имеющая возможность как технически, так и методически обеспечить должное качество отбора изолированного керна.

Требования к керноотборному снаряду:

- Диаметр керна должен быть не менее 100 мм;
- Использование разовых пластиковых или металлических керноприемников;
- Использование изолирующего агента, заполняющего полость керноприемника, и не взаимодействующего с поровыми флюидами.

Именно поэтому, при отборе керна малым диаметром был и разработан КОС ООО «УДОЛ» - УКС-У-109/67, разработки которого в области техники и технологии отбора керна, благодаря их высокой эффективности, получили известность и признание. По своему научно-техническому уровню применяемые КОС и технология отбора изолированного керна превосходят отечественные и зарубежные аналоги и позволяют значительно повысить информативность кернового материала, благодаря увеличению выноса керна до 90-100%.

Следует отметить, что эксплуатационные характеристики существующих керноотборных снарядов серии УКС-У-109/67 различных типоразмеров, удобство их обслуживания и высокая надежность, не требуют особой адаптации буровой бригады при их использовании. К тому же, при проведении работ постоянно совершенствуется техника и технология отбора керна, что позволяет успешно решать сложные, порой нестандартные задачи.

Использование внутренней керноприемной трубы, размещенной в стальном корпусе керноотборочного снаряда, преследует две функции: улучшение качества керна, материал которого физически поддерживается во время извлечения керна, также внутренняя керноприемная труба служит в качестве системы предохранения поднятого на поверхность керна. Материалом для изготовления внутренних керноприемных труб может быть ПВХ, полимерный пластик АБС, алюминий, сталь, стекловолокно и другие композитные материалы. На практике наиболее часто используются стальные и стеклопластиковые трубы. Внутренние керноприемные трубы вставляются внутрь традиционного керноотборочного снаряда и удерживаются на месте кернорвателем в сборе и силой трения.

В настоящее время на практике используются одноразовые внутренние керноприемные стеклопластиковые одноразовые грунтоноски, выпускаемые заводом «КОМПОЗИТМАШ» г. Пермь. Использование одноразовой внутренней керноприемной трубы позволяет повысить сохранность керна за счет выполнения всех операций с керном после извлечения из скважины без извлечения керна из трубы.

Внутренние керноприёмные трубы обычно имеют секционное исполнение с длинной секции, достигающей 6-9 метров. При необходимости отбора керна может быть применены двухсекционные снаряды.

Стеклопластиковые трубы могут быть использованы для температур от 80-100°C. Трубы из стекловолокна могут использоваться до температур 120°C и 180°C при использовании специальной высокотемпературной смолы. В целом, в качестве одноразовой грунтоноски, когда ожидается, что температуры превысят более 120°C может быть применены одноразовые стальные трубы.

Для того, чтобы извлеченный керн остался в целостности и сохранности, следует правильно подобрать кернорватель. Требуется четко понимать, какие физические свойства у породы, а также правильно оценить коэффициент перекрытия.

Зарезка боковых стволов позволяет существенно сократить затраты времени на бурение боковых стволов, а также обеспечить сокращение материальных затрат. Применение технологии ЗБС с современным методом отбора керна показал, что при использовании данного керноотборного оборудования можно повысить процентный вынос и увеличить метровый отбор керна, что способствует получить больше информации о породах и увеличить нефтеотдачу пласта, а также фактически заменяет уплотнение скважин. Соответствующие технологии помогают сохранить скважину и сэкономить затраты на освоение скважины.

Библиографический список

1. Зубова Е. А. О повышении инновационного потенциала нефтегазовых предприятий на современном этапе / Е. А. Зубова. - Текст : электронный // Наука и бизнес: пути развития. – Москва : ТМБприт. – 2019. - №7(97). – С. 105 – 107.
2. Савельева Н. Н. Нефтегазовое оборудование. Оборудование скважин : учеб. пособие / Н. Н. Савельева. - Текст : электронный - Тюмень : ТИУ, 2020. – 102 с.
3. Пунанова С. А. Новый взгляд на перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих отложений Западной Сибири / С. А. Пунанова, В. Л. Шустер. - Текст : электронный // Георесурсы. – 2018. – Т. 20. - № 2. – С. 67 – 80.

4. Савельева Н. Н., Шедь С. Н. Применение керноотборного оборудования для палеозойского фундамента на месторождения томской области / Н. Н. Савельева, С. Н. Шедь. - Текст : электронный // Наука и бизнес: пути развития. – Москва : ТМБприт. – 2020. - №9(111). – С. 122 – 127.

Научный руководитель: Шедь С.Н., старший преподаватель

АНАЛИЗ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ И ГНВП НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ЗА 2017-2020 ГГ.

Карташова О.М., Королева И.А., Красильникова Е.Е., Мочалова А.А.
Тюменский индустриальный университет

В процессе строительства скважин, их эксплуатации и ремонта могут возникать различные осложнения. Одним из наиболее опасных является газонефтеводопроявление.

Газонефтеводопроявление (ГНВП) это осложнение, сопровождаемое поступлением флюида (газа, нефти или воды) из насыщенного коллектора не предусмотренное планом работ [1]. ГНВП значительно затрудняет деятельность предприятий, требует больших капитальных затрат для ликвидации, приводит к загрязнению окружающей среды и возникновению серьезных аварий, приводящих к гибели людей [2].

Основными причинами газонефтеводопроявления являются увеличение порового давления в насыщенных коллекторах, уменьшение давления (технологической жидкости) в скважине, эффект поршневания [3]. В Поступление флюида в заколонное пространство происходит при некачественном цементировании. Во время проведения ремонтных работ помимо вышеперечисленных причин к ГНВП приводит неисправность фонтанной арматуры. В процессе эксплуатации может произойти её аварийное разрушение [4].

За период 2017 – 2020 гг. на месторождениях Западной Сибири было ликвидировано десять газонефтеводопроявлений и семь открытых фонтанов (рисунок 1).

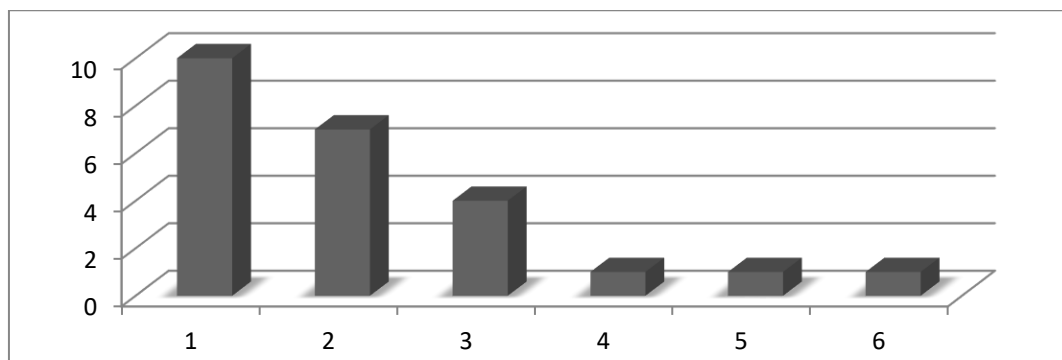


Рисунок 1. Аварии и осложнения, ликвидированные за период 2017-2020 гг на месторождениях Западной Сибири: 1 - ГНВП; 2 - Открытый фонтан; 3 – Газопроявления; 4 – Газонефтепроявления; 5 – Газоводопроявления; 6 – Водопроявления.

По результату анализа было выявлено, что наибольшее число ГНВП и открытых фонтанов произошло по причине неисправности оборудования, неправильных действий бригады и низкой производственной дисциплины, проведения ремонтных работ на незаглушенной скважине, некачественного цементирования, отсутствия контроля за скважиной и необходимой информации о пластовых давлениях (рисунок 2) [5].

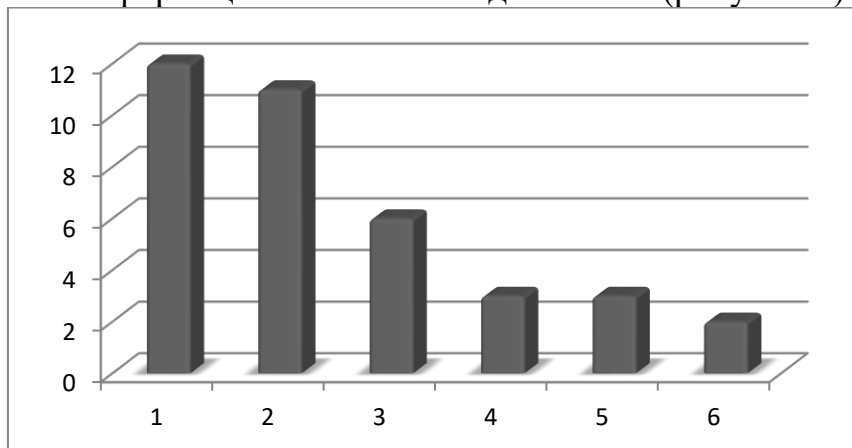


Рисунок 2. Причины аварий и осложнений

1 - Неисправность оборудования; 2 - Неправильные действия бригады и низкая производственная дисциплина; 3 - Отсутствие контроля за скважиной; 4 - Ремонтные работы на незаглушенной скважине; 5 - Некачественное цементирование; 6 - Отсутствие необходимой информации о скважине

Так, например, газопроявление на скважине № 18018 куста № 3130,2 Приразломного месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз» продолжалось 5 суток. В результате отсутствия положительных результатов попыток глушения скважины и потери сообщения между трубным и затрубным пространством скважины, штабом работ было принято решение о ликвидации скважины путем установки цементных мостов на глубине 1401-2201 м.

На ликвидацию открытого фонтана на скважине № 1825 куста № 50 Ван-Еганского месторождения АО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие» потребовалось более 17 суток. В результате взрыва

на устье скважины восемь человек получили ожоги. Площадь возгорания составила 800 м². Причиной аварии послужил процесс подъема инструмента без постоянного долива скважины.

При производстве работ по ремонту скважины № 619 куста № 59 Новогоднего месторождения АО «Газпромнефть–Ноябрьскнефтегаз» произошел выброс газовой пачки с последующим воспламенением вследствие срыва фланца трубодержателя. В результате аварии погиб один человек.

По результатам проведения анализа причин возникновения ГНВП и открытых фонтанов был предложен ряд мероприятий по их предотвращению:

1. Увеличение контроля за организацией производства работ в соответствии с технологическими регламентами, правилами и инструкциями по безопасному ведению работ;
2. Регулярное проведение инструктажей и повышения квалификации, организация и проведение профилактической работы по предупреждению открытого фонтанирования скважин при бурении, капитальном ремонте и эксплуатации скважин;
3. Обеспечение постоянного контроля за качеством комплектующих и сборкой фонтанной арматуры;
4. Проведение инструктажа по монтажу и эксплуатации противовыбросового оборудования на буровой.

Библиографический список

1. Овчинников В. П. Контроль и управление процессом бурения в условиях аномальных пластовых давлений : Учеб. Пособие для вузов. / В. П. Овчинников, В. М. Гребенщиков. - Тюмень : Изд-во «Нефтегазовый университет», 2010 – 123 с. - Текст : непосредственный.
2. Шевцов В. Д. Предупреждение газопроявлений и выбросов при бурении глубоких скважин.- Москва : Недра, 1988.- 200 с. : ил. - Текст : непосредственный.
3. Логанов Ю. Д. Открытые фонтаны и борьба с ними: Справочник. / Ю. Д. Логанов, В. В. Соболевский, В. М. Симонов. - Москва : Недра, 1981,- 189 с. - Текст : непосредственный.
4. Блохин О. А. Предупреждение возникновения и безопасная ликвидация открытых газовых фонтанов : Учеб. пособие для учащихся профтехобразования и рабочих на производстве. / О. А. Блохин, К. В. Иоганесян, Д. В. Рымчук - Москва : Недра, 1991.- 142 с. - Текст : непосредственный.
5. МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ : Аварийно-спасательное формирование Западно-Сибирская

противофонтанная военизированная часть : [сайт]. – URL: <http://www.oil-fontan.ru/> (дата обращения: 23.03.2021). - Текст : электронный.

Научный руководитель: Шаляпина А.Д., ассистент кафедры БНГС

ПРОБЛЕМЫ ТОЧНОСТИ ДАННЫХ ГТИ

Кузьмин Н.П., Александров С.С., Кузиев Б.М., Леончиков И.В.
Тюменский индустриальный университет

Внедрение контроля при строительстве скважин, а именно станции геолого-технологических исследований (ГТИ), дополняется системами видео наблюдения и «цифровых рабочих». Согласно оценкам многих экспертов, объем информации, который ежедневно поступает с буровых площадок, достигает более 1 Тб. Поэтому многие компании стараются не только разработать алгоритмы обработки данных, которые поступают в режиме реального времени, а также внедрить их в свои системы, но и создать подходы к их всестороннему анализу.

Зачастую, точность регистрируемых данных на станциях ГТИ и скорость реагирования на отклонения от нормы во многом зависят от технического персонала станции и правильности ввода информации. Существующие на данный момент сервисы в области ГТИ не способны удовлетворить всем требованиям, которые предъявляет заказчик, поэтому появляется необходимость внедрения инновационных подходов к повышению качества и точности информации, и ее практическому применению при бурении скважин. Одним из таких методов развития ГТИ является внедрение в нее системы прогнозирования возможных осложнений и аварий при помощи искусственного интеллекта [2]. Данные системы могут найти широкое применение при цифровой модернизации отраслей и в роботизации буровых комплексов [4].

Для обеспечения качества скважины появляется необходимость в получении кондиционных данных со станций ГТИ [4]. Объем этих данных продолжает увеличиваться с каждым годом. Совершенствование протоколов передачи этих данных в процессе бурения по WITSML (Wellsite Information TransferStandard Markup Language) позволяют повысить их качество.

Ключевыми факторами в повышении эффективности анализа данных с целью принятия решений, стали высокое качество и полнота данных в режиме реального времени. Создана комбинированная архитектура, которая поддерживает новейшие вычислительные технологии с высокочастотными данными. Отличительной особенностью такого метода от традиционного является анализ качества данных в режиме реального

времени. Преимуществом такого подхода является обеспечение удаленного наблюдения за множеством буровых установок, а также полное предоставление контроля агрегации данных, что гарантирует эффективное управление в процессе бурения скважины. [4]

В процессе обработки регистрируемых данных от различных компаний, предоставляющих услуги ГТИ, можно столкнуться с проблемой, связанной с разнообразием представления этих данных. Все данные, регистрируемые на скважинах в основном, разделяют на несколько видов: временные ряды; текстовая информация; фотоинформация и видеоинформация. Проверка и оценка точности измерений датчиков станции ГТИ являются одной из основных задач. На практике некоторые датчики регистрации технологических параметров могут отсутствовать, или сигнал от таких датчиков может искажаться. На примере датчика расхода бурового раствора, устанавливаемого в желобной системе, можно проследить сложность интерпретации данных. В основном на станциях ГТИ этот индикатор представляет собой лопатку, за счет отклонения угла которой, вследствие воздействия на него потока бурового раствора преобразуется в выходной сигнал. Однако на выходе из скважины буровой раствор может содержать в себе шлам, который впоследствии налипает на лопатку и скапливается в желобе, что приводит к искажению показаний данного датчика. Расход бурового раствора, регистрируемый на выходе из скважины, служит одним из основных показателей для распознавания таких осложнений, как поглощение и газонефтеводопроявление. Поэтому необходимо предварительно подготавливать данные станции ГТИ для их дальнейшего анализа.

Во время обработки данных необходимо учитывать наличие ложных показаний, выбросов и шумов. Ложные показания помечаются как пропущенные значения и устраняются при работе с временными рядами. Для устранения шумов и выбросов часто используют статистический анализ изменения параметров. Несмотря на многие исследования в этой области, поиск и обработка аномалий является малоизученной темой и до сих пор остается в зоне повышенного интереса. На сегодняшний день одной из наиболее актуальных проблем является точность и качество данных, не только для отдельных файлов, но и для объемных баз данных. Стандартизация может быть не только полезной, но и даже необходимой во многих алгоритмах обучения. Нормализацию технологических параметров станций ГТИ проводятся при учете особенностей не только горно-геологического разреза, характеристик скважины, но и бурового раствора.

Библиографический список

1. Цифровые технологии в строительстве скважин. Создание высокопроизводительной автоматизированной системы предотвращения осложнений и аварийных ситуаций в процессе строительства нефтяных и газовых скважин / Н. А. Еремин, А. Д. Черников, О. Н. Сарданашвили [и др.]. – Текст : непосредственный // Деловой журнал Neftegaz.Ru. – 2020. – No 4 (100).

2. Алгоритм создания модели для классификации в системах предупреждения осложнений и аварийных ситуаций при строительстве нефтяных и газовых скважин / А.Н. Дмитриевский, В. О. Дуплякин, Н.А. Еремин, В. В. Капранов. – Текст : непосредственный // Датчики и системы. – 2019. –No 12 (243). – С.3–10.

3. Ивлев А. П. Петророботика: роботизированные комплексы / А. П. Ивлев, Н. А. Еремин – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2018. – No 2. – С.8-12

4. Абукова Л. А. Модернизация нефтегазового комплекса России. / Л. А. Абукова, А. Н. Дмитриевский, Н. А. Еремин – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 11. – С. 54–58.

Научный руководитель: Шаляпина А.Д., ассистент кафедры БНГС

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА RETROSOM ДЛЯ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА НА БОЛЬШОМ ОЛЬХОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ИМЕНИ В. Н. ВИНОГРАДОВА

Куфтерин Н.А., Колосов Е.А
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Применяемые, в практике бурения, буровые промывочные жидкости (БПЖ) как правило могут иметь различную плотность, вязкость, состав и свойства не только в пределах одного месторождения, но и в условиях бурения одной скважины. Нет универсального бурового раствора, который бы обеспечил безаварийное бурение всей скважины, поскольку с глубиной меняются литология, физико-механические свойства горных пород, температура, давление и т.д. Поэтому выбор БПЖ и оптимизация ее состава и свойств должны основываться на геолого-технических условиях бурения скважин с учетом экологической безопасности и экономической эффективности.

Буровой раствор – это сложная дисперсная система, представляющая собой сочетание дисперсионной среды и дисперсной фазы различного состава. Это может быть суспензия (вода и твердая

фаза), эмульсия (вода и углеводороды), аэрированная жидкость (вода, ПАВ и воздух). Раствор циркулирует внутри бурильных труб и затрубном пространстве, очищая забой скважины от разрушенной долотом породы и транспортирует ее на устье. При этом раствор должен обладать определенной вязкостью и плотностью, ограничивающейся давлением поглощения и гидроразрыва пласта.

Буровой раствор, используемый для первичного вскрытия пласта, является первой рабочей жидкостью, вступающей в контакт с продуктивным горизонтом. Традиционно применяемые глинистые растворы на водной основе могут привести к серьезному загрязнению пласта. Многие сервисные компании рассматривали данный вопрос и пришли к выводу, что необходимо разработать специальные буровые системы и выделить их в отдельную категорию, для которых основной задачей, при вскрытии продуктивных пластов, является сохранение естественных коллекторских свойств. При этом растворы для первичного вскрытия должны обладать удовлетворительными реологическими показателями и транспортирующей способностью и обеспечивать безаварийность бурения.

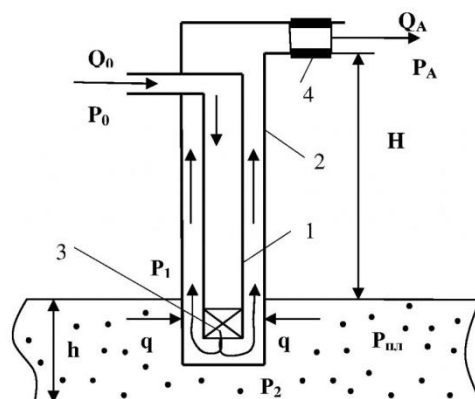


Рисунок 1. Циркуляция бурового раствора при вскрытии продуктивного пласта:
1 – буровая колонна, 2 – обсадная колонна, 3 – долото,
4 – регулируемый штуцер.

Для обеспечения сохранности проницаемости продуктивного коллектора, к свойствам и составу бурового раствора, для вскрытия продуктивного пласта, предъявляются следующие требования:

- фильтрат бурового состава не должен вызывать набухание частиц глинистой породы и глинистого цемента;
- в составе бурового раствора необходимо применение кольматанта, которая препятствует глубокому проникновению промывочной жидкости в пласт;
- фильтрат и пластовая вода должны иметь одинаковый солевой состав и соленость;
- минимальная отдача воды буровых промывочной жидкости;

– грамотно подобранная плотность бурового состава, благодаря чему перепад давления должен стремиться к нулю.

Компания ООО «ИСК «ПетроИнжиниринг» разработала систему ингибированного биополимер-хлорокалиевого бурового раствора PetroCom, который предназначен для первичного разбуривания продуктивного пласта. Система PetroCom создает тонкую, эластичную, непроницаемую корку на стенках скважины. Проникновение раствора в породу ограничивается высокой вязкостью фильтрата, содержащего биополимер. Эти процессы сопровождаются образованием непроницаемого тонкого экрана из дробленной мраморной крошки и модифицированного крахмального реагента. Такие компоненты, как ксантановый биополимер Xanthan Petro и реагент Petro Safe – жидкий гидрофобизатор, выпускаемый по техническим условиям разработчика обеспечивают технический результат.

За счёт предварительного подбора фракционированного карбоната кальция, а также контроля его содержания при проводке скважины, данная система бурового раствора обеспечивает минимальную фильтрацию, что также обуславливает малую зону проникновения фильтрата раствора в ПЗП. С учётом малых кольцевых зазоров при бурении горизонтальных стволов и оптимальных реологических свойств бурового раствора проблем с обеспечением выноса шлама не должно возникать.

Рецептура и свойства бурового раствора PetroCom представлены в таблицах 1-2 [3].

Таблица 1.

Рецептура и потребность в химических реагентах

Наименование реагента	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	2,5
Смазывающая добавка	25
Пеногаситель	0,5
Биополимер	3
Известь	1
Хлорид калия	70
Мраморная крошка мелкого помола	40
Мраморная крошка среднего помола	40
Мраморная крошка крупного помола	10
Понизитель фильтрации-крахмал	17
Понизитель фильтрации-низковязкая ПАЦ	2,5
Понизитель фильтрации-высоковязкая ПАЦ	2
Бактерицид	0,5
Графит (твердая смазка)	6,8

Для предотвращения возможного поглощения, плотность раствора не должна превышать 1,19 г/см³.

Перед началом бурения необходимо подготовить не менее 90 м³ бурового раствора.

Рекомендуемый размер сетки очистных сит - 24-38 меш. Использование илового сепаратора не рекомендуется.

Эффективность применения бурового раствора PetroCom заключается в том, что он может быть использован практически для любого продуктивного пласта. Это выходит за рамки опытных образцов, раствор обладает повышенной термостойкостью, имеет низкую водоотдачу, обеспечивает лучшую смачиваемость породы углеводородами, что улучшает приток нефти в скважину.

Специалисты «ИСК «ПетроИнжиниринг» смогли создать буровой раствор, не загрязняющий нефтяной пласт и по своим характерным особенностям превосходящий аналогичные системы на рынке буровых растворов в России и за рубежом.

Известные прототипы растворов подвержены более быстрому загущению при бурении, что приводит к нежелательному увеличению гидравлических сопротивлений в системе циркуляции и снижению эффективности циркуляции жидкости при очистке скважины. Кроме того, прототипы неустойчивы к температурным воздействиям.

Согласно полученным результатам, производительность скважин после бурения, где применялся данный раствор, была выше, чем у традиционных полисахаридных (крахмальных) хлоркалийевых промывочных жидкостей. Раствор на практике доказал свою главную функцию: он не загрязняет продуктивный пласт, поэтому начальная производительность нефтяных скважин выше.

Таблица 2.

Рекомендуемые параметры раствора

Параметры	Интервал, м
	2400-4000
Плотность(1), г/см ³	1,08±0,03
Условная вязкость, сек API	46-61
ПВ, мПа*с	10-18
ДНС, фунт/100фут ² (3)	14-25
СНС 10 сек, фунт/100фут ²	8-15
СНС 10 мин, фунт/100фут ²	16-25
LSRV,сП	>25000
Фильтратоотдача, см ³ /30минAPI	≤4
[CL-], мг/л	>25000
[Ca ²⁺], мг/л	<160
Содержание ионов K ⁺ , мг/л	>25000
pH	9-11
МВТ (КОЕ), кг/м ³	≤14
Содержание твердой фазы, %	≤8
Толщина корки, мм	≤0,5
Содержание песка, %	≤0,5

Содержание карбоната кальция, кг/м ³	≥60
Фильтратоотдача на НТНР-фильтрпрессе, см ³ /30 мин	≤10
Мгновенная фильтрация (за 30 сек), мл	≤3
Содержание смазки, %	3-82

Промысловый опыт применения раствора PetroCom позволил определить следующие рекомендации:

- для предотвращения возникновения прихватов и затяжек необходимо обеспечивать постоянное расхаживание и вращение инструмента при любых промывках;
- промывки перед наращиванием должны быть не менее 10 мин при обеспечении постоянного расхаживания и вращения бурильного инструмента;
- для улучшения очистки ствола скважины от выбуренной породы (шлама) перед наращиванием произвести промывку в течении 5-15 минут с интенсивным расхаживанием и вращением инструмента;
- при подъеме инструмента соблюдать установленные ограничения по скорости при спуско-подъемных операциях;
- в дальнейшем при СПО места посадок и затяжек необходимо прорабатывать с промывками;
- для недопущения потери циркуляции, промывки начинать с минимальной подачей бурового раствора;
- необходимо также строго следить за уровнем бурового раствора в доливной емкости для недопущения недолива скважины при подъеме инструмента;
- строго и своевременно контролировать параметры бурового раствора и при незначительных отклонениях производить его обработку не допуская резких скачков параметров (плотности, условной вязкости, водоотдачи).

Таким образом, проведенный анализ результатов применения бурового раствора PetroCom, показал его высокую эффективность в плане сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта и безаварийной проводки скважины.

Библиографический список

1. Дуркин В. В., Разработка технологии буровых растворов и промывки наклонно направленных скважин в осложненных условиях. условия / В. В. Дуркин. – Ухта, 2004. – Текст: непосредственный.

Научный руководитель: Колосов Е.А., ассистент

ОСОБЕННОСТИ ОБВОДЕНИЯ СКВАЖИН, ЭКСПЛУАТИРУЮЩИХ НЕФТЯНУЮ ОТОРОЧКУ С ПОДОШВЕННОЙ ВОДОЙ

Левитина Е.Е.¹; Ваганов Е.В.¹; Болдырев Е.М.¹; Жистовская Ю.Н.²

¹ Тюменский индустриальный университет;

² Северо-Восточный федеральный университет

Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение является одной из уникальных кладовых Восточно-Сибирского нефтяного кластера расположенного на территории Республики Саха (Якутия). Месторождение в составе Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции приурочено к Курунгской и Среднеботуобинской структурам северо-восточного склона Непско-Ботуобинской антеклизы.

Водонефтяная залежь ботуобинского горизонта характеризуется сложным геологическим строением, аномально-низким пластовым давлением и температурой, высокой минерализацией предельно насыщенных пластовых вод (400 г/л). Эти неблагоприятные факторы предъявляют высокие требования к выбору рациональной схемы разработки и определяют ряд проблем, требующих решения. Низкое пластовое давление (меньше на 5,0 МПа, чем гидростатическое) свидетельствует о том, что залежь имеет ограниченный запас пластовой энергии и её длительная эксплуатация в режиме истощения нецелесообразна [1,2].

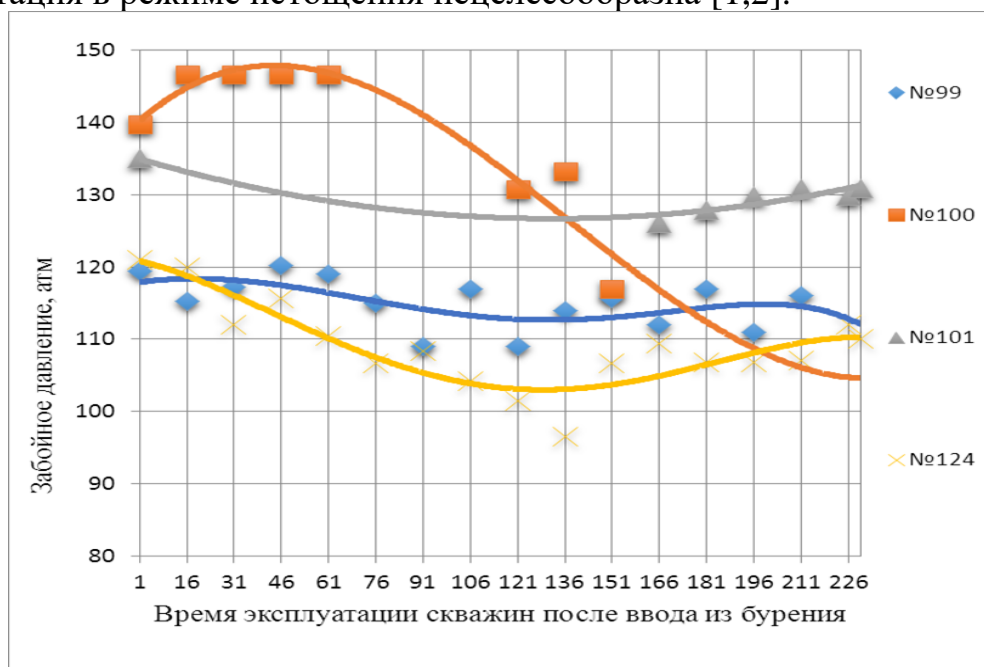


Рисунок 1. Изменение забойного давления при вводе скважин в разработку Ботуобинского горизонта

По результатам исследований выполненных при разработке

Среднеботуобинского месторождения видно, что условия залегания углеводородов оказывают неблагоприятное влияние на процесс нефтеизвлечения. Добыча нефти в таких условиях неизбежно сопровождается извлечением значительных объемов попутно добываемых пластовых вод [3].

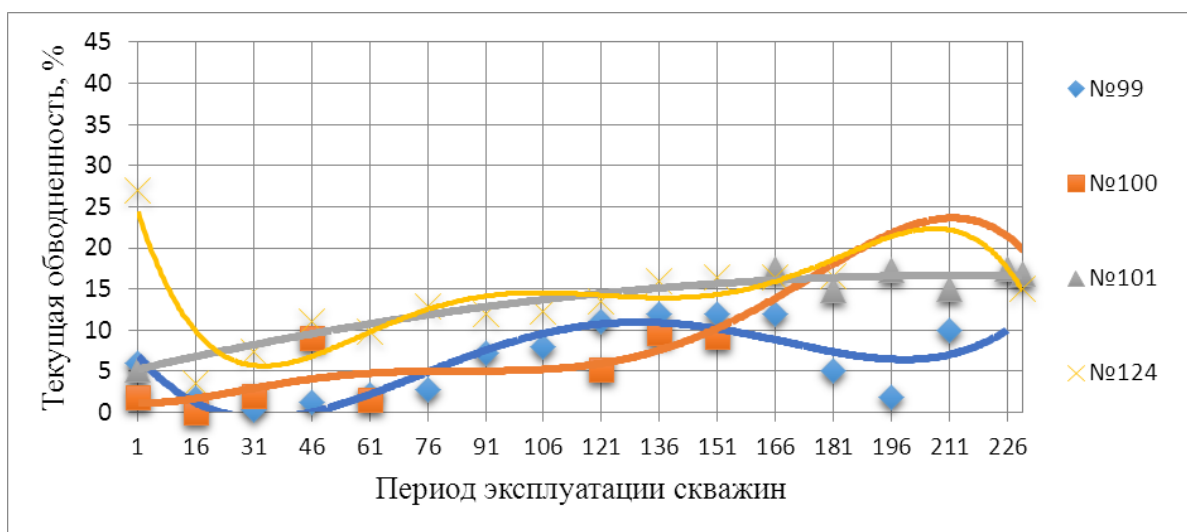


Рисунок 2. Динамика обводнения скважин при вводе в разработку

Одной из основных причин обводнения продукции скважин пластовой водой из вышележащего водоносного горизонта является негативное качество крепления ствола скважины в зоне продуктивного горизонта.

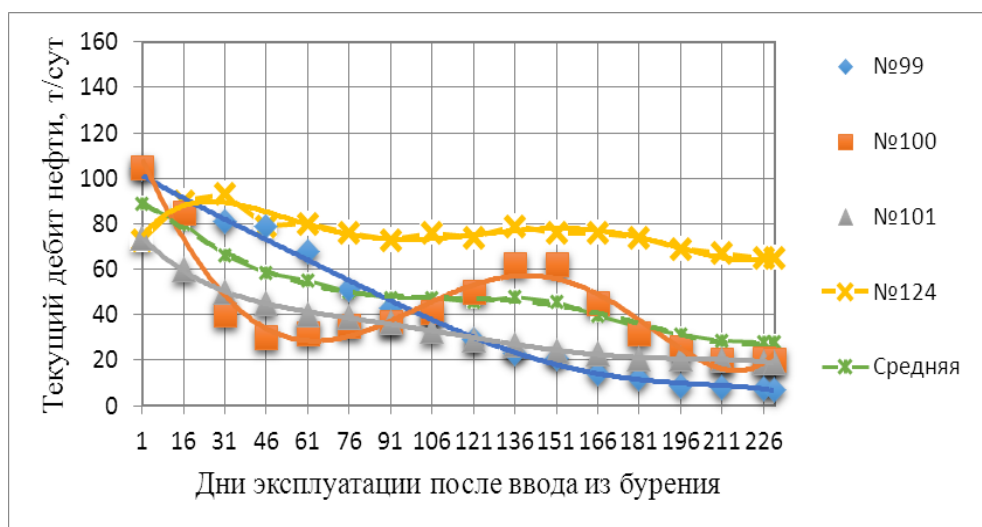


Рисунок 3. Динамика текущего дебита нефти при вводе скважин из бурения

Разработка газонефтяных залежей Среднеботуобинского месторождения с подстилающей подошвенной водой осложняется следующими характерными особенностями: трудности регулирования перемещения водонефтяного раздела; относительная близость расположения интервала перфорации и водонефтяного контакта при эксплуатации тонкой

нефтяной оторочки; вероятная подвижностью газо- и водонефтяного контактов в окрестности скважин в процессе разработки залежи.

Степень разрушения цементного камня находится в прямой зависимости от физико-механических свойств цемента. Чем выше качество цемента, тем меньше его разрушение при перфорации. Активное нарушение цементного камня возрастает в скважинах с большим углом наклона и горизонтальных скважинах, где толщина цементного камня не одинакова по образующей колонны обсадных труб.

Таким образом, при тонкой нефтяной оторочке не удастся организовать эксплуатацию добывающих скважин на безводных режимах. Важным является обоснование оптимальных безводных дебитов и забойного давления для условий разработки Среднеботуобинского месторождения. Осложнения заключаются и в действии расклинивающего давления смачивающей фазы (утолщение пленок воды на поверхности породы) и набухания продуктивного пласта.

Библиографический список

1. Грачев С.И., Прогнозирование добычи конденсата в рамках контроля за разработкой газоконденсатных залежей./С.И.Грачев, Е.И. Краснова [и др.] – Текст : непосредственный // Академический журнал Западной Сибири. 2014. Т. 10. № 6 (55). С. 9-12.
2. Иванова, М.С. Влияние горно-геологических условий на разработку запасов углеводородов. / М.С. Иванова, Е.И. Инякина, И.И. Краснов [и др.] –: непосредственный // Горный журнал.–2019. – №2 – С.10-12.
3. Томская В.Ф., Обоснование режимов и условий эксплуатации скважин на Среднеботуобинско месторождении. / В.Ф.Томская, Е.М. Александрова, И.И. Краснов [и др.] – Текст : непосредственный // Научный форум. Сибирь. 2019. Т. 5. № 1. С. 11-12.

Научный руководитель: Левитина Е.Е., канд. тех. наук, доцент

ЗАКАНЧИВАНИЕ ГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ

Леонтьев Д.С.¹; Петляк А.А.²; Шаляпина А.Д.³

^{1,3} ФГБОУ ВО Тюменский индустриальный университет,

² ГУП РК «Черноморнефтегаз»

Заканчивание скважин – это один их наиболее важных и экономически значимых этапов в процессе строительства скважин. Российский опыт показывает, что качество выполнения работ при заканчивании, а

точнее начиная от выбора эффективной технологии первичного вскрытия продуктивных пластов и заканчивая работами по вызову притока углеводородов, оказывает существенное влияние на достижение скважиной потенциально возможных дебитов, ее эксплуатационную надежность и срок эффективной эксплуатации.

Авторами предлагается оборудование газодобывающей скважины с горизонтальным окончанием, которое включает: спущенный в горизонтальный необсаженный участок ствола скважины хвостовик, подвешенный и удерживаемый за счет фиксации его защелочного соединения с защелочным замком обсадной колонны скважины; хвостовик включает в себя центраторы, между которыми установлены противопесочные фильтры (к примеру, с проволокой); в верхней части хвостовика расположен ловильный патрубок с левой резьбой, выше хвостовика в скважину на колонне насосно-компрессорных труб спущено внутрискважинное оборудование для добычи газа (снизу-вверх): воронка с косым срезом, посадочный ниппель для установки датчика давления, перфорированный патрубок, пакер механического действия, циркуляционный клапан, клапан-отсекатель с подземным управлением.

Оборудование устанавливается следующим образом.

Осуществляют бурение газодобывающей скважины до кровли продуктивного пласта. Производится спуск обсадной колонны, в нижней части которой (т.е. в стенке нижней обсадной трубы) имеются защелочные замки. Обсадная колонна спускается до кровли продуктивного пласта. Далее скважина цементируется до устья и оставляется на ожидание затвердевания цемента (ОЗЦ) с образованием в заколонном пространстве цементного камня (рисунок 1).

После ОЗЦ в скважину на буровой колонне производится спуск долота меньшего диаметра и скважина добурируется с горизонтальным входением в продуктивный пласт (рисунок 2).

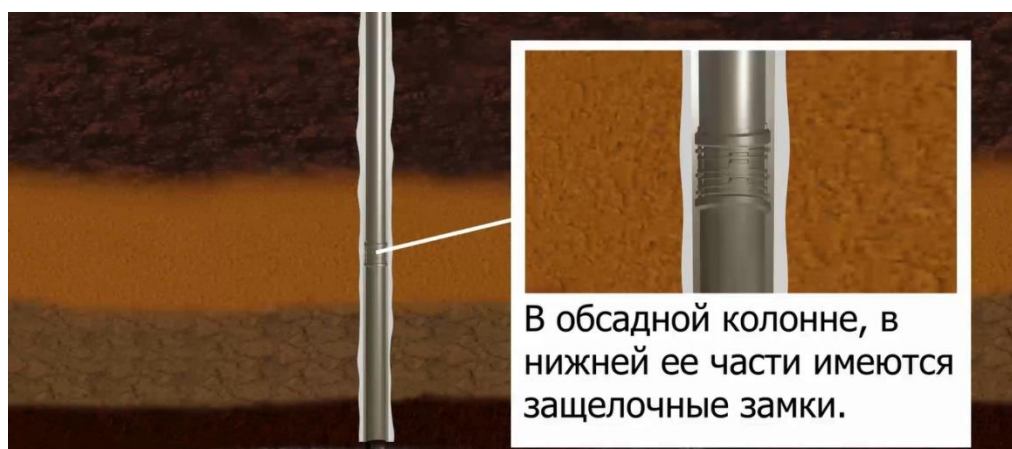


Рисунок 1. Спуск обсадной колонны, в нижней части которой имеются защелочные замки

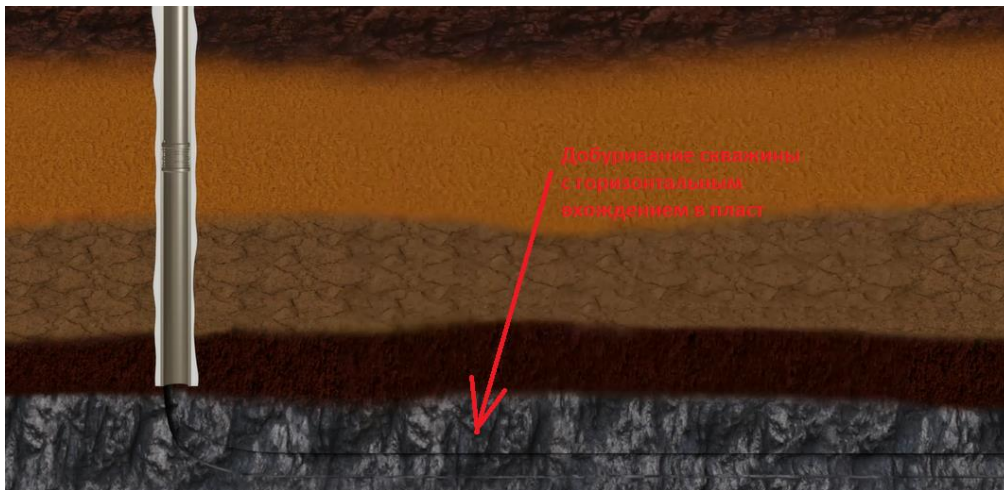


Рисунок 2. Добуривание скважины с горизонтальным входением в продуктивный пласт

После проведения буровых работ осуществляется подъем буровой колонны и в скважину производится спуск хвостовика с фильтрами, расположенных между центраторами.

В верхней части спускаемого хвостовика расположен ловильный патрубок, ниже которого расположена труба с защелочными соединениями (пазами). Контуры защелочных соединений (пазов) трубы совпадают с пазами защелочного замка нижней обсадной колонны (рисунок 3).



Рисунок 3. Спуск хвостовика

Ловильный патрубок имеет левую резьбу, что позволяет колонне, на которой спускается хвостовик и центраторами, отвернуться после установки защелочных соединений хвостовика в защелочные замки нижней обсадной колонны.

После установки хвостовика (т.е. попадания защелочных соединений хвостовика в защелочные замки обсадной колонны) осуществляется спуск внутрискважинного оборудования для добычи газа, а точнее воронка с косым срезом, посадочный ниппель для установки датчика

давления, перфорированный патрубок, пакер механического действия, циркуляционный клапан, клапан-отсекатель с подземным управлением.

Применение такого оборудования газодобывающей скважины с горизонтальным окончанием позволит надежно установить и зафиксировать хвостовик, спускаемого в горизонтальный участок скважины, и при необходимости извлечь его путем спуска ловильного инструмента (к примеру, овершота) до ловильного патрубка, зацепления ловильного инструмента с ловильным патрубком хвостовика, и путем поднятия колонны вверх осуществляется отсоединение защелочных соединений хвостовика от защелочного замка обсадной колонны (рисунок 4).

Применение такой системы заканчивания позволит сменить и установить хвостовик с другим оборудованием, возможность проведения водоизоляционных работ в открытом стволе скважины, проведение обработок пласта и т.д.

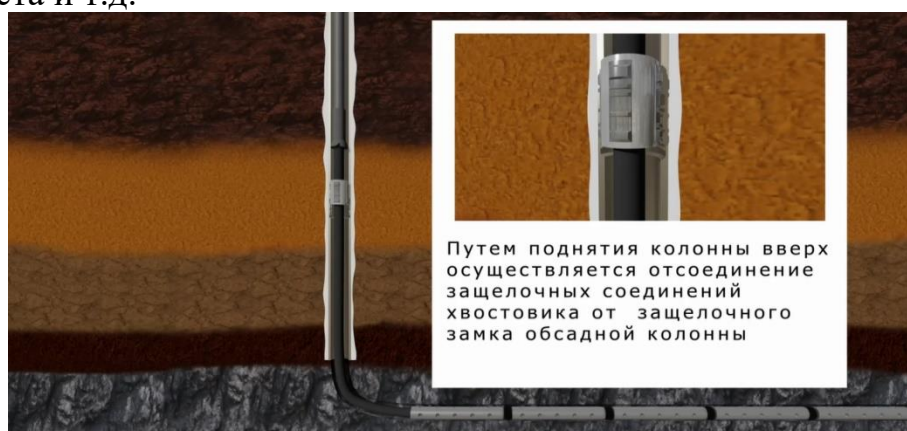


Рисунок 4. Извлечение хвостовика

Библиографический список

1. Аксенова Н. А. Технология и технические средства заканчивания скважин с неустойчивыми коллекторами / Н. А. Аксенова, В. П. Овчинников, А. Е. Анашкина. - Тюмень: ТИУ, 2018. - 134 с. - Текст : непосредственный.

2. Овчинников В. П. Заканчивание скважин / В. П. Овчинников, Н. А. Аксенова, Ф. А. Агзамов, О. В. Нагарев. - Тюмень: ИПЦ «Экспресс», 2011. - 452 с. - Текст : непосредственный.

ИСПЫТАНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Музипов Х.Н.

Тюменский индустриальный университет

С целью оптимизации добычи и определения длительности эксплуатации месторождения, возникает необходимость контролировать работу

каждой отдельной скважины. Для большинства крупных месторождений такие важные решения, как консервация скважин, бурение новых скважин, уменьшение отбора из пласта и т.д., принимаются на основе результатов испытания скважин с использованием обычных измерительных сепараторов (рис. 1).

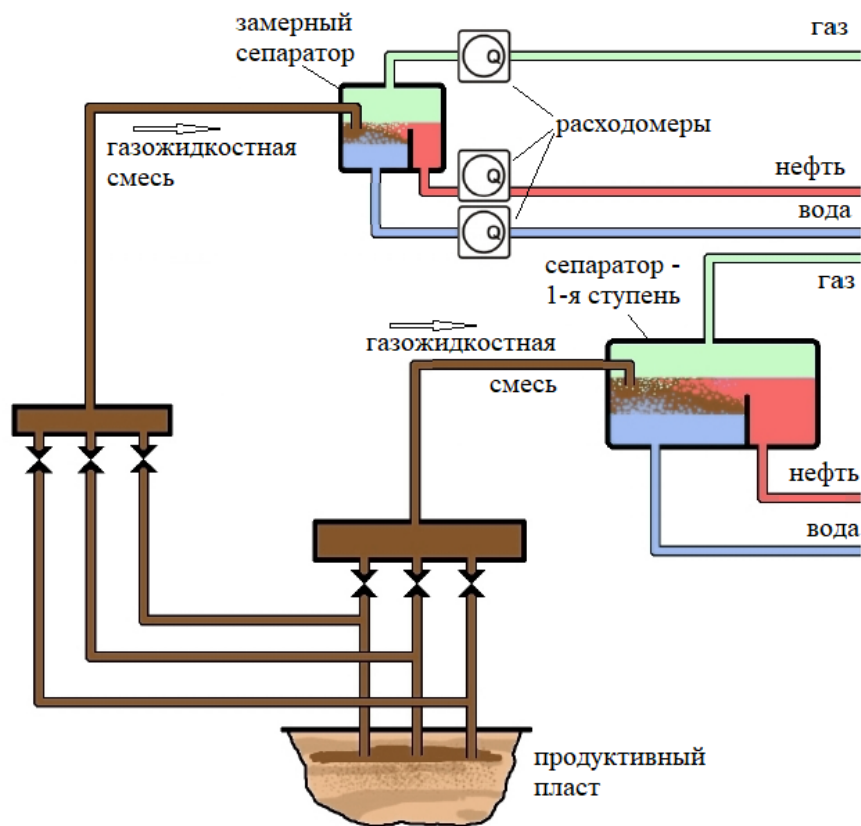


Рисунок 1. Измерительный сепаратор, совмещенный с сепаратором 1-й степени

Следует отметить, что измерительный сепаратор можно использовать также в качестве расходомера газожидкостной смеси эксплуатационных скважин.

Стандартное испытание скважины, как правило, осуществляется с помощью дополнительного сепаратора, предназначенного для испытания скважины или для специальных целей. Поток продукции скважины, проходящей испытания, разделяют на три «фазы»: нефть, газ и воду, которые затем измеряют с помощью однофазных приборов на выходах сепаратора.

Сегодня измерительный сепаратор может быть сконструирован с измерительными приборами и инструментами, которые будут способны измерять газовую фазу с точностью до 2% и 1% для нефтяной и газовой фаз соответственно, при условии, что режим сепарации стабильный.

Во время испытания скважин, определенные параметры, такие как диаметр отверстия штуцера, давление потока на устье, давление и температура в сепараторе регистрируются. Каждую скважину испытывают на

штуцерах разных диаметров, соответственно результаты испытаний регистрируются. Для каждого размера штуцера все соответствующие измерения записываются.

Записанная информация о дебитах скважин используется до тех пор, пока не будет проведено следующее испытание скважины.

Для скважин, где необходим ежедневный контроль, например, для поддержания стабильности скважин или добыче при оптимальных дебитах для того, чтобы использовать весь потенциал производственных мощностей, данная система может не соответствовать требованиям учета продукции скважин.

В настоящее время разработаны многофазные расходомеры (МФР), которые можно устанавливать и использовать в испытаниях скважин таким же образом, как и измерительный сепаратор. Если МФР устанавливается в дополнение к существующему сепаратору измерительной установки, эта компоновка обеспечивает повышенную гибкость.

Измерение и интерпретация 2- и 3-фазных многофазных потоков также может быть достигнута с помощью альтернативных технологий измерения расхода например SONAR [1]. Измерители SONAR применяют принципы подводной акустики для измерения режимов потока и могут быть закреплены на устье скважины и выкидных линиях для измерения объемной (средней) скорости флюида всей смеси, которая затем подвергается последующей обработке и анализу вместе с информацией о составе ствола скважины и условиями процесса для определения дебитов каждой отдельной фазы. Этот подход можно использовать для определения объемов мазута, газового конденсата и влажного газа.

Можно использовать измерительный сепаратор и МФР для испытания скважины, чтобы увеличить общую производительность испытания. Как вариант, МФР можно использовать только для испытания скважин, а измерительный сепаратор использовать как обычный эксплуатационный сепаратор и тем самым увеличить общую производственную мощность установки подготовки нефти.

Основным преимуществом МФР перед измерительным сепаратором является уменьшение времени для выполнения измерений. В то время как измерительный сепаратор должен заполниться многофазной жидкостью скважины с последующим разделением ее на нефть, воду и газ, то МФР обеспечивает непрерывное измерение расхода и соответственно дебита каждой скважины, т.е. сокращается время испытаний.

Библиографический список

1. ВИКИПЕДИЯ : Многофазный расходомер - Multiphase flow meter. Электронный ресурс : [сайт]. – URL : https://wikichi.ru/wiki/Multiphase_flow_meter. (Дата обращения: 15.04.2021). - Текст : электронный.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПЛАСТОИСПЫТАТЕЛЕЙ НА БУРИЛЬНЫХ ТРУБАХ В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА СКАЖИНЫ

Мухаметшина Э.Р., Салеев Д.С.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Для выявления качественных и количественных параметров вскрываемых пластов в процессе строительства (бурения) скважин, используются разные методы исследований:

- Промыслово-геофизические (ГИС);
- Гидродинамические (ГДИ);
- Геолого-геохимические и технологические исследования (ГТИ).

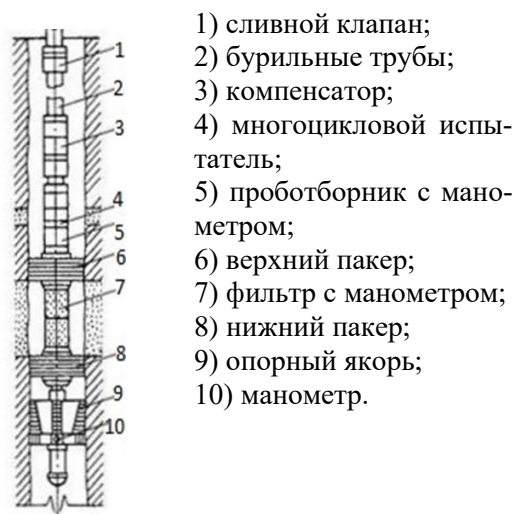
Гидродинамические методы являются основными, т.к. они позволяют получить приток пластовой жидкости, осуществить отбор проб, провести оценку характеристик коллекторских свойств пластов и степень их загрязнения механическими примесями.

Основными задачами пластоиспытателей являются:

- поисковое испытание перспективных интервалов бурения, которые не были исследованы в открытом стволе скважины;
- поиск дополнительных продуктивных пластов скважины, находящейся на последней стадии разработки;
- контроль за разработкой залежи флюидов;
- определение параметров пластового давления и проницаемости продуктивного пласта [1].

Конструкция пластоиспытателей может быть однопакерной или двухпакерной:

- однопакерная применяется при проведении исследования последнего нижнего продуктивного пласта (рис.1.а);
- двухпакерная – для разобщения зоны выше или ниже лежащих интервалов перфорации (рис.1.б).



а.

б.

Рисунок 1. Конструкции однопакерной и двухпакерной компоновок

В ходе проведения исследования были рассмотрены некоторые типы компоновки пластоиспытателей. В работе анализировались следующие сравнительные характеристики: P_{\max} – Максимальное давление, при котором способна работать данная система, ΔP_{\max} – максимальный перепад давления, который установка способна выдержать во время эксплуатации без потери точности получаемых данных, $T_{\text{СКВ}}$ – температура в скважине, при которой данная система способна работать без перебоев и с максимальной точностью интерпритации данных.

В ходе работы был проведен анализ по использованию различных типов распространённых пластоиспытателей, спуск которых осуществляется на бурильных трубах, их модификации. Испытатели пластов целесообразно применять для испытаний пластов как в открытом стволе в процессе строительства скважин, а так же их применение в обсаженных и перфорированных обсадных колонн в тех случаях, когда применение методов кривой восстановления давления (КВД) и исследование методом отборов (ИД) малопродуктивно и малоинформативно. ИПТ применяют в низкодебитных и среднедебитных скважинах, при наличии перфорации двух стратиграфически различных пластов и при работе скважины в режиме неустойчивого фонтанирования.

Основные технические характеристики комплексов представлены в таблице 1.

Таблица 1.

Технические характеристики комплексов ИПТ

Наименование	Назначение	P_{\max}	ΔP_{\max}	$T_{\text{СКВ}}$
ИПТ-65	Для исследования скважин с целью определения гидродинамических характеристик пластов.	35	35	150
ИПТ-65Г	Гидродинамические исследования пластов, вскрытых боковыми горизонтальными стволами в процессе бурения скважин долотом диаметром 67 мм – 97 мм или в обсаженных колонной 87 мм, 114 мм.	35	35	150
ИПТ-80	Для исследования скважин с целью определения гидродинамических характеристик пластов.	60	30	150
ИПТ-80Г	Гидродинамические исследования пластов, вскрытых боковыми горизонтальными стволами в процессе бурения скважин диаметром 97 мм – 112 мм или в обсаженных колонной диаметром 114 мм.	60	30	150
ИПТ-110М	Исследования добывающих скважин по многоцикловой технологии (приток – восстановление пластового давления) с передачей информации на поверхность по геофизическому кабелю с применением комплексного скважинного прибора МКС-П.	60	30	150

ИПТ-110С	Для проведения комплексных исследований скважин в динамических условиях притока флюида из пласта.	60	30	150
ИПТ-110Г	Гидродинамические исследования вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин, обсаженных колонной 146 мм. Комплекс может работать с бурильными и насосно-компрессорными трубами с упором в забой или с упором в стенки колонны.	60	30	150
ИПТ-116	Для исследования скважин с целью определения гидродинамических характеристик пластов.	60	35	150
ИПТ-127	Для исследования скважин с целью определения гидродинамических характеристик пластов.	60	45	150
ИПТ-127Г	Гидродинамические исследования пластов, вскрытых в процессе бурения вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин в открытом стволе диаметром 151 мм, 243 мм и в обсадной колонне диаметром 168 мм, 245 мм.	60	45	150
ИПТ-146С	Гидродинамические исследования пластов в скважинах, обсаженных колонной диаметрами 194 мм, 245 мм, заполненных нефтью, водой и растворами.	75	50	150
КИИ 3-95	Гидродинамические исследования пластов в скважинах, обсаженных колонной диаметрами 194 мм, 245 мм, заполненных нефтью, водой и растворами.	60	35	150
КИИ 3-146	Гидродинамические исследования пластов, вскрытых в процессе бурения разведочных, поисковых, опорно-параметрических скважин в открытом стволе диаметром от 187 мм до 295 мм и обсадной колонне диаметром от 219 мм до 324 мм.	75	35	150

Библиографический список

1. Савельева, Н. Н. Применение керноотборного оборудования для палеозойского фундамента на месторождения томской области / Н. Н. Савельева, С. Н. Шедь. - Текст : электронный // Наука и бизнес: пути развития. – Москва : ТМБприт. – 2020. - № 9 (111). – С. 122 – 127.

Научный руководитель: Шедь С.Н., старший преподаватель

РАЗРАБОТКА СКВАЖИННОГО КЛАПАНА-ОТСЕКТЕЛЯ И ОБОСНОВАНИЕ ЕГО ЭФФЕКТИВНОСТИ В СРАВНЕНИИ С ТРАДИЦИОННЫМИ МЕТОДАМИ ГЛУШЕНИЯ

Окунев А.В., Бондаренко А.В., Мардашов Д.В.
Санкт-Петербургский горный университет

Потребность в углеводородном сырье увеличивается с каждым годом, однако значительная часть разрабатываемых месторождений России находится на завершающей стадии. При этом введение в разработку новых нефтяных месторождений зачастую связано с необходимостью извлечения трудноизвлекаемых запасов, что предполагает значительные затраты на применение передовых технологий для поддержания требуемого уровня добычи нефти. Данный фактор обуславливает актуальность вопроса осуществления рациональной разработки имеющихся запасов углеводородов.

Одна из основных проблем в нефтедобывающей промышленности сегодня заключается в сохранении естественных фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов. Это оказывает значительное влияние на возможность осуществления более полной выработки углеводородных запасов [2]. При эксплуатации скважин довольно часто требуется проведение различного рода подземных ремонтных работ. Для этого, как правило, проводят операцию по глушению скважины, которая представляет собой замещение скважинной жидкости на закачиваемую с устья жидкость глушения.

Согласно проведенному литературному обзору, исследования в области разработки новых технологий глушения скважин ведутся в трех основных направлениях:

- разработка технологических жидкостей, обеспечивающих требуемую репрессию на пласт и сохранение фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны;
- разработка блокирующих составов, обеспечивающих предотвращение поглощения жидкости глушения с целью сохранения продуктивности коллектора;
- разработка технических устройств, позволяющих осуществлять подземный ремонт скважины без проведения операции по ее глушению.

К сожалению, традиционные методы глушения скважин, применяемые на большей части разрабатываемых месторождений, оказывают значительное негативное воздействие на продуктивные пласты, снижая их производительность. Применяемые сегодня жидкости для глушения скважин не всегда обеспечивают надежное блокирование призабойной зоны, особенно при наличии высокого газового фактора, аномально низкого пластового давления, повышенной естественной и искусственной трещиноватости, высокой расчлененности пласта и т.д [4]. Нарушение технологического регламента работ, а также несоответствие свойств жидкости глушения заявленным условиям применения может привести к прорыву газа, значительным поглощениям жидкости продуктивным пластом, ухудшая его фильтрационные характеристики, и создавая проблемы для проведения ремонта скважин [5]. Перечисленные проблемы приводят к

увеличению финансовых и временных затрат на освоение и вывод скважины на режим.

Применение забойных клапанов-отсекателей для проведения подземного ремонта в скважинах является эффективной альтернативой для операции по глушению, поскольку данная технология позволяет:

- исключить проникновение технологической жидкости в продуктивный коллектор;
- проводить ремонт и замену подземного оборудования без глушения скважины;
- снизить расходы на ремонт за счет сокращения времени проведения операции глушения, освоения и вывода скважины на режим;
- снизить затраты на приготовление, транспортировку и закачку технологической жидкости за счет уменьшения требуемого количества данной жидкости;
- сократить потери добываемой продукции, связанные с ухудшением фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны при глушении скважины;
- предотвратить возможные нефтегазоводопрооявления и открытые фонтанирования [1].

Помимо рассмотренных преимуществ применение забойных клапанов-отсекателей имеет ряд проблем, выявленных при практическом опробовании существующих разработок [3]:

- необходимость применения технологической жидкости, подаваемой с устья скважины для активации клапана-отсекателя;
- отсутствие возможности автоматического перекрытия продуктивного пласта;
- отсутствие возможности обеспечения доступа к забою оборудования и инструментов для проведения геофизических исследований и обработки призабойной зоны пласта.

На сегодняшний день существует множество моделей комплексов защиты пласта, однако для всех характерна некоторая общность конструкции. Так, для герметизации кольцевого пространства и установки устройства в скважине на заданной глубине применяются пакерные компоновки. Также в составе каждого скважинного клапана-отсекателя имеется непосредственно сам клапан, предназначенный для разобщения надпакерной и пакерной зоны.

В данной работе предлагается разработанный авторами скважинный клапан-отсекатель для проведения подземного ремонта скважин. Представленная модель позволяет устранить выделенные недостатки существующих устройств за счет применения специального толкательного механизма, активирующего клапанный узел по команде, подаваемой со станции управления, и приводимого в действие погружным электродвигателем центробежного насоса, а также за счет применения двух клапанов

и стингера, имеющего верхний и нижний интервалы перфорации, которые осуществляют сообщение между подпакерной и надпакерной зонами для обеспечения движения пластовых флюидов от забоя к устью скважины.

Данная конструкция забойного клапана-отсекателя сохраняет производительность пласта при проведении подземного ремонта скважин за счет конструктивного исполнения клапанного узла нажимного действия и запорного элемента пакерной компоновки, позволяющих надежно изолировать подпакерное и надпакерное пространства.

Таким образом, предложенное устройство позволяет решить одни из наиболее актуальных проблем существующих технологий применения скважинных клапанов-отсекателей. Среди них обеспечение возможностей автоматического отключения продуктивной части пласта, беспрепятственного проведения извлечения и ремонта подземного оборудования, а также доступа специального оборудования к забою эксплуатируемой скважины, исключая вредное влияние технологических жидкостей на продуктивный коллектор.

Библиографический список

1. Асфандриянов Х. А. Нефтегазопрооявления и открытые фонтаны при эксплуатации скважин / Х. А. Асфандриянов, Р. А. Максатов. – Москва : Недра, 1986. – 231 с. - Текст : непосредственный.

2. Барышников А. А. Управление продуктивностью скважин / А. А. Барышников, Н. М. Паклинов. – Тюмень: Издательский центр БИК ТюмГНГУ, 2015. – 16 с. - Текст : непосредственный.

3. Кучурин А. Е. Испытания клапанов-отсекателей для защиты продуктивных пластов от жидкостей глушения при смене установки электроцентробежных насосов на месторождениях ПАО «Газпром нефть» / А. Е. Кучурин, Е. А. Кибирев, А. М. Кунакова. - Текст : непосредственный // РРОнефть. – 2019. - № 1. – С. 46-51.

4. Рябоконт С. А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин / С. А. Рябоконт. – Краснодар, 2009. – 337 с. - Текст : непосредственный.

5. Токунов В. И. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин / В. И. Токунов. – Москва : Недра, 2004. – 711 с. - Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Кузьмин М.И., канд. тех. наук, доцент

ОСНОВНЫЕ ТИПЫ ДОЛОТ С АЛМАЗНО-ТВЕРДОСПЛАВНЫМИ ПЛАСТИНАМИ И РЕЗЦАМИ

Рябуха А.В.

Тюменский индустриальный университет

Долота с алмазно-твердосплавными пластинами и резцами, в зарубежном варианте – «алмазные долота PDC», оснащены пластинами, которые покрыты тонким слоем до 0,7 мм поликристаллических алмазов. Первые разработки таких долот приходятся на 70-е годы 20 столетия и принадлежат американской фирме «Дженерал Электрик» [1]. Твердосплавные резцы с алмазными пластинами начали широко применяться при изготовлении алмазных долот PDC, при этом данные резцы по микротвердости не уступают природным алмазам (950-1000 МПа).

Сегодня алмазные долота PDC - это долота изготовленные по самым современным технологиям для бурения различных скважин, в том числе на воду, углеводороды или геотермальных скважин. Для изготовления долота данного типа используется высококачественная сталь, а в качестве армирующих элементов используются алмазные поликристаллические резцы. В зависимости от количества лопастей и диаметра долота изменяется размер и количество резцов.

Алмазные долота используются для разбуривания однородных средних и твердых горных пород низкой и средней абразивности, залегающих на глубинах более 2500 м [1]. Эти долота характеризуются высокой износоустойчивостью и обеспечивают высокие скорости проходки (в 2-3 раза выше по сравнению с шарошечными долотами).

Алмазные долота PDC используются не только для решения вопросов нефтегазовой отрасли, эти долота широко применяются для бурения скважин на воду, геотермальных скважин, бурения скважин для добычи метана из угольных пластов.

Сейчас производятся долота в различных вариантах для специальных задач (рисунок 1), таких как:

Алмазные долота PDC с плоским профилем (рисунок 1 а) – высокопроизводительные долота, которые были специально разработаны для пилотного бурения в горизонтально-направленных проектах. Плоский профиль содержит все PDC резцы в одной плоскости и покрывает большую площадь забоя, что обеспечивает отличную производительность при бурении таких пород как песчаники и известняки.

3-х лопастные алмазные долота PDC (рисунок 1 б) – предназначены для бурения с забойными двигателями. Сбалансированные 3-х лопастные долота обеспечивают высокие скорости бурения, минимизируя крутящий момент в процессе бурения. Большие промывочные отверстия обеспечивают отличное удаление шлама с забоя скважины.

Алмазные долота PDC для забойных двигателей (рисунок 1 в) – известны как «МОТО-БИТ», разработаны специально для бурения забойными двигателями небольшого размера, включая диаметр 42,8 мм, используется в основном для бурения скважин на метан из угольных пластов.

Алмазные долота PDC для бурения методом обратной циркуляции водозаборных скважин большого диаметра (рисунок 1 г). Данный метод бурения обеспечивает более высокие скорости бурения и возможность бурения скважин большого диаметра с меньшим расходом бурового раствора. В дополнение к высоким скоростям бурения, PDC долота для обратной циркуляции требуют значительно меньшую нагрузку.

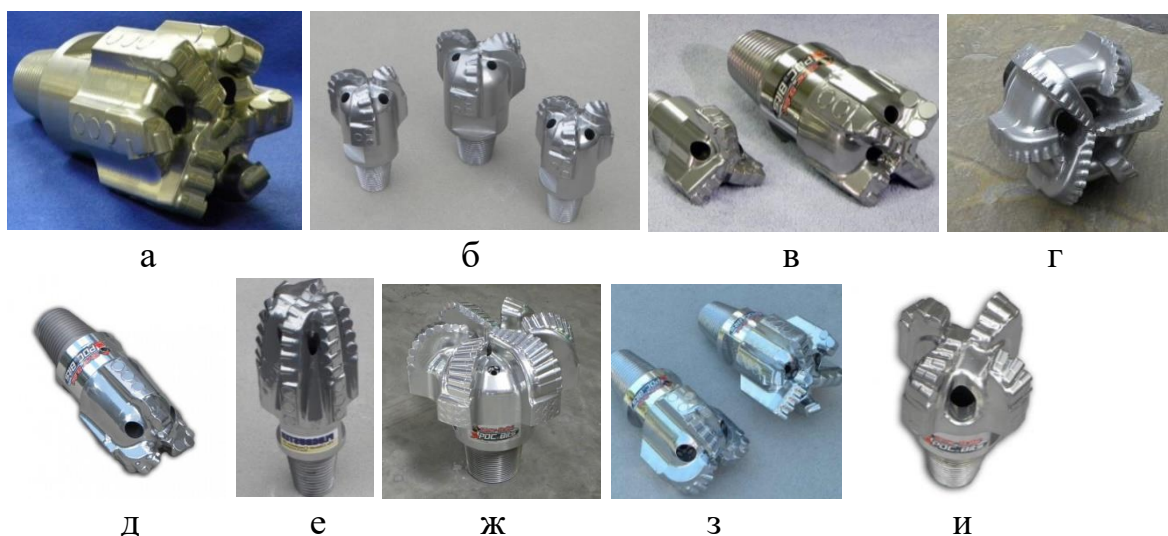


Рисунок 1. Типы долот с алмазно-твердосплавными пластинами и резцами: а - с плоским профилем; б - 3-х лопастные; в - для забойных двигателей; г - для обратной циркуляции; д - долота-фрезы; е - для разбуривания композитных пробок и муфт ГРП; ж - большого диаметра; з - для горизонтально-направленного бурения; и - для бурения геотермальных скважин.

Алмазные долота-фрезы для разбуривания чугунных и цементных пробок (рисунок 1 д) – бурят в 6 раз быстрее, чем традиционные шарошечные долота и служат значительно дольше. Наличие больших промывочных отверстия обеспечивают отличную очистку скважины от шлама и предотвращают закупоривание отверстий. Калибрующая часть лопастей долота защищена от износа твердосплавными вставками.

Алмазные долота PDC для разбуривания композитных пробок и муфт ГРП (рисунок 1 е) - отличаются конусным профилем и несколькими лопастей с резцами PDC для быстрого и надежного удаления композитных пробок. Может применяться с более высокими скоростями вращения, т.к. не имеет движущихся частей. Ключевым моментом долот является "срезающее действие", которое эффективно внедряет резцы в пробку и приводит к получению шлама маленького размера.

Алмазные долота PDC большого диаметра (рисунок 1 ж) - по сравнению с дорогостоящими шарошечными долотами, данные долота обеспечивают значительно более высокие скорости бурения и требуют меньшую нагрузку на долото для высокопроизводительного бурения.

Алмазные долота PDC для горизонтально-направленного бурения (рисунок 1 з) - обеспечивают увеличение производительности наклонно-направленного бурения скважин. Данные долота разработаны для получения постоянства высокой скорости бурения в консолидированных горных породах, таких как, песчаник, известняк и глинистые сланцы.

Алмазные долота PDC для бурения геотермальных скважин (рисунок 1 и) - являются универсальными высокопроизводительными долотами, разработанными для бурения с большими объемами бурового раствора. Конструкция долот представлена 5-ти лопастным профилем и большими промывочными отверстиями для беспроблемного бурения по мягким и вязким породам.

Выводы: алмазные долота PDC произвели переворот в бурении скважин на большие глубины, показав кратное повышение средней механической скорости бурения и проходки на долото. Использование долот PDC в глубоком бурении позволило увеличить скорость бурения и сократить капитальные затраты на строительство скважины, что показало значительный экономический эффект. На сегодняшний день в России по объемам бурения на долота приходится 70%, и в дальнейшем их применение будет расти. Сейчас производится более 400 типоразмеров долот PDC, которые предназначены не только для бурения сплошным забоем, но и также для бурения с отбором керна, с одновременным расширением ствола скважины, для зарезки боковых стволов и другие.

Библиографический список

1. Современные технические средства для строительства скважин с различными геологическими условиями: учебник / В.П. Овчинников, В.И. Вяхирев, С.Н. Бастриков, [и др.]. – Тюмень: ТИУ, 2020. – 209 с. – Текст: непосредственный.

Научный руководитель: Овчинников В.П., док. тех. наук, профессор

СПОСОБЫ ЗАКАНЧИВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В ПЛАСТАХ С ТОНКИМ ЧЕРЕДОВАНИЕМ ПЕСЧАНИКА С ВЫСОКИМИ РИСКАМИ ПРОРЫВА ТРЕЩИНЫ ПРИ ГРП В ОБВОДНЕННЫЙ КОЛЛЕКТОР

Салеев Д.С.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Актуальность рассматриваемой проблемы заключается в следующем: при проведении процесса гидроразрыва пласта (ГРП) имеются высокие вероятности прорыва трещины в обводненный коллектор, залегающий выше, либо ниже продуктивного пласта, что, в результате, способно вызвать его обводнение, которое, в свою очередь, ведет к следующим проблемам:

- Возможность смыкания образованных трещин ГРП;
- Вероятность снижения дебита скважины за счет повышения уровня обводнения добываемой жидкости;
- Риск полного обводнения скважины, перевод ее в фонд нерентабельных скважин.

Также важную роль играет наличие слоев с песчаными породами в продуктивном пласте. Их присутствие способно осложнить работы по нефтедобыче и влечет за собой следующие проблемы:

- Песчаные породы способны нарушить работу оборудования;
- Присутствует вероятность получения дефекта ствола;
- Присутствует риск засорения продуктивного пласта;

Все вышеперечисленные затруднения способны осложнить процесс добычи нефтяных залежей, либо вовсе сделать процесс бурения скважины нерентабельным.

Основные недостатки использования способа ГРП:

- Сложная система контроля распространения трещин.
- Большая вероятность прорыва трещин в выше либо ниже лежащие водонасыщенные пласты.
- Потребность в большом объеме химических реагентов, пагубно влияющих на экологию;
- Для проведения операции ГРП требуется большое количество водных запасов вблизи месторождения;

Наличие данных проблем заставляет обратиться к новым технологиям, способным упростить и обезопасить методы повышения нефтеотдачи пласта. В качестве альтернативы можно рассмотреть такую систему как Fishbone. Данная технология является альтернативой гидроразрыва пласта. Она представляет собой бурение многоствольной горизонтальной скважины с большим количеством ответвлений от основного ствола. Конструкция визуально напоминает скелет рыбы – отсюда и название. Принцип работы системы заключается в следующем: Оборудование собирается заранее и включает в себя трубу с прикрепленными к ней трубками меньшего диаметра, которые называются иглами. Далее компоновка спускается в скважину, в систему нагнетается жидкость под давлением (около 2,1 т/м²), и трубки меньшего диаметра начинают выдвигаться из основного ствола. Бурение породы малыми трубками осуществляется за

счет использования долот малого размера, гидро-перфорации или же за счет подачи химического раствора, способного разрушать породу. Благодаря этому исчезает потребность в образовании трещин ГРП. Количество ответвлений определяется заранее, в зависимости от плана разработки объекта месторождения.

Использование технологии Fishbone способствует повышению продуктивности добываемых скважин и приемистости в случае нагнетательных скважин благодаря лучшему подсоединению резервуара ко стволу скважины. Несмотря на использования хим. растворов для бурения породы иглами, данная технология позволяет снизить уровень риска загрязнения грунтовых вод и уменьшить объем работ по утилизации загрязнений за счет меньшего объема используемого раствора, а также полного контроля за глубиной проникновения иглы в пласт. Также данная технология позволяет заранее задать направления иглам и направить их в отдельные участки нефтяных залежей, минуя пласты с газом и водой. Fishbone позволяет в большей мере увеличить охват нефтенасыщенных участков пласта при меньшем объеме работ.

Таблица 1.

Преимущества	Недостатки
<ul style="list-style-type: none"> – Риск прорыва трещины в обводненный коллектор снижается практически до минимальных значений; – Оборудование является более компактным; – Отсутствует риск загрязнения глубинных вод; – Требуется меньшее количество работников; – Стоимость реализации данной скважины гораздо ниже; – Производительность скважины повышается на 20-40%; – Позволяет решить проблемы низкопродуктивных скважин; – Позволяет проводить работы при малой мощности пласта. 	<ul style="list-style-type: none"> – Процесс требует большего контроля; – Процесс является более сложным; – Требуется обязательное использование геомеханической модели.

Первый опыт применения данной технологии был зафиксирован в 2016 году на одном из участков Восточно – Мессояхского месторождения. Скважины Fishbone позволили поднять показатель дебита на 40% по сравнению с другими скважинами, пробуренными на тех же участках. Использование данной технологии также показало положительные результаты на Ванкорском месторождении. Было зафиксировано увеличение стартового дебита на 40/20%, NVP (Чистая приведённая стоимость) на 30%.

Подведя итог проделанной работы, можем сделать вывод о том, что технология Fishbone вполне может применяться в месторождениях с высоким уровнем объема вод в пластах, малой глубиной залегания полезных ископаемых, пластами с большим коэффициентом песчаных пород. Также данная технология является не только менее затратной, но и более безопасной с точки зрения сохранности экологии. Конечно, процесс заканчивания данным способом является более сложным, но если учитывать то, насколько Fishbone позволяет повысить продуктивность скважин, можно сказать, что данная технология является достаточно перспективной. Для наглядности представлена таблица преимуществ и недостатков технологии.

Библиографический список

1. Меликбеков А.С. Теория и практика гидравлического разрыва пласта / А. С. Меликбеков. – Москва : Недра, 1967. – 141 с. - Текст : непосредственный.
2. Серeda Н. Г. Основы нефтяного и газового дела. Учебник для вузов / Н. Г. Серeda, В. М. Муравьев. – Москва : Недра, 1980, – 287 с. - Текст : непосредственный.
3. Хамидуллин Р. Д. Сравнение технологических показателей работы многозабойных скважин различной конфигурации / Р. Д. Хамидуллин, В. А. Сахаров, Н. А. Еремин. - Текст : непосредственный. // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 1. – С. 45–46.
4. Экономидес М. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике / М. Экономидес. – Москва : Петроальянс Сервисис Компани Лимитед, 2004. – 306 с. - Текст : непосредственный.

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

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОПТОВОЛОКОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Салеев Д.С., Сахипов Д.М.
Тюменский индустриальный университет

Для определения параметров, влияющих на процесс добычи, проводят гидродинамические исследования скважин с их остановкой. При этом предприятия получают колоссальные убытки, а именно потерянные средства из-за не добытой и нереализованной нефти. Для предотвращения остановки скважины с целью определения параметров по КВД, КВУ, КПД, предлагаем использовать оптоволоконные системы. Они позволят

определять параметры скважины без ее остановки в режиме реального времени.

Скважины со сложным заканчиванием (горизонтальные, с многостадийным разрывом пласта, многоствольные и многозабойные Fishbone) являются более подходящими для применения оптоволоконных систем. Объясняется это тем, что для исследования данных скважин требуются большие затраты на проведение ГДИС.

Оптоволоконная система представляет собой компоновку, оборудованную оптоволоконным кабелем с системой профилирования температуры (DTS), высокочувствительными датчиками температуры и давления (Т/Д), расходомерами и наземным оборудованием для передачи и обработки данных. Конфигурация системы представлена в таблице 1.

Внутрискважинный оптоволоконный кабель спускается на НКТ, будучи прикрепленным к ней протекторами (возможна установка за эксплуатационной колонной). Кабель содержит три оптических волокна – два одномодных и одно многомодное (Рис.1). Принцип действия заключается в передаче светового сигнала вдоль сердцевины волокна (одномодного) от датчиков давления, температуры и расходомера, и передачи светового луча как вдоль, так и по траектории волокна (многомодного) с преломлением (отражение от стенок оболочки). Работа стержня волокна основана по принципу решеток Брэгга. При воздействии на кабель температурным или механическим колебанием, геометрия решетки изменяется, что вызывает изменение отражаемого спектра.

Наземное оборудование по полученным данным определяет изменения температуры. Подобный принцип также применяется в датчиках Т/Д. Метрологические возможности чувствительного элемента матричных датчиков делают их идеальным решением для мониторинга горизонтальных участков скважин, где минимальный температурный перепад может затруднить температурное профилирование DTS. Матричные датчики спускаются в скважину встроенными в оптоволоконный кабель.

Система применялась на месторождениях компании «Газпромнефть». Целесообразность данного решения была определена для скважин со сложным заканчиванием, т.к. исследовалась обычная наклонно-направленная скважина, в которой преимущества оптоволоконной технологии перед стандартной невелики.

Оптоволоконная система имеет следующий ряд преимуществ и позволяет:

- Избежать остановки скважины для ГДИС; Полученные данные позволят заранее определить, в какой части ствола скважины появилась неисправность. Время простоя скважины при ГДИС составляет от 10 до 14 суток.
- Проводить контроль скважины по всей длине;

Оптоволоконная система позволит определять негерметичные зоны.

- Определять нужный вид ремонта в короткие сроки;

Таблица 1

Конфигурация оптоволоконной системы

Наземные узлы системы мониторинга	
	<p>12. Устьевой кабельный интерфейс/герметизирующий модуль; 13. Наземный оптоволоконный кабель; 16. Компьютерный и оптический блок сбора и обработки данных Т/Д; 17. Компьютерный и оптический модуль сбора и обработки данных профилирования температуры (DTS).</p>
Подземные узлы системы мониторинга	
	<p>1. Мандрель НКТ концевой датчика Т/Д; 2. Оптоволоконный датчик Т/Д; 3. Оптоволоконный разъем; 4. Мандрель НКТ промежуточного датчика Т/Д; 5. Оптоволоконный датчик Т/Д со сплиттером; 6. Монтажный набор для датчика; 7. Подземный бронированный оптоволоконный кабель; 8. Стальная кабельная катушка; 9. Оптоволоконный разъем; 10. Набор-терминатор кабеля; 11. Набор для сращивания оптоволоконного кабеля; 14. Фитинги подвески НКТ; 15. Защитный протектор на муфты.</p>

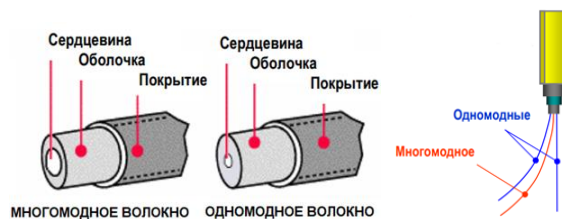


Рисунок 1. Конструкция оптоволоконного кабеля

Благодаря точному профилированию данных можно достаточно быстро определить, в какой зоне скважины неисправность и выбрать требуемый вид ремонта.

- Контролировать проведение ГРП, МГРП;
 При проведении ГРП и МГРП диаграмма позволит определить равномерность закачиваемой жидкости по портам ГРП, а также оценить проницаемость трещин после вызова притока.
- Контролировать состояние забоя;

Система позволит определить состояние забоя, степень его загрязненности.

- Отслеживать зоны прорыва воды и контактных запасов;

При увеличении в продукции доли воды с помощью оптоволоконна с датчиками можно увидеть по температуре, с какой части ствола «подтягивается» вода и изолировать этот интервал.

- Проводить контроль режимов нагнетательных скважин;

Определив температурные изменения в стволе по портам, можно определить, на какой режим нужно вывести нагнетательные скважины.

Экономический расчет:

В среднем, дебит одной скважины по нефти ориентировочно составляет 50-60 т/сут. Стоимость реализации 1 тонны нефти составляет от 10 до 12 тыс. рублей. Стоимость простоя скважины при ГДИС составляет:

$$S = V * N * S' = 55 * 17 * 11\ 000 = 10\ 285\ 000 \text{ руб.}, \text{ где}$$

V – Средний суточный дебит одной скважины;

N – Среднее количество суток проводимых работ;

S' – Средняя стоимость 1 тонны реализуемой нефти.

Общее количество предполагаемо возможных затрат и потерь прибыли может варьироваться суммами от 10 521 000 до 18 783 000 рублей.

Согласно данным торговых площадок, средняя стоимость оптоволоконна составляет 35 000 долларов/км. Стоимость датчиков – 673 доллара/шт. Что составляет 2 345 000 и 721 456 рублей соответственно. Общая стоимость затрат на 4 км составляет 10 101 456 р.

Проценты повышения стоимость скважин с ГРП и МГРП с учетом применения оптоволоконной системы составляют 20,2% и 8,42% соответственно.

Результаты работы показывают, что применение оптоволоконных систем действительно имеет целесообразность применения их в скважинах со сложным заканчиванием. Данное оборудование имеет обширный функционал, а также решает проблему нереализуемой нефти за счет отсутствия простоя скважины при ГДИС, а также неверно принятых решений по ремонту и ГТМ. В зависимости от компоновки системы и типа скважины данное решение позволит повысить показатель прибыли предприятия, ориентировочно от 3,6 млн.р. до 25.2 млн.р., что составляет 8,38% и 58,7% соответственно.

Библиографический список

1. Браун Дж, Рогачев Д. Распределенные системы контроля температуры на базе современных волоконно-оптических датчиков /Дж. Браун, Д. Рогачев - Текст : непосредственный. // Технологии ТЭК. – 2005. – № 1. – С.5-11.

2. Опыт применения распределенной оптоволоконной термометрии при мониторинге эксплуатации добывающих скважин в компании «Газпром нефть» / А. И. Ипатов, М. И. Кременецкий, И. С. Каешков, [и др]. – Текст : непосредственный. // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2017. – № 3(5). – С. 55-64.

3. Скрытый потенциал оптоволоконной термометрии при мониторинге профиля притока в горизонтальных скважинах // А. И. Ипатов, М. И. Кременецкий, И. С. Каешков [и др.]. - Текст : непосредственный. // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 5. – С. 96-100.

Научный руководитель: Аитов И.С., канд. географ. наук, доцент

ВНЕДРЕНИЕ НОВОГО ТИПА ЗАКОЛОННОГО ПАКЕРА

Солодовников К., Бойзоков Э., Масалимов А., Воробьев С.
Тюменский индустриальный университет

В разработке месторождений нефти и газа актуальной проблемой является подвижные или малоподвижные битуминозные углеводороды, а точнее битуминозная нефть, залежи которых часто встречаются на таких месторождениях как Баженовское, Доманиковское, Фроловское и Тюменское. Прибыльное освоение подобных мест возможно только в том случае, если вовлечем весь запас углеводородов на месторождении. В настоящее время такие проблемы решаются с применением тепловых технологий на месторождениях. Данный метод основан на воздействии на продуктивный пласт рабочим агентом, закачиваемым в продуктивный пласт под высоким давлением (до 100 МПа) и имеющим высокую температуру в подпакерной зоне - на забое скважины (до 1000°C).

Одной из проблем практической реализации тепловых технологий является то, что в результате воздействия температуры и давления рабочего агента, в дополнение к имеющейся, происходит интенсивное формирование новой трещиноватости в цементном кольце, которые примыкает к скважине. А также, нарушение целостности контактов «цемент-стенка обсадной колонны» и «цемент-горная порода».

Поэтому, для эффективного использования тепловых технологий важное значение имеет надежная герметизация затрубного пространства. Так как при указанных выше значениях давления, температуры рабочего агента и его состоянии в виде перегретого пара или воды в сверхкритическом состоянии, он просачивается даже через мельчайшие трещины в цементном кольце и в горной породе, тем самым снижая эффективность воздействия на продуктивный пласт. Значительные потери дорогостоящего, высокотемпературного рабочего агента и углеводородов в затрубном

пространстве серьезно снижают экономическую привлекательность проектов по освоению трудно-извлекаемых запасов углеводородов с использованием тепловых технологий.

На данный момент известно, что для осуществления относительно низкотемпературного теплового воздействия на продуктивные пласты проблема изоляции газонефтеводоносных пластов и предотвращения перетоков, как правило, решается за счет использования термостойких эластомерных пакеров затрубного пространства, расширяющихся при контакте с рабочим агентом.

Следующая группа изобретений относится к заколонным пакерам, техническим результатом которых является повышение эффективности изолирования затрубного пространства.

Рассмотрим следующие варианты заколонных пакеров, эффективных с технической точки зрения и экономической.

1. Для осуществления относительно низкотемпературного теплового воздействия на продуктивные пласты, проблема изоляции газонефтеводоносных пластов и предотвращения перетоков, как правило, решается за счет использования термостойких эластомерных пакеров затрубного пространства. Которые расширяются при контакте с рабочим агентом, и способны работать до 185°C , при давлении до 35 МПа. Но они не могут эффективно работать при осуществлении высокотемпературного теплового воздействия (до 1000°C) на продуктивные пласты и не способны создавать в затрубном пространстве достаточно прочный и непроницаемый изоляционный экран.

2. Заколонный пакер, включающий цилиндрический корпус с центральным осевым и впускным каналами. Анализируя состав данного пакера было определено что используемые в нем сырая резина, герметик и смола не способны работать при высоких температурах призабойной зоны.

3. Заколонный пакер, включающий упор конусообразной формы и опирающуюся на него сборную манжету. Выполнен из нескольких эластичных пакерующих элементов, набухающих в скважинных жидкостях (вода, нефть). Для работы, пакер устанавливают в продуктивном интервале (пласте) скважины на обсадной трубе в составе обсадной колонны. При этом пакерующие элементы упруго соприкасаются со стенкой скважины. В результате анализа известного решения необходимо отметить, что данный пакер способен работать при высоком давлении, но не выдерживает действия высоких температур.

4. Техническим результатом настоящей группы изобретений является разработка гаммы заколонных пакеров, способных эффективно изолировать затрубное пространство при использовании для интенсификации добычи углеводородов рабочего агента, имеющего давление в пределах 100 МПа и температуре в пределах 1000°C .

ЗАКОЛОННЫЙ ПАКЕР (ВАРИАНТЫ)

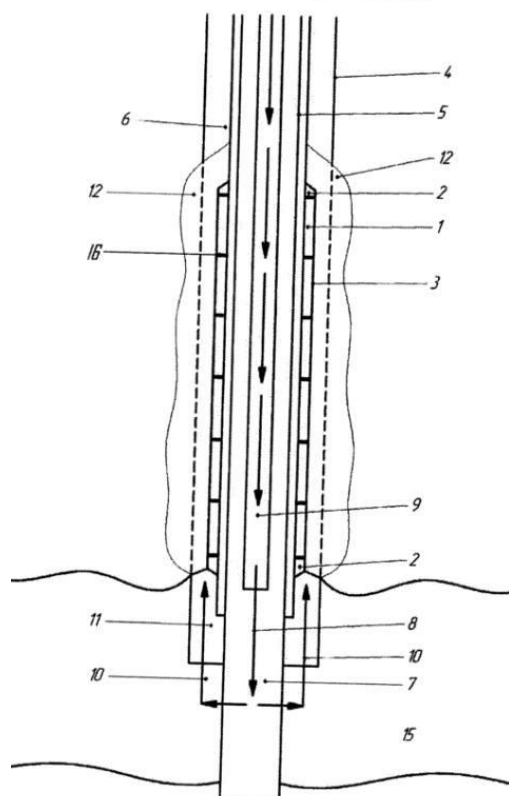


Рисунок 1. Устройство пакера:

1 - герметизирующий (пакерующий) элемент; 2 - крепежные элементы (зжимные кольца); 3 - пакерующий модуль; 4 - стенка скважины; 5 - обсадная труба; 6 - затрубное пространство скважины; 7 - призабойная зона; 8 - находящийся в призабойной зоне рабочий агент; 9 - насосно-компрессорная труба (НКТ); 10 - находящийся в продуктивном пласте рабочий агент; 11 - цементное кольцо; 12 - горная порода; 13 - скважинный пакер; 14 - объем возможной кольматациизатрубного пространства; 15 - продуктивный пласт; 16 – проставка.

Указанный технический результат обеспечивается тем, что в заколонном пакере, включающем пакерующий модуль, состоящий из пакерующих элементов, размещенных на наружной поверхности обсадной трубы, новым является то, что каждый пакерующий элемент представляет собой основу из металла или сплава, имеющего температуру плавления не выше 700°C, и введенные в основу наполнители, температура плавления которых выше температуры подаваемого в призабойную зону рабочего агента. В качестве металла основы, как минимум одного пакерующего элемента, использован висмут, а пакерующие элементы могут быть выполнены в виде сегментов или колец.

Библиографический список

1. ЗАКОЛОННЫЙ ПАКЕР : Патентный поиск, поиск патентов на изобретения : [сайт]. – URL : <https://findpatent.ru/patent/265/2653156.html> (дата обращения: 03.04.2021). - Текст : электронный.

2. ФИПС : Федеральный Иститут Промышленной Собственности : [сайт]. – URL : <https://www1.fips.ru/iiss/document.xhtml?faces-redirect=true&id=44dce68b980102dc9727b904493dbbe0> (дата обращения: 03.04.2021). - Текст : электронный.

ОБОСНОВАНИЕ АКТУАЛЬНОСТИ ПРОБЛЕМЫ ОБРЫВА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

Требунский Д.В., Голубев Д.В., Нанаева С.С., Окерье Альфред
Высшая инженерная школа,
Тюменский индустриальный университет

Падение бурильной колонны является одним из наиболее тяжелых видов аварии на буровой. Данная проблема происходит вследствие толчков и ударов бурильной колонны о выступы на стенках скважины, открытия элеватора при случайных задержках бурильной колонны во время спуска, резкой посадки нагруженного элеватора на ротор при неисправности тормоза лебедки и при обрыве талевого каната и падении талевого блока на ротор. При таком виде аварии начинают проводить ловильные работы, которые представляют совокупность операций, необходимых для освобождения ствола скважины от посторонних предметов до возобновления в нем бурения.

Основными причинами падения труб и секций обсадных колонн в скважину являются: неисправность спуско-подъемного инструмента; наличие уступов в стволе скважины; вырыв труб из муфты. Известны случаи падения колонн в скважину из-за поперечного обрыва труб по телу вне трубной резьбы [1]. При безрезьбовом соединении труб в колонне с помощью сварки отмечены случаи разрушения труб в зоне сварки из-за нарушения технических правил.

С ростом глубины скважин, увеличением пластовых давлений, внедрением новых технологий и форсированных режимов бурения требуются более совершенные конструкции резьбовых соединений с высокими техническими показателями по надежности, долговечности и ресурса используют коническую замковую резьбу в соответствии с государственным стандартом [2]. Также при бурении сложных стволов скважин (наклонно-направленных и горизонтальных скважин, боковых стволов скважин) элементы бурильной колонны подвергаются большим изгибающим нагрузкам. В результате этого возможен обрыв колонны.

Изучив статистику отказов по узлам УШГН, можно сказать, что 70–80% случаев обрыва колонны штанг происходит по телу штанги, причинами являются высокие нагрузки на колонну. В процессе бурения могут возникнуть осложнения, на ликвидацию которых затрачивается большое

количество времени и материальных средств, что отрицательно сказывается на технико-экономических показателях бурения.

Предупреждение падения колонны труб в скважину и признаки обрыва колонны бурильных труб

В начале каждой работы, вахта в обязательном порядке, под руководством бурильщика скрупулёзно проверяет в рабочем ли состоянии тормозная система, талевая система (в том числе талевый канат, предохранительные серьги боковых рогов и защелок на крюкоблоке), элеватор (в том числе соответствие размеру и весу колонны труб), пневматический клиновой захват и АКБ (в том числе крепление сменных деталей во избежание выпадения их в скважину), противозатаскиватель, контрольно-измерительной аппаратуры [3]. Для предотвращения падения бурильных труб в скважины специалист также должен учитывать готовность и надежность таких установок, как элеватор, талевый канат, клин и тормозная система.

Признаками обрыва служат такие показатели, как падение давления бурового раствора на стояке; снижение нагрузки на крюке; повышение частоты вращения ротора; уменьшение силы тока в электродвигателе привода ротора; в глубоких скважинах (>2500 м) снижение температуры бурового раствора на устье; резкое перемещение колонны.

На данный момент существуют технологии и инструменты, предназначенные для извлечения штанг, труб и других предметов из ствола скважины, также системы, направленные на захват оборудования при непосредственном падении в скважину, имеющие свои недостатки.

Для ловли труб применяют овершоты, колокола, метчики. Для ловли штанг – шлипсы, овершоты, крючки. Для ловли других предметов – удочки, крючки, ерши, штропы.

Можно обратить внимание на один из примеров аварий на Акташской площади: за взятый промежуток бурения, три года, было проведено 142 ремонтов. Из полученной статистики ремонтов скважин, за последние три года основной проблемой остановки бурения является обрыв штанг по телу. По этой причине в 2013 году было проведено 22 ремонта, в 2014 – 12 ремонтов, в 2015 – 18 ремонтов [4].

Именно поэтому можно заявлять об актуальности проблемы, так как она приводит к высокой стоимости ловильных работ, продолжительной простой скважины, нередко достигающий 20 и более суток прекращения бурильных работ в зависимости от критичности осложнения аварии, а нередко и ликвидацию скважины. Также это влечет несоблюдение поставленных сроков по бурению. Учитывая данные и последствия аварий, необходимо разрабатывать новый тип ловильного инструмента для ликвидации обрыва бурильной колонны, чтобы избежать ненужных временных и финансовых затрат.

Библиографический список

1. Сулейманов Э. Предупреждение и ликвидация аварий и осложнений при бурении скважин. Вопросы аварий и осложнений при бурении скважин. / Э. Сулейманов – 2012 . – 208 с. - Текст : непосредственный.

КОМПЛЕКТ ТЕРМОСТОЙКИХ ПАКЕРОВ ДЛЯ ПОИНТЕРВАЛЬНОЙ ЗАКАЧКИ ПАРА

Худайбердиев А.Т., Деревнин М.С., Шедь С.Н.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовск

На сегодняшний день существуют следующие методы увеличения нефтеотдачи[1]:

- Гидродинамические – циклическое заводнение, воздействие на призабойную зону пласта и т.д.;
- Физические – воздействие различных электромагнитных волн;
- Физико - химические - заводнение с применением активных примесей (поверхностно-активных веществ, полимеров и т.д.);
- Газовые – вытеснение нефти газом при высоком давлении;
- Тепловые методы – пароциклическая обработка, внутрислоевого горения и т.д.;

В нашей работе мы рассмотрели именно термические методы увеличения нефтеотдачи, и пароциклическую обработку скважин.

На месторождениях Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции доля разработки высоковязких («тяжелых») нефтей достигает до 30%. Исходя из этого, применение термических МУН для добычи нефтей с высокой вязкостью (битуминозной) является актуальным и целесообразным.

Анализ научно-технической литературы и патентов показал, что используемые сегодня способы и устройства для пароциклической обработки скважин имеют ряд недостатков связанных со стеканием вниз по простирацию закачиваемых флюидов: воды и нефти, вследствие чего эффективность способа не может быть высокой. Кроме того, если пласт неоднороден, то вытеснение нефти от подошвы к кровле весьма затруднено.[2-10]

Применение пароциклической обработки в наклонных скважинах требует доработки конструкции термостойких пакеров с целью повышения безаварийности спуска оборудования и его извлечения в случае выхода из строя.

Наличие в скважине нескольких пластов требует решения вопроса установки в скважине двух пакеров с закачкой пара или добычей нефти

между ними. Это же решение может применяться для управления закачки в один из интервалов одного из пласта.

Исходя из проведенного анализа мы предлагаем варианты компоновок оборудования, в том числе и для многократных пароциклических обработок, например для битумных месторождений:

1. С частичной заменой поверхностного оборудования после цикла закачки пара (350°C). (рис. 1)

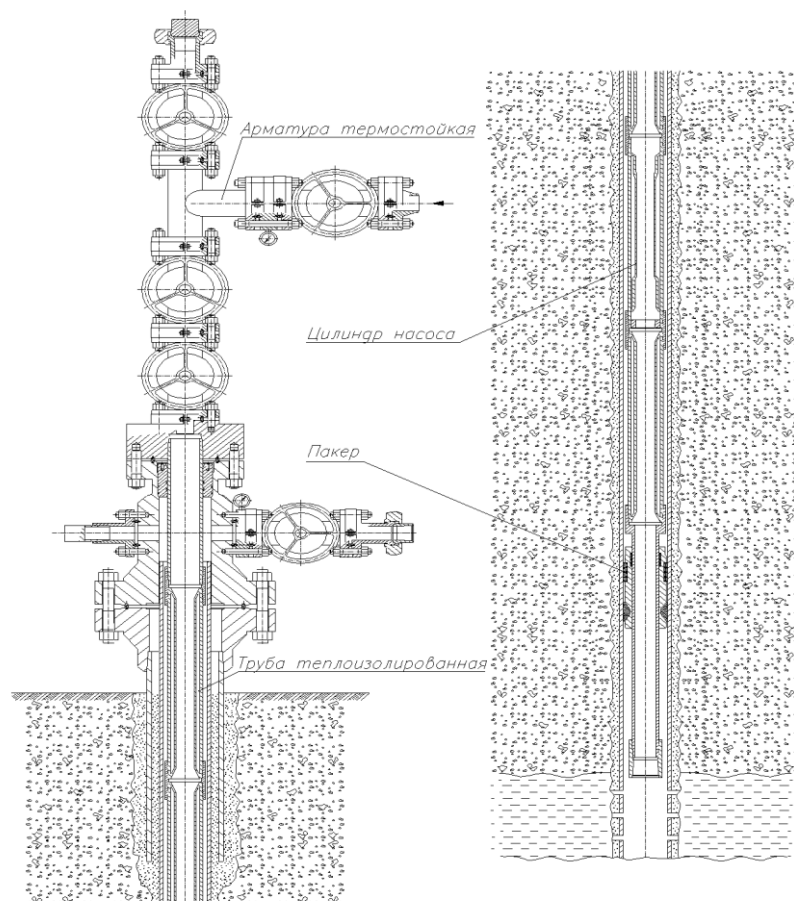


Рисунок 1. Схема оборудования при первом варианте

2. С переключением поверхностного оборудования без подъёма внутрискважинного оборудования и переоснащения скважины (до 300 °C).

3. С одновременной закачкой горячей воды и добычи нефти в разных, соседних интервалах.

Внедрение данных технологий позволит значительно сократить время на проведение спускоподъемных операций и, соответственно, снизит затраты по переоснащению скважины.

Поставка всего комплекса оборудования может сопровождаться сервисным обслуживанием, оказанием научно-технической помощи при оснащении промыслов и обучении обслуживающего персонала.

Преимущества:

- Схема предполагает частичное переоборудование скважины без извлечения на поверхность внутрискважинного оборудования.

- Такое решение, за счет сокращения теплопотерь добываемой нефти, позволяет увеличить время действия цикла в режиме добычи нефти.

- Простота и надежность конструкции.

Выводы. В ходе работы мы провели анализ научно-технической литературы и патентов по данной теме, а также был проведен комплексный сравнительный анализ термостойких пакеров для поинтервальной закачки пара в скважину.

Подведя краткие итоги, можно сказать что, применение предлагаемого нами комплекта термостойких пакеров является более экономически выгодным за счет частичного переоборудования элементов скважины и сокращения теплопотерь.

Библиографический список

1. Нугаев Р. Я. Классификация методов увеличения нефтеотдачи по степени техногенной опасности / Р. Я. Нугаев, Д. А. Баталов. - Текст : непосредственный. // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения. – 2017, № 6. – С. 161-167.

Научный руководитель: Шедь С.Н., старший преподаватель

ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ: ИСТОРИЯ, ОСОБЕННОСТИ, РИСКИ

Чифилёв С.М.

Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Гидро разрыв пласта (фрэкинг) – это метод увеличения притока жидкости из скважины, при котором пластовая порода разрушается за счёт специального раствора под давлением. Сегодня это наиболее популярный способ увеличения притока нефти и газа со скважины. Однако, данная технология имеет множество особенностей и нюансов. Не всем скважинам подойдёт данная технология по экологическим и экономическим причинам. В данной работе рассматривается история развития и особенности гидро разрыва пласта с целью более разумного использования данной технологии.

Впервые гидро разрыв пласта для увеличения притока нефти и газа со скважины был применён в Соединённых Штатах около 60 лет назад. Компания Haliburton Oil Well Cementing получила патент на проведение

данной операции в 1949 году. Метод успешно увеличил дебит скважины, что привело к популяризации данной технологии. Позже в 1953 году фрэкинг был использован в СССР. Теоретические основы метода разработали советские учёные Христианович С.А. и Желтов Ю.П. Их исследования оказали значительное влияние на развитие метода гидроразрыва пласта [1].

Ранее гидроразрыв пласта был непопулярной и редко применяемой технологией. Большинство месторождений находились в стадии ранней разработки и не нуждались в стимуляции для поддержания нужного уровня добычи. Сейчас же большое количество месторождений истощены и выработаны, что создает потребность в их стимуляции. Поэтому сейчас фрэкинг – это крайне популярная технология, используемая по всему миру.

Процесс гидроразрыва пласта начинается с исследования скважины, в ходе которого определяется ее способность к поглощению, устойчивости к давлению и другие параметры. Далее проходит очистка скважины. Для очистки применяют дренажные насосы. Ствол скважины промывают для того, чтобы свойства фильтрации в призабойной области были достаточными для дальнейшей работы. Также скважина может быть обработана соляной кислотой, чтобы условия для формирования трещин от разрыва были оптимальны. Далее в скважину спускают трубы для подачи жидкости в забой. Обсадная колонна оснащается пакером и гидроаккором для того, чтобы давление не деформировало трубу. Устье оснащается головкой для подсоединения оборудования, которое необходимо для нагнетания промывочной жидкости [2]. Затем производят перфорационные работы, перфорационное оборудование спускается в скважину и создаёт на определённой глубине трещины длиной около 0,7 метров и диаметром 1 сантиметр. Сам гидроразрыв производится посредством нагнетания в скважину специального раствора (смесь воды, пропанта и химических реагентов) до тех пор, пока в пласте не появятся крупные трещины (от 60 до 120 метров в длину). Пропант не даёт трещинам схлопнуться, что позволяет залежам нефти и газа заполнять трещины, что создаёт приток жидкости в скважине. В качестве пропанта используют специальный песок. Химические реагенты раствора гидроразрыва пласта выполняют ряд функций:

- Разлагают минералы;
- Убивают микроорганизмы;
- Сгущают воду.

Сразу после гидравлического воздействия требуется закачать жидкость на высокой скорости. Затем устье перекрывается, скважину не трогают до уменьшения показателей давления. Далее скважину промывают и осваивают.

Гидроразрыв пласта имеет определённые риски. Основным риском является загрязнение источников питьевой воды. Фрэкинг не только потребляет большое количество пресной воды, но, кроме того, вода впоследствии загрязняется и становится очень токсичной. Загрязнение настолько сильное, что вода не может быть очищена на очистных сооружениях [3]. Химические вещества, используемые при фрэкинге, варьируются от опасных до чрезвычайно токсичных и канцерогенных, таких как бензол. Еще один риск - выброс парниковых газов. Природный газ, извлекаемый при гидроразрыве пласта, состоит в основном из метана, крайне сильного парникового газа. Большое количество этого газа выделяется и уходит в атмосферу при гидроразрыве.

С точки зрения экономики, данную технологию выгодно применять на непродуктивных скважинах (скважины с очень низкой проницаемостью, со сложными геологическими параметрами). Это делает гидроразрыв пласта весьма сложной задачей. Из-за сложности геологического строения непродуктивных скважин, тяжело предсказать пути распространения трещин [4]. Большую роль играет температурный эффект, также потеря жидкости и транспортировка пропанта, конкуренция между гидравлическими переломами. Таким образом, крайне важно исследовать, как процесс гидравлического разрыва будет происходить в сложных геологических условиях.

Гидроразрыв пласта является крайне важной технологией в нефтегазовой отрасли, и в то же время крайне дорогой. Необходимо лучшее понимание и контроль данной технологии. В сложных геологических условиях важно, но трудно предсказать, как будет развиваться гидроразрыв пласта, и его следует контролировать с осторожностью. Неграмотное использование данной технологии приведёт не только к экономическим потерям, но и к серьёзным экологическим последствиям, к загрязнению воды. Таким образом, при правильном использовании фрэкинг в краткосрочной перспективе удовлетворяет наш спрос на более дешёвую добычу нефти и газа, на более дешёвую энергию. Но долгосрочные последствия фрэкинга непредсказуемы, нельзя недооценивать риск загрязнения нашей питьевой воды.

Библиографический список

1. Hydraulic fracturing : [сайт]. - URL : https://en.wikipedia.org/wiki/Hydraulic_fracturing (Дата обращения: 08.04.2020). - Текст : электронный.
2. Гидроразрыв пласта: технология проведения ГПП : [сайт]. - URL : <http://snkoil.com/press-tsentr/polezno-pochitat/gidrorazryv-plasta-tekhnologiya-provedeniya-grp/> (Дата обращения: 07.04.2020). - Текст : электронный.

3. Hagstrom E. L. Hydraulic fracturing: identifying and managing the risks / E. L. Hagstrom, J. M. Adams. – Environ. Claims J., 2012. – 115 p. - Text : electronic.

4. Lange T.L. Hydraulic fracturing in unconventional gas reservoirs: risks in the geological system / T. L. Lange, M. Sauter, M. Heitfeld. – Environ. Earth Sci., 2013. – 70 p. - Text : electronic.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДОВ СТАТИСТИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ДЛЯ СОЗДАНИЯ ЗАКРЕПЛЯЮЩЕЙ НЕУСТОЙЧИВЫЕ ПО- РОДЫ ВАННЫ

Шаляпина А.Д., Шаляпин Д.В.
Тюменский индустриальный университет

Интервалы, сложенные глинистыми и глинисто-аргиллитовыми горными породами, характеризуются высокой вероятностью возникновения осложнений при бурении скважин в данных пластах: набухание глинистых минералов, появление пльвунов, осыпей и обвалов, и, как следствие, прихватов бурильного инструмента. Накопленный отечественный и зарубежный опыт строительства скважин в различных горно-геологических условиях не позволяет значительно минимизировать время, которое тратится на ликвидацию осложнений. Непроизводительное время по данному показателю может достигать 10 % от времени бурения скважины. Стоит отметить, что время на устранение осложнений, связанных с потерей устойчивости стенок скважин, занимает до 50 % времени от всех внештатных ситуаций при строительстве скважин [1].

Бурение скважин в интервалах уплотненных глин, аргиллитов и глинистых сланцев обусловлено высокой вероятностью возникновения осыпей и обвалов. Это происходит по причине увлажнения горных пород и снижения их механической прочности. Причиной набухания является проникновение свободной воды в межслойное пространство глинистых минералов, это приводит к выпучиванию глины в ствол скважины.

Анализ накопленной информации по осложнениям, возникающих при бурении скважин со значительным отходом от вертикали, показывает, что современное оборудование и новейшие составы буровых растворов не всегда обеспечивают проходку таких скважин без осложнений. Например, при бурении боковых стволов с горизонтальным окончанием возникают осложнения при вскрытии с большим зенитным углом глинисто-аргиллитовых пород. Строительство скважин на данный объект характеризуется высокими затратами времени на ликвидацию осложнений. Однако, бурение на пласт БВ₁ является перспективным в связи с высокими запасами нефти в данном геологическом разрезе. Поэтому поиск

новых решений по предотвращению осложнений, связанных с набуханием глинистых минералов, является актуальной задачей.

На начальном этапе решения данной проблемы был проведен анализ теоретических причин возникновения осыпей и обвалов глинистых минералов. Так, многие авторы [2, 3] считают, что основной причиной потери устойчивости стенок скважины является фильтрация несвязанной воды бурового раствора в горные породы, следствием чего становится разуплотнение и набухание глин.

По природе глины гидрофильны, что интенсифицирует взаимодействие фильтрата промывочной жидкости и минералов глин и аргиллитов. Процесс проникновения воды представляет собой односторонний осмос. Особый интерес вызывает явление набухания и высушивания глины при разных концентрациях соли бурового раствора, который находится как внутри пачки глинистых минералов, так и на наружной поверхности. В случае, если концентрация соли в промывочной жидкости внутри минералов больше, чем на наружном слое, то происходит набухание породы, в обратную сторону процесс идет при превышении концентрации соли во внешнем растворе.

Производственный опыт показывает, что для более полного объяснения причин выпучивания глинистых пород необходимо использовать горное давление, потому что оно оказывает большое воздействие на выталкивание частиц в образовавшееся пространство скважины.

Также необходимо отметить, что горные породы в силу сложного генезиса обладают трещиноватостью, которая способствует потери устойчивости стенок скважины путем более легкого проникновения фильтрата бурового раствора.

Но, с другой стороны, многие современные исследователи поставили под сомнение определяющее влияние осмоса на потерю устойчивости стенок скважины. Так, были проведены промышленные опыты с использованием радиоактивных изотопов для выявления осмотического переноса воды через сланцы. В результате не удалось зафиксировать каких-либо признаков данного явления. Помимо всего прочего, не удалось подтвердить высокую ингибирующую способность растворов, насыщенных ионами калия по сравнению с другими солями (натрия и кальция), также на процесс проникновения фильтрата в значительной степени оказывает влияние не осмотическое давление, а создаваемая репрессия на пласт.

Помимо этого, ряд исследователей провели большое количество экспериментов по длительной фильтрации растворов различных солей в образцах глины на установке УИПК-М и подтвердили следующее: проницаемость глинистых пород существенно зависит от минерализации и состава фильтрующейся жидкости.

Необходимо отметить работы американских ученых, которые поставили под сомнение роль набухания в процессе уменьшения прочности

глинистых сланцев. Согласно описанию данных опытов набухание сланцев не обязательно приводит к его разрушению, насыщенные водой до определенного уровня глинистые минералы в дальнейшем слабо реагируют либо вообще не реагируют на проникающую воду, но в то же время полностью дегидратированные (высушенные) сланцы интенсивно реагировали на поступление любой жидкости на основе воды.

Библиографический список

1. Самотой А. К. Прихваты колонн при бурении скважин / А. К. Самотой. – Москва : Недра, 1984. – 204 с. - Текст : непосредственный.
2. Пустовойтенко И. П. Предупреждения и методы ликвидации аварий и осложнений в бурении: учебное пособие для профтехобразования. – Москва : Недра, 1987. – 237 с. - Текст : непосредственный.
3. Курочкин Б. М. Техника и технология ликвидации осложнений при бурении и капитальном ремонте скважин, ч. 1. – Москва : ОАО «ВНИИОЭНГ», 2007. – 598 с. - Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Кузнецов В.Г., доктор тех.наук, профессор

К ВОПРОСАМ ОБ ОТБОРЕ КЕРНА ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН В КОРЕ ВЫВЕТРИВАНИЯ И ПАЛЕОЗОЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СТАЛЬНОЙ ОДНОРАЗОВОЙ ГРУНТОНОСТИ 6+1+1 М

Шедь С.Н., Савельева Н.Н.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Современный этап развития нефтегазовой промышленности характеризуется тем, что наиболее крупные залежи углеводородов интенсивно эксплуатируются и заметно истощаются. Большинство объектов с простым антиклинальным строением уже открыли и разведали, отчего актуальными становятся изучение и разработка объектов с нетрадиционным геологическим строением (например, не антиклинальных ловушек, высокой геологической неоднородностью), что сильно усложняет геолого-технические условия бурения скважин. К тому же, по мнению многих аналитиков и специалистов-геологов, рост добычи нефти и газа в перспективе возможен только при условии резкого наращивания объемов глубокого разведочного бурения, открытия и введения в разработку промышленно перспективных месторождений при бурении на кару выветривания и палеозой.

Основной задачей при бурении скважин в Коре выветривания и Палеозою, это связано работами по отбору керна.

Основной целью по отбору керна из этих типов скважин является получение прямой информации о породах, слагающих интересующие объекты месторождений, необходимой для решения комплекса задач поиска, разведки и добычи углеводородов. Комплекс задач обширен и может включать в себя следующие цели:

Геологические цели:

1. Литологическая информация:
 - (a) Тип пород.
 - (b) Условия отложения пород.
 - (c) Тип пор.
 - (d) Минералогия/геохимия.
2. Геологические карты.
3. Пространственная ориентация разлома.
4. Петрофизика и технология исследований и разработки коллекторов:
 - (a) Информация о проницаемости:
 - (b) Корреляция проницаемости/пористости.
 - (c) Относительная проницаемость.
 - (d). Данные о капиллярном давлении.
5. Данные по детализации расчетов, произведенных по результатам каротажных работ:
 - (a) Электрические характеристики.
 - (b) Плотность зерна.
 - (c) Гамма каротаж керна.
 - (d) Производительность минералогического и катионного обмена.
6. Исследования по повышению извлечения нефти.
7. Оценка запасов:
 - (a) Пористость.
 - (b) Насыщенность порового пространства флюидом.
8. Бурение и способы заканчивания скважины:
9. Исследования совместимости флюидов/пластов.
10. Данные о размерах зерна, используемого для гравийного фильтра.
11. Данные о механике пород.

Керн — образец горной породы, извлеченный из скважины посредством специально предназначенного для этого вида бурения и керноотборного оборудования и представляет собой цилиндрическую колонку (столбик) горной породы достаточно прочной, полученный при бурении путем кольцевого разрушения забоя скважин, извлеченный на поверхность по определенной технологии, чтобы сохранять монолитность и структуру выбуренной породы.

Керновый материал: горная порода, извлеченная из скважин (керна, шлам и др.). Извлекаемый керн из этих пород –

Кора выветривания на разных месторождениях такими породами: породами

Брекчии светло-серые, грубообломочной структуры (0,5-1см), твердые (царапают стекло), крепкие на глинисто-песчаном цементе, хорошо смачиваются водой, не соленые. В процессе бурения может разрушен до состояния щебня. Без признаков УВ.

Палеозой представлен: известняк черного, темно-серого цвета, крепкий, метаморфизованный, мелкокристаллический, сильно трещиноватый, с обильными разноразмерными (от 1 до 3мм) включениями кальцита белого цвета. Трещины разнонаправленные, выполнены кальцитом белого цвета. Могут быть без признаков УВ или с признаками.

Образцы отобранного керна из Кары выветривания и Палеозоя (Рис.1.)



Рисунок 1. Образцы керна

Оборудование для проведения отбора керна, керноотборный снаряд УК-127/80

Используемые керноотборные устройства при отборе керна (см.таблицу 1)

Таблица 1

Тип технических средств	Диаметр скважин, мм			
		139,7	146	168
УК-127/80	-	-	+	+
	Диаметр бурголовок, мм			
			142,9/80	156/80

Керноотборные устройства

Для отбора керна в процессе строительства геологоразведочных, разведочных, поисковых и параметрических скважин используются керноотборные устройства в сочетании с бурильными головками различного типа: шарошечные, режущего действия (безопорные) PDC с системой low invasion и алмазных.

Общий вид керноотборных устройств большей части серий однотипен (рис. 6). Корпус 3 и керноприемник (керноприемная труба с кернователем) 4 изготовлены из легированных стальных труб. Керноприемник вверху подвешен на регулировочной головке 1 и оснащен узлом подшипников 2, предотвращающим его вращение и обратным клапаном 5, а внизу оснащен кернорвателями различной конструкции (цанговые и лепестковые в различном сочетании, см. рис. №7). Техническая характеристика керноотборных устройств представлена в табл. № 2.3, 2.4, 2.5.

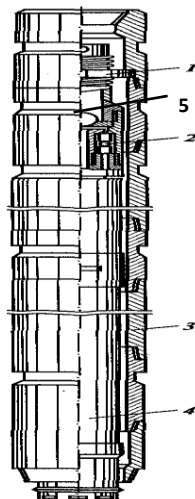


Рисунок 2. Схема керноотборного устройства серии К

1 – регулировочная головка; 2 – узел подшипников; 3 – корпус;
4 – керноприемная труба с кернователем; 5 – обратный клапан

Для отрыва и удержания керна различных по составу и свойствам горных пород разработаны и используются несколько основных видов компоновок кернорвателей, приведенных на рис. 3. Компоновки видов КЦР-7 и КЦР-9 включают цанговый и рычажковый рватели. Для более эффективного отрыва керна при бурении в твердых монолитных породах рычажковый рватель вида КЦР-7 выполнен с эксцентричной обоймой и рычажками переменной высоты (см. рис. 7). В зависимости от условий бурения и физико-механических характеристик разбуриваемых пород в компоновках кернорвателей видов КЦР-7 и КЦР-9 может быть

установлено как по одному цанговому или рычажковому рвателю, так и их комбинации.

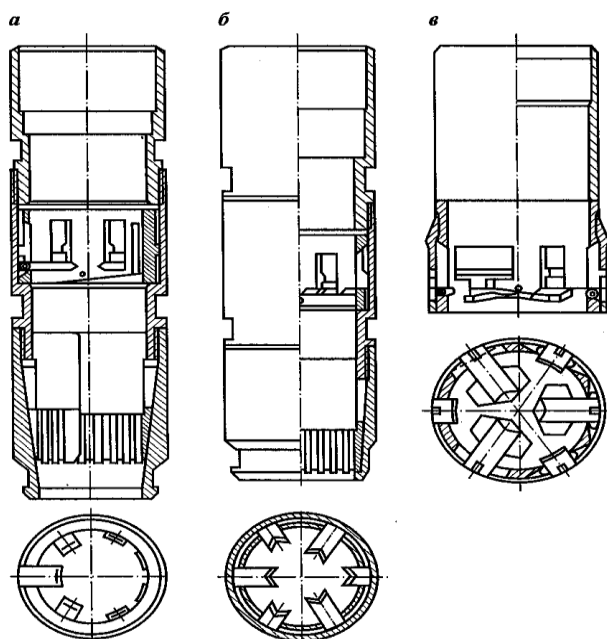


Рисунок 3. Основные виды компоновок кернорвателей:

А - КЦР-7; б - КЦР-9; в - Р26

1 – цанговый кернорватель. 2 – рычажковый кернорватель

Кернорватель вида Р26 выполнен с вращающейся быстросъемной обоймой с рычажками, перекрывающими керноприемную полость после отрыва керна. Такая конструкция позволяет сохранять керн при подъеме, получаемый при бурении весьма трещиноватых, перемежающихся рыхлых, размываемых промывочной жидкостью и разрушаемых вибрациями керноотборного инструмента пород.

Керноотборные снаряды с внутренней керноприёмной трубой.

1. Использование внутренней керноприемной трубы, размещенной в стальном корпусе керноотборочного снаряда, преследует две функции: улучшение качества керна, материал которого физически поддерживается во время извлечения керна, также внутренняя керноприемная труба служит в качестве системы предохранения керна. Материалом для изготовления внутренних керноприемных труб может быть ПВХ, полимерный пластик АБС, алюминий, сталь, стекловолокно и другие композитные материалы. На практике наиболее часто используются стальные и стекловолоконные трубы.

2. Внутренние керноприемные трубы вставляются внутрь традиционного керноотборочного снаряда и удерживаются на месте кернорвателем в сборе и силой трения.

3. В настоящее время на практике используются одноразовые внутренние керноприемные трубы. Использование одноразовой внутренней керноприемной трубы позволяет повысить сохранность керна за счет

выполнения всех операций с керном после извлечения из скважины без извлечения керна из трубы.

4 Внутренние керноприёмные трубы обычно имеют секционное исполнение с длиной секции, достигающей 6-9 метров. При необходимости отбора керна может быть применены двухсекционные снаряды.

5 Пластиковые трубы могут быть использованы для температур до 80°C. Трубы из стекловолокна могут использоваться до температур 80°C и 100°C, при использовании специальной высокотемпературной смолы. В целом, в качестве одноразовой грунтоноски, когда ожидается, что температуры превысят >120°C и может быть применены одноразовые стальные трубы.

При изолированном отборе циркуляция бурового раствора осуществляется через пространство между внутренней керноприёмной трубой и внешним корпусом КОС. Внутренняя керноприёмная труба при этом заполнена специальным изолирующим составом.

Выбор типа изолирующего состава должен быть основан на целях отбора керна и соответствующей программе лабораторных исследований. В качестве изолирующего агента может быть использованы: ПААП, ИЗОКОР.

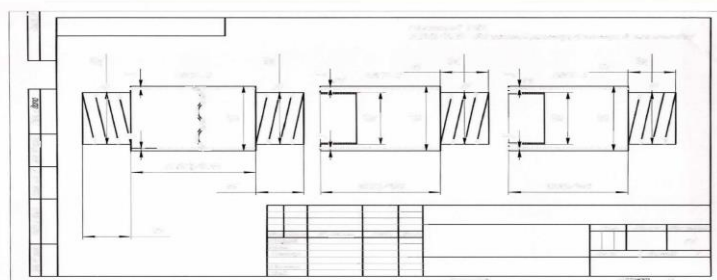


Рисунок 4. Одноразовая стальная грунтоноска длиной 6+1+1 м для отбора изолированного и не изолированного керна диаметром 80 мм.

Используемая грунтоноска относится к буровому оборудованию и служит для отбора керна диаметром 80мм (извлечения горных пород и грунта при строительстве скважин).

Известны некоторые виды керноотборного оборудования для отбора керна при строительстве нефтяных и газовых скважин [US 2046739 А; RU 2473770, 05.02.2014; US 2228286 А; RU2520974 С1, 30.04.2013; RU2360096 С1, 27.06.2009; RU2146754 С1, 20.03.2000]. Недостатком этого оборудования является относительно низкая эффективность отбора керна, при использовании грунтоносок длиной 8-16м, в процессе отбора керна в пластах Палеозой Рз и Коры выветривания. Отбор керна проводится с использованием керноотборного снаряда УК-127/80-8,0+8,0м односекционной или двухсекционной сборки, завод изготовитель Котовский филиал ООО «ВНИИБТ – Буровой инструмент».

Однако, известное устройство недостаточно эффективно при отборе керна из пластов Палеозой Pz и Коры выветривания, так как происходит заклинка поступаемой выбуренной породы в грунтоноску с последующей заклинкой при первых двух – трех метрах отбора. Заклинка керна, как обычно происходит в компоновке КРЦ или КЦ или при проходке 2-3 метров. Данная сборка керноприемной грунтоноски позволяет, при проведении работ с отбором керна и при заклинке первых двух метров, что чаще всего происходит в этих пластах произвести подъем керноотборного снаряда, отвернуть от основной грунтоноски один или два патрубка с заполненным керном. Дальнейшая замена метровых патрубков на новые, спуск и проведение отбора керна до следующей заклинки.

Задачей применения данной грунтоноски является повышение эффективности отбора керна из пластов палеозой Pz и Коры выветривания и получение качественного поднятого керноматериала, повышении эффективности отбора керна, сокращению использования керноприемных грунтоносок максимальной длины.

Технический результат использования выражается в значительном повышении эффективности отбора керна, сокращению использования керноприемных грунтоносок максимальной длины. Это достигается за счёт использования конструкции одноразовой стальной грунтоноски, представляющей собой сборку шестиметровой цельной и наращиванием двумя секциями по одному метру.

Данная конструкция позволяет выполнять несколько или весь процесс отбора керна в этих пластах и направлена на минимальное использование 8 м одноразовых грунтоносок.

Труба горячедеформированная, ГОСТ 8732-78/В8731-75, размер 95*6 НК 8000, марка стали 20, хим. состав труб соответствует нормам ГОСТ 1050-2013

Данная грунтоноска позволяет осуществлять отбор изолированного керна из пластов Палеозой Pz и Коры выветривания при температурах более 100⁰С, в породах представленных (доломит известковистый слоистый, темно-серый, до черного, тонкокристаллический, плотный, крепкий, с прослоями известняка кремнистого светло-серого, до белого цвета с включениями кальцита полупрозрачного светло-коричневого цвета).

Данной стальной грунтоноской были отобраны две скважины в Томской обл. Пробурено с отбором керна 56 м, при этом 15м со стальной грунтоноской данной конструкции (6+1+1) м. А при отборе керна, вторая скважина, пробурено - 256м, из них 78м также с использованием данной конструкции стальной грунтоноски: (6+1+1) м. При этом, экономия составила от 500 000 руб.

Библиографический список

1. Савельева Н. Н. Нефтегазовое оборудование. Оборудование скважин : учебное пособие / Н. Н. Савельева. – Тюмень : ТИУ, 2020. – 102 с. – Текст : непосредственный.

2. Шедь С.Н. Применение керноотборного оборудования для палеозойского фундамента на месторождениях Томской области /С.Н. Шедь, Н.Н. Савельева.-Текст непосредственный. Наука и бизнес: пути развития. 2020. № 9 (111). С. 122-127.

БУРЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ПАЛЕОЗОЙСКИЙ ФУНДАМЕНТ И КВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ В 2021 ГОДУ

Шедь С.Н., Савельева Н.Н.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Нефть и газ являются основными энергоносителями в экономике любого государства и играют значительную роль. С увеличением добычи нефти и газа в различных регионах страны возрастает потребность бурения скважин на большие глубины Палеозойского фундамента Pz и Kv. Экономическое развитие России в XXI веке в значительной степени будет базироваться на добыче углеводородного сырья из этих глубин. Курс правительства, взятый на техническое перевооружение производства, развитие новых отраслей экономики потребует значительных капиталовложений, которые будут получены от реализации углеводородного сырья и его производных продуктов на внешнем и внутреннем рынках. Данное обстоятельство стимулирует рост ежегодных объемов добычи нефти и газа. Нефть и газ, являясь основными энергоносителями, играют значительную роль в экономике любого государства. Рост добычи будет обусловлен не только вводом в эксплуатацию новых месторождений углеводородного сырья, но и за счет бурения новых скважин, после проведения разведочных работ и получения запасов углеводородного сырья из Палеозойского фундамента Pz и Kv. В настоящий момент перед буровиками ставят задачу увеличения объемов работ по бурению скважин после долгого изучения верхней мантии Земли и земной коры с целью получения притока нефти или газа после проведения работ, бурения поисково-оценочных и других скважин в Томской области на разных месторождениях. Опыт бурения этих скважин во много зависит от полученной информации которым является керновый материал. Поднятый керн со скважин из Палеозойского фундамента Pz и Kv, отбор проводился из осадочных горных пород: известняков, песчаников, глин, доломитов, сланцев, а гипсов, левролитов, солей и ангидритов, и после тщательного исследования научно-исследовательскими институтами по объёму геолого-промысловой

информации, с целью получения достаточного определения запасов углеводородов и изучения строения залежи, поиска способов воздействия на пласты. В геологическом разрезе некоторых месторождений Томской области существуют низкопроницаемые заглинизированные пласты, эксплуатация которых требует новых технических решений в процессе их первичного и вторичного вскрытия. Палеозойские отложения, которые сформировались за этот период, представляют собой группу слоев внушительной мощности: в некоторых местах она достигает 30 тыс. метров. Палеозой еще называют фундаментом, или доюрским комплексом. В отличие от расположенного выше осадочного чехла из отложений более поздних периодов, в частности юрского, породы фундамента со временем претерпели сильные изменения. Пласты обычно изогнуты, изломаны, собраны в складки и пересечены многочисленными жилами. Нефтепоисковые работы в Западной Сибири, в том числе на отложениях доюрского комплекса, начались в 1950-х гг. Первая залежь в палеозойских породах была открыта в Томской области в 1954 году Колпашевской опорной скважиной — исторической скважиной, давшей первую западносибирскую нефть. Многочисленные нефтегазопрооявления из палеозоя были получены и во время бурения на структурах Южно-Минусинской межгорной впадины. Впрочем, всерьез заниматься разработкой глубоко залегающего фундамента в те времена не было необходимости — основные усилия нефтяников сосредоточились на добыче нефти из меловых и юрских пластов. Второй этап поисков нефти и газа в палеозойских отложениях относится к середине 70-х — началу 80-х гг. XX века. Так, в 1974 году был получен мощный нефтяной фонтан на Малоичском месторождении в Новосибирской области. Позднее, благодаря целенаправленному бурению на доюрские пласты, залежи в палеозойских отложениях были открыты также в Томской и Тюменской областях. К настоящему времени в породах фундамента Западной Сибири случайно или целенаправленно открыто более 100 залежей нефти и газа.

Нефть (газ) совместно с водой содержатся в разветвленной системе пор, пустот, поровых каналов, трещин, каверн между отдельными зернами или агрегатами зерен породы, которая называется коллектор нефтяной залежи. А с увеличением глубины залегания, Палеозойского фундамента Pz и Kv пористость обычно уменьшается. Ценность каждой пробуренной глубокой скважины определяется полнотой и качеством геолого-технологических исследований, геолого-геофизической и геологической информации, полученных в процессе проведения работ при бурении разведочных и поисковых скважин.

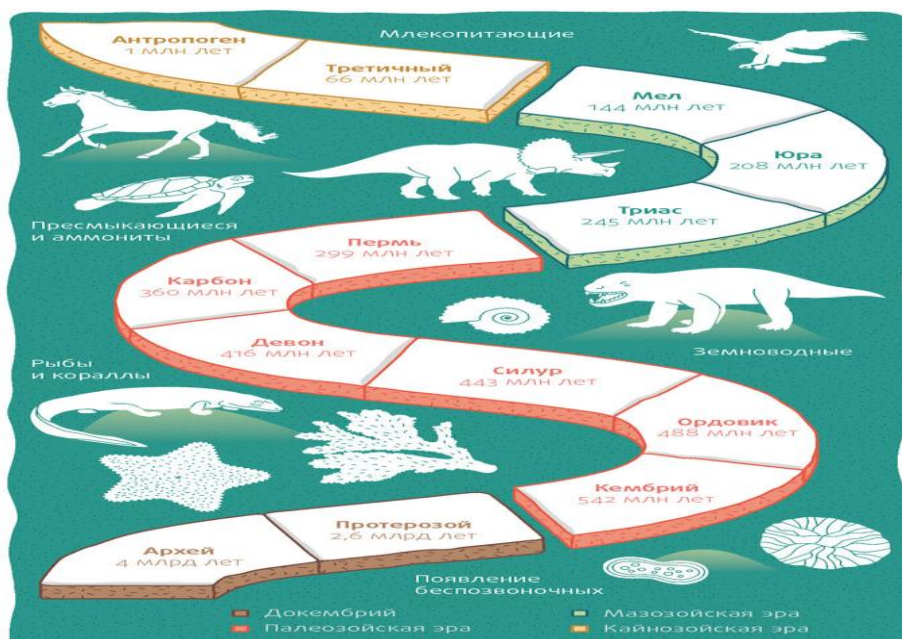


Рисунок 1. Природный процесс образования нефти

Сегодня специалистами «Томскгазпром» в Томской области выделяют как минимум четыре типа возможных залежей углеводородов в доюрском комплексе (рисунок 1.1.). В одних случаях (типы 1 и 4) речь идет о так называемых «уворованных» залежах, когда нефть мигрирует в палеозойский коллектор из прилегающих традиционных нефтенасыщенных, но низкопроницаемых пород юрских отложений. В других случаях это самостоятельные залежи, расположенные либо в кровле доюрского комплекса (тип 3), либо в более глубоких горизонтах (тип 2). Второй тип пока наименее изучен из-за больших глубин залегания. Известны лишь единицы таких залежей, однако их перспективы подтверждены. Примером может служить Малоичское месторождение, где промышленные притоки нефти были получены на глубинах около 1000 метров от кровли палеозоя.

Для каждого из видов залежей необходимо найти свои поисковые признаки. Этому и посвящен технологический проект «Палеозой», разработанный командой проектного офиса «Бажен» и управления проектов нетрадиционных запасов Научно-технического центра «Газпром нефти». Предполагается, что технология прогноза нефтегазоносности палеозойских залежей, разработанная для Томской области, позволит в дальнейшем находить нефть и на других активах компании на всей территории Западной Сибири.

Общие начальные геологические запасы нефти в доюрском комплексе, которые стоят сегодня на государственном балансе, составляют по Западной Сибири около 400 млн тонн. Из них 174 млн тонн относятся к Томской области. Однако эти цифры могут существенно возрасти, ведь главная проблема палеозойских запасов в том, что их пока еще по-

настоящему не оценивали. Исторически геологоразведка была ориентирована на осадочный чехол, и этим обусловлена глубина интереса при проведении геологоразведочных работ. Поисковые скважины зачастую не вскрывают даже весь осадочный чехол, не говоря уже о палеозое. Те же, которые все-таки достигают фундамента, в лучшем случае вскрывают его на несколько десятков метров.

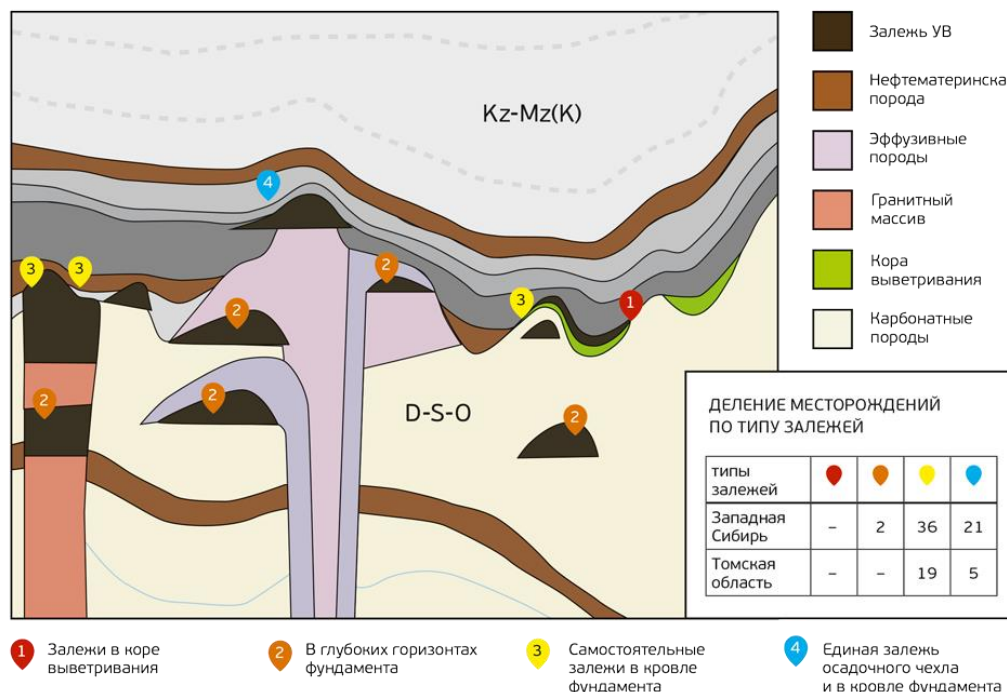


Рисунок 2. Типы возможных залежей в доюрском комплексе

После обработки полученных материалов в процессе строительства всех скважин бурением, и проведения испытания, освоения, были составлены проекты дальнейшей разработки месторождений с последующим бурением эксплуатационных скважин с горизонтальным окончанием. Проекты разработки нефтяных месторождений включают применение передовых технологических схем размещения скважин, систем поддержания пластового давления и новых методов повышения нефтеотдачи. В этапах разработки месторождений рассматриваются как фонтанный, так и механизированный способ эксплуатации. С целью оптимального использования энергии пласта используются новые технические и технологические решения.

Скважиной называют горную выработку круглого сечения, сооружаемую без доступа в нее людей, у которой длина во много раз больше диаметра. Верхняя часть скважины называется устьем, дно - забоем, боковая поверхность - стенкой, а пространство, ограниченное стенкой - стволом скважины. Длина скважины - это расстояние от устья до забоя по оси ствола.

Скважина является сложным инженерным сооружением и ее строительство связано с работами, являющимися опасными как с точки зрения

угрозы жизни и здоровью персонала, так и с точки зрения угрозы безопасности окружающей среды. По этим причинам, как и для любого инженерного сооружения, для строительства скважин необходима проектно-сметная документация. Эта документация объединяется в Групповой или Индивидуальный проект, а также проекта с технологическими схемами разработки и пробной эксплуатации месторождения.

Индивидуальный рабочий проект разрабатывается для одной конкретной скважины, групповой проект предусматривает бурение скважин – для нескольких одинаковых скважин, строящихся на одном месторождении на одну группу пластов.

Рабочий проект состоит из четырех основных разделов:

1. Техническое задание.
2. Общая пояснительная записка.
3. Охрана окружающей среды.
4. Смета на строительство.

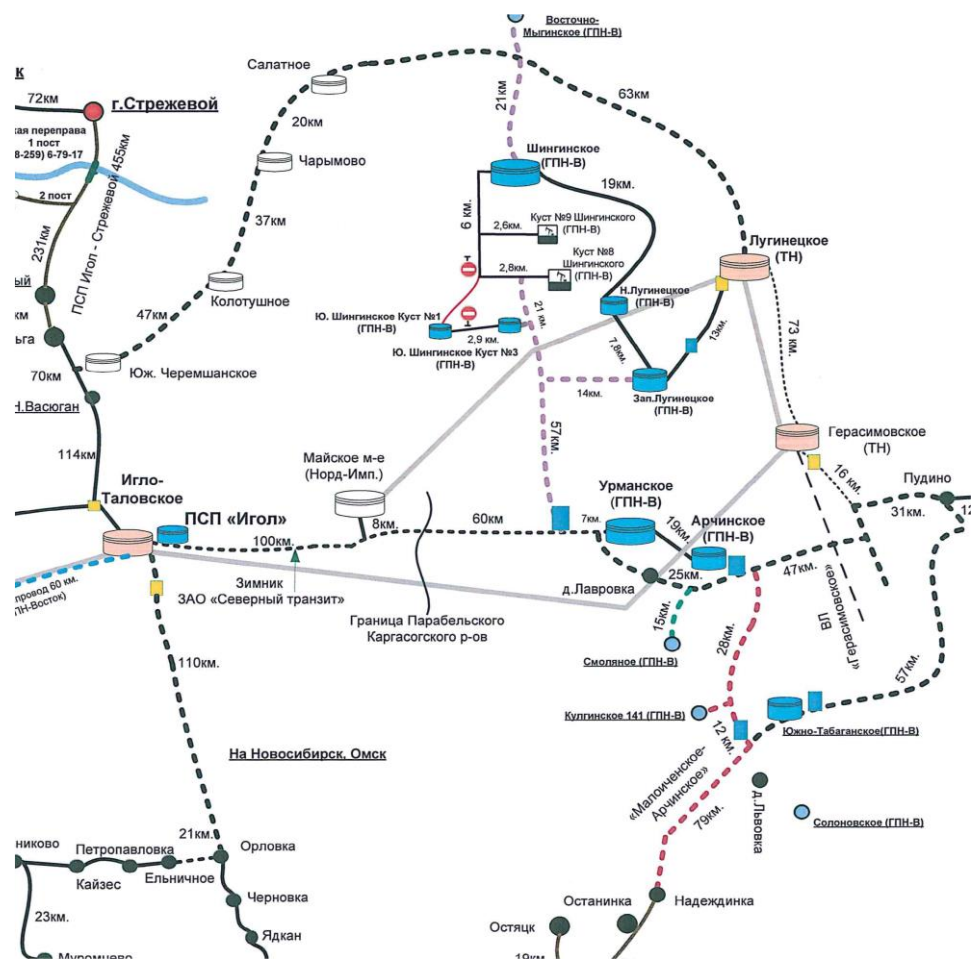


Рисунок 3. Обзорная схема месторождений Томской области

Проект пробной эксплуатации месторождения должен быть обоснован:

- выделением эксплуатационных объектов;
- порядок ввода объектов в разработку;
- выбор способов и агентов воздействия на пласт
- способы и режимы эксплуатации скважин
- выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования.

Рабочий проект составляется на основе технического задания на строительство наклонно-направленных скважин с горизонтальным окончанием и со спуском эксплуатационной колонны «хвостовик». Специфической особенностью проектирования проводки наклонно-направленных скважин с горизонтальным окончанием является высокая степень индивидуальности каждой из скважин и необходимостью оперативных изменений проектных решений в процессе строительства скважин с горизонтальным окончанием. Горизонтальная проекция скважины- проекция траектории на горизонтальную плоскость с отходом, цель-увеличения нефтегазоотдачи продуктивного пласта путем проходки в залежи горизонтального участка большой протяжённостью, достигаемого при зенитных углах свыше 85 град.

При этом, строительство скважины предоставляется ряд взаимосвязанных задач:

- определение необходимого количества обсадных колонн;
- подбор компоновок (КНБК) для реализации проектной траектории с учетом входа в пласт с зенитным углом более 85 град;
- длина горизонтального участка бурения от 600м до 1000м.
- стоимость бурения скважины;
- продолжительность бурения.

На данном этапе АО «Газпром добыча Томск» совместно с ПАО «Подзембургаз» провели бурение скважин на Северо-Останинском НГК месторождении с горизонтальным окончанием на залежи в палеозойских породах с применением новейших технологий и отечественного оборудования. Конструкция скважины представляет собой бурение со спуском обсадных колонн: направления диаметром 324мм, кондуктора диаметром 245мм, дальнейшее углубление скважины до кровли Палеозоя колонны диаметром 168мм, с целью перекрытия угольных отложений. При этом, зенитный угол перед входом в пласт Палеозойского фундамента составляет 77 град. Палеозойского фундамент представлял собой известняки и доломиты, занимают второе место по распространенности (42% запасов нефти и 23% газа), имеют сложную трещиноватую структуру. Нефть обычно содержится в кавернах, появившихся в результате выветривания и вымывания твердой породы, а также в трещинах. Наличие трещин влияет и на фильтрационные свойства коллектора, обеспечивая проводимость жидкости.

Бурение горизонтального участка длиной 800м было запланировано с применением отечественных технологий и оборудования. В качестве промывочной жидкости была использована азотированная нефть. Максимально допустимая интенсивность искривления в интервалах набора параметров кривизны- 1,5⁰/10 м- по зенитному углу, и 3,0⁰/10 м – по пространственному углу. Коридор на горизонтальном участке по вертикали составлял 5 метров.

Вывод:

Бурение наклонно-направленной скважины на Северо-Останинском НГКМ с горизонтальным окончанием ствола со спуском обсадной колонны «хвостовик» диаметром 114мм с фильтровой частью – цель добычи нефти из пласта Палеозойского фундамента, представленного карбонатными породами.

Библиографический список

1. Шедь С.Н. Применение керноотборного оборудования для палеозойского фундамента на месторождениях Томской области /С.Н. Шедь, Н.Н. Савельева.-Текст непосредственный. Наука и бизнес: пути развития. 2020. № 9 (111). С. 122-127.

2. Савельева Н. Н. Нефтегазовое оборудование. Оборудование скважин : учебное пособие / Н. Н. Савельева. – Тюмень : ТИУ, 2020. – 102 с. – Текст : непосредственный.

УСТРОЙСТВО ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ЗАБОЙНЫХ ДАВЛЕНИЙ ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Шлеин Г.А., Кузнецов В.Г., Щербич Д.А.
Тюменский индустриальный университет

Качественное цементирование обсадных колонн повышает долговечность скважин, обеспечивает бесперебойную и эффективную эксплуатацию продуктивных пластов. Успех цементировочных работ определяется техникой и технологией проведения процесса цементирования. С этой целью подбираются тампонажные составы, цементировочное оборудование и рассчитывается гидравлическая программа цементирования. Обычно тампонажный раствор закачивают в обсадную колонну с максимально возможной скоростью, а затем продавливают его в заколонное пространство, вытесняя буровой раствор, на меньших скоростях, повышая давления. При этом контролируется давление в заколонном пространстве, сопоставляя его с начальным давлением приемистости не допуская поглощений тампонажных растворов при гидроразрывах

высокопроницаемых пластов. Регулирование режимно-технологических параметров при цементировании обсадных колонн в глубоких скважинах значительно снижает риски поглощения тампонажных жидкостей и гидроразрывов пластов-коллекторов. Давление на пласт в процессе цементирования определяется как сумма гидростатического давления в обсадной колонне и гидродинамического давления в заколонном пространстве скважины. Эти давления зависят от многих факторов, влияние которых изучено слабо. Практика цементирования обсадных колонн прямым способом свидетельствует, что нередко в определенный момент давление на цементировочной головке снижается до нулевого значения, а затем вновь повышается до расчетных значений. Это происходит в результате резкого увеличения скорости перемещения («падения») тампонажного раствора в обсадных трубах, превышающей скорость его закачки.

В результате образуется разрыв сплошности потока тампонажного раствора, достигающий нескольких десятков метров. Образующаяся воздушная пробка, воздействуя на тампонажный раствор, приводит к снижению плотности тампонажного камня, увеличивая его пористость и проницаемость. По мере замещения бурового раствора тампонажным в заколонном пространстве скорость движения его в обсадной колонне снижается. Происходит смыкание потока жидкости, при этом место стыка будет находиться в нижней части обсадной колонны (в интервале залегания продуктивного пласта), что в целом снижает качество цементирования обсадных колонн.

Для предотвращения этого явления предложено снижать скорость движения («падения») тампонажного раствора, создавая противодействие, путем дросселирования потока жидкости на устье в заколонном пространстве [1,-3], что значительно повышает риск гидроразрыва пластов.

С целью повышения качества цементирования обсадных колонн и предотвращения гидроразрыва пород нами предложено устройство, принципиальная схема которого показана на рис. 1. Данное устройство включается в технологическую оснастку обсадных колонн и устанавливается вблизи забоев скважин. Во внутренней части устройства коаксиально центра устанавливаются расчетное количество инжекторов низконапорного типа. Соответственно инжекторы оборудуются рабочими соплами, камерами смешения и диффузорами. На внешнем корпусе устройства имеются боковые приемные каналы, которые связаны с камерой смешения инжекторов.

Принцип действия устройства заключается в следующем, на протяжении всего цикла цементирования скважины рабочие жидкости (буферная жидкость, цементный раствор и продавочная жидкость) движутся по обсадной колонне и поступают в рабочие сопла инжекторов устройства. На выходе рабочей жидкости из сопел и входе в камеры смешения

рабочее давление потока снижается и передается через боковые приемные каналы в межколонное пространство скважины.

Моделирование рассматриваемого явления и выполненные расчеты показали, что с помощью предлагаемого устройства забойные давления при креплении скважин можно снижать в среднем до 15%.

Таким образом, использование данного устройства в процессах цементирования нефтегазовых скважин позволит снизить влияние высоких забойных давлений и тем самым исключить поглощения тампонажных растворов в продуктивные пласты и предотвратить их гидравлические разрывы.

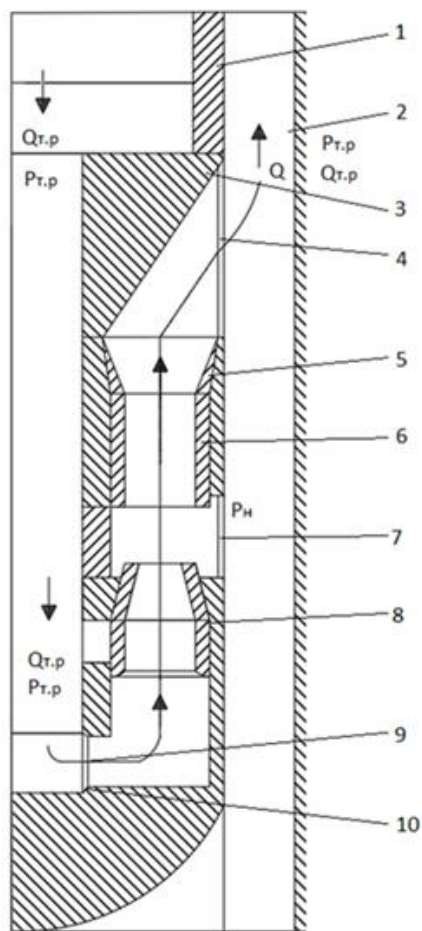


Рисунок 1. Принципиальная схема работы устройства:

- 1-обсадная колонна; 2-стенки скважины;
- 3-корпус инжекторного устройства; 4-выкидной канал; 5-диффузор;
- 6-камера смешения; 7-приемный канал; 8-рабочий насадок;
- 9-рабочая камера; 10-входной канал;
- $Q_{т.р}$ $P_{т.р}$ - расход давления тампонажного раствора;
- P_n - давление на приеме устройства

Библиографический список

1. Лихущин А. С. Результаты исследований процесса движения тампонажного раствора в обсадной колонне / А. С. Лихущин - Текст :

непосредственный. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2011. - №8 - С. 45-51.

2. Соловьев Е. М. Задачник по заканчиванию скважин: Учебное пособие для вузов / Е. М. Соловьев. - Москва : Недра, 1989, - 251 с. - Текст : непосредственный.

3. Кузнецов В.Г. Система управления давлением при цементировании скважин / В. Г. Кузнецов, О. А. Макаров. - Текст: непосредственный // Известия высших учебных заведений "Нефть и газ".-2017.-1 .-С 62-67.

СЕКЦИЯ 5. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРАНСПОРТНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МАШИН И КОМПЛЕКСОВ

ДЕПАРАФИНИЗАЦИЯ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА В ЭЛЕКТРИЧЕСКОМ ПОЛЕ

Агаев С.Г., Яковлев Н.С.

Тюменский индустриальный университет

Для стран с холодным климатом актуальным является расширение производства зимних дизельных топлив. Принципиально новым способом получения зимних сортов топлив является депарафинизация более тяжелых нефтяных фракций в электрическом поле. Способ основан на удалении кристаллов n-алканов из топлив, находящихся в постоянном неоднородном электрическом поле высокого напряжения. Подвижность кристаллов n-алканов обеспечивается эффектами электрофореза, двойного электрофореза, диполофореза и диэлектрофореза. В топливо, охлажденное до температур ниже температуры помутнения, вводятся добавки, понижающие структурную вязкость среды и повышающие электрокинетический потенциал кристаллов парафина. Находясь в неоднородном электрическом поле высокого напряжения заряженные кристаллы парафина притягиваются к электродам депарафинизационной ячейки. Далее из ячейки последовательно выводится депарафинированное топливо, затем концентрат парафина. Принципиальная схема установки приведена на рис. 1.

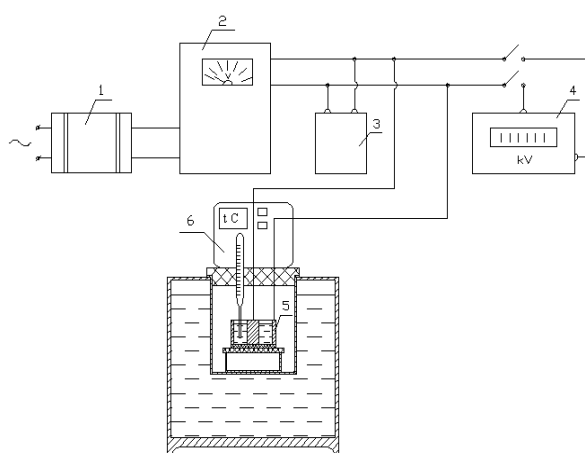


Рисунок 1 Схема установки электродепарафинизации дизельных топлив:
1 – стабилизатор напряжения; 2 – выпрямитель; 3 – конденсатор; 4 – киловольтметр;
5 – ячейка с коаксиальными электродами; 6 – криостат.

В таблице 1 представлены результаты депарафинизации трех топлив [1, 2]: летнего дизельного топлива Антипинского НПЗ (г. Тюмень, Россия), судового дизельного топлива Антипинского НПЗ (г. Тюмень, Россия), дизельное топливо утяжеленного фракционного (УФС) состава Ачинского НПЗ (г. Ачинск). В выбранных образцах фракционный состав, низкотемпературные свойства топлива и состав n-алканов различаются в широком интервале. Это позволяет наиболее полно оценить возможности процесса.

Таблица 1

Физико-химические свойства дизельных топлив

Дизельное топливо		летнее Антипинского НПЗ	судовое Антипинского НПЗ	УФС Ачинского НПЗ
Температура помутнения, °С		минус 5	плюс 2	плюс 6
Температура застывания, °С		минус 10	минус 5	плюс 4
Плотность при 20°С, кг/м ³		826	844	853
Вязкость при 20°С, мм ² /с		4,7	6,9	9,3
Фракционный состав, %		Выкипает при температуре, °С		
10		183,8	187	291,0
50		269,9	285	335,0
90		360,3	366	375,0
96		380,9	394	383,0
Распределение n-алканов в топливе, %мас.	$\sum C_{12-14}$	34,75	23,31	1,09
	$\sum C_{15-18}$	39,05	37,10	20,62
	$\sum C_{19+}$	26,20	39,59	78,29
Содержание n-алканов выделенных карбамидной депарафинизацией, % мас.		20,8	21,0	32,8

Таблица 2

Физико-химические свойства дизельных топлив

Параметры процесса			Показатели депарафинированного топлива		
Дизельное топливо	Температура процесса, °С	Содержание добавок, % масс.	Выход депарафинированного топлива, % масс.	Температура помутнения депарафинированного топлива, °С	Сорт топлива*
летнее Антипинского НПЗ	минус 10	0,05-0,1	89	минус 10	С
	минус 15	0,05-0,1	89	минус 16	Е
судовое Антипинского НПЗ	минус 10	0,1-0,5	78...85	минус 9	С
	минус 15	0,1-0,5	78...81	минус 14...15	Д
	минус 20	0,1-0,5	72...78	минус 18...19	Е
утяжеленного фракционного состава Ачинского НПЗ	минус 5	0,1-0,5	70...77	минус 5	С
	минус 15	0,1-0,5	65...75	минус 8...11	С

* Сорт топлива, которому соответствует депарафинированное топливо в соответствии с низкотемпературными свойствами, требуемыми ГОСТ 32511-2013 (EN 590:2009)

Депарафинизацию топлива проводили в интервале температур от минус 5 до минус 20°C. Напряженность постоянного электрического поля, создаваемая в депарафинизационной ячейке, равна 10 кВ/см. Депарафинированное топливо оценивали по его выходу и по температуре помутнения. Температура помутнения определяется содержанием парафина в топливе и показывает полноту его удаления. Предельная температура фильтруемости дизельного топлива всегда ниже его температуры помутнения. Это позволяет сравнить полученные депарафинированные топлива с требованиями к низкотемпературным свойствам современных ГОСТ.

Результаты в таблице 2 показывают, что предлагаемый способ позволяет получать депарафинированные топлива с приемлемым выходом и заданной температурой помутнения, и, следовательно, предельной температурой фильтруемости.

Достоинствами метода является:

- избирательное выделение высокоплавких парафинов, что позволяет сохранить низко- и среднеплавкие в топливе и, следовательно, сохранить цетановое число;
- дополнительное получение концентрата высокоплавкого парафина для дальнейшей переработки;
- гладкие электроды в отличии фильтров (в подобных установках) не забиваются и легко очищаются;
- незначительные затраты энергии на создание электрического поля высокого напряжения из-за низкой силы тока в цепи. Основные затраты приходятся на криогенное оборудование;
- при депарафинизации не применяются растворители.

Библиографический список

1. Yakovlev N. S. Dewaxing of heavy diesel fuel in an electric field / N. S. Yakovlev, S. G. Agaev. – Direct text // Chemistry and Technology of Fuels and Oils. – 2017. – №3. – P. 352-359.

2. Agaev S. G. Distribution of n-alkanes in the products of electric dewaxing of diesel fuel / S. G. Agaev, N. S. Yakovlev. – Direct text // Petroleum chemistry. – 2018. – №3. – P. 174-178

ОРГАНИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫМ ХОЗЯЙСТВОМ ТРАНСПОРТНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

Айнитдинов Р.Я.
Тюменский индустриальный университет

Предприятия в рамках оптимизации своего производства рассматривают всевозможные варианты организации. Важным аспектом оптимизации транспортно-технологического комплекса является правильное управление инструментальным хозяйством предприятия. Задачей инструментального хозяйства является своевременное изготовление и поставка на производство экономичной и высокопроизводительной технологической оснастки и инструментов, а также поддержка их работоспособного состояния во время производства.

Специализация и объем производства определяет структуру инструментальных цехов. Например, на крупных транспортно-технологических комплексах могут быть предметно-специализированные цехи, а на малых – один цех, который включает в себя предметные, технологические, заготовительные, вспомогательные и обслуживающие участки.

Основная задача инструментального хозяйства - организация эксплуатации инструмента, которая включает в себя следующие функции:

- установление порядка работы инструментально-раздаточных кладовых и центрально-инструментального склада, а также поставка инструментов в рабочие цехи;

- организация технического обслуживания инструментов;

Учитывая необходимость обеспечения предприятия технологической оснасткой, а также учитывая специфику инструментаобеспечения, на предприятиях организуются службы инструментального хозяйства.

При всём разнообразии систем инструментальных хозяйств, его можно привести к следующим структурам:

1. Инструментальный отдел организуется на средних и крупных предприятиях.

2. Бюро инструментального хозяйства или инструментальная группа организуются на небольших предприятиях.

Необходимое условие для создания эффективной системы менеджмента инструментального хозяйства – соблюдение специализации инструментальных подразделений и централизации. Под централизацией подразумевается потребность в открытии на предприятии централизованного органа, который будет отвечать за обеспечение инструмента на производстве.

Как правило, из-за тесной связи инструментального хозяйства и технологической подготовки производства централизованный орган управления обеспечением инструмента подчинен главному инженеру машиностроительного предприятия или его заместителю, а на малых предприятиях — главному технологу.

Структура инструментального хозяйства определяется типом его производства и выполняемыми задачами и представляет собой целую систему цеховых и заводских подразделений, занятых проектированием,

изготовлением, приобретением и эксплуатацией инструмента. Схематично структура инструментального хозяйства показана на рисунке 1.



Рисунок 1. Структура инструментального хозяйства

Инструментальное хозяйство относится к вспомогательным службам предприятия, тем не менее, оно имеет значимые показатели в структуре предприятия. Инструментальное хозяйство в производстве по статистике занимает следующие позиции:

- процесс создания комплекта технологической оснастки по трудоемкости занимает до 80%;
- по длительности около 90% общих затрат уходит на подготовку технологии для производства новых изделий;
- затраты на оснащение новых продуктов составляют 8–15% себестоимости, а изготовление и приобретение технологической оснастки, —15-40% от общей суммы оборотных средств предприятия;
- численность работников инструментального хозяйства может достигать 20–25% по отношению к числу рабочих, занятых в основном производстве.

Приведенные выше данные дают представление о важности инструментального хозяйства на предприятии, а также необходимости его организации и управления для эффективной работы транспортно-технологического комплекса

Библиографический список

1. Внутривзаводское планирование и менеджмент предприятия: учебное пособие / колл. авторов ; под общ. ред. проф. Н.И. Новицкого. – М. : РУСАЙНС, 2016. – 170 с. – Текст непосредственный.

2. Образ А. Производственный менеджмент: Учеб. пособие /А. Образ, Г. Панина - Костанай: КГУ им. А. Байтурсынова, 2010.-131 с. – Текст: электронный.

3. Агарков А. П. Экономика и управление на предприятии : учебник / А. П. Агарков, Р. С. Голов, В. Ю. Теплышев, Е. А. Ерохина. — Москва : Дашков и К, 2017. — 400 с. – Текст: электронный.

Научный руководитель: Вейнбендер Т.Л., канд. экон. наук, доцент

ПАКЕРЫ: КЛАССИФИКАЦИЯ, ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ, ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ И ОСОБЕННОСТИ

Ахмедханова А.Б.

Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Пакер – это прибор, применяющийся для сжатия затрубного пространства и разделения границ нефтяных и газовых скважин (рис. 1). Иными словами – это скважинный уплотнитель.



Рисунок 1. Общий вид пакера

Пакеры работают при воздействии значительных внешних нагрузок, резких перепадах давлений и при тепловом влиянии на пласт до 400°С. В связи с этим конструкция данных устройств необходимо устанавливать бесперебойную, надежную работу скважин. Рассмотрим подробнее виды пакеров [1].

Всего 2 признака классификации данных устройств: 1 признак показывает возможности устройства и способ работы; 2 признак описывает внешние характеристики.

По конструкции и принципу действия:

1. СВ – пакеры, работающие сжимаются под действием внешних сил;
2. УС – пакеры, работающие благодаря упругим силам;
3. НД – надувные пакеры [2].

Пакеры, работа которых осуществляется из-за внешних сил, относятся к тем, у которых упрочнение затрубного пространства осуществляется в последствии уплотнения элемента. Пакеры УС отличаются тем, что у них диаметр больше, чем у перекрываемой скважины. НД пакеры относятся к тем, у которых герметизирующая часть зафиксирована на облолке и прижимается к стенкам скважины.

Рассматривая типы пакеров, можно отметить, что они по материалу уплотнительного элемента бывают:

1. М – металлические;
2. Р – резиновые;
3. Ф – фторопластовые.

По направлению перепадов давлений:

1. ПВ - перепад давления направлен вверх;
2. ПН - вниз;
3. ПД – вверх и вниз.

По способу нагрузки на уплотнительные элементы:

1. М – механические;
2. Г – гидравлические;
3. МГ – механико-гидравлические;
4. ГМ – гидромеханические;
5. П – пневматические;
6. Х – химические [2].

Исследуем один из видов, а точнее механический пакер, у которого увеличивается перепад давления.

ПВМ 122-500 необходим для плотного разделения 2-х частей скважины и защиты эксплуатационной колонны от воздействия внешних факторов при разработке скважины (рис. 2).

Конструкция: 1 – головка; 2 – опорное кольцо; 3 – ограничительная втулка; 4 – ограничительный уплотнительный элемент; 5 – ограничительное кольцо; 6 – уплотнительный элемент; 7 – конус. Также узел фонаря состоит из: 8 – шлицы; 9- упорная втулка; 10 – ограничительный обрuch; 11 – пружины; 12 – корпус фонаря; 13 – штифт; 14 – фигурный паз; 15 – ствол.

Принцип работы данного пакера заключается в следующем: когда пакер вводится в ОК, фонарь из-за трения отстает от движения колонны, но штифты удерживают его и препятствуют движению. Когда достигнуто пакером требуемой глубины, из фигурного паза выводится штифт. Затем конус надвигается на шлицы, а они своими насечками мешают последующему спуску конуса. Возникает деформация резинового элемента из-за

веса ОК и, следовательно, уплотняется кольцевое пространство между трубами [3].

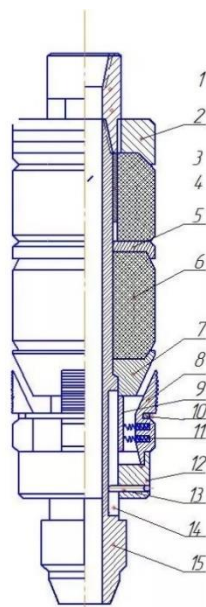


Рисунок 2. Вид механического пакера по типу ПВМ 122-500

Пакер типа ПВМ 122-500 широко применяется в:

- 1) освоении к эксплуатации нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин;
- 2) поиске герметичности ОК;
- 3) кислотной обработке;
- 4) РИР;
- 5) работе со струнными насосами [4].

Особенности ПВМ 122-500: устанавливается из-за вращающейся колонны НКТ, устройство состоит из 2-х резиновых элементов; возможна комплектровка циркуляционным клапаном, который поставляется гидроякорем.

Таким образом, проведенная классификация позволяет проанализировать способ работы пакера, его отличительные характеристики. Механические пакеры нашли большое применение на производстве. Их преимуществами, в отличие от других видов, являются: легкая конструкция, универсальность, низкая себестоимость, возможность многократного использования при 1 спуско-подъеме, а также некоторые детали можно поменять с деталями похожих пакеров, но разных изготовителей.

Библиографический список

1. STUDBOOKS : Пакер ПВМ-ЯГ-122-500 и сравнение его с другими модификациями пакеров. : [сайт]. - URL : https://studbooks.net/1788374/geografiya/naznachenie_oblast_primeneniya_klassifikatsiya_pakeroi (дата обращения: 27.04.2020). - Текст : электронный.

2. HELPIKS : Классификация пакеров : [сайт]. - URL : <https://helpiks.org/4-15745.html> (дата обращения: 27.04.2020). - Текст : электронный.

3. STUDOPEDIA : Устройство и принцип действия пакера ПВМ-122-500 : [сайт]. - URL : https://studopedia.net/10_15221_ustroystvo-i-printsip-deystviya-pakera-pvm--.html (дата обращения: 28.04.2020). - Текст : электронный.

4. STARTNG : Пакры : [сайт]. - URL : <https://startng.ru/equipment/pakery/> (дата обращения: 30.04.2020). - Текст : электронный.

Научный руководитель: Савельева Н.Н., канд. пед. наук, доцент

АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

Бабюк Г.Ф.

Филиал ТИУ в г. Нижневартовск

В современном мире, с развитием научно-технического прогресса и численности населения резко увеличился объемов энергопотребления и, как следствие, опустошение углеводных природных ресурсов. Начало XXI века многие зарубежные специалисты оценивают как окончание эры дешевого угля и нефти, резкое сокращение их запасов. Главным фактором, который способствует переходу энергетических средств на альтернативные виды топлива, является повышение экологических требований к отработанным газам двигателей автомобилей и других мобильных энергетических установок. Проблема экологической безопасности мобильной энергетики является составляющей экологической безопасности страны

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от автотранспортных средств составляют более 40% от общих объемов вредных выбросов в атмосферу. По данным Министерства природных ресурсов и экологии РФ, величина экологического ущерба, наносимого транспортным комплексом, составляет 1,5% валового национального продукта.

Снижается в последние годы роль нефти и нефтепродуктов в мировой экономике, что показывает мировая динамика потребления первичной энергии. Доля нефти в потребляемых энергоносителях снижается и по мнению ученых, за последние 40 лет, с 50% до 35%. 48 стран мира внедрили транспорт, где применяют альтернативные источники биологической энергии с нормативной базой (см. таблицу 1).

Анализ нормативных документов, целей используемых
альтернативных источников энергии стран мира

– Страны	– Нормативные документы
– США	– 2005 г. - Закон об энергетической политике. Цель: субсидии и налоговые льготы производителям биоэтанола. – 2007 г. - Закон об энергетической независимости и безопасности. Цель: разработка нормативных документов, системы сертификации и подтверждения соответствия производства биотоплива. Биотопливная программа: Renewable Fuel Standard (RFS)
– Бразилии	– Биотопливная программа: RenovaBio . Цель увеличение производства биотоплива(этанол, биодизель, биометан). снижение выброса CO ₂ , энергетическая безопасность.
– ЕС	– 2009 г.- Директива 2009/28 по стимулированию использования энергии из ВИЭ; Директива по качеству топлива 2009/30/ЕС2 – 2016г- принят пакет законов “Чистая энергия для всех европейцев”. Цель: уменьшить вредные выбросы, укрепить энергетическую безопасность, предотвращать и регулировать кризисы в сфере электроэнергетики. – Биотопливная программа: Renewable Energy Directive, Цель: снижение парниковых газов. В 2020г. 9,5% от всей энергетики будет занимать биотопливо.
– Россия	– 2012-2020 г.- дорожная карта «Развитие биотехнологий и геной инженерии». Цель: подготовка и реформирование правовой базы рынка биотоплива. – В России отсутствует закон об использовании альтернативного моторного топлива.
– Украина	– 2000г.- Закон "Об альтернативных видах топлива". – 2006г - программа развития дизельного биотоплива до 2010 года. – 2008 г. - Закон N 3158 "О развитии производства и потребления биологических топлив". [7].

Внедрение альтернативных топлив длительный процесс и это показал анализ проектов зарубежных стран и России. Сегодня успешно реализуются пилотные проекты по использованию природного газа, водорода и биотоплива. Вопрос использования альтернативных топлив, смесей биотоплив для дизельных двигателей и оптимизации состава альтернативного дизельного топлива рассмотрены в работах В.Г. Семенова, В.О. Маркова, А.И. Гайворонского, С.М. Девятова [1-6]. Проблема возможности работы двигателя на разных видах как традиционных, так и альтернативных топлив сегодня приобретает большую актуальность. В нашей стране не развита инфраструктура распределения топлив.

Важность поиска и использования альтернативных источников энергии для уменьшения зависимости от не возобновляемых

энергоресурсов и снижение экодеструктивного влияния на окружающую среду обосновывает актуальность проблемы и обуславливает к поиску путей наиболее эффективного развития альтернативной энергетики в целом и производства биологического топлива в частности.

Итак, в этой статье рассматриваются возможные направления развития производства альтернативных источников топлива в регионах России с учетом природных, экономических и экологических факторов с целью определения наиболее эффективных вариантов производства биотоплива, применение сжатого и сжиженного природного газа, что и приведет к сокращению экономических затрат и увеличению финансового выигрыша от данного вида деятельности. Правительство должно создать дополнительные мотивы для дальнейшего развития производства экологического топлива в РФ и решить проблему экологической безопасности.

Из анализа мировых и отечественных разработок альтернативных видов топлива, мы построили схему их классификации (см. рисунок 1).



Рисунок 1. Классификация альтернативных видов топлива

Рассмотрим применение альтернативных источников в автотранспорте. В 2008г США компания Tesla Motors выпустила электромобиль. В Японии в 2009-2010 годах появился электромобиль Mitsubishi i-MiEV, а в Европе эта машина продается с 2010 года. В 2011-м автомобилистам предложили покупать электроверсии Smart и Ford Focus, Volvo C30 Electric и другие модели, работающие «на батарейках». На сегодня,

лидерами по производству электромобилей является Китай, США, Норвегия. Развивают данный вид транспорта Индия, Франция, Великобритания, Германия.

В России готовятся выпускать массовый автомобиль - легковушку Alpha Car, а производить его будут в Магнитогорске, на предприятии по производству робототехники.

В России заканчивают работу над созданием самолета - электроплана с гибридным двигателем и на альтернативных видах топлива.. Твердоокисидные топливные элементы (solid oxide fuel cell, SOFC) вырабатывают электричество, соединяя водород из авиационного топлива с кислородом из воздуха.

Преимущества гибридного авиадвигателя:

- на 50% меньше выбросов вредных веществ (CO₂) в атмосферу,
- менее шумный,
- на 50% меньшее потребление топлива,
- решение проблем недостаточной емкости аккумуляторных батарей.

По прогнозам ученых НИУ "Высшая школа экономики" к 2022 году самым распространенным видом биотоплива на планете будет горючее из микроводорослей (37%), следом - этанол из крахмалсодержащего сырья (33%).

Выпускают и водородные автомобили - это Toyota Mirai, Honda Clarity и Hyundai Nexo. Водородный автомобиль Honda Clarity работает за счет реакции окисления водорода внутри электрохимического генератора, а вместо выхлопных газов производит чистую воду.

Flexible-fuel vehicle (FFV) - автомобиль с гибким выбором топлива - может ездить как на бензине, так и на смеси бензина с этанолом, причём в гибких пропорциях, современные технологии позволяют двигателю работать на любом соотношении компонентов бензина и этанола, от чистого бензина до 100% этанола (E100).

Транспортные средства Северной Америки и Европы оптимизированы для работы на смеси 15% бензина и 85% безводного этанола (топливо марки E85). Это ограничение в содержание этанола установлено для снижения выбросов этанола при низких температурах и для избежания проблем с запуском двигателя в холодную погоду (ниже 11 °C).

Китай является крупнейшим рынком альтернативной энергетики в мире, в 2018 году энергия ветра составила лишь 5,2%, солнечная - 2,5% от общенационального производства электроэнергии. Проблемы с возобновляемой энергетикой начались у Китая одновременно с началом американо-китайского торгового противостояния в середине 2018 года

Сжатый и сжиженный природный газ в РФ применяться на воздушном, железнодорожном, речном и автомобильном транспорте. В 2-3 раза меньше выбрасывается вредных веществ в атмосферу; ресурс двигателей увеличивается на 30-40%; цена в два раза дешевле, чем при

использовании бензина А-76; конструктивные изменения не существенны. Не внедряют повсеместно из-за не доработанной законодательной базы, которая должна стимулировать производителей автомобилей, которые переходят на альтернативные виды топлива. Плохо развиты сети АГНКС.

В РФ разработана "Концепция развития рынка газомоторного топлива до 2030 года" В России, сжиженный природный газ, является перспективным видом топлива для судоходства особенно в Арктике. При его использовании снижается: на 20% выбросы парниковых газов, на 100% оксидов серы, на 98% сажи и по цене на 40% дешевле по сравнению нефтяным топливом.

Решение энергетической проблемы заключается в переключении существующих технологий на альтернативные возобновляемые виды топлива, а также создании и внедрении новых экологически безопасных и энергоэффективных технологий. Необходимо рассматривать различные варианты изготовления биотоплива с учетом природных, экономических и экологических аспектов для транспорта. По нашему мнению, актуальным является вопрос приоритетности изготовления определенных видов альтернативного топлива в отдельных регионах и возможности развития данной отрасли в России.

Библиографический список

1. Бабюк Г. Ф. Составляющая экологической безопасности-использование альтернативных видов топлива / Г. Ф. Бабюк, Т. П. Федорина. - Текст : непосредственный. // Международная научно-практическая конференция "Аграрная наука и образование в XXI веке: проблемы, перспективы и инновации " сборник научных трудов. - Нежин, 2018. - №9 - С 164-172

2. Девятин С. Н. Использование смесевых биотоплив в дизелях / С. Н. Девятин, В. А. Марков, Д. А. Коршунов . - Текст : непосредственный. // Сборник научных трудов по проблемам двигателестроения, посвященный 175-летию МГТУ им. Н. Э. Баумана. – Москва : МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2005. – С. 63–68.

3. Кирилов Н. Г. Альтернативные моторные топлива XXI века / Н. Г. Кирилов . - Текст : непосредственный. //Автогазозаправочный комплекс + альтернативное топливо. – 2003. – № 3. – С. 58–63.

4. Марков В. А. Работа дизелей на растительных маслах / В. А. Марков, С. Н. Девятин, Д. А. Коршунов. - Текст : непосредственный. // Грузовик &. – 2006. – № 7. – С. 33–46.

5. Рапсовое масло как альтернативное топливо для дизеля / В. А. Марков, А. И. Гайворонский, С. Н. Девятин [и др.]. - Текст : непосредственный. // Автомобильная промышленность. – 2006. – № 2. – С. 1–3.

6. Bosch: Системы управления дизельными двигателями: Пер. с немецкого. – Москва : Изд-во «За рулем», 2004. – 480 с. - Текст : непосредственный.

АНАЛИЗ НАНОТРУБОК ГАЛЛУАЗИТА

Бабюк Г.Ф.

Филиал ТИУ в г. Нижневартовск

Современное материаловедение изучает материалы на атомарном уровне и это обеспечивает новые возможности развития промышленных технологий и поставили новые вызовы.

Нанотехнологии - совокупность методов и приёмов, обеспечивающих возможность контролируемым образом создавать и модифицировать объекты, включающие компоненты с размерами менее 100 нм, хотя бы в одном измерении, и в результате этого получившие принципиально новые качества, позволяющие осуществить их интеграцию в полноценно функционирующие системы большого масштаба; в более широком смысле этот термин охватывает также методы диагностики, характеристики и исследований таких объектов [1, 2]. Сегодня новый материал графен и углеродные нано-трубки на слуху всех исследователей, которые ищут новые способы изготовления, применения с учетом потребностей потребителей.

Компания ООО «Галлуазит-Урал» специализируются на извлечении и внедрении нанотрубок галлуазита HNT. HNT, химическая формула $Al_2Si_2O_5(OH)_4$ - это природный наноматериал, выдерживающий очень высокие температуры, облучение, колоссальное давление. Он имеет огромную механическую прочность, обладает армирующими свойствами и используется в различных промышленных и производственных направлениях.

Модифицированные и очищенные нанотрубки галлуазита являются основным конкурентом углеродным нанотрубкам. Углеродные нанотрубки имеют массу недостатков:

- синтетические (не могут использоваться в нано- и био- медицине, вредны для здоровья),
- дорогостоящие (свыше 100 \$ за грамм),
- не могут быть использованы в катализе,
- не переносят высоких температур и прочие.

На текущий момент по всему миру более 300 университетов и более 150 коммерческих лабораторий ведут исследования по применению нанотрубок галлуазита в различных сферах - в медицине, производстве РТИ, керамики, композитных материалов, ЛКИ, строительстве, нефтяной промышленности и т.д.

Нанотрубки используют в процессах производства: строительного бетона, нанодревесины, лакокрасочных материалов и покрытий, гидрогелей, полимерных материалов, композитов, резинотехнических изделий, медицинских нано- и микро-контейнеров, адсорбентов, диспергентов

Рассмотрим применения нанотрубок, например:

1) в бетоне с добавлением 5% массовых долей ННТ в смесь:

- повышается прочность на изгиб до 140%;
- повышается прочность до 200%;
- сокращается срок схватывания;
- снижается итоговый вес готовой конструкции;
- придается гидрофобные свойства изделию;
- снижается газопроницаемость в 2 раза.

2) в лако-красочном производстве с добавлением 3-5% массовых долей ННТ в ЛКМ повышает:

- сопротивляемость плесени и электрохимической коррозии;
- прочность покрытия и уменьшает его истираемость;
- огнезащитные свойства материала;
- сопротивление экстремальным химическим средам;
- гидрофобные свойства покрытия.

3) в полимерных композитах с добавлением 1-5% массовых долей ННТ позволяет:

- повысить прочность на растяжение до 90%;
- усилить упругость до 200%;
- снизить вес материала;
- повысить время воспламенения, сократить скорость тления, горения;
- многократно продлить время высвобождения;

4) в нефтяной промышленности ННТ используются как:

- адсорбенты;
- диспергенты при устранении нефтяных пятен;
- составляющие тампонажных веществ для снижения негативного воздействия на окружающую среду;

5) в резино-технических изделиях с добавлением 3-5% массовых долей ННТ в материал:

- повышается эластичность материала до 300%;
- увеличивается срок эксплуатации;
- повышается сопротивляемость материала к химическим реагентами можно использовать материал в экстремальных условиях.

Библиографический список

1. Алферов Ж. И. Наноматериалы и нанотехнологий / Ж. И. Алферов - Текст : непосредственный. // Микросистемная техника. 2003. №8. С. 3-13.

2. Жоаким К., Плевер Л. Нанонауки. Невидимая революция». / К. Жоаким, Л. Плевер – Москва : КоЛибри, 2009. – 240 с. - Текст : непосредственный.

3. Нанотехнология в ближайшем десятилетии. Прогноз направления развития / Под ред. М. К. Роко, Р. С. Уильямса и П. Аливисатоса: Пер. с англ. - Текст : непосредственный. // Москва : Мир, 2012. С. 292.

ПРИНЯТИЕ ЭФФЕКТИВНЫХ РЕШЕНИЙ КАК КЛЮЧЕВОЙ ФАКТОР УПРАВЛЕНИЯ ПОТЕНЦИАЛОМ АВТОТРАНСПОРТНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

Васильева М.Е., Куфтерин Н.А.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Потенциал предприятия формируется как результат системного взаимодействия потенциальных возможностей предприятия с намерением реализовать поставленные цели [1, 2]. Однако, если руководство не принимает эффективных решений – потенциал не возникает, остается нулевым или становится отрицательным.

Наличие отрицательного потенциала является фактором, с позиции экономического механизма функционирования предприятия объясняет кризисные явления и высокую вероятность банкротства предприятий.

Исследуя вопросы моделирования потенциала предприятия необходимо учитывать взаимосвязь между процессами управления потенциалом и управления предприятием. Управление предприятием ведет к изменениям в его состоянии, а значит, меняет потенциал предприятия, как его свойство. В управлении потенциалом ключевое значение имеет обеспечение его эффективной реализации, поскольку формирование потенциала непосредственного практического значения не имеет, а определяется уровнем поставленных целей. Поэтому при моделировании можно говорить о формировании капитала, ресурсов, потенциальных возможностей.

Достаточно хорошо зарекомендовало в технических задачах (управления персоналом и технического обслуживания) в различных ситуациях имитационное моделирование, основанное на методах системного анализа [2, 5].

С целью оценки потенциала транспортных предприятий на основе целевого подхода в г. Нижневартовске был проведен опрос руководителей подразделений различных предприятий, инженеров и менеджеров, обучающихся в филиале ТИУ (г. Нижневартовск) по направлению

подготовки 23.03.03 «Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов» на заочной форме обучения. По результатам их опросов сформировано дерево целей каждого из них и определен уровень их достижения по каждой из функциональных составляющих потенциальных возможностей предприятий.

Опросный лист для данного исследования состоял из двух разделов. Первый раздел касался целей, которые на момент опроса должны быть достигнуты, а второй – целей на будущее. Цели формулировались по потенциальным возможностям и ранжировались по значимости.

Анализ опросных листов позволил выделить цели, которые назывались чаще всего: – обновление подвижного состава; – сокращение количества пустых пробегов; – увеличение объемов перевозок грузов (увеличение количества клиентов, заказов); – сокращение административных расходов; – уменьшение текучести кадров; – сокращение аварийных ситуаций по вине водителей; – уменьшение дебиторской задолженности; – увеличение величины прибыли и тому подобное.

Уровень достижения целей по каждой составляющей потенциальных возможностей предприятия определялся по формуле:

$$K_{ц}^i = \frac{\sum_1^n r_i \cdot a_i}{n}, \quad (1)$$

где r_i – уровень достижения i – й цели; a_i – весомость цели среди целей соответствующей составляющей потенциальных возможностей; n – количество целей в пределах соответствующей составляющей потенциальных возможностей предприятия.

Значимость целей определялась по методу рангов по формуле:

$$a_i = \frac{B_i}{S}, \quad (2)$$

где S – сумма рангов целей для соответствующей составляющей потенциальных возможностей предприятия; B_i – количество баллов, что соответствует рангу i – й цели.

Шкала для перевода ранга цели в баллах приведена в таблице 1.

Таблица 1.

Соответствие баллов рангам (пример для 5 целей)

Ранг	1	2	3	4	5
Баллы	5	4	3	2	1

Если по мнению экспертов цели равно весомые, в опросном листе они отмечались под одинаковыми номерами и им присваивался одинаковый ранг.

Оценивания уровня достижимости целей по каждой составляющей потенциальных возможностей предприятия осуществлялось из аналогичных соображений.

Интегральное оценивание величины потенциала транспортных предприятий по целевому подходу осуществлен по формуле:

$$KI_{ц}^k = \frac{\sum_1^n K_{ц}^i \cdot a_i}{n}$$

где $K_{ц}^i$ – коэффициент достижения i – й цели; n – количество целей.

Анализ результатов свидетельствует, что наибольшую величину потенциала по динамическим подходом к оцениванию имеет предприятие с наименьшим минимальным значением уровня реализации функциональной составляющей потенциала (0,22 для маркетингового потенциала), что и определило низкий уровень «рабочего» потенциала, а, следовательно, наибольшую величину потенциала.

Выводы. На основании изложенного материала в работе считаем, что методические подходы, которые могут быть использованы для экономической оценки потенциала транспортных предприятий в первую очередь определяются подходом к определению и пониманию сущности категории потенциала.

Определены проблемные вопросы по оценке потенциала предприятия. По результатам проведенного критического анализа существующих методов оценки потенциала установлено, что они по своему экономическому содержанию в подавляющем большинстве является оценкой производственно-финансового состояния, оценки стоимости имущества, уровня конкурентоспособности, эффективности, в лучшем случае – потенциальных возможностей предприятия, или отдельных их составляющих. Вместе с тем, комплексных методик оценки величины собственно потенциала предприятий, в том числе транспортных, нет.

Библиографический список

1. Лазарев А. В. Принятие проектных решений в нефтегазовой отрасли с использованием методологии структурирования функции качества / А. В. Лазарев, Ю. И. Казаринов. - Текст : непосредственный. // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса : материалы V региональной научнопрактической конференции обучающихся ВО, аспирантов и ученых. – Тюмень, 2015. – Т.2. – С. 372 - 377.

2. Овсянкин А. М. Эффективное управление требованиями в проектах автотранспортных предприятий / А. М. Овсянкин, Ю. И. Казаринов. - Текст : непосредственный. // в сборнике: Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса : материалы IX Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых. Ответственный редактор: Ю. Б. Чебыкина. – Тюмень, 2019. С. 252-256.

3. Казаринов Ю.И. Критерий статического разрушения деталей подвижного состава / Ю. И. Казаринов. - Текст : непосредственный. // В сборнике: Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса. материалы Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых. . – Тюмень, 2017. С. 341-345.

4. Казаринов Ю. И. Прочность элементов конструкций с вырезами и повреждениями: монография / Ю.И. Казаринов. - Тюмень: ТИУ, 2017. - 188 с. - Текст : непосредственный.

5. Казаринов Ю.И. Методология построения корпоративной системы технического обслуживания и ремонта автомобилей на сервисном предприятии / Ю.И. Казаринов, Е. Ю. Казаринова. - Текст : непосредственный. // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: сборник материалов VIII научно-практической конференций обучающихся, аспирантов и ученых (Нижневартовск, 22 - 23 апр. 2018 г.): в 2 томах.- Тюмень: ТюмГНГУ, 2018. - Т.2. - С. 148 - 151.

Научный руководитель: Бабюк Г.Ф., старший преподаватель

МЕТОД ЧИСЛЕННОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОСТАВЛЯЮЩИХ ЧЕЛОВЕЧЕСКОГО ФАКТОРА ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ЧИСЛЕННОСТИ ПЕРСОНАЛА В АВТОСЕРВИСЕ

Глазкова В.А.

Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Из четырех составляющих понятия «ресурс» именно человек становится центром внимания экономической, социальной деятельности высокоразвитых стран [1]. Изменения социально-экономической среды функционирования автотранспортных компаний, внедрения принципов инновационной экономики в менеджмент автомобильного транспорта, проведения оценки перспективы развития отрасли и рынка услуг в глобальном масштабе, переход к рыночным условиям хозяйствования вынуждает в корне пересмотреть их отношение к «человеческому фактору», как основного источника повышения уровня эффективности отдельных предприятий автотранспорта и компаний в целом [2, 3].

Природа возникновения разновидностей профессиональной деятельности определяется тем, что вследствие большого количества знаний и сложных средств обеспечения деятельности появляются лица, которым это удается делать эффективнее благодаря координации полезной деятельности, разделения труда. Уменьшение же объема профессиональных знаний и особенностей материально технического обеспечения до общего

уровня приводит к исчезновению дифференцировки профессии.

Оценка профессиональной деятельности человеческого фактора на автотранспорте. Существуют три множества системообразующих отношений, определяющих эффективность профессиональной деятельности: высокая потребность в специализированной профессиональной деятельности; социально-бытовое обеспечение и убежденность в его значимости; биологические возможности (возраст, в котором доступна конкретная деятельность) и состояние здоровья.

В каждом из этих множеств установлена шкала качественной оценки профессиональных возможностей или эффективности.

Это позволяет говорить о шкалах интеллектуальной и биологической (физической) эффективности.



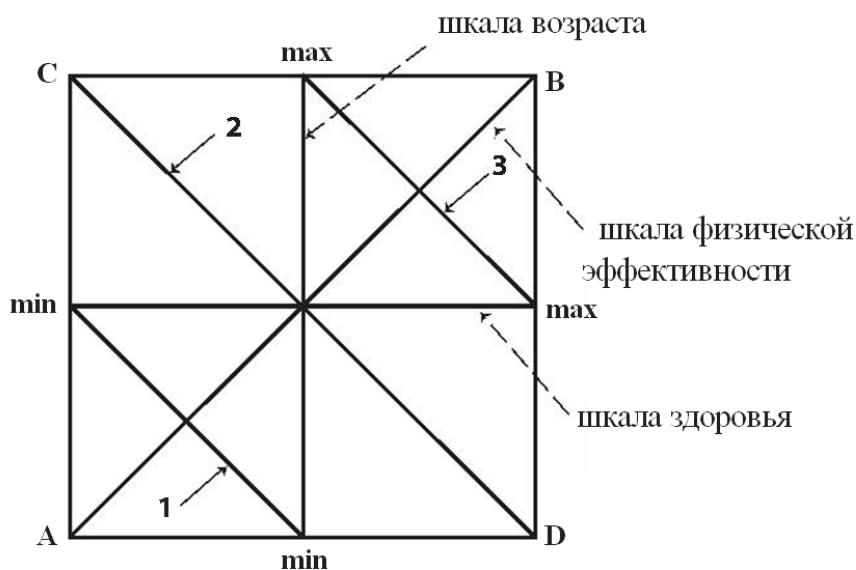
Рисунок 1. Эквипотенциальные уровни интеллектуальной эффективности специалиста.

Так, шкала интеллектуальной профессиональной эффективности исходит из множества отношений «профессиональные знания – материально-техническое обеспечение» (рис. 1), где диагональ CD соответствует различным значениям базовых характеристик эквипотенциального уровня средней интеллектуальной эффективности специалиста, линии 1, 2, 3 – разнообразные эквипотенциальные уровни профессиональной эффективности.

Подобно вышеупомянутой состоит шкала физической (биологической) эффективности профессиональной деятельности (рис. 2), где диагональ CD соответствует различным значениям базовых характеристик эквипотенциального уровня средней физической эффективности.

На основании этих шкал и осуществляется оценивание эффективности профессиональной деятельности. Построение

системообразующего пространства событий достигается ортогональным размещением шкал-диагоналей.



точка нижнего уровня
интеллектуальной эффективности
в физической деятельности

Рисунок 2. Пространство системообразующих отношений.

Можно существенно повысить результаты за счет внедрения информационных и других современных технологий организации производства. Использование компьютерной техники позволяет достичь максимальной осведомленности о контролируемой среде (персонал), как естественного требования со стороны любого руководителя [3, 4]. Использование автоматизированных программ распознавания позволит эффективнее решать вопросы уменьшения толерантности за счет проникновения в среду ранее неизвестной деятельности и предотвращает возможные нарушения с целью направленного воздействия.

Модель определения численности персонала автосервиса. Из-за разной подготовки специалистов соответствующего уровня квалификации можно составить представление о достаточной численности специалистов предприятия для достижения ее максимальной экономической эффективности. В данном случае вступает в силу принцип минимальных затрат на достижение одинакового конечного результата. Затраты на повышение эффективности работы автосервисного предприятия требуют существенного увеличения расходов. Если изобразить зависимость в системе "затраты-повышение эффективности", то последняя будет иметь форму цепной линии. В свою очередь, экономия на качестве специалистов в конечном итоге влияет на эффективность и результативность работы автосервиса. Сочетание этих характеристик дает общую картину затрат отрасли и ее наиболее экономический уровень содержания.

Библиографический список

1. Человеческий фактор : пер. с англ. / М. Вайсер, Б. Шнейдерман, Р. Уиллиджис и др. В 6-ти томах. – т. 3. – Москва : Мир, 1991. – 488 с. - Текст : непосредственный.

2. Лазарев А. В. Принятие проектных решений в нефтегазовой отрасли с использованием методологии структурирования функции качества / А. В. Лазарев, Ю. И. Казаринов. - Текст : непосредственный. // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса : материалы V региональной научно-практической конференции обучающихся ВО, аспирантов и ученых. – Тюмень, 2015. – Т.2. – С. 372 - 377.

3. Овсянкин А. М. Эффективное управление требованиями в проектах автотранспортных предприятий / А. М. Овсянкин, Ю. И. Казаринов. - Текст : непосредственный. // в сборнике: Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса : материалы IX Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых. Ответственный редактор: Ю. Б. Чебыкина. – Тюмень, 2019. С. 252-256.

4. Казаринов Ю.И. Методология построения корпоративной системы технического обслуживания и ремонта автомобилей на сервисном предприятии / Ю.И. Казаринов, Е. Ю. Казаринова. - Текст : непосредственный. // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: сборник материалов VIII научно-практической конференций обучающихся, аспирантов и ученых (Нижевартовск, 22 - 23 апр. 2018 г.): в 2 томах.- Тюмень: ТюмГНГУ, 2018. - Т.2. - С. 148 - 151.

Научный руководитель: Бабюк Г.Ф., старший преподаватель

КОНТАКТНАЯ ЗАДАЧА ДЛЯ УПРУГОГО ТЕЛА В ЦИЛИНДРИЧЕСКИХ КООРДИНАТАХ

Казаринов Ю.И.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Решения контактных задачи теории упругости имеют важное значение при оценке прочности различных элементов конструкций и деталей.

Фундаментальное решение для упругого тела в цилиндрических координатах. Рассмотрим дифференциальное уравнение равновесия в перемещениях, представленное в работе [1]. В этом уравнении отсутствуют массовые силы:

$$\Delta \mathbf{u} + \frac{1}{1 - 2\nu} \nabla(\nabla \cdot \mathbf{u}) = 0. \quad (1)$$

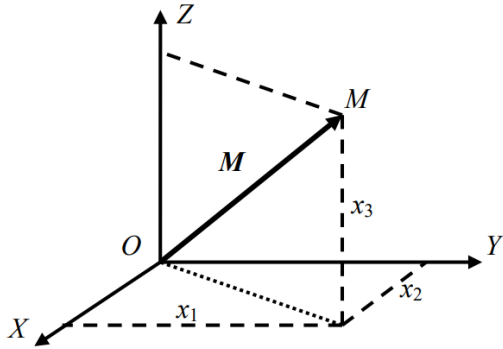


Рис. 1. Декартова система прямоугольных координат в пространстве

в таком виде:

$$\Delta \left\{ \mathbf{u} + \frac{1}{2(1 - 2\nu)} \mathbf{R}(\nabla \cdot \mathbf{u}) \right\} = 0. \quad (2)$$

В случае отсутствия массовых сил объемное расширение $\theta = \nabla \cdot \mathbf{u}$ — это гармоническая функция.

В работе [1] предложено записывать вектор перемещений \mathbf{u} в виде

$$\mathbf{u} = \mathbf{B} - \frac{1}{2(1 - 2\nu)} x_3 \nabla \varphi, \quad (3)$$

В формуле (3) $\mathbf{B}(\mathbf{x})$ является гармоническим вектором (т.е. $\Delta \mathbf{B} = 0$), а φ — некоторая скалярная функция, x_3 — одна из осей декартовой системы координат.

$$\mathbf{R}(\nabla \cdot \mathbf{u}) = \mathbf{R}\theta = x_3 \nabla \varphi. \quad (4)$$

При этом функция φ подчиняется условиям:

$$\Delta \varphi = 0, \quad \frac{\partial \varphi}{\partial x_1} = \frac{2(1 - 2\nu)}{3 - 4\nu} \nabla \cdot \mathbf{B}.$$

Запишем перемещения в декартовой системы координат, используя выражение (3):

где ∇ — набла-оператор, \mathbf{u} — вектор перемещений, Δ — оператор Лапласа, ν — коэффициент Пуассона. Рассматривается трехмерное пространство.

Используя векторное соотношение [2]

$$2\nabla \varphi = \Delta(\mathbf{R}\varphi) - \mathbf{R}\Delta\varphi,$$

где $\mathbf{R} = \mathbf{i}_s x_s$ — радиус-вектор, уравнение равновесия (1) представ-

$$\begin{cases} u_1 = B_1 - \frac{1}{2(1-2\nu)} x_3 \frac{\partial \varphi}{\partial x_1}; \\ u_2 = B_2 - \frac{1}{2(1-2\nu)} x_3 \frac{\partial \varphi}{\partial x_2}; \\ u_3 = B_3 - \frac{1}{2(1-2\nu)} x_3 \frac{\partial \varphi}{\partial x_3}. \end{cases} \quad (5)$$

Формулы (3)-(5) позволяет решить первую и вторую краевые задачи для полупространства.

В первой краевой задаче ставится кинематическое краевое условие: в полупространстве $x_3 > 0$ разыскивается вектор перемещений и $\mathbf{u}(x)$, принимающий на границе $x_3 = 0$ заданное значение.

С использованием данного подхода решено несколько типов задач теории упругости в декартовой системе координат [1, 3-4].

Рассмотрим применение этого же метода применительно к осесимметричным задачам теории упругости в цилиндрических координатах r, z .

Если деформация симметрична относительно оси Oz , то для сложных функций (u_1, u_2, u_3) при переходе от декартовой системы координат к цилиндрическим, запишем выражения, используя работу [2]:

$$\begin{cases} u_1 = u_r(r, z) \cos \theta; \\ u_2 = u_r(r, z) \sin \theta; \\ u_3 = u_3(r, z), \end{cases} \quad u_3(x, y, z) = u_3(r, z) \quad (6)$$

где

$$\begin{aligned} u_r(r, z) &= u_1 \cos \theta + u_2 \sin \theta; \\ u_\theta(r, z) &= 0; \\ u_3(r, z) &= u_3(x, y, z). \end{aligned} \quad (7)$$

Запишем формулы для перехода от цилиндрических координат к декартовым прямоугольным координатам:

$$x = \rho \cos \theta; \quad y = \rho \sin \theta; \quad z = z \quad (x_3 = z).$$

И обратные формулы перехода:

$$\rho = (x^2 + y^2)^{1/2}; \quad \varphi = \arctg \left(\frac{y}{x} \right); \quad z = z \quad (x_3 = z).$$

Для получения наиболее общего решения, относительно деформаций, симметричных оси Oz , положим в выражении (5)

$$\begin{aligned}
B_1 &= \beta_1 \cos\theta = \frac{x}{r} \beta_1, & \left(\nabla^2 - \frac{1}{r^2}\right) \beta_1 &= 0, \\
B_2 &= \beta_1 \sin\theta = \frac{y}{r} \beta_1, & \nabla^2 \beta_2 &= 0. \\
B_3 &= \beta_2, \\
\varphi &= \beta_0.
\end{aligned} \tag{8}$$

Связь между перемещениями и напряжениями в цилиндрических координатах имеет вид [2]:

$$\sigma_{rr} = 2\mu e_{rr} + \lambda e, \quad \sigma_{\theta\theta} = 2\mu e_{\theta\theta} + \lambda e, \quad \sigma_z = 2\mu e_{zz} + \lambda e \tag{9}$$

где

$$e = e_{rr} + e_{\theta\theta} + e_{zz},$$

$$e_{rr} = \frac{\partial u_r}{\partial r}; \quad e_{\theta\theta} = \frac{1}{r} \left(u_r + \frac{\partial u_\theta}{\partial \theta} \right); \quad e_{zz} = \frac{\partial u_z}{\partial z}.$$

Подставляя формулы (7) и (8) в (10) с учетом выражений (5) и (6) получим формулы для определения контактных напряжений для упругого полупространства.

Библиографический список

1. Бородачев Н. М. Об одном методе решения пространственной задачи теории упругости в перемещениях / Н. М. Бородачев, В. В. Астанин. - Текст : непосредственный. // Проблемы прочности. – 2003. – № 3. – С. 62-69.
2. Папкович П. Ф. Теория упругости / П.Ф. Папкович. – Москва : Оборонгиз, 1939. – 640 с. - Текст : непосредственный.
3. Казаринов Ю. И. Прочность элементов конструкций с вырезами и повреждениями: монография / Ю. И. Казаринов. – Тюмень : ТИУ, 2017. – 210 с. - Текст : непосредственный.

ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГИДРОМАШИН В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ

Краснов В.Г.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Возможность использовать энергию речного потока находит свое воплощение в различных технических решениях [1,2]. Одним из таких решений является устройство рис. 1 – гидромашина [3]. Устройство рис. 1 – (показана одна его сторона) содержит блоки:

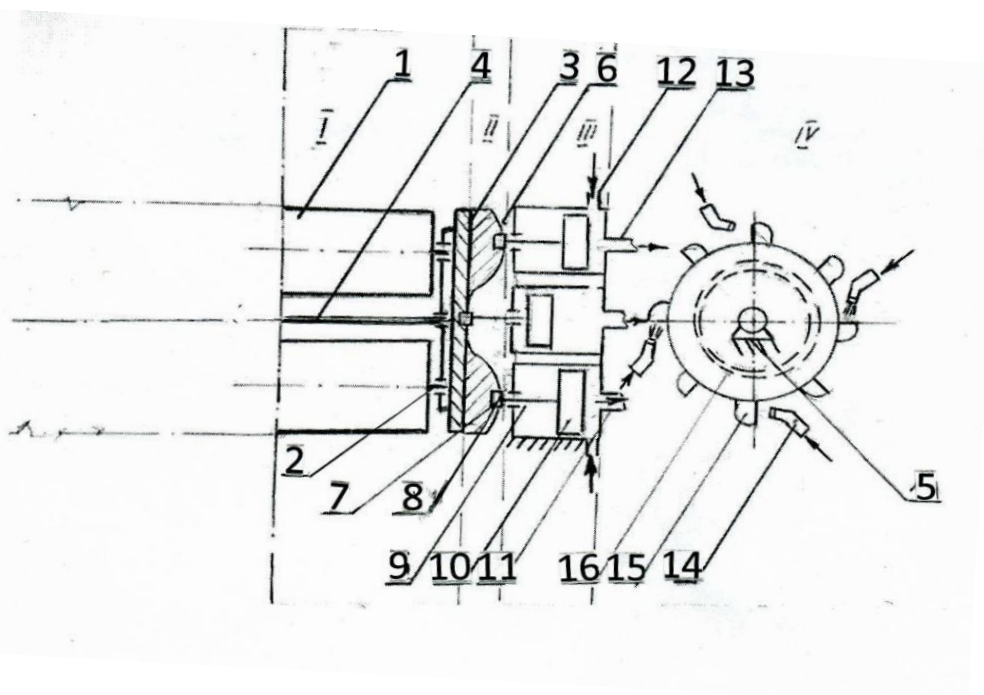


Рисунок 1. Гидромашина

блок I – гидрогенератор, преобразует поступательные движения потока во вращательное движение ведомого звена;

блок II – кулачковый механизм, преобразует вращательное движение ведомого звена в поступательное движение толкателей (вытеснителей жидкости);

таким образом, блок I и блок II преобразуют кинетическую энергию жидкости в возвратно-поступательное движение твёрдого тела;

блок III – гидравлический мультипликатор с преобразованием потенциальной энергии жидкости в кинетическую.

В качестве потребителя кинетической энергии жидкости может выступать гидравлически связанный с гидромашинной (с выпускными отверстиями) блок IV – гидротурбина, которая может быть связана с электрогенератором.

Гидромашина содержит рабочие ролики 1 соединенные между собой в «бесконечную» цепь и являются ведущими звеньями. Бесконечная цепь из роликов 1 охватывает пару зубчатых колёс 3 с осью 4 и натяжной барабан.

Ролики 1 выполнены цилиндрическими, полыми. Также каждый ролик, выполнены с возможностью заполнения жидкостью при погружении в неё, и опорожнения при выходе из неё. Для этого каждый ролик 1,

которые могут быть выполнены круглыми, прямоугольными, в виде прорезей, любыми другими формами.

Следствием возможности заполнения жидкостью является возможность изменения массы роликов, натяжного барабана, что в свою очередь обеспечивает возможность изменения величины кинетического момента на рабочей и не рабочей сторонах цепи.

На раме 5, на оси 4, параллельно друг другу и неподвижно относительно друг друга установлены зубчатые колёса 3.

На торцах барабана 3 жёстко установлены диски 6 с криволинейной поверхностью на своей внешней периферийной стороне и формирующие блок I. Криволинейная поверхность дисков 6 снабжена пазовыми кулачками 7, которые связаны кинематически посредством роликов 8 штоков 9 поршней 10 и формирующей блок II.

Для удержания толкателя в пазе, для обеспечения возможности возврата толкателя в исходное положение, паз выполнен профильной формой, а толкатель имеет конфигурацию, соответствующую этой форме. Например, паз может иметь «Г» или «Т» - образное сечение, а толкатель иметь соответствующую конфигурацию. Также, для обеспечения непрерывного взаимодействия толкателя с пазом, возврат толкателя (поршня) может осуществляться от усилия соосно установленной пружины. В этом случае, создаваемое гидроцилиндром усилие, при прочих равных условиях будет меньше, за счёт того, что при прямом ходе толкателя необходимо преодолевать силу упругости пружины.

Цилиндры 11 жёстко установлены на раме 5.

За счёт поступательного движения поршня (плунжера) создаётся разрежение в полости над ним (в рабочей камере), и туда засасывается жидкость из подводящего (всасывающего) трубопровода. При обратном движении поршня (плунжера) на всасывающем трубопроводе закрывается клапан, предотвращающий протечку жидкости обратно, и открывается клапан на нагнетательном трубопроводе, который был закрыт при всасывании. Туда вытесняется жидкость, которая находилась над поршнем (плунжером), и процесс повторяется. Одно из преимуществ такого насоса в том, что он способен закачивать жидкость, будучи в момент пуска незаполненным ею (сухое всасывание).

Цилиндры 11, поршней 10 снабжены впускными клапанами 12 и выпускным отверстием 13 формируя блок III.

Выпускные отверстия 13 связаны трубопроводами с соплами 14 гидротурбины 15, связанной с валом электрогенератора 16 и формируя блок IV. Все элементы блоков установлены на одном основании раме 5.

При размещении в потоке блока I гидросилового агрегата продольно поточной гидросиловой установки в поток, на несущий ролик 1 будет воздействовать энергия потока, увлекая его и всю цепь в поступательное движение.

Ролики 1 своими цевками 2 будут воздействовать на зубья ведомых барабанов 3, придавая им вращательное движение, которое посредством пазовых кулачков 7 через ролики 8 преобразуется в поступательное движение штоков 9 поршней 10.

При увеличении объема поршневой полости она заполняется через впускной клапан 12 водой, а при обратном ходе через выпускное отверстие 13 вода вытесняется по трубопроводам к соплам 14 гидротурбины воздействуя на ее лопатки 15 приводя ее во вращательное движение, которое передается на вал электрогенератора 16.

Указанная взаимосвязь звеньев в блоке I характеризуется получением движущей силы от потока роликами 1. Создаваемая окружная сила на ведомом барабане 3 преобразуется в блоке II в осевую силу поступательного движения штоков 9 и передачей ее на поршни 10.

Работоспособность рассмотренного устройства в значительной степени определится свойствами материала ее элементов.

Элементы, детали гидромашины могут быть изготовлены из полимера, пластика, термопласта, металла, дерева, из материала, обладающего светопропусканием.

Для каждого материала, соответственно изделия из этого материала, имеются свои допустимые (без изменения заданных характеристик изделия) для него условия эксплуатации. При этом одни из них допустимы долговременно, другие кратковременно.

К основным требованиям, материалов для изготовления элементов, деталей гидромашины следует отнести:

долговременно, в воздухе, при атмосферном давлении от 640 до 820 мм рт. ст., при температуре от -20 град. С до +70 град. С, при относительной влажности от 0,1 до 100% способность в допустимых пределах не поддаваться изменению заданной для материала формы и размеров;

высокая прочность;

стойкость к водопоглощению, т.е. низкая гигроскопичность;

высокая устойчивость к истиранию;

хорошее сопротивление ползучести, даже при высоких температурах;

физиологическая безвредность для человека (при необходимости);

стойкость к воздействию веществ способных менять химические и/или физические свойства материала, а именно, повышенная химическая стойкость, обуславливающая стабильность изделий под воздействием порошкообразных веществ, гелеобразных веществ, жидких сред, жидких сред под давлением, в том числе стерилизующих жидкостей (при необходимости);

стойкость к воздействию разбавленных, концентрированных кислот, щелочей (при необходимости);

стойкость к нагреванию до +110 град. С (при необходимости);

стойкость к воздействию горячей воды, пара (при необходимости); способность выдерживать тепловую стерилизацию (в том числе, автоклавирование), радиационную стерилизацию без изменения химических и/или физических свойств (при необходимости);

инертность к загрязнителям (при необходимости);
отсутствие запаха (при необходимости);

Таковыми материалами являются, в том числе полимеры, пластики, термопласты инженерно-технического назначения, конструкционные термопласты, изделия из них могут быть получены методом литья.

К ним относятся:

Полиамиды, в том числе, полиамид 11 (РА11), полиамид 12 (РА12), полиамид 12 1200 (РА12G), полиамид 66 (РА66).

Нейлон/Полиамиды. Нейлон – синтетический полимер, изготавливаемый на основе полиамидов.

Элементы, детали гидромашины 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).

Элементы, детали гидромашины, выполненные из нейлона (полиамида) – очень легкие и прочные, обладают устойчивостью к воздействию высоких и низких температур (не меняют свою форму), устойчивы к образованию царапин.

Литьевые термопластичные материалы, относящиеся по химическому составу к сложным полиэфирам (т.е. содержащие сложноэфирную группу) полибутилентерефталат (PBT), поликарбонат (PC), термостойкий поликарбонат, сополикарбонат на основе бисфенола А и бисфенола ТМС (PC-НТ), полициклогександиментерефталат (полиэфир PCT);

Простые полиэфиры: полиацеталь (POM-Н; POM-С), [PPO](#), MPPO, MPPE, PPO-m, PPO/PS, PPO/HIPS, PPE/SB.

Полипропилен (PP), полиэтилен высокомолекулярный (PE-5), полиметилпентен (PMP).

Поликетоны алифатические (PK), поликетон. Относятся к группе кристаллизующихся материалов (высокая скорость кристаллизации). Выдерживают кратковременный нагрев до 180 град. С. Температура плавления: 220 град. С. Температура хрупкости: -20 град. С. Обладают высокой стойкостью к ударным нагрузкам, ползучести. Имеют высокую износостойкость. Не стойки к УФ-излучению. Обладают высокой химической и гидrolитической стойкостью. Имеют очень высокую стойкость к автомобильному топливу (выше, чем у POM). Стойки к углеводородам, органическим растворителям, разбавленным кислотам и щелочам, растворам солей. Отличаются очень низкой газопроницаемостью.

Характеристики ненаполненных марок: плотность (при 23 град. С): 1.24 г/см³; предел текучести при растяжении (при 23 град. С): 60 Мпа; модуль упругости при изгибе (при 23 град. С): 1400 Мпа.

Стирольные пластики, например, полистирол синдиотактический. Относятся к металлоценовым материалам. Температура плавления: 260-270 град. С. Температура стеклования: около 100 град. С. Устойчивы к действию бензина, дизельного топлива антифризам, спиртам, растворам солей, разбавленным кислотам, щелочам и др. Очень стойки к воде. Имеют высокую размерную стабильность. Рекомендуются для точного литья. Хорошо перерабатываются. Обычно применяются в виде стеклонаполненных, угленаполненных и др. композиций.

Характеристики стеклонаполненных марок (30% стекловолокна): плотность (23 град. С): 1.21 - 1.44 г/см³; прочность при растяжении (при 23 град. С): 100 - 125 Мпа; модуль упругости при растяжении (при 23 град. С): 7580 - 10000 Мпа.

Также возможны к применению ацетобутиратцеллюлозный и ацетилцеллюлозный этролы.

Для повышения физико-механических свойств возможна добавка 1-5% стеклянного волокна.

Ацетат целлюлозы. Пластмассы на основе ацетат целлюлозы (этролы) используют для изготовления прочных пластмасс. Лёгкий и достаточно прочный, устойчив к механическим воздействиям при обычных температурах, легко обрабатывается.

Углеволокно (углеродное волокно, карбон) – композитный материал, состоящий из волокон углерода, которые соединены между собой эпоксидными смолами и/или другими полимерами (полиэстер, нейлон), также и для пара-арамидного волокна.

Для повышения прочности волокна материала переплетают между собой под определенным углом и добавляют в них полимерные волокна и эпоксидные смолы.

Также возможны к применению и другие композитные материалы, полимерные композитные материалы, относящиеся к: стеклопластикам, углепластикам, боропластикам, полимерам, наполненным порошками, текстадитам, композитные материалы с металлической матрицей и др.

Композитные материалы клеевые (КМК) представляют собой стекло-, углепластики, изготовленные из клеевых препрегов на основе стекло- и угленаполнителей и клеевой матрицы с регулируемой прочностью и теплостойкостью путем определенной укладки каждого монослоя.

Пропионаты. Этот тип полимеров по своим свойствам близок к ацетату целлюлозы. Детали гидромашин можно получить литьем под давлением (методом инъекции).

Элементы, детали гидромашины, выполненные из пропионата будут прочнее, гибче и легче, чем элементы, детали, выполненные из ацетата целлюлозы.

Металлы. В дополнение к требованиям, изложенным выше, основными возможными требованиями к металлам, к стали и сплавам для производства деталей гидромашины, 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.

Библиографический список

1. Обозов А. Д. Возобновляемые источники энергии : учеб. пособие для вузов / А. Д. Обозов, Р. М. Ботпаев. – Бишкек, 2010. – 218 с. – Текст : непосредственный.

2. Краснов, В. Г. Возобновляемые источники энергии микроГЭС : монография / В. Г. Краснов. – Чебоксары: НОУ ДПО «Экспертно-методический центр», 2017. – 56 с. – Текст : непосредственный.

3. Пат. RU 156588 U1 Россия. Продольно-поточная гидросиловая установка : № 2015106841/06: заявл. 27.02.2015: опубл. 10.11.2015 / Краснов В. Г., Лихачевский В. Н., Калашников С. П.; патентообладатель Краснов Виктор Гаврилович. – Текст : непосредственный.

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ДВИЖЕНИЯ ПОЛОГО ЦИЛИНДРА В ПОТОКЕ

Краснов В.Г.¹, Абрамов Н.В.²

¹ Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

² Самарский государственный технический университет

За последние двадцать лет разработаны и частично внедрены различные конструкции Микро-ГЭС.[1], отличающиеся установленной мощностью, принципом работы и параметрами рабочих органов.

В устройстве, по патенту RU156588U1, рабочий орган (ролик) (Рис.1), выполнен цилиндрической формы.

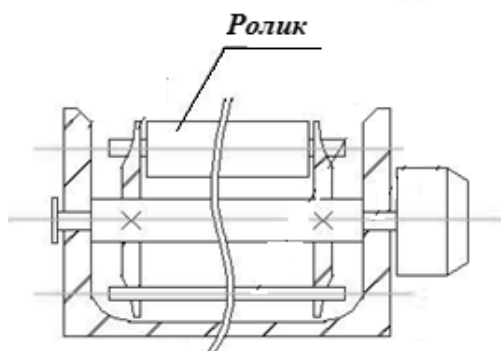


Рисунок 1. Ролики в конструкции рассматриваемой гидроэлектрической установки

Особенностью цилиндра является выполнение его полым (Рис.2) со сквозными прорезями. При его погружении в поток он приобретает его скорость, а по мере заполнения полости водой, увеличивает собственную массу.

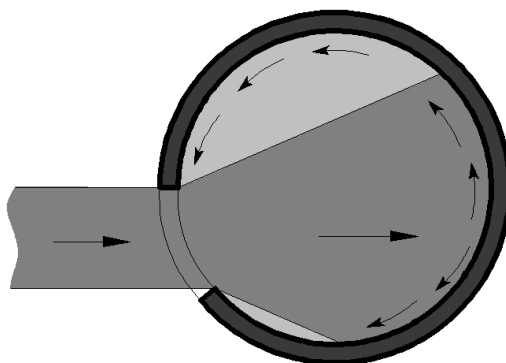


Рисунок 2. Заполнение полости ролика.

Увеличение массы, как следует из уравнения момента количества движения $K = \Sigma m_0(mv)$, увеличивает передаваемый роликами момента количества движения [2]. Масса роликов, их скорость движения в потоке, связаны уравнением, имеющего вид

$$m_0 v'_x = v_x \frac{M}{T}$$

где: v - скоростью потока, T - время заполнения, M - конечная масса ролика.

Скорость гидравлического потока является исходной величиной, но зависящей от стока реки, в котором используется данная установка. Время заполнения или приобретение конечной массы ролика, достижение им скорости потока определяет эффективность работы установки и является задачей настоящих исследований.

1. Алгоритм решения поставленной задачи

Для исследования зависимости $\frac{d}{dt} m(t) = \frac{M+m(t)}{T} \times v(t)$, была использована программа РТС Mathcad®.

В исследовании были приняты значения скорости потока - 2, 5, 10 м/сек. Для принятых скоростей исследовалось влияние на время

заполнения роликов и приобретенную ими скорость, изменения масс ролика от «0» до значений - 5,10,100 и 200кг. Принятие значений определялось исходя из рациональных параметров использования разрабатываемого устройства.

Ввод данных

Скорость потока

$$U := 2$$

Начальная масса тела

$$A := 0.01$$

Начальная скорость тела

$$B := 0$$

Максимальная масса (после заполнения)

$$M := 200$$

Время заполнения

$$T := 8$$

Решение

Given

$$\frac{d}{dt} m(t) = \frac{M + m(t)}{T} \cdot v(t)$$

$$\frac{d}{dt} v(t) = \frac{U - v(t)}{T} \cdot m(t)$$

$$m(0) = A$$

$$v(0) = B$$

$$\begin{pmatrix} m \\ v \end{pmatrix} := \text{Odesolve} \left[\begin{pmatrix} m \\ v \end{pmatrix}, t, 100 \right]$$

Вычисление погрешности метода Рунге-Кутты (4 порядок)

$$p := 4$$

$$h := 0.01$$

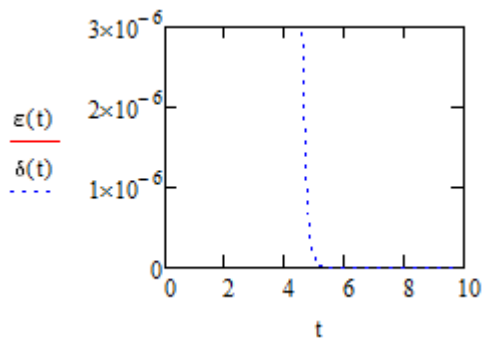
$$e(t) := \frac{\left| m(t+h) - m\left(t + \frac{h}{2}\right) \right|}{2^p - 1}$$

$$d(t) := \frac{\left| v(t+h) - v\left(t + \frac{h}{2}\right) \right|}{2^p - 1}$$

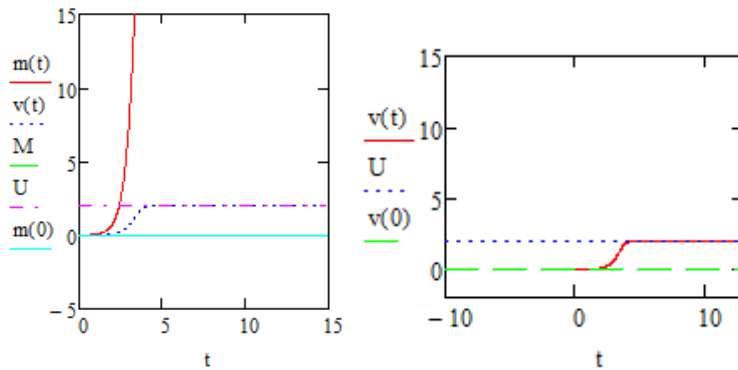
Вычисление относительной погрешности

$$\varepsilon_m(t) := \frac{e(t)}{m(t)}$$

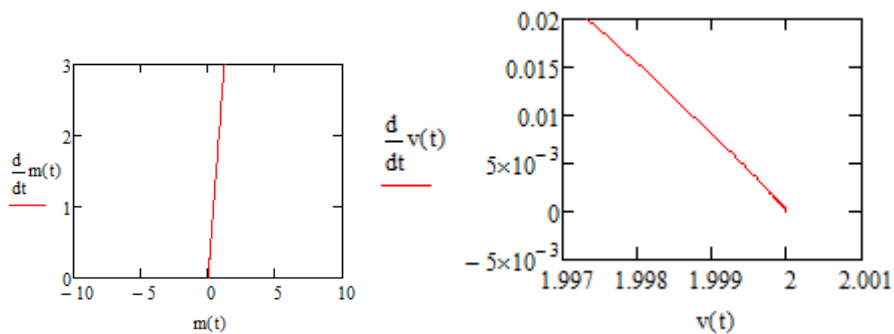
$$\varepsilon_v(t) := \frac{d(t)}{v(t)}$$



Графики зависимости массы и скорости от времени



Фазовые портреты для m и v



Ввод прошедшего времени

$$t1 := 50$$

Вывод массы, скорости и погрешности вычислений в данное время

$$m(t1) = 199.998$$

$$v(t1) = 2$$

Абсолютная погрешность

$$e(t1) = 1.369 \times 10^{-7}$$

$$d(t1) = 2.487 \times 10^{-15}$$

Относительная погрешность

$$\varepsilon(t1) = 6.846 \times 10^{-10}$$

$$\delta(t1) = 1.243 \times 10^{-15}$$

Результатом проведенного исследования являются полученные графики и фазовые портреты для «М» и «V», которые позволяют более эффективно подобрать значения для реализации рабочей установки.

Библиографический список

1. Краснов В. Г. Возобновляемые источники энергии микроГЭС : монография / В. Г. Краснов. – Чебоксары : НОУ ДПО «Экспертно-методический центр», 2017. – 56 с. - Текст : непосредственный.

2. Новоселов В. С. Аналитическая механика с систем с переменными массами / В. С. Новоселов - Ленинград: Изд. ЛГУ, 1969. - 240 с. - Текст : непосредственный.

СТАНКИ-КАЧАЛКИ. КОНСТРУКЦИЯ. ПРИНЦИП РАБОТЫ И ПРИМЕНЕНИЕ. ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ.

Куфтерин Н.А.

Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

В нефтяной промышленности невозможно обойтись без специального насосного устройства, которым является станок-качалка (СКД). Это оборудование используется для эффективной добычи нефти из глубоких скважин. Привод таких устройств и возвышается над скважинами, расположившись на поверхности земли, а управление оборудованием осуществляет специально обученный оператор. Насосы плунжерного типа отвечают за добычу нефти.

Правильно установленный станок обладает такими эксплуатационными характеристиками:

- высокий уровень КПД, который объясняется системой противовесов, минимизирующих энергопотребление;
- надежность. Устройство гарантирует для всех движущихся элементов конструкции хорошую смазку, также машина может работать в течение длительного времени без остановки;
- сложность монтажных работ. Опорную платформу, которая изготавливается из бетонной смеси, необходимо обустроить для эффективной работы станка.

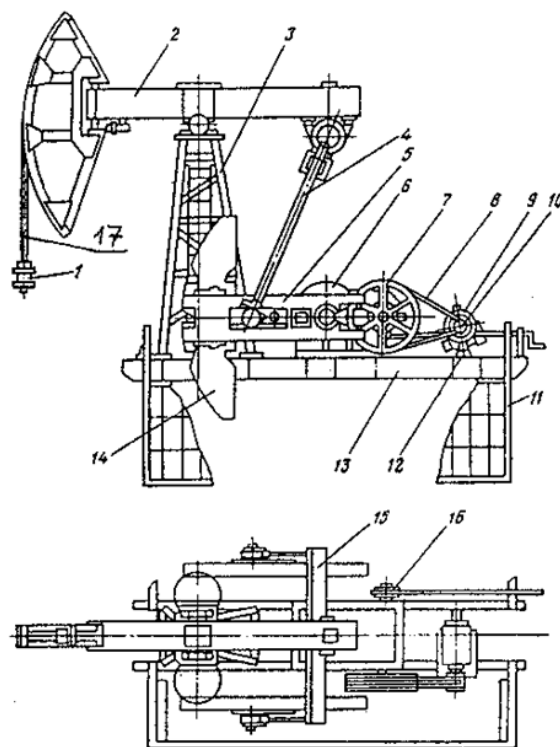


Рисунок 1. Станок-качалка:

1 – подвеска устьевого штока; 2 - баланси́р с опорой; 3 - стойка; 4 - шату́н; 5 - кривошип; 6 - редуктор; 7 - ведомый шкив; 8 - ремень; 9 - электродвигатель; 10 – ведущий шкив; 11 - ограждение; 12 – поворотная плита; 13 – рама; 14 – противовес; 15 – траверса; 16 – тормоз; 17 - канатная подвеска.

Для разработки нефтяных месторождений чаще используют штанговые насосы с приводами. Эти устройства, даже в случае глубокого промерзания верхнего слоя грунта, быстро откачивают нефть из скважины. Станок-качалка с баланси́ром одноплечного типа является индивидуальным оборудованием, позволяющим добывать нефть из скважины в обычных и особых условиях климата. Принцип действия станка аналогичен действию медицинского шприца. Колонна, в которой расположены НКТ, является важной частью любого станка. Нефть проходит через них и подается в специальные резервуары для нефтепродуктов.

Колонны, состоящие из обсадных труб, являются основной частью инфраструктуры для добычи нефти. Активной частью станка является насос, который перекачивает жидкость из скважины. Качалка в нефтяной промышленности является приводным механизмом насосного оборудования, который совершает возвратно-поступательные движения (как качели – вперед-назад) и тем самым приводит в действие плунжерный насос.

Такое оборудование имеет сложную конструкцию и состоит из нескольких самостоятельных узлов.

ШСНУ имеет такое преимущество перед машинами классического типа, что при ее установке не требуется возведения прочного фундамента. Эта особенность штанговых насосов особенно важна для случаев разработки месторождений в условиях вечной мерзлоты, где заливка любого

качественного фундамента связана с большими трудностями. Свайная установка классических машин не оправдана по экономическим показателям. Несомненным преимуществом системы, включающей СК и штанговый насос, является отсутствие жестких требований к добываемой нефти. Следует отметить, что описанный способ эксплуатации нефтяных скважин обладает высокой эффективностью.

Мощность силового агрегата является основной характеристикой такого устройства. Данное устройство в основном работает от электрической сети. Стандартные насосы для нефтедобычи работают при усилии 20-25 кВт. Углубленный анализ параметров СКД учитывает диаметр шкивов, конструктивные особенности тормозной системы и тип ремня.

Необходимо знать, что само понятие «станок-качалка» не соответствует его назначению и устройству. Эта установка – привод насоса, спущенного в скважину для откачки жидкости. Более верным отражением ее назначения является «привод штангового скважинного насоса».

Новые месторождения располагаются в большинстве случаев в болотистых труднодоступных районах с вечномерзлыми грунтами. На таких месторождениях обычно ведется бурение наклонно-направленными скважинами, эксплуатация которых штанговыми насосами затруднительна. Морские месторождения и шельфы относятся к перспективным районам, но на них использование механических СК нереально. Эти факторы следует учитывать, когда речь идет о перспективах развития и совершенствования приводов ШСН.

Поэтому сегодня нет нужды в значительном улучшении конструкции СК. Облегчение технического обслуживания, повышение надежности и снижение металлоемкости в рамках существующих апробированных схем является главным направлением их развития.

Научный руководитель: Савельева Н.Н., канд. пед. наук, доцент.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПОЗИЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ В АВТОМОБИЛЕСТРОЕНИИ НА ПРИМЕРЕ «КАМАЗ-МАСТЕР»

Никоноров Р.К., Бабюк Г.Ф.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

В последние годы, как показывает практика, автопроизводители все чаще начинают применять композиционные материалы. Используются композиционные материалы в строительстве автомобилей уже долгое время, но в настоящее время такие технологии становятся все более актуальными.

Для понимания, введем понятие композиционных материалов - это продукция углеродного волокна, которую в современном мире используют в строительстве самолётов, промышленном оборудовании и многих других направлениях, но мы рассмотрим применение композитов в автомобилестроении. Композиционные материалы используют для изготовления деталей двигателей, кузовных элементов и т.д. Для примера, углеволокно в 5 раз легче стали, поэтому применяя композиты можно добиться снижения веса транспортного средства до 20%, что заметно сказывается на характеристиках автомобилей в положительную сторону.

Команда «КАМАЗ-мастер» более 30 лет выступает в автомобильных гонках в Дакаре. И за это время зарекомендовала себя как легенда мирового автотранспорта. За это время было испытано огромное количество технологий и в настоящее время команда активно использует композиционные материалы в своих машинах.

Для нужд «КАМАЗА» компания «УРАЛ» производит композиты, а именно втулки, прокладки двигателя, насос водяного охлаждения, Башмак противоткатный, упорные шайбы, а также крышки головки цилиндра.

Помимо этого, непосредственно сам КАМАЗ производит детали для своих машин. Для облегчения массы используются детали кузова из углеволокна, что является несомненным плюсом в ралли «Дакар». Каждый год руководство Дакара меняет правила участия в гонке и одним из немаловажных является общий вес болида, используя данные нововведения удается попасть в весовые рамки и эффективно выступать.

Композиционные материалы являются наиболее перспективным направлением в автомобилестроении, ведь они дешевле, легче и проще в эксплуатации, чем те же детали, выполненные из металла. Существуют композиты, способные выдерживать высокие температуры, не меняя своих физических и конструктивных свойств. Возможно, в скором будущем мы увидим болиды команды «КАМАЗ-мастер», двигатели которых будут выполнены из композитов. Но в данный момент мы имеем частичную замену металлических деталей на композиционные как в системе двигателя, так и всей машины в целом.

Существует ряд преимуществ процесса изготовления деталей из композитов:

- Изготовление полноразмерной детали;
- Высокая производительность;
- Получение готовой качественной поверхности под покраску;
- Снижение себестоимости изготовления изделия при мелкосерийном производстве.

Таким образом, для команды «КАМАЗ-мастер», а также всей автомобильной промышленности является целесообразным внедрение в свои автомобили композиционных материалов в большем масштабе, заменяя

тяжелые, сложные в изготовлении и дорогостоящие металлические детали.

В заключении можно отметить последние достижения «КАМАЗ-мастер». Пилоты трех экипажей под номерами: 507, 501, 509, заняли первые три места, управляя автомобилями КАМАЗ-43509, которые также побеждали в «Дакаре» 2019 и 2020 годов, во многом благодаря использованию композиционных материалов.

Библиографический список

1. КАМАЗ : Ралли "Дакар 2021" : [сайт]. - URL: <https://kamazmaster.ru/rally/dakar-2021> (дата обращения 10.03.2021). - Текст : электронный.

2. КАМАЗ : КАМАЗ-мастер : [сайт]. - URL: <https://kamaz.ru/about/kamaz-master/> (дата обращения 17.02.2021). - Текст : электронный.

Научный руководитель: Бабюк Г.Ф., ст. преподаватель

СОВРЕМЕННЫЕ КОМПОЗИЦИОННЫЕ МАТЕРИАЛЫ

Никоноров Р.К., Бабюк Г.Ф.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовск

Сегодня в России необходимо развивать отрасли новых материалов, которые необходимы сейчас и в будущем для авиастроения, электроники, энергетики, машиностроения, судостроения и т.д. Композиционные материалы представляют собой металлические и неметаллические матрицы (основы) с заданным распределением в них упрочнителей (волокон, дисперсных частиц и др.); при этом композиционные материалы позволяют эффективно использовать индивидуальные свойства составляющих композиции.

Композиты – одни из главных материалов в наше время. Они обладают высокой механической прочностью, малым удельным весом, отличной термостойкостью, у них отсутствует коррозия. Благодаря этим качествам сокращаются сроки строительства, снижаются эксплуатационные расходы, повышается энергоэффективность и увеличивается срок службы.

В 80 годах 20 столетия СССР занимал третье место в мире по полимерно-композиционным материалам (ПКМ). Первый ПКМ был создан в 1939 году профессором Я.Д. Аврасиным, где основой был шпон карельской березы пропитанный бакелитовым лаком. Из него изготовляли конструкционные материалы для планеров самолета и воздушных винтов. В

девяностые года 20 столетия развитие российской отрасли ПКМ практически не существовало. Сегодня исследованиями, разработками ПКМ являются научные центры и научные организации с государственным участием. К ним относятся ФГУП «ВИАМ», ФГУП «ЦНИИ КМ «Прометей», ФГУП «ГНИИХТЭОС», ОАО «Композит», ОАО «НИИПМ» и другие[2].

За 2019год в РФ разработано 475 нормативно-технических документов, которые регламентируют разработку КМ, их внедрения в экономику страны. В планах правительства РФ полностью создать данную базу и сократить технологическое отставание по полимерным КМ мы должны до 2024 года.

Мировой рынок композитов по стоимости составляет 82 млрд. в год. Возглавляет их США (26, 2 млрд. долларов), Китай (20,5 млрд. долларов), Европа (16,5 млрд. долларов), а Россия лишь 0, 8 млрд. долларов). Ежегодный темп прироста составляет 5,13 %. Наша страна в производстве композитов занимает 1 % от мирового. Ежегодно в мире производится 245 млн. тонн термопластов. Европа производит 60 млн. т; США 58 млн.т., а в России всего 4 млн.т.

Российский рынок КМ прирастает около 20% в год. На нашем рынке присутствует около 50 ключевых игроков и объем рынка составляет 53, млрд. рублей. Если посмотреть структуру рынка композиционных материалов России, то ведущую роль занимает 19% транспортная инфраструктура; 18% авиа и судостроительство и космос; 17% строительная отрасль; 5% машиностроение; 12 % нефтедобыча; 11% энергетика и радиотехника[2].

Существуют и проблемы КМ: недостаточный объем информации об этих материалах и новых технологиях из них и об их эффективности; мало специалистов композиционной отрасли; недостаточный объем КМ и изделий из них применяются в приоритетных отраслях нашей экономике.

Успешным примером в композитном производстве с государственной поддержкой является предприятия, перечень которых приведены в таблице 1.

Большой популярностью пользуются КМ на основе полимеров. Группа российских ученых из ЮУрГУ, УрФУи Национальной академии наук Беларуси (НАНБ) совместно разработали высокоэффективный композит, предназначенный для комбинированной электромагнитной и механической защиты из высокоэластичного и упругого синтетического полимера полиуретана. Он армирован зернами корунда - кристаллического оксида алюминия. Обладает великолепными свойствами: гасит электромагнитное излучение, не дорогое, коэффициент отражения электромагнитных волн от 1 до 12 ГГц. Предрекают применение в сотовой связи – 4G и 5G.

Проекты предприятий по МПМ

№ п/п	Названия предприятий	Примеры проектов
1	ДПО Пластик	Баллоны высокого давления типа КПП-4, стеклопластиковые трубы большого диаметра
2	Бийский завод стеклопластиков	Насосные штанги
3	Авангард	Дымовые трубы
4	Вестас Маньюфэкчуринг Рус	Лопасты для ветрогенераторов (длиной 72 м), углепластиковые лонжероны
5	Каматек	Детали экстерьера новой кабины КАМАЗ из SMC» (проект «К5»)
6	Препрег-СКМ	Системы внешнего армирования, СВА
7	Корпорация «Иркут»	Производи выпуск серийных деталей (композитное крыло) и агрегатов для самолета МС-21-300
8	ВСМПО-Ависма	56 типов деталей из композитно-титановых сплавов для Boeing и Airbus

В Севмаше предложили применять выравнивающие подкладки и пластики при строительстве подводных лодок композиционные материалы. Важным преимуществом их является то, что показатели гашения виброакустических колебаний в три раза выше, чем у стали и они намного дешевле.

Система внешнего армирования на основе углеволокна CarbonWrap, была произведена российским «Нанотехнологический центр композитов». Усиливает строительные конструкции и при этом не нужен труд человека и техники. Углеродное волокно - это нити, состоящие из атомов углерода толщиной от 3 до 15 микрон. Атомы углерода, в свою очередь, объединены в кристаллы, расположенные параллельно друг другу. Данное строение придает волокну особую прочность. Самая прочная сталь проигрывает по прочности в четыре раза. По массе оно легче алюминия на треть, а стали на 75%.

Группа исследователей «Сколковского института науки и технологий» (Сколтех, г. Москва) получила патент на прочное структурное композитное волокно для 3D-принтеров, использующих моделирование методом послойного наплавления (FDM) - наиболее популярную из применяемых сегодня технологий аддитивного производства. Новое изобретение ученых позволит при помощи обычных настольных 3D-принтеров получать более прочные детали. Данный материал будет использоваться для печати деталей оснастки и крепежа, а также функциональных прототипов и деталей готовых изделий для производства велосипедов, мотоциклов, автомобилей, робототехники и т.д.

При использовании в конструкции манипулятора композиционных материалов он будет легче титанового более чем на 50%. Композитный манипулятор весит 22 кг, титановый – 50 кг. Кроме того, на поверхность манипулятора будет нанесено нанопокрытие, повышающее стойкость к истиранию и воздействию агрессивных сред.

Традиционные сетчатые реактопласты, такие как эпоксидные смолы и полиуретаны, производимые из продуктов нефтепереработки, имеют широкое применение в полимерных композиционных материалах (ПКМ). Большинство таких матриц невозможно вторично переработать или отремонтировать после повреждения из-за их сшитой природы, что ограничивает срок службы композита и приводит к образованию большого количества отходов.

Созданы самовосстанавливающиеся полимерные композиционные материалы, которые являются особым классом "умных" материалов. Они умеют восстанавливать механические повреждения благодаря своей структуре. Процесс заживления проходит без вмешательства человека, именно это условие является обязательным для того, чтобы назвать материал самозалечивающимся. На создается линейка лаков и красок.

В автомобилестроении активно применяются углепластики которые легче стали в пять раз и прочнее ее в 12,5 раз[1]. Также КМ применяются для создания защитных покрытий на поверхностях трения, изготавливаются различные детали двигателя внутреннего сгорания, силовых конструкциях автоматической линии сборки автомобилей.

В строительстве КМ используются для армирования малых архитектурных форм фасадных панелей, водосточных желобов, стеклопластиковых труб, септиков, очисных сооружений. Быстровозводимые мостовые сооружения с использованием в качестве надземных частей опор арочных элементов и профилированного настила из КМ нового поколения обладают рядом существенных преимуществ. Они коррозионостойкие, легкие, устойчивые к воздействию высоких и низких температур, быстро изготавливается и не загрязнение окружающей среды.

Библиографический список

1. Бабюк Г. Ф., Тулебаева З. А. Анализ применяемых материалов при изготовления кузова автомобилей / Г. Ф. Бабюк, З. А. Тулебаева. - Текст : электронный. // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: сборник трудов Международная научно-практическая конференция обучающихся, аспирантов и ученых. -Тюмень, 2017.- Том 1.- С 330-335.
2. Каблов Е. Н. Композиты: сегодня и завтра / Каблов Е. М. - Текст : электронный. // Металлы Евразии. – 2015. – № 1. – С. 36 - электрон. журн. – URL :

К ВОПРОСУ О ВЛИЯНИИ ПЕРЕМЕННЫХ НАГРУЗОК НА РАБОТУ НЕСУЩИХ ДЕТАЛЕЙ

Погребная И.А., Михайлова С.В.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Проектирование и изготовление несущих деталей - довольно сложная задача для инженеров [1,2]. Причинами этого являются неуклонно растущие требования, связанные с увеличением срока их службы, снижением материалоемкости и специфическими требованиями технологий производства. Разработка процедур структурного проектирования и оптимизации в большей или меньшей степени соответствует этим растущим требованиям. Наиболее важными инструментами в этом контексте являются процедуры численного анализа структурного отклика и соответствующие процедуры численной оптимизации. К сожалению, правильное использование всех этих инструментов может быть довольно сложным в реальных условиях, что может привести к негативным результатам. Во многих случаях причиной плохого результата являются недостаточные знания о моделировании граничных условий и недостаточное понимание их реальной роли в процессе оптимизации.

Оптимизация топологии может привести к существенным преимуществам по сравнению с другими типами оптимизации. Тем не менее в прошлом его развитие шло довольно медленно, поскольку процедуры оптимизации топологии были сопряжены с довольно большими численными трудностями. Кроме того, оптимизация топологии часто создает конструкции, которые практически невозможно изготовить с помощью обычных технологий. Однако в настоящее время эти обстоятельства меняются практически ежедневно в связи с развитием современных станков с ЧПУ и технологий аддитивного производства (на основе трехмерных моделей).

Вовлекая технологии аддитивного производства, можно создать практически любой индивидуальный дизайн, и в последние несколько лет часто появляются отличные новые материалы. Это обстоятельство создало новые возможности для применения подходов обновленного проектирования несущих деталей. На самом деле, эти процедуры стали жизненно важными, так как эти детали, как правило, чувствительны к образованию трещин, что может привести к раннему и неожиданному структурному разрушению механической детали. Для того чтобы свести к минимуму риск потенциального разрушения конструкции таких деталей,

вероятно, наиболее важным требованием является максимальное снижение уровня напряжения в конструкции.

Пример, иллюстрирующий важность целесообразных случаев нагрузки, показан на рис. 1.

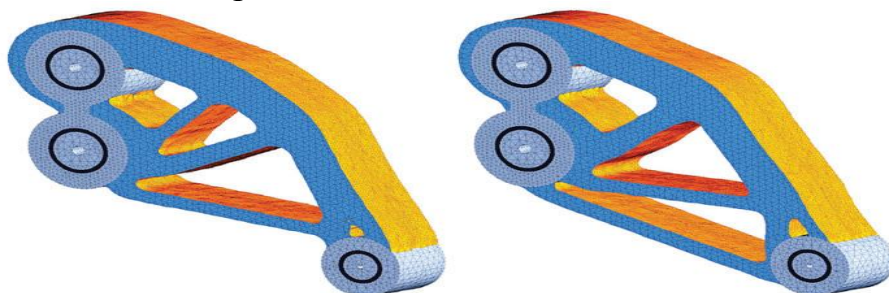


Рисунок 1. Оптимальная конструкция несущего рычага, полученная только при заданной нагрузке (слева) и различных более реалистичных нагрузках, которые могут возникнуть случайно (справа)

Несущий рычаг опирается на два штифта и несет вертикальную нагрузку. Если деталь оптимизирована только по отношению к заданной вертикали нагрузка, оптимальная конструкция была бы очень чувствительна к возможной поперечной (горизонтальной) нагрузке. Поэтому для создания более прочной конструкции, устойчивой также к случайным поперечным нагрузкам, необходима дополнительная поперечная нагрузка. В реальных приложениях это серьезная проблема, которую необходимо решить

Таким образом, проектирование несущей части с ограниченным объемом, низкими уровнями напряжений и без концентраций напряжений является чрезвычайно сложной задачей, требующей применения численных методов[7]. Что часто недооценивается в этих процедурах, так это важность точного моделирования граничных условий (опор и нагрузок) и необходимость полного понимания того, в каких условиях работает та или иная деталь.

Это требует чрезвычайно тщательного анализа всех возможных ситуаций поддержки и загрузки, которые могут (возможно, случайно) возникнуть в течение срока службы детали. Любая неудача всех возможных ситуаций может привести к тому, что проекты не будут соответствовать ожиданиям. В контексте оптимизации конкретная ситуация поддержки/загрузки детали называется случаем нагрузки. Поэтому правильная идентификация и включение всех возможных случаев нагрузки имеет самое важное значение.

Библиографический список

1. Порошии И. Б. Расчеты на прочность – это просто! : учеб. пособие / И. Б. Порошии - Челябинск: ЮУрГУ, 2005. – 44 с. - Текст : непосредственный.

2. Сурьянинов Н. Г. Методы построения эпюр в статически определенных и статически неопределенных системах / Н. Г. Сурьянинов – Одесса, 2001. – 155 с. - Текст : непосредственный.

КВАДРОКОПТЕР ДЛЯ АВТОМАТИЗАЦИИ ДИАГНОСТИКИ РАБОСПОСОБНОСТИ СКВАЖИН И ТРУБОПРОВОДОВ

Савельев Я.В.

Тюменский индустриальный университет

На данный момент интеллектуальный капитал инженерной компетентности специалиста стал основой реализации для развития нефте- и газодобывающей отрасли. В настоящее время из-за отсутствия современных устройств для качественного мониторинга и отслеживания исправности работы сетей трубопроводов газа и нефти, может привести к большим расходам добывающим компаниям. Поэтому программа для России, нацеленная на вхождение нашей страны в мировое экономическое пространство на основе приоритетного внедрения инновационных прорывных технологий, стала важна как для отечественных потребителей рынка, так и зарубежных.

Для решения этой проблемы определились новые профессиональные приоритеты инженера: идеалом инженерной компетентности стал успешный и уверенный в собственных силах молодой специалист, готовый принимать решения в производственных и жизненных задачах, но без необходимого оборудования для мониторинга производственных объектов, вовремя среагировать на неисправность для её устранения, инженер не успеет. Актуальность этой проблемы очевидна. Отсутствие на любом месторождении контроля исправности системы сбора и транспортировки нефти и газа, в особенности, в Сибири и на Дальнем Востоке, из-за больших площадей, погодных условий, нехватки инфраструктуры между объектами приводит к возникновению аварийных ситуаций. Поэтому при любом происшествии оценка, производимая в таких случаях, может быть неверной или не полной, что, следовательно, приведёт непредсказуемым последствиям, весь масштаб которого финансово ударит по владельцам компаний. Поэтому для предотвращения возможных проблем необходимо использовать беспилотные летательные аппараты (БПЛА) для сбора информации посредством видеосъёмки сверхвысокого разрешения.

Использование БПЛА и создание через них карт местностей и 3D моделей снятых объектов позволяет:

- точно определять координаты объектов;
- получать габаритные размеры объектов и сооружений;

- при компьютерной обработке возможность комбинировать разные цифровые карты и снятую на месте местность с 3D объектами реальных строений;
- показывать в реальном времени точное расположение объектов, карты местности и погоды;
- показывать зоны видимости, тип местности, рельеф и определение линии взгляда;
- проводить интерполяцию по точкам высот.

Эта информация поможет составить наиболее полное представление ситуаций на месте, поломке трубопровода, строительства новых скважин. Совместное использование всех функций БПЛА и, помещённых на него исследовательских установок, позволяет получать актуальную и полезную информацию: от анализа трёхмерных поверхностей до качества воздуха вокруг.

Для создания квадрокоптера мне понадобилось графический 3D редактор КОМПАС v19, и немного терпения, интернета и сравнительного анализа существующих моделей и разных их конфигураций. Первоначально был разработан сборочный чертеж квадрокоптера, по сборочному чертежу выполнена детализация, для каждой детали назначены размер и выбран материал.

Все детали для квадрокоптера могут быть сделаны из любых материалов: дерева, пластика 3D-принтера, литый пластик, стекловолокна, алюминия, и даже ПВХ-трубы. Но самым популярным и рекомендуемым материалом считается карбон, он лёгкий и очень прочный, а также не дорогой:

- Малый вес — лёгкий дрон это большая скорость, отличная манёвренность и менее разрушительная инерция при аварии;
- Прочность — карбон как известно, очень крепкий и долговечный материал;
- Жёсткость — карбон имеет высокую жёсткость в соотношении веса и жёсткости. Жёсткость очень важна для стабильности полёта и эффективности полёта.

Но не все так идеально, у карбона тоже есть определённые недостатки:

- Карбон - это электропроводящий материал. Если у вашей модели есть оголённые провода, это может привести к короткому замыканию через раму;
- Карбон блокирует радиочастоты, например, 2,4 ГГц и 5,8 ГГц, поэтому не прячьте антенны в корпусе, их нужно выводить наружу.

По результатам моего анализа материала я выбрал для всех деталей квадрокоптера карбон, как самый лёгкий и часто применяемый, дешёвый и прочный. И сейчас мой БПЛА находится на стадии производства.

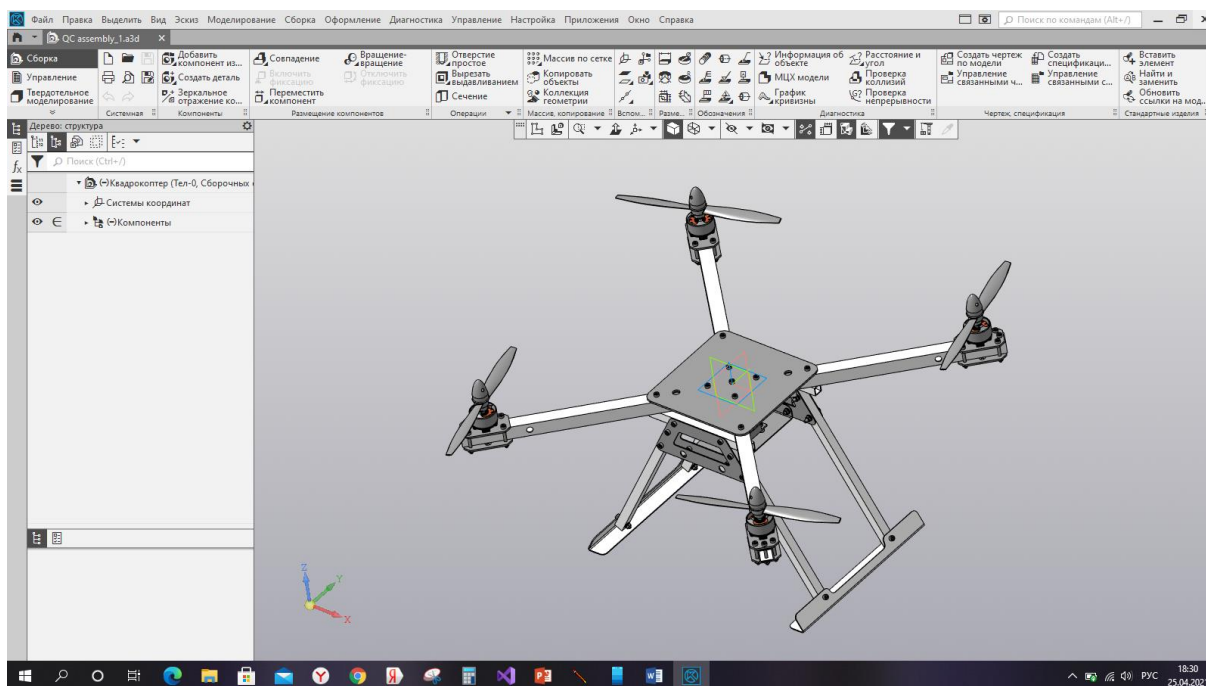


Рисунок 1. 3D-модель БПЛА

Развивая инновационные технологии, мы получаем больше возможностей для прогресса нефтегазовой отрасли в нашей стране и не только в ней. За появлением одной новой технологии появляется другая, зависящая от прошлой, а за ней ещё несколько идут следом и с каждой такой изученной последовательной цепочкой, всё больше и больше развивается страна. Но кто развивает государство?

Люди. Они осваивают, работают и в конечном итоге в совершенстве владеют полученными знаниями. Но не всё так просто. Человек при благоприятных условиях жизни никуда не стремится, и неиспользованная "энергия" идёт на разложение индивидуальной личности, посредством выполнения своих "хотелок", нарушения общепринятых правил, проб запрещённых веществ. Так и с квадрокоптером. Почему его не принимают в массовых масштабах в добывающей промышленности или в гражданской? Тут правильно смотреть с двух точек зрения: владельца и рабочего.

Владелец, как и все человек психологический неспособный адаптироваться под быстрые изменения нашего времени и, следовательно, не успевая освоить инновации заменяет их на уже "десятилетиями работающие" технологии. Также нужно учитывать, что владелец получает миллионы, миллиарды рублей и у него нет причин стремиться что-то менять, когда и так хорошо работает. Но пока это хорошо работает.

В итоге здесь можно рассказать о разном, но я оставлю его открытым для тех, кто это просмотрит. Читайте, делайте свои выводы.

Библиографический список

1. Флеминг Б. Создание трёхмерных персонажей. Уроки мастерства: пер. с англ. / Билл Флеминг Москва: ДМК, 2015. – 448 с. - Текст: непосредственный.

2. Шумилов Ю.В. Применение беспилотных летательных аппаратов (БПЛА) в технологии точного земледелия // Ю.В. Шумилов, Р.Ю. Данилов, И.А. Костенко, А.В. Данилова., К.В. Семочкин, А.А. Пачкин - Текст: непосредственный. Молодой учёный. – 2015. – №9.2. – С. 146-147.

3. Saveliev Ya.V. Automation of industrial processes and everyday life. // Ya.V. Saveliev, N.N. Savelieva. В сборнике: IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. International Conference on Extraction, Transport, Storage and Processing of Hydrocarbons and Minerals. 2019. С. 012068. Direct text.

4. Савельев Я.В. Автоматизация процессов // Я.В. Савельев. - Текст: непосредственный. В сборнике: Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса. материалы IX Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и учёных. Ответственный редактор: Ю. Б. Чебыкина. 2019. С. 63-66.

Научный руководитель: Савельева Н. Н., к.п.н., Тюменский индустриальный университет.

ТЕХНОЛОГИИ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ НА ГРУЗОВЫХ АВТОМОБИЛЯХ КАМАЗ В ГОНКАХ ПАРИЖ-ДАКАР

Шафиков М.А., Васильева М.Е.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

В своей работе хотелось бы рассказать о технологиях КАМАЗа, которые достигались упорным трудом всей команды. 30 лет назад, когда только появилась мысль преподнести «КАМАЗа» на ралли, у завода не было ни огромных денежных возможностей что-то модернизировать, ни продвинутых технологий. Это сейчас, по прошествии трёх десятилетий, команда из Набережных Челнов считается самой титулованной раллийной командой мире в классе грузовых автомашин. В это время, в 1990-м в ключевой внедорожной гонке мира всё складывалось довольно сложно и о победах доводилось только мечтать...

Первое творение автозавода началось в 1988-м, когда у энтузиастов-работников завода появилась мечта, победа в самой сложной гонке в мире – «Дакаре». Самым первым гоночным грузовиком стала трехосная модель «КАМАЗ» 4310, вышедшая с конвейера в 1988-м году, которая должна быть абсолютно серийным «КАМАЗом». Подготовить успели лишь на «Дакар» в 1990-м, т.к. перед масштабной битвой через пустынные горы и природные катаклизмы нужно было не только подготовить

автомобиль, обкатывая через различные суровые местности, но и искать слабости и разрабатывать новые идеи для более лучшего результата. За эти два года форсировали серийную «восьмерку» с 210 л.с. до 290 «лошадей», были чуть-чуть доработаны рессоры для повышения жесткости, системы охлаждения и смазки, и для обеспечения безопасности экипажа, установили каркас безопасности. Собственно, это все, что сделали с этим автомобилем перед тем, как выпустить его на покорение просторов гоночных трасс.

На первую ралли автозавод успел подготовить целых четыре машины, из которой одну не допустили, т.к. она не была характерна стандартам гонки. Камазовцы завоевали вторые и четвертые места личного зачета и первое место командного. После гонки, у российских грузовиков началась череда переделок: какие только моторы не примеряли гоночные грузовики! И форсированный до 400 «лошадей» агрегат и опытный 10-цилиндровый двигатель которые, как оказалось, были ненадежны. В 1991-м, наконец, появилась специально разработанная «восьмерка» мощностью 430 л.с. Естественно, мощный двигатель потребовал существенной переделки трансмиссии и не только, Инженеры изготовили: экспериментальную коробку передач, новую раздаточную коробку, усовершенствовали подвеску и гидроусилитель, разработали и установили систему подкачки шин и перешли с трехосной на двухосную модель для обеспечения более легкой работы карданно-редукторных механизмов, тем самым и выигрывая по массе (что в гонках играет очень большую роль). Но даже и такая переделка на Дакаре в 1994 году привело к разочарованию, т.к. двигатели всех трёх машин команды вышла из строя, стало ясно, что серийный форсированный камазовский двигатель – это далеко не идеальное решение для гонки, было принято решение искать новый мотор.

На следующий год команда готовила новые машины, ставшие логическим развитием модели 49250. Это КАМАЗ-49251 (на него установили двигатель Cummins, 6 цилиндров, мощность 600 лошадиных сил) и КАМАЗ-49252 (ЯМЗ-7Э846, 8 цилиндров, 750 «лошадок»). Для этой модели конструкторы разработали сверх мощную тормозную систему и редукторы, действенные изменения прошла и рама, её заменили на уникально жесткую, которая практически без поломок выдерживала экстремальные нагрузки. Поставили 25-дюймовые колёса и увеличили аэродинамические свойства кузова, изменив его форму. Замеры превзошли все ожидания, «КАМАЗ» с легкостью начал набирать 100 км/ч за 16 с, а максимальная скорость, которую он показал на трассе 180 км/ч. В общем, машина получилась отличная, и только по не зависящим от команды причинам на гонке Дакар-1995 «КАМАЗ-мастер» ничего не взял. Зато на следующий год наших спортсменов ждала полноценная победа. В 2000 году на Дакар выставили ту же модель с новой КПП ZF 16S220A с гидротрансформатором WSK. Машина на гонку шла недоработанной: из-за

гидротрансформатора стал тяжелым первичный вал, это привело к тому, что сальник стал протекать и во время всей гонки вытекало масло, Но это не помешало нашим спортсменам победить. Это было второе камазовское золото Дакара, которое было завоёвано спустя четыре года после первого. Позже «КАМАЗ-мастер» будет побеждать практически ежегодно, тогда это было не часто. Вообще, впервые Дакар покорился именно этому из всех КАМАЗов. КАМАЗ-49252 побеждал на этой гонке дважды: в 1996-м и в 2000-м.

На гонке «Париж-Дакар» в 2001 году «КАМАЗ-мастер» потерпел поражение. Автомобили всех четырёх экипажей не доехали до финиша, у троих из них сломалась КПП ZF. После конструкторы начали проводить анализ недостатков и нашли проблемное место. Спортсмены попросили производителей усилить слабую деталь — это была опора коронной шестерни. На просьбы пришёл ответ, что потребителей устраивает качество серийной коробки, ссылаясь, что проблема в самих гонщиках. Тогда данную деталь стали изготавливать в цехах «КАМАЗ-мастер» и устанавливать её в коробку. Так камазовцы модернизировали коробку ZF.

Двигатель был слегка доработан для участия в гонках – и путем небольшой доработки топливной системы и турбокомпрессора с него сняли 760 л.с. Из остальных доработок можно отметить незначительно усиленную подвеску и несколько доработок в кабине, связанных с безопасностью. Так они вышли на новый уровень грузовых спортивных машин, у которых не было в тот момент достойных конкурентов, но соперники внимательно следят за доработками, и много наработок перенимают на свои машины. Пока они работают над нашими модификациями, команда КАМАЗ, оснащает свои автомобили серьезными модернизациями, улучшая рулевое управление, много работая над гидроусилителем, что добавляет скорости и темп экипажу, ведь водитель будет меньше тратить времени и сил на руление. Поработали над развесовкой, центром тяжести, кренами, переместили топливный бак в центр автомобиля, изменив таким образом центр тяжести, и увеличили устойчивость машины. Уделили внимание экологичности двигателя: организаторы очень внимательно следят за экологией, проверяют дымность, которая очень хорошо заметна на фоне песков. И хотя наши грузовики полностью соответствуют требованиям, мы еще улучшили этот показатель. Если в прошлом году всего два КАМАЗа были оснащены автоматической коробкой передач, то сейчас мы поставили «автоматы» на все четыре машины.

В наше время у сборной «КАМАЗ» новый полноприводный спортивных внедорожник, который оснащается восьмицилиндровым двигателем ЯМЗ 7Э846. 10-07 мощностью целых в 830 лошадиных сил, намного эффективнее улучшили развесовку грузовика: перенесли двигатель на 400 мм и кабину на 200 мм в сторону задней оси. За счет уменьшения переднего свеса улучшилась геометрическая проходимость — теперь при

спуске с дюны машина без помех переходит в горизонтальное положение (раньше задевала бампером за поверхность). Ход автомобиля стал более плавным за счет модернизации подвески, в частности, применения новых амортизаторов. Уменьшили вес автомобиля, хотя до разрешенного устроителями Dakar минимального предела в 8,5 тонн дойти пока не получилось, но работа над этим ведётся и по сей день. Согласно требованиям FIA по уменьшению дымности, пришлось изменить настройки топливной системы, что, к сожалению, привело к уменьшению мощности. Сейчас же грузовик оснащается 16,2-литровым V8 мощностью около 950 л.с.

На новом «Дакаре» ожидаются и сложности с навигацией. Помимо того, что более сложное ориентирование у штурмана по маршруту, организаторы планируют почти на половине СУ выдавать дорожные книги за пять минут до старта — таким образом, навигаторы не смогут подготовиться к маршруту и будут вынуждены ехать фактически «на глаз». Но выдержка характера и ориентация «КАМАЗовцев» не подвела, и заслуженную победу выигрывают они. В итоговом зачете машина победителя на 40 минут опередила еще одного камазовца. Тройку лидеров с отставанием замкнул третий россиянин. Наши грузовики выиграли раллийный марафон пятый раз подряд и 18-й в истории.

Библиографический список

1. ДЗЕН : Автомобильная компания КАМАЗ : [сайт]. - URL : https://zen.yandex.ru/media/a_club/istoriia-uchastia-kamaza-v-pervom-dakare-1990-god-5e118beee6cb9b00ad1e218a (дата обращения: 09.06.2019). - Текст : электронный.

2. ПИКАБУ : Автомобильная компания КАМАЗ : [сайт]. - URL : https://pikabu.ru/story/kamaz49252__pervyi_kamazovskiy_bolid_pobedivshiy_na_dakare_6977787 (дата обращения: 10.06.2019). - Текст : электронный.

3. ДЗЕН : Автомобильная компания КАМАЗ : [сайт]. - URL : <https://zen.yandex.ru/media/vestikamaza/kamaz49252--pervyi-kamazovskii-bolid-pobedivshii-na-dakare-5d9ae5add5bbc300aff93ef8> (дата обращения: 09.06.2019). - Текст : электронный.

Научный руководитель: Бабюк Г.Ф., ст. преподаватель

ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА АВТОМОБИЛЕЙ

Шафиков М.А., Васильева М.Е.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Критерии и показатели эффективности автосервиса являются основой для оценки оптимальности его систем и автосервиса в целом, а также его предприятий и продукции.

В [1, 4] рассмотрены системы автосервиса и показана важность теоретического обоснования их эффективности. Первым шагом на пути решения этого вопроса является определение критериев и показателей эффективности автосервиса влияющее на качество жизни людей.

Качество автосервиса – это качество социально-экономической системы. Ее можно сравнить с системой медицинского обслуживания, транспортным обеспечением и тому подобное. Так, как нельзя судить о качестве системы медицинского обслуживания по количеству и прибыльности аптек и стоматологических клиник, так нельзя оценивать эффективность автосервиса по количеству дилеров индустриальном городе и их доходности. Поэтому определение критериев и показателей эффективности автосервиса и законодательное регулирование его развития является необходимым условием достижения качества системы автосервиса.

На наш взгляд критериям эффективности автосервиса можно отнести:

1. Социально-экономическая эффективность автосервиса,
2. Удовлетворение потребностей потребителей,
3. Удовлетворение общественных потребностей,
4. Эффективное использование ресурсов,
5. Доходность, эффективность и развитие бизнеса.

Социально-экономическая эффективность автосервиса - это величина экономического результата использования автомобилей определяется добавленной стоимостью, которую создает автомобильный транспорт в результате его использования. Если какая-либо из подсистем автомобильного транспорта, хотя бы один, не соответствует требованиям, наступает потеря социально-экономической эффективности и автомобиль приносит гораздо меньше результата по сравнению его возможностями. Кроме экономических потерь, в случае деформации автомобильного транспорта, возникают социальные потери, осложнения нормальной повседневной жизни людей, которые используют автомобиль как средство передвижения в связи с расположением жилья в пригородной зоне, часто наблюдается в условиях современной автомобилизации.

Удовлетворение потребностей потребителей (УПП) – это показатель, который определяется на базе оценок процесса и результата обслуживания удовлетворенности клиентов. Он определяет уровень качества, которое можно трактовать как совокупность свойств продукции, которые определяют степень пригодности ее

для использования по назначению.

Удовлетворенность клиентов – это отношение между ожиданиями клиентов и выполнением этих ожиданий. Для предприятий автосервиса уровень удовлетворенности (УУ) клиентов очень важен, ведь стоит вопрос «будет ли клиент в следующий раз пользоваться услугами автосервиса» и «будет ли он рекомендовать другим услуги этого автосервиса».

Таблица 1.

Система	Критерии оценки качества	Показатель качества
Доходность и эффективность бизнеса.	Уровень прибыли на единицу инвестиций. УУ клиентов и других организаций. Стабильность бизнеса.	Прибыль на единицу ресурсов. Стоимость деловой репутации. Уровень использования мощностей и ресурсов. Прирост доли рынка и рыночного потенциала.
Система автосервиса в целом.	Социально-экономическая эффективность автомобилизации.	Эффективность использования автомобиля. Расходы время клиента в час. Трудоемкости ремонта. УУ обществен-ных потребностей. Безопасность автомобиля [2, 3]. Экологическая безопасность парка. Прибыльность предприятий. Качество услуг.
Предприятие автосервиса	Доходность. Развитие бизнеса. Сохранение УПП. Доля рынка. Рыночный потенциал. Экономическая эффективность. Соответствие регламентам.	Прибыль на единицу ресурсов. стоимость деловой репутации. Рентабельность. Коэффициент использования мощностей. Коэффициент использования рабочего времени. Уровень УПП и других заинтересованных лиц (Индекс удовлетво-ренности). Соответствие экологическим и другим требованиям. Тренд доли рынка, прибыли и других показателей. Судьба постоянных клиентов.
Дилерская сеть производителя.	Объем продаж автомобилей. Развитие дилерской сети. Соответствие мощностей парка. УУ клиентов. Полнота номенклатуры услуг.	Количество проданных автомобилей, объем продаж запасных частей, аксессуаров, услуг. Доходы и прибыль. Коэффициент удовлетворенности клиентов. Использование потенциала рынка. Доля рынка автомобилей марки. Доставка дилеру запасных частей - 0,5 суток.
Обслуживания клиентов.	Качество обслуживания, качество сервиса.	Коэффициент удовлетворенности клиентов (SCI).

Прибыльность и эффективность бизнеса зависит от эффективности маркетинга, инноваций и менеджмента организации с точки зрения экономической эффективности использования ресурсов [4]. Если речь идет о конкретном предприятии автосервиса, то его доходность зависит от уровня использования потенциала рынка, мощности, уровня его загруженности, рентабельности и услуг.

Удовлетворение общественных потребностей - это система

показателей, с помощью которых оценивается влияние автосервиса на социальные, экономические, экологические, технологические и другие аспекты состояния и развития общества.

Эффективное использование ресурсов. Есть два аспекта эффективности использования ресурсов: Сокращение полной стоимости использования автомобиля и объемов обслуживания и ремонта за счет применения процессоров и дополнительных функций для повышения его экологичности, надежности, долговечности и ремонтпригодности.

2. Повышение эффективности использования ресурсов. Предприятия автосервиса предусматривает такое соотношение стоимости материальных активов и стоимости его деловой репутации, при которой, даже в условиях абсолютного роста стоимости материальных активов, их удельный вес уменьшается в стоимости деловой репутации.

В таблице 1 сведены критерии и показатели качества систем, составляющих и процессов автосервиса.

Библиографический список

1. Овсянкин А. М. Эффективное управление требованиями в проектах автотранспортных предприятий / А. М. Овсянкин, Ю. И. Казаринов. - Текст : непосредственный. // в сборнике: Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: материалы IX Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых. Ответственный редактор: Ю. Б. Чебыкина. – Тюмень, 2019. С. 252-256.

2. Казаринов Ю. И. Критерий статического разрушения деталей подвижного состава / Ю. И. Казаринов. - Текст : непосредственный. // В сборнике: Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса. материалы Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых. – Тюмень, 2017. С. 341-345.

3. Казаринов Ю. И. Прочность элементов конструкций с вырезами и повреждениями: монография / Ю.И. Казаринов. - Тюмень: ТИУ, 2017. - 188 с. - Текст : непосредственный.

4. Казаринов Ю.И. Методология построения корпоративной системы технического обслуживания и ремонта автомобилей на сервисном предприятии / Ю.И. Казаринов, Е. Ю. Казаринова. - Текст : непосредственный. // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: сборник материалов VIII научно-практической конференций обучающихся, аспирантов и ученых (Нижевартовск, 22 - 23 апр. 2018 г.): в 2 томах.- Тюмень: ТюмГНГУ, 2018. - Т.2. - С. 148 - 151.

Научный руководитель: Бабюк Г.Ф., старший преподаватель

СЕКЦИЯ 6. ПОДГОТОВКА СПЕЦИАЛИСТОВ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ПОДГОТОВКА СПЕЦИАЛИСТОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ И НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ В СООТВЕТСТВИИ СО СПЕЦИФИКАЦИЕЙ СТАНДАРТОВ ВОРЛДСКИЛЛС

Александрова И.В.
Филиал ТИУ в г. Тобольске

Подготовка специалистов в нефтегазовой и нефтеперерабатывающей отрасли должна отвечать все возрастающим потребностям производств в профессионально подготовленных рабочих и инженерных кадрах, получивших качественное образование, обладающих профессиональным умениям и навыкам, которые отвечают реалиям сегодняшнего дня. Этому способствует международное движение к WorldSkills.

Многие профессиональные учебные заведения России присоединились к международному некоммерческому движению WorldSkills International (WSI), цель которого – повышение стандартов подготовки кадров. Союз «Молодые профессионалы (Ворлдскиллс Россия)» является официальным оператором.

Повышение профессиональной подготовки и совершенствование мастерства молодых специалистов является главной задачей чемпионатов WorldSkills International, которые проходят раз в два года в самых разных странах. К участию в них допускаются победители национальных чемпионатов профессионального мастерства стран-членов WorldSkills. На соревновательной площадке конкурсанты решают поставленные перед ними задачи, выполняют задания, демонстрируя уровень подготовки и свои индивидуальные качества.

WorldSkills Russia проводит всероссийские чемпионаты профессионального мастерства по нескольким направлениям:

- Конкурсы профессионального мастерства между студентами колледжей и техникумов в возрасте до 22 лет один раз в год «Молодые профессионалы» (WorldSkillsRussia).

- Юниоры WorldSkills (16 лет и младше).

- Корпоративные чемпионаты, которые проводятся на производственных площадках крупнейших российских компаний. В них принимают участие молодые рабочие в возрасте от 16 до 28 лет. WorldSkills Hi-Tech.

- Чемпионат в сфере высокотехнологичных профессий IT-сектора – DigitalSkills. Возрастное ограничение – до 28 лет.

– AgroSkills – отраслевой чемпионат профессионального мастерства среди сотрудников компаний из сектора сельского хозяйства (возраст 18-28 лет).

– Межвузовский чемпионат по стандартам WorldSkills – конкурс профессионального мастерства между студентами высших учебных заведений.

– Чемпионаты «Навыки мудрых» для специалистов в возрасте от 50 лет.

Кроме организации чемпионатов, Союз «Молодые профессионалы (Ворлдскиллс Россия)» внедряет мировые стандарты в национальную систему среднего специального и высшего образования. Начиная с 2017 году более 14 тысяч выпускников колледжей и техникумов в 26 регионах России сдали демонстрационный экзамен по стандартам WorldSkills Russia. Демонстрационный экзамен это независимая оценка практических навыков. По итогу демозамена, обучающиеся получили Skills-паспорта, а работодатели - информацию о профессиональном уровне молодых специалистов.

Учебные заведения г. Тобольска высшего и среднего образования успешно присоединились к движению WorldSkills. На базе Тобольского многопрофильного техникума, медицинского колледжа проводились региональные чемпионаты «Молодые профессионалы» (WorldSkillsRussia) в 2018, 2019, 2020 годах по компетенциям: «Лабораторный химический анализ», «Промышленная автоматика», «Промышленная робототехника», «Сварочные технологии», «Электромонтаж» и др.

В июне 2019 года, в марте 2020 г студенты Тобольского многопрофильного техникума, обучающиеся по профессии лаборант-эколог впервые сдали демонстрационный экзамен и получили Skills-паспорта по компетенции «Лабораторный химический анализ. Выпускники успешно сдали демонстрационный экзамен по компетенциям «Сантехника и отопление», «Промышленная автоматика» и др.

21 сентября 2020 года в Москве завершился VIII Национальный чемпионат «Молодые профессионалы (Ворлдскиллс Россия)», который проходил с 6 сентября в дистанционном формате. В нем приняли участие более 3 тыс. студентов по 130 компетенциям. Экспертами чемпионата стали более 700 человек.

В нашем регионе финал Национального чемпионата проходил на 11 площадках в городах Тюмень и Тобольск. В 42 компетенциях приняли участие 53 молодых профессионала, обучающихся средних специальных заведений.

За выполнением конкурсных заданий участниками чемпионата можно было наблюдать с помощью ежедневных онлайн-трансляций на канале YouTube и в социальных сетях. Следующий Национальный финал 2021 пройдет в Уфе.

Движение WorldSkillsRussia способствует популяризации рабочих специальностей, совершенствованию профессионального образования, как среднего, так и высшего звена. В обществе формируется уважение к человеку труда – отметил в приветственном письме к участникам чемпионата Президент России Владимир Путин [1].

Движение WorldSkills дает путевку в жизнь многим молодым людям. В 2020-2021 году в средние специальные заведения России поступило около 1 млн 200 тыс человек, по сравнению с 2018 годом - 963 чел. Развивается движение стандартам WorldSkills в среде высших учебных заведений. Так, Тюменский индустриальный университет в текущем учебном году в марте 2021 года впервые на своей площадке проводит внутривузовский тур чемпионата, где будут соревноваться обучающиеся всех филиалов университета. Тобольский индустриальный институт заявляется по компетенции «Лабораторный химический анализ». Среди участников обучающиеся 3 курса направления подготовки «Химическая технология», которые с большим интересом, желанием изучают регламентирующие документы, кодекс этики, регламент, конкурсные задания предыдущих чемпионатов, методики анализов под руководством опытных преподавателей ВУЗа. В филиале ТИУ г. Тобольска сложилась хорошая практика участия преподавателей в качестве независимых экспертов на конкурсных площадках Региональных чемпионатов и при сдаче демонстрационных экзаменов по профессии.

Нефтедобывающий и нефтеперерабатывающий комплекс является стратегической составляющей промышленности России, имеет огромное общехозяйственное и оборонное значение для развития экономики страны. Корпорации (РАО «Газпром», ОАО «АК «Сибур», ЗАО «Лукойл-Нефтехим», ООО «Амтел» и др. ждут новое поколение конкурентоспособных и востребованных специалистов мирового уровня, профессиональные умения и навыки которых, необходимы для развития нашей страны, для роста нашей развивающейся экономики, реализации крупных инвестиционных проектов, создания высокотехнологичных производств.

Движение WorldSkills International (WSI) возникло в послевоенные годы в Испании (1947 год), когда промышленной индустрии не хватало квалифицированных рабочих рук. Первые чемпионаты проводились с целью популяризации рабочих профессий и повышения их престижа [2]. Сегодня это эффективный инструмент подготовки кадров в соответствии с мировыми стандартами и потребностями новых высокотехнологичных производств.

Более чем за полувековую историю международного движения к WorldSkills присоединились 80 стран. Россия это сделала в 2012 году. В России движение WorldSkills Russia является одним из приоритетных проектов в сфере подготовки кадров и охватывает все 85 регионов страны.

Библиографический список

1. ТАСС : Официальный канал информационного агентства ТАСС : [сайт]. - URL : <https://tass.ru/> (дата обращения: 09.03.2021). - Текст : электронный.
2. WSR : Официальный сайт Союза «Молодые профессионалы» : [сайт]. - URL : <https://worldskills.ru/o-nas/dvizhenie-worldskills/> (дата обращения: 05.03.2021). - Текст : электронный.

«РОСНЕФТЬ – КЛАСС» - ЭФФЕКТИВНЫЙ ПРОЕКТ В СФЕРЕ ОБРАЗОВАНИЯ

Бабаева М.А.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

На сегодняшний день система непрерывного профильного образования совершенствуется с каждым днем. Сейчас в стране не хватает квалифицированных инженеров. Конечно, нефтегазовые предприятия заинтересованы в подготовке специалистов уже со школьной скамьи для своей компании. ПАО «НК «Роснефть» уделяет особое внимание развитию системы довузовской подготовки и профессиональной ориентации школьников. На данный момент в 26 регионах РФ действует 117 «Роснефть-классов». Представители АО «Самотлорнефтегаз» и РН-Нижневартовск (дочерние общества НК «Роснефть») также предложили проект по открытию новых «Роснефть-классов» в городе Нижневартовск. Первый Роснефть-класс в Нижневартовске при поддержке АО «Самотлорнефтегаз» был открыт в 2014 году.

Цель данной работы заключается в исследовании эффективности программы «Школа - ВУЗ - Предприятие» для «Роснефть-классов» при выборе будущей профессии на примере выпускников 2020 года МБОУ «СШ №42» города Нижневартовск.

«Роснефть-класс» - это первая ступень подготовки специалистов в системе «Школа – ВУЗ - Предприятие». Таким образом, нефтяная компания подготавливает для себя молодой кадровый резерв и даёт шанс наиболее успешным ученикам. Специального экзамена для поступления в «Роснефть-класс» не предусмотрено. Главные критерии поступления – это успешная сдача ОГЭ по профильным предметам, средний балл успеваемости выше 4,5 балла, и победы в олимпиадах. При собеседовании члены приёмной комиссии помимо итоговой аттестации оценивают личностные качества и портфолио претендента. Трудолюбие, ответственность, активность – это главные качества, которыми должен обладать ученик

Роснефть-класса. Данная система сочетает в себе стандартную школьную программу и усиленную профильную довузовскую подготовку будущих нефтяников. Ученики Роснефть-класса углублённо изучают физику, химию, математику, информатику. Это означает, что для профильных предметов вводятся дополнительные часы сверх обычной программы. Помимо дополнительных часов по профильным предметам, у учеников есть возможность посетить экскурсии на производстве, пообщаться с молодыми специалистами, поучаствовать в общекорпоративных мероприятиях, в том числе научно-технической конференции, фестивале «Роснефть зажигает звёзды» и многое другое.

По окончании «Роснефть-класса» предприятия продолжают курировать выпускников на второй ступени – в вузе, приглашая студентов на практику и выплачивая им корпоративную стипендию. ПАО «НК «Роснефть» сотрудничает с 30 высшими учебными заведениями России. 13 из них являются вузами-партнёрами. Это означает, что школьники, окончившие Роснефть-классы, имеют приоритет при поступлении на соответствующие направления. После этого выпускников «РН-классов» будут рады видеть в любом из дочерних обществ «Роснефти». Обучающиеся «Роснефть-класса» являются преимущественными претендентами на вакансии, а также обладают такими качествами, умение работать в команде, ставить цели, правильно распределять работу и т.д.

Выпускникам «Роснефть-класса» 23 октября 2019 года был предложен опросник профориентации ВЕКТОР. Пятый выпуск «Роснефть-класса» состоял из 27 обучающихся. Мы решили провести сравнительный анализ их результатов опросника с выбором будущей профессии, т.е. направлением подготовки в ВУЗе. Вопросы для подростков были направлены на определение предполагаемой будущей профессии и на выявление профессиональных интересов.

Профессиональный интерес – это заинтересованность ученика в определенной профессии. Существует 6 типов профессиональных интересов: исследовательские, творческие, коммерческие, реалистические, социальные, нормативные. Они делятся в зависимости от: 1) предпочтений в работе; 2) того, что не любит делать; 3) жизненных приоритетов. Обычно люди имеют 2-3 профессиональных интереса.

По собранным данным мы составили диаграмму.



Рисунок 1. Профессиональные интересы пятого выпуска «Роснефть-класса»

Проанализировав диаграмму, мы выявили преобладающие интересы: исследовательские и реалистические. Это означает, что ребята склонны решать сложные интеллектуальные задачи, узнавать новое и выискивать закономерности в явлениях и событиях. Обучающиеся имеют склонность к работе с техникой и крупными механизмами, что свойственно людям, которые выбирают техническое направление.

Ученики «Роснефть-класса» школы № 42 г. Нижневартовска, закончив обучение в 2020 году уверенно шагнули во взрослую жизнь, выбрав для себя университет и факультет по душе. Из 27 обучающихся 19 выбрали направления высшего образования, связанные с ТЭК (Топливно-энергетическим комплексом). В 2019 году выпускной класс также состоял из 27 человек, 23 из которых выбрали технические профессии. Собранные нами данные в свою очередь подтверждает высокое качество профориентационной подготовки и непрерывного образования.

Выводы: Довузовская подготовка школьников в РН-классах направлена на обеспечение кадровой защищенности нефтегазовых компаний, а также для многих является продолжением дела родителей или родственников. Выпускники РН-классов приобщаются к профессии, приобретают такие качества, как умение работать в команде, проявлять инициативность, дисциплинированность и ответственность.

Библиографический список

1. TUMENTODAY : «РН-классы» помогают старшеклассникам стать нефтяниками : сайт. : [сайт]. – URL :

<https://tumentoday.ru/2020/08/31/rn-klassy-pomogayut-starsheklassnikam-stat-neftyanikami/> (дата обращения: 04.04.2021). – Текст: электронный.

2. EDUCON2 : Интересно учиться, когда понимаешь – зачем : [сайт]. – URL : <https://news.rambler.ru/education/39634351/> (дата обращения: 06.04.2021) – Текст: электронный.

Научный руководитель: Бабюк Г.Ф., старший преподаватель

ОБУЧЕНИЕ В ВУЗЕ В УСЛОВИЯХ ПАНДЕМИИ COVID 19

Бабюк Г.Ф.

Филиал ТИУ в г. Нижневартовск

Пандемия COVID-19 и связанные с ней карантин продемонстрировали преимущества и недостатки технологий дистанционного обучения и возможностей их применения в учреждениях высшего образования.

Условия, сложившиеся в результате пандемии COVID-19, усложнили процессы обучения не только в России, но и в мире. В период пандемии 1,57 миллиардов человек, которые получают образования в мире, а это составляет 90 процентов их общего количества, были вынуждены оставаться дома [1]. Поэтому поиск альтернативных способов обучения и инновационных решений стали главными приоритетами деятельности органов государственного управления в сфере образования.

Тематика публикаций о высшем образовании касается преимущественно следующих тем: онлайн-обучения; интернационализация образования; научные исследования и конференции; финансы; стратегия, качество образования и взаимодействие с государством [1,3].

В глобальном масштабе наиболее активно, проблематикой вынужденного удаленного обучения занимаются ученые UNESCO. Они отмечают, что большинство соискателей высшего образования всех уровней стали фактически изолированы в городах, и именно города стали на «фронтные позиции» в борьбе с новыми вызовами и проблемами .

Одним из методов является формирование так называемых «Learning cities», то есть городов, которые эффективно мобилизуют ресурсы для распространения образования, используют современные технологии для обучения в онлайн пространстве. Город по сравнению с селом имеет потенциал к расширению возможностей и социальной интеграции,

По нашему мнению, пандемия негативно повлияет на высшее образование в будущем, например: снижение доходов населения и сокращение количества иностранных студентов и т.д.; приостановление процессов интернационализации высшего образования, так как обучающиеся

перейдут в онлайн формат; разрыв социальных коммуникаций и «живого общения» между преподавателем и студентом.

Указанные теоретические и эмпирические исследования ученых по вопросам дистанционного обучения является научной базой для дальнейших научных исследований в направлении разработки действенных мер по повышению качества высшего онлайн образования в условиях пандемических ограничений.

Целью статьи является исследование современных тенденций развития дистанционного обучения в вузе и предоставление практических рекомендаций по его совершенствованию в условиях пандемии COVID-19.

Изложение основного материала. Дистанционное обучение - это форма обучения с использованием компьютерных и телекоммуникационных технологий, учебных платформ, онлайн курсов, обеспечивающих интерактивное взаимодействие преподавателей и студентов на разных этапах обучения и самостоятельным обучением по материалами информационной сети .

С проблемами быстрой адаптации к условиям пандемии столкнулись три заинтересованные стороны в сфере высшего образования: 1) государственные институты; 2) студенты; 3) научно-педагогические работники.

По результатам опроса, проведенного Государственной службой качества образования РФ в период пандемии студенты столкнулись со следующими проблемами: отсутствие бесперебойного доступа к сети Интернет; риск необъективного оценивания; недостаточная самоорганизация; нерегулярность коммуникации с преподавателем; отсутствие необходимой техники дома; отсутствие необходимых навыков работы с техникой и дистанционными технологиями.

Трудности дистанционного обучения с точки зрения научно-педагогических работников следующие: отсутствие «живого» контакта между преподавателем и студентом; недостаточное техническое обеспечение образовательного процесса; недостаточный уровень владения участниками образовательного процесса средствами информационных и коммуникационных технологий; риск не объективного оценивания студентов; отсутствие в совершенстве разработанных онлайн курсов; риск использования онлайн курсов сомнительного качества в условиях экстренной разработки материала и невозможности его полноценного обсуждения на заседании кафедры.

С целью выяснения эффективности дистанционного обучения и разработки мероприятий по его дальнейшему совершенствованию в течение осени 2020 филиалом ТИУ в г. Нижневартовске проводились опросы среди студентов и научно-педагогических работников. В опросе приняли участие 75 человек.

В частности, к анкете, по дистанционному обучению в период действия карантина включено вопросы:

- удовлетворенность и уровни усвоения знаний в условиях дистанционного обучения в период карантина;
- необходимость дополнительного объяснения преподавателем материала, представленного дистанционно;
- приемлемость и уровень проведения занятий в режиме видеоконференций (в частности через zoom или другой подобный ресурс)
- приобретения новых или совершенствования приобретенных компетенций или ухудшение навыков при дистанционном обучении;
- изменения распорядка дня, затраты времени на обучение и досуг;
- преимущества и недостатки дистанционного обучения в период карантина.

По результатам опроса, абсолютно довольны процессом дистанционного обучения в период общего карантина оказалось 30% студентов, достаточно довольны - 43% студентов, скорее недовольны - 17%. Эти данные свидетельствует о высокой оценке студентами процесса организации образовательного процесса в период общего карантина.

Критерием качества образовательного процесса является не просто уровень удовлетворенности, а уровень восприятия информации и усвоения студентом знаний. Треть студентов (по их собственным оценкам) отметила ниже по сравнению с очным обучением уровень усвоения знаний, 43% усваивали знания на том же уровне, а доля студентов, улучшили уровень усвоения знаний - лишь 10% .

Наряду с этим, 64% студентов ответили, что представленный материал нуждался в дополнительном объяснении преподавателя. А на вопрос «Как информация воспринимается лучше?» 21% студентов предоставили ответ «он-лайн», 37% - «очно», 57% - «информация воспринимается одинаково».

Подготовка высококачественных специалистов требует приобретения ими общепрофессиональных и профессиональных компетенций. Во время карантина студенты получили или развили ряд компетенций, в частности способность к управлению временем, к работе с информационными ресурсами, к самоконтролю, к самоорганизации. При этом 72% студентов определили, что потеряли навыки коммуникабельности и работы в команде.

Определенные изменения произошли и в распорядке дня студентов. В часы вне учебы, студенты больше стали заниматься хобби (20%), смотреть фильмы (20%), заниматься спортом (19%), читать книги (18%), общаться в социальных сетях (17%).

Основными преимуществами дистанционного обучения, по мнению студентов стали: гибкий график обучения (34%); возможность совмещения работы и учебы (29%); возможность освоения дополнительных

компетенций, курсов, хобби (20%); повышение мотивации к самообучению (16%); другое (1%).

К недостаткам дистанционного обучения в период общего карантина студенты отнесли: технические проблемы, невозможность доступа в Интернет (48%); сложность усвоения материала (38%); низкий уровень владения преподавателями информационными технологиями (11%); низкий уровень владения студентами информационными технологиями (8%).

Результаты опроса студентов стали основой для формирования предложений по совершенствованию образовательного процесса в период пандемических ограничений и формирование направлений публичного управления дистанционным обучением в высшем образовании.

Преподавание в вузах за последний год можно описать с помощью нескольких слов: утомительно, сложно и непредсказуемо. COVID-19 внес свои коррективы в почти все мировые образовательные системы. Педагоги отмечают, что дистанционное обучение студентов в течение пандемии стало очень стрессовым и негативно повлияло на качество взаимодействия преподаватель - обучающийся. Также говорят, что им приходится уделять работе гораздо больше времени, чем в обычном учебном режиме, а барьеров в коммуникации со студентами стало только больше. Для повышения качества обучения необходимо преподавателю готовиться к он-лайн занятиям учитывая особенности и мотивированность обучающихся [2]. Студенты должны быть более ответственными, владеть самоконтролем и уметь планировать свое обучение.

Библиографический список

1. Герасимова Ю. Р. Дистанционное обучение – ресурс перманентного высшего образования / Ю. Р. Герасимова, И. В. Курышова. - Текст : электронный. // Социальные процессы в современном российском обществе: проблемы и перспективы. Мат-лы IV Всеросс. науч. конф. с междунар. участием, Иркутск, 24 апреля 2020 г. Иркутск: ИГУ, 2020. № 1. С. 111 – 116.

2. Комлева К. Н. Организация учебного процесса в условиях дистанционного обучения (региональный опыт). Автономность студентов / К. Н. Комлева, Т. Б. Будаева - Текст : электронный // Modern Humanities Success/Успехи гуманитарных наук. 2021. № 2. С. 13-17.

3. The 2020 State of Remote report. – URL: [https:// lp.buffer.com/state-of-remote-work-2020](https://lp.buffer.com/state-of-remote-work-2020) (дата обращения: 20.04.2021). - Text : electronic.

ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОЕКТНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ОБУЧАЮЩИХСЯ В ТЕХНИЧЕСКОМ ВУЗЕ

Погребная И.А., Михайлова С.В.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовск

Перспективным путем развития компетентно направленного образования является внедрение инновационных, рефлексивно-предметных технологий, в частности проектных [1-3]. Проектная деятельность обеспечивает интеграцию меж предметных знаний и умений с различными видами деятельности, создавая уникальные предпосылки для формирования ключевых компетенций. Проблема организации проектной деятельности обучающихся в настоящее время находится вне поля зрения большинства преподавателей, вопросы методики работы над учебным проектом, недостаточно изучены, методической литературы по обозначенным проблемам недостаточно, поэтому при организации работы обучающихся над учебным проектом, из структуры деятельности выпадают важные составляющие. Ученые трактуют учебную проектную деятельность как организационную форму работы, реализация которой происходит по средствам совместной деятельности обучающихся, характеризуется партнерскими отношениями, направленными на решение проблем, важных для участников проекта, общей целью и согласованными методами деятельности. Работая с источниками информации, обучающийся выполняет операции анализа, конкретизации, сравнения, систематизации и обобщения. С точки зрения педагогики, в проектной деятельности ценным является не сам продукт, а индивидуальное проектирование, на основе которого формируется проектная компетентность (поиск и анализ проблемы, постановка цели проекту), аналитический (сбор и изучение информации, анализ имеющейся информации, поиск оптимального способа достижения цели проекту, построение алгоритма деятельности, составление плана реализации проекту: пошаговое планирование работ, анализ ресурсов); практический (выполнение запланированных технологических операций, текущий контроль качества, внесение изменений в работу); презентационный (подготовка презентационных материалов, презентация проекта), контрольный (анализ результатов испытания проекта, оценка качества его выполнения).



Рисунок 1. Этапы проектной деятельности

На современном этапе развития высшего образования акцентируется внимание на переосмыслении организации и содержания образовательного процесса на принципах инновационных технологий. Проектная деятельность применяется в образовательном процессе как одна из форм активного и продуктивного обучения. По мнению авторов, вопросы реализации проектной деятельности обучающихся и подготовки преподавателей к ее активному внедрению в учреждения высшего образования требуют дальнейшего изучения.

Библиографический список

1. Михайлова С. В. Формирование профессионально-значимых качеств у будущих бакалавров в высшем техническом учебном заведении / С. В. Михайлова, И. А. Погребная. - Текст : электронный. // Перспективы науки. 2019. № 8 (119). С. 203-208
2. Погребная И. А. Моделирование образовательного процесса технического вуза, направленного на развитие надпрофессиональных компетенций обучающихся / И. А. Погребная, С. В. Михайлова - Текст : электронный. // Современный ученый. 2021. № 1. С. 96-100
3. Погребная И. А. О проблеме развития надпрофессиональных компетенций у обучающихся технических направлений / И. А. Погребная, С. В. Михайлова, Е. А. Колосов. - Текст : электронный. // Современные проблемы науки и образования. – 2020. – № 6.;

ОСОБЕННОСТИ ПЕРЕВОДА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Есионова Ю.В.

БИП-Университет права и социально-информационных технологий,
г. Могилев, Беларусь

Перевод любой технической литературы, а тексты нефтегазовой отрасли относятся именно к такой литературе, достаточно сложная задача. Особенности стиля, грамматики, лексики и синтаксиса технических материалов диктуют применение совершенно особых переводческих приемов, характерных исключительно для перевода данного типа текстов [1, с. 30]. Переводчик должен владеть терминами нефтегазовой отрасли, обладать знаниями и навыками в этой сфере, чтобы избежать проблем и ошибок в процессе перевода. В данной работе содержится краткая информация об особенностях перевода в нефтегазовой отрасли.

К техническим переводам, в широком смысле, относят любой нелитературный перевод, то есть перевод текстов, касающихся электроники, медицины, права, экономики и т. д. Количество технических областей очень велико, а терминология таких текстов постоянно пополняется и изменяется. Технический текст характеризуется специализированной лексикой, строгой формой, краткостью и четкостью.

Технический переводчик не всегда переводит ключевые термины точно. Он сам должен обладать необходимыми знаниями и опытом в той области, в которой выполняет перевод. В целом, около 5-10 процентов содержания - это терминология. Поэтому важно, чтобы технический переводчик понимал, как технология и культура влияют на различные факторы. Эти элементы могут быть использованы на языке перевода, характерном для конкретного рынка. Таким образом, переведенный документ должен быть приемлемым с точки зрения культуры и написан в том стиле, который обеспечит его адекватное понимание [2].

Научно-технические отрасли быстро развиваются, в связи с этим, новая терминология создается очень быстро. Переводчик должен постоянно быть в курсе событий, иначе отсутствие специализированных знаний не позволит ему выполнить перевод качественно, что приведет к определенному роду проблем.

Технический перевод требует точности и ясности, в отличие от перевода литературного. Особенно важно в техническом переводе сохранить техническое содержание документа. Если это руководство по эксплуатации какого-либо устройства, пользователь переведенного документа должен иметь возможность, следуя определенным инструкциям, например, собирать устройство точно так же, как это делал бы человек,

читающий руководство на языке оригинала, что означает выбор точной и простой лексики на языке перевода.

Не все языковые профессионалы могут стать техническими переводчиками. Поскольку технический перевод представляет собой сочетание лингвистики с наукой и техникой, его главная сложность состоит в необходимости совмещения знаний из всех перечисленных областей. Профессиональные переводчики используют различные толковые и профильные словари для работы с текстами, поскольку для современного технического прогресса характерно взаимное проникновение терминов из одних отраслей в другие. Существуют ещё такие сложности при переводе, как различные требования к сокращениям и различием в ГОСТах, а также необходимость правильной трансформации предложения или параграфа текста. Здесь важно соблюсти баланс между буквальным и вольным переводом [3].

Научно-технический перевод всегда играл ключевую роль в распространении знаний. На сегодняшний день область науки и техники является основным направлением переводческой работы. Тем не менее, по-прежнему существует расхождение между растущей потребностью в высококачественных технических переводах и нехваткой компетентных технических переводчиков для их производства, и эта ситуация может быть отчасти обусловлена недавним пренебрежением концепцией эквивалентности в теоретическом / описательном и прикладные отрасли переводческих исследований.

Только обладая разносторонними и специальными знаниями, переводчик может добиться полноценного перевода, полностью передав содержание, не нарушая при этом норм языка, на который выполняется перевод.

Библиографический список

1. Левченко, Н. В. Грамматические трудности перевода: артикль (английский-русский): учебно-методическое пособие по переводу (для студентов факультета иностранных языков) / сост. Н. В. Левченко, Е. Д. Маленова, Л. П. Черкашина. – Омск: Изд-во Ом. гос. ун-та, 2010. – 60 с. - Текст : непосредственный.

2. TECHPEREVOD : Difficulties in technical translation : [Сайт]. – URL: <https://techperevod.com.ua/difficulties-in-technical-translation/> (дата обращения: 10.04.2021). - Text : electronic.

3. TABULA : Трудности технического перевода: особенности, проблемы, правила : [Сайт]. – URL: <https://tabula.com.ua/blog/trudnosti-tehnicheskogo-perevoda--osobennosti--problemyi--pravila-9/> (дата обращения: 09.04.2021). - Текст : электронный.

ПРИОРИТЕТ КУЛЬТУРОЛОГИИ В ФОРМИРОВАНИИ БУДУЩЕГО СПЕЦИАЛИСТА

Жукоцкая З.Р.

БИП – Университет права и социально-информационных технологий,
г. Могилев, Беларусь

«Культура – нормативная система, она предъявляет обязательные общие требования к каждому члену общества, определяет тот негласный, нигде не зарегистрированный официально минимум требований к профессиональному, политическому, нравственному, физическому, эстетическому и т.д. развитию человека, который дает ему право считаться культурным».

Л. Н. Коган

Высшее образование в целом должно быть ориентировано на овладение культурологическим тезаурусом. Именно культурология призвана заполнить «идейный вакуум», образовавшийся в последнее десятилетие в результате перестроечных процессов, сориентировать на формирование личностного отношения человека к миру, осмыслить полифонию общественной жизни и развить способность видеть в любом явлении все богатство многообразных связей человека с миром.

Вузовское, а значит и общегуманитарное мышление, у будущего специалиста начинает формироваться уже с первого курса, с одной из первых дисциплин – культурологии, когда студент впервые начинает оценивать культуру как систему ценностей, рассматривая, при этом, культуру отдельной личности, признавать толерантность и интолерантность, стабильность и нестабильность культурной системы, ориентироваться на разные системы ценностей – прогрессивные, регрессивные и консервативные. Начиная с кантовского «категорического императива», выделяющего «моральный закон во мне», шпенглеровской сократальной зоны *глубинной человечности*, фрейдевского *бессознательного*, опирающегося на неосознанные *сублимационные* импульсы, фроммовской жизненной установки человека, стремящийся к продуктивной *самореализации* и т. д., и заканчивая *экологией культуры* Д. С. Лихачева, многоаспектным анализом *проблем общения*, морфологии искусства М. Н. Кагана и встречей смыслов в *диалоге культур* М. М. Бахтина у студента формируется интегративный стиль мышления, который имеет основополагающее значение в его будущей профессии.

В настоящее время господствует, к сожалению, не творческое знание, т.е. знание, оторванное от творчества, что в соответствии с темой тезисов, означает – журналист, юрист или специалист иной профессии не владеет словом, или по выражению Льва Анненского, «энергией слова». Вулкан личного творчества студентов должен демократично

направляться преподавательским коллективом в созидающее русло, при этом умело гасить схоластические огоньки, направленные против ценностей и преобразования жизни.

Определяя культурологию не только как частную науку о культуре и ее внутренних закономерностях развития, но и как *новую междисциплинарную методологию*, И.В. Кондаков (автор многих публикаций по истории культуры, а также книг: Введение в историю русской культуры. М., 1997; Культура России: Русская культура: краткий очерк. М., 2000) тем самым, выводит культурологию за пределы собственно культурных явлений и процессов в узком смысле, охватывая более широкую область социокультурных явлений. Он выдвигает новые методические и методологические задачи перед историей культуры:

1. Отход от скомпрометировавших себя вульгарно-социологических и политических схем культурно-исторического развития и обращение непосредственно к анализу и интерпретации богатого и во многом еще не освоенного материала истории культуры.

2. Найти основания для общей концепции закономерностей ее имманентного развития – именно как культуры, подчеркивает автор, а не культурного придатка социально-политической истории. Таким образом, предлагается новая разработка универсальной концепции культуры, соединившей философию культуры с философией истории, апробированная И. В. Кондаковым в различных вузах страны.

Уникальна концепция известного ученого М. С. Кагана (Санкт-Петербург), который представил человеческую деятельность, лежащую в основе культуры, как систему. В своей работе «Философия культуры» он впервые в мировой науке применил *системный подход* к изучению культуры и рассматривал культуру как предмет философского системного исследования, подчеркивая онтологический статус культуры, анализируя экологические, социологические и антропологические проблемы, а также внутренние проблемы теории культуры. Из общего представления о системной форме бытия и о типологии систем вытекают принципы их изучения. По Кагану, только системы высшего уровня сложности – *человек, культура, искусство* – требуют адекватного их природе *трехпредметного, функционального и исторического* рассмотрения, о чем подробно он излагает в своей книге. Трехчленная структурная декомпозиция бытия: «природа – общество – человек» при необходимости приводит нас к выявлению культуры как *преобразования человеком природы по законам общества*. Это значит, что «культура» близка к содержанию понятий «человек» и «общество», вместе с ними противостоя «природе», потому что триединая система «общество – человек – культура» образует миниатюрную нишу в бескрайнем пространстве природы.

Для культурологического знания «выход» на культуру как особую подсистему бытия открывает возможность ее изучения не только как

внеприродной и антиприродной сферы, но и как *специфического аспекта «сверхестественного» бытия, диалектически взаимосвязанного с социальным и человеческим его аспектами*. М. С. Каган особо подчеркивает практическое значение обосновываемой им концепции в современных условиях, ибо одна из главных причин застоя и деградации во всех сферах – начиная с материального производства и организации политической жизни и кончая человеческими отношениями в быту, характером народного образования, проведением досуга – состоит в низком уровне культуры во всех ее аспектах – культуры труда, культуры управления, политической культуры, нравственной культуры и т.д. и т.п.

Перефразировав изречение Сартра, человек – это существо, «приговоренное к свободе», М. Каган убежден, что современное человечество «приговорено к диалогу». Осуществление этого приговора – дело каждого из нас. Овладеть свободным пространством жизненного творчества, стать дерзновенным новатором жизни, научиться по пастернаковски во всем доходить до самой сути – именно к этому должен стремиться будущий специалист, глубоко проникая в содержание гуманитарных дисциплин в целом, и культурологии в частности.

НЕПРЕРЫВНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ НЕФТЯНИКОВ КАК ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ОБРАЗОВАНИЯ

Савельева Н.Н.

Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Цифровая трансформация нефтегазовой отрасли и переход на высокотехнологические способы добычи трудноизвлекаемых запасов нефти выявили нехватку высококвалифицированных кадров, которые обладают необходимыми компетентностями. Отвечая на вызовы времени, необходимо модернизировать подготовку специалистов для нефтегазовой отрасли. Главными принципами деятельности в нефтегазовой отрасли являются принципы *профессионализма и компетентности*.

Профессионализм кадров нефтегазовой отрасли выступает ключевым фактором эффективности функционирования предприятий добывающей отрасли, а соответственно, и успешности внедрения инновационных технологий для разведки и разработки месторождений, а также добычи нефти и газа. Технология в нефтегазовой отрасли принципиально важна. Без внедрения технологических новшеств добиться успеха невозможно. Вместе с тем применяемые технологии сильно различаются: между сейсмической разведкой с компьютерной обработкой данных, процессами искусственного увеличения нефтеотдачи и строительством глубоководных платформ явно мало общего [5]. Поэтому специалисты

нефтегазовой отрасли должны обладать глубокими специальными знаниями и широким кругозором.

Для подготовки профессионалов необходимо организовать образовательный процесс в школе, в вузе, на предприятии, где каждый человек должен иметь возможность получать качественное образование, реализовать свой талант и в дальнейшем успешно трудоустроиться.

На наш взгляд, подготовка будущего профессионала начинается со школьной скамьи, где происходит выбор будущей профессии, затем в университете необходимо сформировать профессиональные компетентности в будущей профессиональной области, при трудоустройстве на предприятии непрерывно развивать компетентности высококвалифицированного специалиста. Для осуществления этих целей необходимо создать образовательную систему «школа-вуз-предприятие».

Необходимость выполнения заказа государства, общества и реального сектора экономики на подготовку инженеров новой формации и раскрытия их профессионально-личностного потенциала заставляет образовательные организации искать перспективные механизмы взаимодействия с производством, способствующие результативному становлению и развитию профессиональной компетентности будущих инженеров. Это особенно важно для современных технических вузов, имеющих исторически тесную связь с конкретными отраслями производства через образовательную и научно-исследовательскую деятельность. Вместе с тем в таких вузах еще не выработалась практика подготовки будущих инженеров в соответствии с меняющимися требованиями, а также не установились механизмы взаимодействия с производственными предприятиями отрасли, отвечающие новым условиям.

В обозначенном контексте

Для создания образовательной системы «школа-вуз-предприятие» был проведен мониторинг удовлетворенности стейкхолдеров. В период за 2018-2020 года выпускниками Тюменского индустриального университета работодатели удовлетворены уровнем теоретической подготовки – 92% опрошенных, но отмечают важными критериями: отсутствие опыта работы – 45%, отсутствие стажировок на промышленных предприятиях – 78%, не совпадение места практики с местом будущего трудоустройства – 61%, слабое представление своих функций на будущих рабочих местах. Такие результаты, на наш взгляд, удлиняют адаптацию молодого специалиста при трудоустройстве. В этой связи назрела модернизация многоуровневой подготовки специалистов для нефтяной промышленности (в системе школа-вуз-предприятие).

Требования к профессионализму технических специалистов обусловлены, прежде всего, характером тех задач, которые они призваны решать на современном этапе развития предприятий нефтегазовой отрасли.

Анализ специальной литературы показывает, что эффективность инженерной деятельности в нефтегазовой отрасли обусловлена наличием у специалиста следующих способностей:

- осуществлять системный анализ проблемной ситуации;
- выявить из неопределенной проблемной ситуации задачу и корректно ее формулировать;
- видеть проблему и целенаправленно разрешать их, принимая нестандартные решения;
- вырабатывать оригинальные идеи и решения;
- искать и взвешивать многовариантные решения творческой задачи или проблемы;
- сознательно преодолевать собственную инерцию мышления (т.е. отходить от стандартных решений);
- вести целенаправленный поиск необходимой информации по проблеме.

НАЧЕРТАТЕЛЬНАЯ ГЕОМЕТРИЯ КАК ФАКТОР УСПЕШНОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТЯНИКА

Савельева Н.Н., Савельев Я.В.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Начертательная геометрия один из первых предметов, которые изучают студенты на первом курсе поступив на техническое направление университета. В Тюменском индустриальном университете это дисциплина изучается на первом курсе. Студенты считают ее непростой, мягко говоря. Большой проблемой изучение начертательной геометрии становится по причине отсутствия в школьной программе предшествующих дисциплин в виде черчения. В результате вчерашних выпускников отсутствуют навыки графической работы на листе, попросту рисования объектов, предметов, отсутствует образное воображение, пространственное мышление.

На наш взгляд необходимо обязательно вводить в школьную программу предмет черчение для формирования умений и навыков, особенно это важно для школьников, которые планируют поступать на технические направления и специальности [2].

Для успешного освоения начертательной геометрии студенту первого курса необходимо иметь сформированную логику, развитое пространственное мышление, образное воображение и хорошие знания по школьной геометрии. Но при поступлении на техническую специальность более 60 % студентов этими навыками не обладают, поэтому студенты и считают эту дисциплину трудной, требующую много усилий для освоения.

После изучения начертательной геометрии наступает очередь компьютерной графики. В этой дисциплине продолжается развитие пространственного мышления, логики и образного воображения.

Как уже давно известно, что при переходе от изучения начертательной геометрии к изучению дисциплины «Инженерная графика», даже у «слабых» студентов появляются новые силы к её изучению и пониманию. Это в большей степени объясняется тем, что происходит переход от двухмерных графических изображений к трёхмерным чертежам. В этом случае абстрактное мышление очень часто заменяется практическим, более лёгким для понимания многих учащихся. Но, опять же, учащиеся, хорошо понимающие все чертежи, связанные с техническими объектами, оказываются совершенно беспомощными при начертании схем абстрактных моделей. Исходя из этого можно уверенно сказать, что начертательная геометрия не может быть основой для изучения инженерной графики, более сложной для понимания дисциплины. Хотя, без некоторых её аспектов трудно понять всю структуру более сложного трёхмерного пространства, которое изучает инженерная графика. Кроме того, начертательная геометрия является предметом, на котором основывается дальнейшее образование будущего инженера. Обучение инженерной графике в настоящее время начинается с изучения правил отображения объектов на плоскости по методу Монжа, начиная с простых геометрических объектов (плоскостей, призм, пирамид, цилиндров и т.д.). Затем рассматривается создание чертежей объектов, похожих на реальные детали и сборочных единиц и попутно изучаются основные типы конструкторской документации, соответствующие разным стадиям проектирования.

Метод Монжа – ортогональное проецирование элементов трёхмерного пространства на две взаимно-перпендикулярные плоскости, в результате которого получается двухкартинный плоский чертеж, обладающий метрической определенностью и обратимостью. Любой инженер должен уметь пользоваться вычислительной техникой, которая в состоянии смоделировать производственные процессы и работу технических объектов, включая эти объекты. Но, это невозможно без обращения к объектам расширенного Евклидова пространства, их свойств, правил преобразования и без соответствующего образования самого пользователя. Основные задачи этой дисциплины (начертательная геометрия) будут: - образование формальной модели Евклидова пространства - систематизация подхода к решению позиционных задач - выработка умения моделировать сложные трёхмерные объекты, системы и технические формы, сложные, в основном. Вот поэтому-то, решение подобных задач ставится во главе учебного процесса. Необходимо повысить время изучения таких программ, как построение кривых и конструирование поверхностей.

Использование в профессиональной деятельности метода 3D проектирования [1,4], требует полного понимания между ортогональными

чертежами с метрически определёнными «наглядными изображениями». У современного студента необходимо повысить навыки конструирования геометрических форм по заданным свойствам. Необходимо усвоить, что нельзя решать задачу одним и тем же способом, если в одном случае объект находится на чертеже, а другом в пространстве. Потому что чертёж служит только для визуализации одного единственного вида у объекта, а находясь в пространстве, мы в состоянии разглядеть конечный результат.

В конце хочу добавить, что полное понимание, конечно же, приходит только после практических занятий на производстве или применении этих знаний непосредственно на практике. Можно только пожелать удачи студентам при изучении сложных графических задач в начертательной геометрии и инженерной графике.

Библиографический список

1. Борисенко И. Г. Инновационные технологии в преподавании начертательной геометрии при формировании профессиональных компетенций. / И.Г. Борисенко – Текст : непосредственный // Вестник Иркутского ГТУ. – 2011. – № 12, с. 355-357.

2. Русинова Л. П. Развитие пространственного мышления у студентов в начале изучения курса "Начертательная геометрия" / Л. П. Русинова – Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2012. — №3. — С. 391-394.

3. Савельева Н.Н. Применение информационных технологий при организации процесса подготовки студентов для высокотехнологичных предприятий / Н.Н. Савельева – Текст : непосредственный // Информационные ресурсы в образовании: материалы Международной научно-практической конференции. – Нижневартовск, 2013. – С. 68-71

4. Савельева Н.Н. Подготовка будущих бакалавров нефтяников к профессиональной деятельности на высокотехнологичных предприятиях: монография. / Н.Н. Савельева. Тюмень, 2017 – Текст : непосредственный.

ОРАТОРСКОЕ ИСКУССТВО А. Ф. КОНИ

Сергеева М. С.

БИП - Университет права и социально-информационных технологий,
г. Могилев, Беларусь

«Слово - одно из величайших орудий человека.

Бессильное само по себе -

оно становится могучим и неотразимым,
сказанное умело, искренне и вовремя».

А. Ф. Кони

Ораторское искусство – искусство публичного выступления, это гармоничное сочетание риторики, приёмов актёрского мастерства и различных психологических техник. Ярким примером владения словом, различными риторическими приемами является Анатолий Федорович Кони (1844 – 1927) – один из основоположников юридической риторики и судебной этики. Особую известность приобрели его публичные речи в суде присяжных, записки судебного деятеля и воспоминания. Эти труды составили 5 томов сборников под общим названием «На жизненном пути» (1912-1929).

Известный в дореволюционное время адвокат О.О. Грузенберг в одном из писем, адресованных А. Ф. Кони, писал 30 декабря 1923 г.: «Вы создатель русского судебного слова и в то же время творец таких форм его, что не многим удалось не то что сравниться, но даже близко подойти к ним» [1, с.19].

Среди многочисленных работ А.Ф. Кони очень полезными для современных ораторов и будущих специалистов являются «Советы лекторам», в которых Кони в краткой и доступной форме излагает основы риторики. Подобно античным риторам, он настаивал «на обязательности для лектора и юриста высокой моральности и активной гражданской позиции оратора» [1, с.17]. Кроме того, Кони считал, что юрист обязательно должен быть широкообразованным человеком, а не только специалистом в области юриспруденции. Он разработал основные положения прагматической лингвистики, интегративный подход к созданию речевых моделей и потенциал его многогранной языковой личности огромен. В этих «Советах» А. Ф. Кони рекомендует обязательно проводить сбор материала, составлять план речи. Страх перед аудиторией слушателей для начинающего оратора может быть компенсирован тщательностью предварительной подготовки. Говорить выступающий должен громко, ясно, отчетливо и ритмично, и, конечно, обладать хорошей дикцией.

По словам Кони: «Вся речь должна быть оригинальна и разнообразна. Можно выбирать себе группу слушателей и говорить конкретно ей: слушатели смотрят на лектора, им приятно, если и лектор смотрит на них, – этим завоевывается расположение аудитории, главное, чтобы этот взгляд был ненавязчивым. Форма речи должна быть простой и понятной, иностранные слова допустимы, но при необходимости пояснены. Лирика может быть в речи, но ее должно быть мало и она должна быть искренней, как и вся речь» [1, с.17].

По мнению современного исследователя С. А. Колесникова, не вызывает сомнения актуальность обращения к речевой практике Кони для овладения приемами высокопрофессиональной судебной риторики в условиях современного судебного процесса [2].

Риторический метод А. Ф. Кони, отмечает Колесников, отличался приверженностью к лингвистической диалектике, включающей в себя

учет множественности позиций, возникающих в ходе реализации судебного дискурса и проведение своей правоохранительной линии в соответствии с поставленными правоохранительными задачами.

Таким образом, Кони внес большой вклад в формирование судебного красноречия, он был ярким успешным оратором, покорял логикой и ясностью рассуждений слушателей. Идей гуманизма были проникнуты все речи А. Ф. Кони. А также просветительская интонация звучала и в его стихотворении:

*Напутствовать юное хочется мне поколение.
От мрака и грязи умы и сердца уберечь.*

Библиографический список

1. Кони А. Ф. Собрание сочинений : в 8 т. / А. Ф. Кони ; ред. В. Г. Базанов. — М.: Юридическая литература. — 1966—1969. Т. 3 : Судебные речи / авт. предисл., коммент. М. М. Выдря ; коммент. С. Б. Михайловой ; ред. А. П. Могилянский. — 1967. — 535 с. - Текст : непосредственный.
2. Колесников С.А. Культура судебного красноречия в речах А. Ф. Кони как фактор формирования правового сознания общества / С.А. Колесников. - Текст : непосредственный. // Наука. Теория. Практика, 2015. — №2. — С. 42-45.

Научный руководитель: Жукоцкая З.Р., док. культурологии, профессор

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЦИФРОВЫХ РЕСУРСОВ ПРИ РАБОТЕ С ТЕРМИНОЛОГИЕЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ: ИЗ ОПЫТА ПРЕПОДАВАНИЯ ИНОСТРАННОГО ЯЗЫКА В ВЫСШЕЙ ШКОЛЕ

Сперанская Н.И.
Тюменский индустриальный университет

Уникальная ситуация, с которой человечество столкнулось из-за стремительного распространения коронавируса, внесла существенные изменения в процесс профессиональной подготовки будущих специалистов, в том числе и в нефтегазовой отрасли. Трансформация обучения в высшей школе в период пандемии связана с интенсификацией цифровизации, что позволило не допустить срыва реализации образовательных профессиональных программ. Необходимо подчеркнуть, что тот формат, на который экстренно перешли почти все высшие учебные заведения,

нельзя охарактеризовать ни как дистанционное, ни как цифровое обучение, поскольку они требуют серьезной комплексной подготовки, чего не было осуществлено в сложившихся условиях, но в то же время был получен ценный опыт, демонстрирующий возможные трудности в ходе модернизации отечественного образования, а также выявляющий основные направления работы по повышению цифровой компетенции субъектов образовательного процесса.

Ученые и практики подчеркивают огромный потенциал цифровизации, обеспечивающий повышение качества образования: во-первых, создается доступ к образовательным услугам для каждого желающего, не зависимо от места нахождения, состояния здоровья, финансового благополучия и других сдерживающих факторов; во-вторых, реализуются условия для осуществления не только дифференциации, но и индивидуализации обучения, что весьма востребовано при формировании требуемых компетенций; в-третьих, значительно обогащается дидактический контент по каждому направлению подготовки специалиста, так как появляется возможность использовать огромный диапазон образовательных ресурсов, созданных в любой точке мира.

Одним из параметров успешной подготовки будущих специалистов выступает их терминологическая компетентность, в широком смысле, представляющая собой, способность использовать специализированный вокабуляр в профессиональных целях. Отметим, что некоторые исследователи характеризуют ее как самостоятельный вид, другие выделяют в качестве структурного компонента информационно-коммуникативной компетентности [1]. В учебном процессе термин выполняет достаточно широкий диапазон функций: источник знаний, инструмент профессиональной подготовки, один из индикаторов уровня сформированности необходимой компетенции.

В ходе языковой подготовки специалиста нефтегазовой отрасли работа над терминологической базой по каждому профессиональному направлению занимает значительное место. Мы считаем целесообразным обеспечить усвоение целостного лексического образа того или иного термина, понимание его взаимосвязей в семантико-коннотационном поле, чему способствует установление синонимичных, антонимичных рядов, выявление ядра дефиниции [2]. При изучении иностранного языка студентами технического вуза большое внимание уделяется проработке терминологии по изучаемой специальности, при этом для исследования семантических свойств термина, понимания его определения особенно важен визуальный компонент, применение цифровых ресурсов обеспечивает не только повышение учебной мотивации студентов технического вуза к изучению иностранного языка, но и облегчает сам процесс усвоения сложной лексики, какой являются термины. Хостинги Voki, TED.com, облачные ресурсы WordArt, TagXedo и другие интернет-

инструменты помогают преподавателю обеспечить индивидуальный подход к каждому обучающемуся, снимая психологические трудности при осуществлении иноязычной коммуникации, способствовать реализации задач лингводидактики, содействовать развитию мотивационной сферы студентов [3].

Сайт wordart.com имеет большой дидактический потенциал при организации изучения терминов не только на родном, но и иностранном языках. Данный онлайн-ресурс позволяет легко и быстро создавать словарное облако, наглядно представляющее терминологическое поле по нужной тематике. Интерфейс очень прост, понятен студенту, даже не владеющему навыками графического дизайна. Нами используется следующий алгоритм действий: сначала обучающиеся читают текст по своему направлению подготовки (для бакалавров это может быть адаптированный материал, для магистров - научная статья), далее они выписывают ключевые слова, относящиеся к рассматриваемой теме (на учебном занятии по иностранному языку еще и переводят). После данной подготовительной работы студенты приступают к созданию терминологического облака на он-лайн платформе wordart.com, где они в специальном окне печатают слова (происходит произвольное запоминание графического образа лексемы), выбирают размер и цвет шрифта, форму образа. При демонстрации результата перед учебной группой обучающийся произносит термины вслух (отрабатывается правильное произношение). Подчеркнем, что на этом работа с терминологическим облаком не заканчивается, мы предлагаем следующие упражнения (на данном или последующих занятиях):

- прочитав термин и дать его определение;
- прочитав и перевести термин (на занятиях по иностранному языку);
- по определению найти в облаке соответствующий термин.

Причем, при необходимости повторения терминов по определенной тематике всегда имеется возможность вернуться к уже готовому терминологическому облаку. Хорошо воспринимаются игровые задания, например: студенты распределяются на мини-группы, каждая получает словарное облако, изучает представленные там термины, выигрывает та:

- которая быстрее найдет все термины;
- которая даст правильные дефиниции;
- которая назовет большее количество терминов по памяти (без опоры на графическое изображение).

Такая разнообразная работа с терминологией способствует быстрому и прочному запоминанию, делает учебное занятие интересным, снимает психологическое напряжение, формирует высокую учебную мотивацию, обеспечивает совершенствование терминологической

грамотности, что весьма важно для будущего специалиста, его профессионального роста.

В заключение отметим, что цифровые ресурсы возможно использовать для решения разнообразных дидактических задач, поскольку, на наш взгляд, постпандемический период будет характеризоваться интенсивным применением интернет-технологий в учебном процессе. Преподаватели, получив опыт удаленной работы в период коронавирусной пандемии, увидели большие преимущества цифровых образовательных технологий в ходе реализации образовательных программ не только в ходе традиционного (классического) обучения, но и при осуществлении современных моделей обучения: дистанционное, он-лайн, смешанное, мобильное.

Библиографический список

1. Бордовская Н.В., Кошкина Е.А. Терминологическая компетентность // Человек и образование. 2016. № 3 (48). С. 4-11.

2. Сперанская Н. И. Работа с терминами в техническом вузе при обучении иностранному языку / Н. И. Сперанская, О. Е. Яцевич, В. В. Юдашкина, С. А. Ковалевская - Текст : непосредственный. // Вестник Челябинского государственного педагогического университета. 2018. № 2. С. 156-165.

3. Сперанская Н. И., Яцевич О.Е. Мотивирующий ресурс информационных технологий при работе с терминами на занятиях по иностранному языку / Н. И. Сперанская, О. Е. Яцевич. - Текст : непосредственный. // В сборнике: Проблемы формирования единого пространства экономического и социального развития стран СНГ (СНГ-2017) материалы Международной научно-практической конференции: в 2 томах. 2017. С. 197-200.

ФИЗИЧЕСКАЯ КУЛЬТУРА КАК ЧАСТЬ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ ПОДГОТОВКИ СТУДЕНТА-ГЕОЛОГА

Тяглова С.А.

Тюменский индустриальный университет

Профессия геолога многогранна, проходит в различных условиях труда, требует от человека большой организованности, хорошей работоспособности, точности, концентрации внимания и хорошего здоровья. Выбирая данную специальность, студент должен хорошо понимать все плюсы и минусы будущей работы, осознавать условия, с которыми придется столкнуться в процессе профессиональной деятельности. Для этого

в научной литературе представлены профессиограммы ряда наиболее известных и востребованных профессий с выделением профессионально важных качеств и рекомендуемых для них задач и видов двигательной активности.

Таблица 1.

Качества, обеспечивающие успешность выполнения профессиональной деятельности геолога [1]:

Способности	Личностные качества
<ul style="list-style-type: none"> – хорошее здоровье; – умение глобально мыслить; – развитое логическое и нагляднообразное мышление; – математические способности; – аналитическое мышление; – хорошие мнемические способности (кратковременная и долговременная память); – способность длительное время заниматься кропотливой работой; – самостоятельность и гибкость мышления; – способность переносить длительное физическое и психическое напряжение в различных погодных условиях и в различной местности; – высокий уровень концентрации внимания; – способность работать в условиях ненормированного рабочего дня. 	<ul style="list-style-type: none"> – Выносливость (способность работать в различных погодных условиях и непроходимой местности); – оперативность (быстрое реагирование и принятие решения в различных ситуациях); – наблюдательность; – ответственность; – упорство; – усидчивость; – аккуратность; – внимательность; – эмоционально-волевая устойчивость.

Как видим из таблицы, многие качества будущего профессионала предполагают хорошую физическую подготовку (выносливость, оперативность, концентрацию внимания и пр.). К сожалению, далеко не каждый студент осознает роль физического совершенствования для успешной самореализации в своей будущей профессии. Степень владения информацией о своей будущей профессиональной деятельности геолога (виды деятельности, объем нагрузок и пр.) 60% оценивают как среднюю («Владею в общих чертах, без подробностей»), 30 % – высокую («Точно знаю, на кого поступил»), 10% слабо и отдаленно представляют, чем им предстоит заниматься в будущем.

Недостаточное понимание студентами специфики своей будущей профессиональной деятельности, и, как следствие, недооценивание важности хорошей физической подготовленности, необходимой для многих специальностей, составляет проблему исследования.

Научная литература в области подготовки будущего специалиста в вузе средствами физической культуры представлена достаточно широко.

Большой блок занимают исследования профессионально-прикладной физической культуры, пособия [2], представляющие систематизированные тестовые задания и контрольные упражнения для диагностики различных профессионально важных качеств.

С нашей точки зрения, 4 часа в неделю, выделенные в вузе на дисциплину «Физическая культура» недостаточны для полноценного развития профессиональных качеств будущего специалиста. Работа над ними должна продолжаться в самостоятельной работе студента через осознание ценностей физкультурно-спортивной деятельности для личного совершенствования и самоактуализации.

На вопрос «Насколько важно для геолога, по вашему мнению, быть в хорошей физической форме, иметь хорошую физическую подготовленность?» 53% респондентов выбрали вариант – «В нашей профессии это одно из основных профессиональных качеств», 34% – «Я буду работать только в офисе, поэтому быть в хорошей физической форме не так уж важно», 8% – «Это абсолютно не важно», 3% выбрали другие варианты ответов («50/50», «Физическая активность важна для нашей профессии, но не является главным показателем»).

Среди предложенных качеств, которыми должен обладать геолог 43 респондента выбрали развитое мышление, 39 – ответственность. Для развития выбранных качеств, по мнению обучающихся, геолог должен вести здоровый образ жизни в целом (42 чел.), заниматься кардионагрузками (бег, ходьба, велосипед и т.д.) – (30 чел.), играть в настольные игры на логику (шахматы, шашки и пр.) и регулярно заниматься домашними тренировками (по 20 чел.).

Большинство студентов владеют информацией о получаемой профессии лишь в общих чертах, и в качестве важных профессиональных качеств называют больше психологические и умственные способности человека, нежели физические. В то же время высоко оценивают средства физической культуры для будущей профессиональной деятельности: 50% считают хорошую физическую подготовленность одним из важных профессиональных качеств. Желаемые виды физической активности далеки от реальных: многие студенты хотели бы выполнять ежедневно утреннюю гимнастику, посещать секции по видам спорта и активно проводить выходные. Следовательно, желание повысить свою физическую активность у студентов есть, но существуют какие-либо внешние причины, мешающие его реализации.

Таким образом, подготовка геолога, в связи с серьезными физическими нагрузками в будущем, не должна ограничиваться учебными занятиями. Важное значение приобретает самостоятельная работа студентов по приобретению профессионально-значимых качеств. Эта работа может быть весьма разнообразной, интересной, и решающей в развитии

физического, двигательного, психологического, эмоционально-волевого потенциала будущего специалиста.

Создание эффективных методов самостоятельной работы, методическая помощь преподавателя, помогут будущему специалисту в области геологии самостоятельно получать и расширять общие и профессиональные знания, уметь видеть перспективы будущей карьеры и в соответствии с этим проектировать и реализовывать профессиональные возможности.

Библиографический список

1. ПРОФЕССИИ : Профессиограмма геолога : [сайт]. – URL : http://bloggg07.blogspot.com/2012/03/blogpost_4570.html (дата обращения: 09.04.2021). – Текст : электронный.

2. Буров А.Э., Ерохина О.А. Диагностика и оценка профессионально важных качеств в практике профессионально-прикладной физической культуры: научно-практическое пособие/ А. Э. Буров, О. А. Ерохина. – Чебоксары: ИД «Среда», – 2020. – 192 с. – Текст : непосредственный.

3. Виленский М. Я., Горшков А. Г. Физическая культура и здоровый образ жизни студента : учебное пособие. 2-е изд. - Москва, 2012. - 240 с. – Текст : непосредственный.

ПОДГОТОВКА СПЕЦИАЛИСТОВ В УСЛОВИЯХ ЦИФРОВИЗАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Чеботарев Н.Ф.

Российский государственный университет нефти и газа
имени И. М. Губкина, г. Москва

Распространение цифровых технологий в нефтегазовом комплексе (НГК) приводит к тому, что робототехника становится одним из главных цифровых элементов, меняющих рынок труда, что свидетельствует о росте автоматизации и роботизации производства как современной тенденции развития НГК.

Например, около 6000 морских нефтегазодобывающих платформ функционируют в странах мира. До 20% из них работают в автоматическом, дистанционном режиме. Себестоимость нефти добываемой с применением автоматизированных платформ существенно ниже, чем нефти, добытой традиционным способом.

Экономическая эффективность компаний НГК, применяющих цифровые методы автоматизации добычи возрастает по мере внедрения цифровых добычных комплексов.

В этой связи становится необходимым и актуальным выявление потребности нефтегазовых предприятий в новых профессиях, связанных с цифровыми технологиями в НГК и организация системы профессиональной цифровой переподготовки.

В процессе цифровой трансформации производственных процессов предприятий нефтегазовой отрасли определился спрос на новые профессии.

Бизнес-аналитик – высококвалифицированный специалист, главной задачей которого является сбор и анализ большого объема информации для принятия решений, поиск закономерностей, а также несоответствий данных, путей их оптимизации для повышения эффективности, детальное изучение и описание бизнес-процессов и функциональной структуры компании.

Инженер-координатор по взаимодействию участников внедрения цифровых технологий – отвечает за обеспечение комплексного подхода, применяя эффективные формы сотрудничества.

Риск-аналитик – специалист по уменьшению неопределенности и рисков в бизнес процессах, прогнозирование возможных проблем на основе оперативных данных.

Оператор робототехнического комплекса – специалист по управлению и обслуживанию роботизированных систем, в том числе на сложных и опасных видах работ с труднодоступными объектами.

Высокотехнологическое оборудование (робототехнические комплексы) становится модульным и распределенным, что обеспечивает его перенастройку и быстрый переход на освоение новой продукции.

Специалист по внедрению роботов в производственный процесс – использует инструменты для создания «виртуальных сотрудников» с интуитивно понятным визуальным интерфейсом, позволяющим в короткие сроки разрабатывать и внедрять программных роботов для автоматизации повторяющихся рутинных задач, которые выполняет реальный сотрудник.

Директор по технологическому развитию – руководитель проектов по роботизации.

Директор по цифровой трансформации производства – в его задачи входит внедрение цифровых технологий, изменяющих модели, процессы управления и осуществление хозяйственной деятельности компании.

Благодаря цифровой системе управления производственными процессами формируется единое цифровое пространство [1].

Цифровая трансформация НГК приходит на смену традиционной экономике, когда тенденции диктуют необходимость поиска новых способов реализации бизнес стратегий на динамичном рынке в условиях неопределенности информационной среды.

Ключевым фактором достижения успеха компаний НГК становится цифровое преобразование бизнес-процессов в целях повышения рентабельности компаний при долгосрочном снижении мировых цен на нефть.

Увеличение производительности труда и обеспечение безопасности, экологическая ответственность и соответствие нормативным требованиям устойчивого развития на основе внедрения цифровых технологий в условиях неопределенности и нестабильности позволит преуспеть в «зеленой экономике».

Основные направления, которые получают преимущества в результате цифровой трансформации:

- развитие бизнеса на основе обеспечения компанией информационного превосходства в сложной конкурентной среде;
- поисковые геологоразведочные работы с использованием цифровых автоматизированных технологий и систем;
- обеспечение комплексного подхода;
- улучшение планирования и снижение рисков для решения текущих и будущих задач.

Однако цифровая трансформация НГК связана с первоначальными финансовыми затратами. Так, переход ПАО Газпром на использование российского программного обеспечения (ПО) и оборудования связан с издержками на его приобретение от 180 млрд руб., что приведет к возникновению рисков ухудшения финансовых показателей.

Руководители компаний НГК просят отдалить сроки перехода на российское ПО (план до 1 января 2024 г.) и оборудование (план до 2025 г.). Первым на отечественную операционную систему переходит Госкорпорация «Росатом». Она закупит софт Astra Linux почти на 800 млн. руб [2].

Условия, обеспечивающие эффективность функций управления производственной деятельностью компаний НГК:

- модернизация профессиональных стандартов для нефтегазового комплекса;
- определение потребности в образовании, профессиональной переподготовке и повышении квалификации, в том числе в дополнительном профессиональном образовании для удовлетворения спроса компаний.

Специалисты цифрового менеджмента редактируют архитектуру и структуру персонала, поддерживают рабочий процесс, анализируют большие данные и реализуют онлайн-управление с помощью цифровых средств.

Мировая практика свидетельствует о том, что фирмы, которые нанимают специалистов по цифровому менеджменту в соотношении 10:1, имеют на 35-50% выше эффективность производства, чем те, которые не нанимают такой персонал.

Цифровое управление – это очевидная потребность и неизбежная тенденция, особенно на фоне пандемии COVID-19, которая ускоряет процесс перехода на цифровые технологии. Специалисты по цифровому менеджменту стали новыми участниками цифровых преобразований компаний НГК.

Библиографический список

1. Кадры для цифровой экономики. / Национальная программа «Цифровая экономика России». – Москва. 2019. – 43 с.

БУДУЩИЙ СПЕЦИАЛИСТ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ: ОРГАНИЗАЦИЯ ЗАНЯТИЙ ПО ИНОСТРАННОМУ ЯЗЫКУ

Яцевич О.Е.

Тюменский индустриальный университет

Тюменский индустриальный университет (ранее нефтегазовый) по праву считается кузницей кадров для нефтегазовой отрасли. Каждый год из стен учреждения выпускается большое количество специалистов, готовых работать на отечественных и зарубежных месторождениях.

Традиционные методики модифицируются под натиском современных вызовов не только в обществе, в целом, но и в образовании, в частности. Успешная карьера вчерашнего студента во многом зависит не только от его личностных качеств, но и того уровня знаний, которые он приобретает на практических занятиях по различным основным и прикладным дисциплинам.

Иностранный язык в Индустриальном университете является прикладной дисциплиной и преподаётся на всех этапах образовательного процесса: от бакалавриата до докторантуры, поскольку конкурентноспособный специалист должен обладать достаточным уровнем не только разговорного языка, но и в профессиональной сфере, в которой он специализируется.

Квалитативное улучшение знаний можно достичь, читая иностранную литературу в первоисточниках, формируя при этом ряд компетенций, прописанных Федеральными государственными образовательными стандартами (ФГОС). Овладение лексическим минимумом в нефтегазовой сфере и знание грамматических конструкций позволяет выстраивать различного рода дискуссии, акцентуализируя значимую информацию, заложенную паралингвистическими средствами.

Большое внимание уделяется такому разделу как самопрезентация, поскольку первое впечатление всегда остаётся значимым и запоминающимся. На этом этапе внедряются интернет-сервисы, помогающие

красочно организовать презентацию в виде сообщения (Voki, Animoto, Powtoon, Canva, Prezi). Умение владеть технически новыми методами, имеет большой отклик среди студентов и мотивирует к изучению иностранного языка. Результаты, представляемые в студенческих группах показывают обучающихся как сформировавшихся личностей, способных мыслить нешаблонно и креативно.

Основной момент, которого мы стремимся добиться среди обучающихся – это естественность в общении на неродном языке, чему способствуют задания кейсового типа. Здесь упор делается на развитие коммуникативных навыков (как начать беседу, продолжить её, сменить тему и как завершить, используя клишированные формулы). Сами студенты говорят, что им нравится строить диалоги без предварительной подготовки, импровизируя, поскольку таким образом они ведут себя и действуют быстро и слаженно, без заминок, с наименьшим допущением ошибок.

Ролевая игра «Who are you/кто ты», включающая 30 карточек с характеристиками, направлена на коммуникативное раскрепощение. Задавая наводящие вопросы, участникам игры удаётся установить предполагаемого человека. Ведущим игры всегда выбираются обучающиеся, что позволяет снять напряжение и стеснительность на первых занятиях или если в группе появляется новый студент.

Креативный потенциал хорошо раскрывается с помощью различных мегогенераторов, когда студент может представить себя уже состоявшимся сотрудником нефтегазовой компании и одной чёткой фразой показать свои эмоции и впечатления о работе в корпорации.

Используя сайт <https://www.futureme.org/> можно написать письмо себе в будущее и указать желаемую дату получения (это может быть и год и десять лет) и описать себя членом крупной команды нефтегазового комплекса. Такого рода деятельность мотивирует на достижение поставленных целей.

Не остаётся без внимания оформление деловой корреспонденции (письма, резюме, визитные карточки), красочные шаблоны к которым можно найти в обновлённой версии Canva. Проработав официальную часть документации не забываем устроить конкурс резюме в студенческих группах, аргументируя выбор того или иного кандидата объективными способами на претендуемую должность.

Магистранты интересуются научной стороной языка, поскольку им требуется подготовить качественную магистерскую диссертацию, которая бы включала в себя теоретическую и практическую части, адекватно отражающие тематику исследования. Большой популярностью пользуется разработанный авторским коллективом курс «Academic writing/Академическое письмо», нацеленное на формирование исследовательских компетенций. Интерес к разработанной методике связан так же

с требованием повышения публикационной активности в реферативных базах данных (e-library, Scopus, Web of Science и др.).

Много вопросов задаётся о подборе литературы на иностранном языке, перекликающейся с выпускной работой. Не все базы данных располагают полнотекстовыми статьями в бесплатном доступе. На практических занятиях мы отработываем поиск источников в научной базе данных Science direct, насчитывающей свыше 12 миллионов статей по различным научным тематикам.

В большинстве своём студенты имеют отрывочные понятия о структуре научной работы и ещё меньше представления о методах, применимых в рамках исследования. Мы предлагаем в ходе работы с пособием параллельно работать над структурой своей собственной диссертации, что позволяет хорошо продумать и представить черновой вариант работы.

Немаловажную роль играет умение сформировать своё собственное портфолио на двух языках, позволяющее продвинуться на рынке труда. В рамках нашего университета практика составления портфолио очень редка, поскольку требует больших усилий со стороны участников образовательного процесса. Хотя сама работа над портфолио несёт в себе массу компетенций, положительно влияя на правильное моделирование мотивационного пути. Ранжированное по разделам портфолио позволяет проследить и эвалюировать личный прогресс, самоанализ и планирование своей деятельности.

Библиографический список

1. Сперанская Н. И. Формирование научно-исследовательской компетенции магистрантов высшего учебного заведения на занятиях по иностранному языку / Н. И. Сперанская, О. Е. Яцевич. - Текст : непосредственный. // Вестник Сургутского государственного педагогического университета. 2020. № 4 (67). С. 142-148.

2. Яцевич О. Е. Интернет-ресурсы в процессе обучения иностранному языку в техническом вузе / О. Е. Яцевич, Н. И. Сперанская. - Текст : непосредственный // В сборнике: Проблемы инженерного и социально-экономического образования в техническом вузе в условиях модернизации высшего образования - 2019. Материалы X Международной научно-методической конференции. В 2-х томах. Отв. редактор С.Д. Погорелова. Тюмень, 2019. С. 220-223.

3. Яцевич О. Е. Применение интерактивных сервисов на занятиях по английскому языку в неязыковом вузе / О. Е. Яцевич, В. В. Юдашкина, Г. Г. Нурпеисова. - Текст : непосредственный // Высшее образование сегодня. 2019. № 10. С. 39-42.

4. Юдашкина В. В. Обучение написанию аннотаций студентов в вузе: от теории к практике / В. В. Юдашкина, О. Е. Яцевич. - Текст : непосредственный // Вестник Сургутского государственного педагогического университета. 2019. № 4 (61). С. 78-83.

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

*XI Международной научно-практической конференции
обучающихся, аспирантов и ученых
(Нижневартовск, апрель 2021 г.).*

В авторской редакции

Подписано в печать 00.00.00. Формат 60х90 1/16. Усл. печ. л. 17,81.
Тираж 500 экз. Заказ № .

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.

