

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
IX Международной научно-практической конференции
обучающихся, аспирантов и ученых*

Тюмень
ТИУ
2019

УДК 622.276+550.832

ББК 33.36+26.3

О 60

Ответственный редактор:

Ю. Б. Чебыкина

О 60 Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: материалы IX Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых (Нижневартовск, 25 апреля 2019 г.) / отв. ред. Ю. Б. Чебыкина. – Тюмень : ТИУ, 2019. – 285 с. – Текст : непосредственный.

ISBN 978-5-9961-2210-3

В сборник вошли научные исследования обучающихся, аспирантов, учёных, педагогических работников и специалистов – практиков, принимавших участие в конференции по направлениям: ступень в нефтегазовую отрасль (для обучающихся СШ, НПО и СПО); становление и развитие нефтегазовой отрасли; геология, разработка, эксплуатация и обустройство нефтяных и газовых месторождений; бурение, освоение и капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин; эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов; подготовка специалистов для нефтегазовой отрасли.

География участников: ООО «Газпром геологоразведка» (г.Тюмень), АО «Самотлорнефтегаз» (г.Нижневартовск), Казанский федеральный университет, Кемеровский государственный университет, Национальный авиационный университет (г. Киев), ООО НПФ «Джамир» (г. Нижневартовск), ООО «СибГеоПроект» (г. Тюмень), РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина (г. Москва), «Роснефть – класс» СОШ № 8 (г. Радужный), Санкт - Петербургский горный университет, Total S.A. (Франция, г. По), Томский политехнический университет, Тюменский индустриальный университет, Удмуртский государственный университет (г. Ижевск), Уфимский государственный нефтяной технический университет, Ухтинский государственный технический университет, филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, филиал ТИУ в г. Нижневартовске, филиал ТИУ в г. Тобольске.

УДК 622.276+550.832

ББК 33.36+26.3

ISBN 978-5-9961-2210-3

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

СОДЕРЖАНИЕ

СЕКЦИЯ I СТУПЕНЬ В НЕФТЕГАЗОВУЮ ОТРАСЛЬ

Акимов С.А. ПРИМЕНЕНИЕ КВАДРОКОПТЕРОВ В НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ	10
Байрамов А.А. ЧРЕЗВЫЧАЙНЫЕ СИТУАЦИИ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ	13

СЕКЦИЯ II СТАНОВЛЕНИЕ И РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Андрухова О.В., Разманова С.В. АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ РАЗВИТИЯ СЕГМЕНТА UPSTREAM В РОССИИ.....	18
Власова А.С. ИСПОЛНИТЕЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ НА ОБЪЕКТЫ.....	20
Власова А.С. К ВОПРОСУ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ. ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ SAP.....	23
Власова А.С. СТАДИИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ.....	26
Гладких Т.Д. НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ.....	28
Деревнин М.С. ИННОВАЦИИ ДЛЯ «ЗРЕЛЫХ» МЕСТОРОЖДЕНИЙ	31
Зырянов Д.А. СТОИМОСТНОЙ ИНЖИНИРИНГ, ФОРМИРОВАНИЕ УКРУПНЕННЫХ ЕДИНИЧНЫХ РАСЦЕНОК ДЛЯ ОБУСТРОЙСТВА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ДЛЯ ПЛАНИРОВАНИЯ КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ	34
Исламгулов Д.Р. ЗАПСИБНЕФТЕХИМ – ПРОРЫВ В ОБЛАСТИ ОТЕЧЕСТВЕННОГО НЕФТЕХИМИЧЕСКОГО ПРОИЗВОДСТВА.....	37
Краснов В.Г. ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТРО ГЭС В НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ	40
Леонова А.Е., Погребная И.А., Михайлова С.В. ЭФФЕКТИВНОСТЬ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	42
Мухаметшина Э.Р. ОЦЕНКА РИСКА ВОЗНИКНОВЕНИЯ РАЗЛИВОВ НЕФТИ И ВЫБРОСА ГАЗА И ИХ ПОСЛЕДСТВИЙ НА ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА КОЛИЧЕСТВЕННЫМ МЕТОДОМ	45
Мухаметшина Э.Р. МЕТОДИКА СОЗДАНИЯ 3D-МОДЕЛЕЙ И ТАБЛИЦ НЕФТЕЗАГРЯЗНЁННЫХ УЧАСТКОВ.....	48
Мухаметшина Э.Р. РОЛЬ САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В РАЗВИТИИ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА В ПЕРИОД С 1965 ГОДА ПО НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ	51

Мухаметшина Э.Р., Салеев Д.С. ИССЛЕДОВАНИЕ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОГО ВИНТО-ПОРШНЕВОГО НАСОСА С ЦЕЛЬЮ ОБОСНОВАНИЯ РАЦИОНАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ.....	53
Нежура И.С. ЭКСКУРС В ИСТОРИЮ ОСВОЕНИЯ ГЛУБОКОВОДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ США	57
Ниязбакиев И.И., Сильман А.В. ЭВОЛЮЦИЯ ТЕХНОЛОГИЙ СИНТЕЗОВ ФИШЕРА-ТРОПША	60
Савельев Я.В. АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ	63
Салеев Д.С. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЦИФРОВИЗАЦИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ	66
Саляхова А.Р. АНАЛИЗ АНТИКОРРОЗИОННЫХ ЗАЩИТ НЕФТЕГАЗОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ	70
Субботина Т.Е. КОРРЕКТИРОВКА ПРОЕКТНО-СМЕТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ НА ОБЪЕКТЫ ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЙ	73
Худайбердиев А.Т. РАЗВИТИЕ ПРОИЗВОДСТВА НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	75
Худайбердиев А.Т. ОСОБЕННОСТИ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА НА АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ.....	78
Худайбердиев А.Т. МЕТОДЫ ДЛЯ ОЦЕНКИ РАЗМЕЩЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКИ ОПАСНЫХ ОБЪЕКТОВ НА ПРИМЕРЕ ПОЛИГОНА ТОКСИЧНЫХ ОТХОДОВ САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ПЕРСПЕКТИВЕ ГЛОБАЛЬНОГО ПОТЕПЛЕНИЯ.....	81
Челпанов Д.А. ПЛАНИРОВАНИЕ ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ	84
Чифилёв С.М. ПРИМЕНЕНИЕ ПОКРЫТИЙ ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ НКТ И ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ОТ ОТЛОЖЕНИЙ АСПО	87

СЕКЦИЯ III

ГЕОЛОГИЯ, РАЗРАБОТКА, ЭКСПЛУАТАЦИЯ И ОБУСТРОЙСТВО НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Барышев Г.Н. МЕТОДЫ ДИАГНОСТИКИ НАСОСОВ ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ НЕИСПРАВНОСТЕЙ НА РАННЕЙ СТАДИИ.....	91
Борисов А.А. ОСОБЕННОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЗАКАЧКИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	94
Вайс Мурад В.М. К ВОПРОСУ О ПРОГНОЗИРОВАНИИ УВЕЛИЧЕНИЯ ЗНАЧЕНИЯ СКИН-ЭФФЕКТА НА ПРИМЕРЕ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ X.....	96
Гаджиев М.Д. АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ АЛЬТЕРНАТИВНОГО ГЛУБИННОГО НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ (ГНО) НА ТЕВЛИНСКО-РУССКИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	99

Гасымов Э.А. ПРИМЕНЕНИЕ ДОЖИМНЫХ ЭЦН ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ПРИЁМИСТОСТИ СКВАЖИН ППД.....	100
Даняров А.А., Загидуллин И.Ф., Александрова А.В., Лубышев В.С. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МГРП В СКВАЖИНАХ КОШИЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	102
Даняров А.А., Сагитдинов Р.Р., Магадеев Р.А. АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПОНОВКИ УЭЦН С ПОДПОРНОЙ СЕКЦИЕЙ.....	106
Звонарева Е.С., Коркишко А.Н. АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ СТРОИТЕЛЬНЫМИ ПРОЕКТАМИ ПРИ ОБУСТРОЙСТВЕ МЕТОРОЖДЕНИЙ.....	109
Кашин Г.Ю., Миронычев В.Г. НОВЫЙ ПОДХОД К ПРОВЕДЕНИЮ ГРР В УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКЕ.....	112
Константинович Э.А., Минханов И.Ф. АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ВЫСОКОПРОЧНЫХ СШИТЫХ КОМПОЗИЦИЙ (ВПСК) И МИКРОДИСПЕРСНОГО СИЛИКАТНОГО ГЕЛЯ (МДС) НА НОВОЕЛХОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	115
Косьянов П.М. ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕДОБЫЧИ ИНТЕГРИРОВАНИЕМ ФИЗИЧЕСКИХ СПОСОБОВ РАЗРАБОТКИ.....	118
Кузнецова Д.Р. ВНЕСЕНИЕ КОРРЕКТИРОВКИ В ГАЗОКОНДЕНСАТНУЮ ХАРАКТЕРИСТИКУ В УСЛОВИЯХ РАЗРАБОТКИ УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	123
Кузнецов К. М. АНАЛИТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ДЛЯ РАСЧЕТА НАГРУЗОК ОТТАИВАНИЯ.....	125
Курнашов И.Д. ПРИКЛАДНЫЕ ПРОГРАММНЫЕ ПРОДУКТЫ В ДОБЫЧЕ НЕФТИ.....	128
Магдалянов Д.А. УВЕЛИЧЕНИЕ РЕСУРСА ЭКСПЛУАТАЦИИ УЭЦН ЗА СЧЕТ УПРОЧНЕНИЯ РАБОЧИХ АППАРАТОВ ХИМИКО-ТЕРМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКОЙ (МЕТОДОМ БОРИРОВАНИЯ)..	130
Майков Д.Н. МАЛОЗАТРАТНОЕ ГИДРОПРОСЛУШИВАНИЕ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОГО ЗАШУМЛЕНИЯ СИГНАЛА. ВРЕМЯ ЗАПАЗДЫВАНИЯ СИГНАЛА.....	133
Петров Д.Е. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КАЧЕСТВА ПРОВЕДЕНИЯ ГДИС НА САМОТЛОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	136
Помазкина А.Р. НЕДОСТАТОЧНАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ОПЗ СОВРЕМЕННЫМИ ТЕХНОЛОГИЯМИ.....	137
Помазкина А.Р. ПЕРСПЕКТИВЫ В НЕФТЕДОБЫЧЕ: ВНЕДРЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ COLIBRI ESP.....	140
Рогов Д.С. ИССЛЕДОВАНИЕ ПО ИДЕНТИФИКАЦИИ ОПАСНОСТЕЙ НА СТАДИИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ. МЕТОДИКА HAZID.....	142
Рогов Д.С. ВЫЯВЛЕНИЕ РИСКОВ НА РАЗНЫХ ЭТАПАХ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА ПРОЕКТА. ПРОВЕДЕНИЕ РИСК-СЕССИИ.....	145
Рогов Д.С. АНАЛИЗ БЕЗОПАСНОСТИ ОБЪЕКТОВ. МЕТОДИКА PHSER.....	148

Сахипов Д.М., Круглов И.А., Халитов А.Н. ОПЫТНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ЗАКАЧКЕ ПОЛИМЕРНЫХ СОСТАВОВ НА ПОРОВОТРЕЩИННОЙ МОДЕЛИ ПЛАСТА	151
Серёдкин В.В. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ЗАПАДНО-ЭПАССКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ	154
Тарасова В.К. ОБОСНОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА ВТОРИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В УСЛОВИЯХ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ.....	157
Терещук Е.В. СОВРЕМЕННЫЕ ВЫЗОВЫ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ И НЕОБХОДИМОСТЬ СМЕНЫ ОРГАНИЧЕСКОЙ ПАРАДИГМЫ НА ГЛУБИННО-АБИОГЕННУЮ	160
Хадавимогаддам Ф., Мищенко И.Г., Мостаджеран Г.Т. ВЗАИМОСВЯЗЬ НАЧАЛЬНОЙ ПЛАСТОВОЙ ТЕМПЕРАТУРЫ С НАЧАЛЬНЫМ ПЛАСТОВЫМ ДАВЛЕНИЕМ ДЛЯ РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	163
Худайбердиев А.Т. СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ НЕФТЕДОБЫЧИ. ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ.....	167

СЕКЦИЯ IV

БУРЕНИЕ, ОСВОЕНИЕ И КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Беляев О.В., Канаило А.С. ВНЕДРЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП С ПРИМЕНЕНИЕМ ОДНОСЕКЦИОННОГО ПАКЕРА В УСЛОВИЯХ ОГРАНИЧЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ	172
Василькив Я.М., Аксёнова Н.А., Сивилькаев К.А., Тихий М.Г. К ВОПРОСУ ПРОДЛЕНИЯ СРОКОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ APS SURESHOT	175
Гиан Фрэнсис К.Б., Дугбее Томас Мвинсонгбу НАДУВНОЙ ПАКЕР МНОГОРАЗОВОГО ПРИМЕНЕНИЯ.....	179
Горяинова А.В. РЕМОНТ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН	181
Исакова Е.С. ОБОСНОВАНИЕ ПРОВЕДЕНИЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ (ОПЗ) ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ИЗВЛЕЧЕНИЯ И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ	183
Исакова Е.С. ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ПЕРФОРАЦИОННЫХ МЕТОДОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ИЗВЛЕЧЕНИЯ И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ	185
Исламгулов Д.Р. СИСТЕМА АВТОБУРЕНИЯ «STREAM-AUTODIGGER».....	186

Корецкий К.Э., Савельева Н.Н. РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ ЧИСТОГО СВИНЧИВАНИЯ	190
Коцур Д.И., Кононов И.А., Эльмурзиев Д.А. НОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА	193
Магдалянов Д.А. ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ПОДГОТОВКИ ГРУППОВОГО РАБОЧЕГО ПРОЕКТА ДЛЯ НЕФТЯНЫХ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	196
Мансурова М.М., Орлова А.Е. ТЕХНОЛОГИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ, РАЗБУРЕННОЙ СИСТЕМОЙ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ, ОБОРУДОВАННЫХ ИЗВЛЕКАЕМЫМИ ХВОСТОВИКАМИ	198
Ниааба Энтони Садат ТЕХНОЛОГИЯ ЛИКВИДАЦИИ ЗАКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ В НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЕ ИЗ НИЖЕЛЕЖАЩЕГО ВОДОНОСНОГО ГОРИЗОНТА	200
Орлова А.Е. РАЗРАБОТКА ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО СПУСКУ ОБСАДНЫХ КОЛОНН ПРИ ВСКРЫТИИ ПЛАСТОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ.....	202
Панушин А.С., Анашкина А.Е., Анашкин А.Е. ТЕХНОЛОГИЯ НАРАБОТКИ УСТУПА И СРЕЗКИ ОТВЕТВЛЕНИЯ ИЗ ОТКРЫТОГО ГОРИЗОНТАЛЬНОГО СТВОЛА НА ДЕПРЕССИИ	204
Товсултанов М.М., Радаев Д.А., Кольчев И.Н. ОБЗОР СТАНЦИЙ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ	207
Уксюзов В.В., Анашкина А.Е. АНАЛИЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОПОРНО-ЦЕНТРИРУЮЩИХ ЭЛЕМЕНТОВ КОМПОНОВКИ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ДЛЯ БУРЕНИЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН.....	209
Федорова В.В., Аксёнова Н.А., Шедь С.Н. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН С ПРИМЕНЕНИЕМ СОВРЕМЕННЫХ МАТЕРИАЛОВ И ТЕХНОЛОГИЙ	212
Филатов С.В. ПРИМЕНЕНИЕ КИСЛОТНЫХ КОМПОЗИЦИЙ ПРИ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ В БУРЕНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛОВ	214
Аксёнова Н.А., Хайбрахманов Д.Т., Сивилькаев К.А., Тихий М.Г. РЕШЕНИЯ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ ПРИХВАТОВ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН ПОД КОНДУКТОР НА САМОТЛОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	218
Худайбердиев А.Т. МОБИЛЬНОЕ БУРЕНИЕ	222
Шлеин Г.А., Семененко А.Ф., Симикин А.В., Коротков С.А. АНАЛИЗ ПРИЧИН НЕКАЧЕСТВЕННОЙ КРЕПИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН И СПОСОБОВ ЕЕ УЛУЧШЕНИЯ.....	226
Шлеин Г.А., Семененко А.Ф., Симикин А.В., Стадухин А.В. СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ИССЛЕДОВАНИЙ ОБРАЗЦОВ АЗОТСОДЕРЖАЩИХ РЕАГЕНТОВ	228

Эльмурзиев Д.А., Кононов И.А., Фаттахов Э.Р. ЛИКВИДАЦИЯ НЕ- ГЕРМЕТИЧНОСТИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН	231
Эльмурзиев Д.А., Кононов И.А., Румянцев А.О. РАЗРАБОТКА МЕ- ТОДА ОЦЕНКИ ЗАБОЙНЫХ ДАВЛЕНИЙ В ХОДЕ БУРЕНИЯ С УЧЕТОМ ПРОЦЕССА ВЫНОСА ШЛАМА И ДИНАМИЧЕСКИХ ЭФФЕКТОВ.....	234

СЕКЦИЯ V

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРАНСПОРТНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МАШИН И КОМПЛЕКСОВ

Гасымов Э.А. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РЕЖИМОВ ТЕХНИЧЕ- СКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ АВТОМОБИЛЕЙ.....	238
Ефимова С.В., Закиров Э.А., Мусаев Э.А., Санчило Я.А. УРОВНИ УПРАВЛЕНИЯ ПРОЕКТОМ НА АВТОТРАНСПОРТНЫХ ПРЕД- ПРИЯТИЯХ	240
Ефимова С.В., Закиров Э.А., Мусаев Э.А., Санчило Я.А. ПРИНЦИ- ПЫ РАЗРАБОТКИ И ВНЕДРЕНИЯ КОРПОРАТИВНОГО УПРАВ- ЛЕНИЯ ПРОЕКТАМИ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ АВТОСЕРВИСА	243
Закиров Э.А., Мамедов Р.Ф., Чорпитюк Е.А. ПРИНЦИПЫ ЭФФЕК- ТИВНОЙ МОДЕРНИЗАЦИИ АВТОСЕРВИСНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ .	246
Захарова Д.Н. МОДЕЛИРОВАНИЕ ГИДРОДИНАМИКИ РАСПРЕ- ДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА РЕКТИФИКАЦИОННОЙ КО- ЛОННЫ	249
Овсянкин А.М., Казаринов Ю.И. ЭФФЕКТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ТРЕБОВАНИЯМИ В ПРОЕКТАХ АВТОТРАНСПОРТНЫХ ПРЕД- ПРИЯТИЙ	252
Тулбаева З.А. ТОПЛИВНЫЕ ПРИСАДКИ В РОССИИ	256

СЕКЦИЯ VI

ПОДГОТОВКА СПЕЦИАЛИСТОВ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Александрова И.В. ПРОФЕССИОНАЛЬНАЯ ПЕРЕПОДГОТОВКА СПЕЦИАЛИСТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО И НЕФТЕХИМИЧЕСКОГО ПРОФИЛЯ В СИСТЕМЕ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ	259
Бабюк Г.Ф., Чебыкина Ю.Б. МОТИВЫ УЧЕНИЯ СТУДЕНТОВ - ПЕРВОКУРСНИКОВ ТЕХНИЧЕСКОГО ВУЗА.....	262
Константинович Э.А., Леонова А.Е. АНАЛИЗ МОТИВАЦИИ УЧЕБ- НОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ СТУДЕНТОВ ВУЗОВ	265
Мухаметшина Э.Р. ПРОБЛЕМЫ КАДРОВОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ	268

Мухаметшина Э.Р., Чебыкина Ю.Б. ОРГАНИЗАЦИЯ ПСИХОЛОГО-ПЕДАГОГИЧЕСКОГО СОПРОВОЖДЕНИЯ АДАПТАЦИИ СТУДЕНТОВ-ПЕРВОКУРСНИКОВ В НИЖНЕВАРТОВСКОМ ФИЛИАЛЕ ТЮМЕНСКОГО ИНДУСТРИАЛЬНОГО УНИВЕРСИТЕТА	271
Савельева Н.Н. О ПРАКТИКО-МОДУЛЬНОМ ОБУЧЕНИИ В ТЮМЕНСКОМ ИНДУСТРИАЛЬНОМ УНИВЕРСИТЕТЕ	276
Худайбердиев А.Т. ПРОБЛЕМЫ ПОДГОТОВКИ ВЫСОКОКВАЛИФИЦИРОВАННЫХ КАДРОВ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА	278
Широких А.В., Зубченко Д.А. УНИКАЛЬНАЯ СРЕДА ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ МОЛОДОГО СПЕЦИАЛИСТА: СТУДЕНЧЕСКОЕ НАУЧНОЕ ОБЩЕСТВО	281

СЕКЦИЯ I СТУПЕНЬ В НЕФТЕГАЗОВУЮ ОТРАСЛЬ

ПРИМЕНЕНИЕ КВАДРОКОПТЕРОВ В НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ

Акимов С.А.
МБОУ СОШ № 8, г. Радужный

1. Введение

В настоящее время способы применения квадрокоптеров в различных областях жизни растёт в геометрической прогрессии. Если раньше БПЛА (беспилотные летательные аппараты) применялись только в военном ремесле, то сейчас квадрокоптерами пользуются как дети – в качестве игрушки, так и профессионалы, например, для съёмки высококачественных фильмов. Поэтому в нефтегазовой промышленности данным агрегатам точно найдётся применение.

Объект исследования: Устройства БПЛА (беспилотные летательные аппараты), а именно квадрокоптеры.

Предмет исследования: полезность применения квадрокоптеров на нефтепромыслах.

Практическая значимость: использование БПЛА в работе нефтепромыслов

Цель исследования: выявить важность использования квадрокоптеров на нефтепромыслах, а также рассмотреть различные сценарии применения квадрокоптеров именно для нефтегазовой промышленности.

Актуальность работы:

- 1) Облегчение разведочных операций.
- 2) Безопасность проведения работ вследствие необязательного нахождения человека непосредственно «на точке».
- 3) Контроль объектов добычи и транспортировки нефти.
- 4) Снижение затрат на оборудование и техническое обслуживание.

2. Основная тема

Рассмотрим каждый тезис.

Во-первых, для работы с квадрокоптерами не требуются определённые навыки пилотирования, т.к. с управлением справится даже ребёнок. На своём опыте могу сказать, что квадрокоптеры, являясь очень технологичными аппаратами, управляются с пульта дистанционного управления. Как мы можем видеть на слайде, на каждом пульте присутствуют 2 джойстика: левый отвечает за подъем/спуск и вращение вокруг своей оси, правый – за направление движения в полёте. Также можем заметить некоторое количество кнопок. Основные – кнопки записи видеосъёмки, фотографирования. На менее серьёзных моделях данные кнопки могут служить для совершения трюков: бочка, переворот впе-

ред/назад. Для того чтобы смотреть за квадром от первого лица, используется монитор. Монитором может служить мобильный телефон, подключенный либо напрямую через провод, либо по общей сети wi-fi. Существуют особые шлемы, выводящие изображения внутрь. В основном их используют quadro-гонщики, чтоб, летая на больших скоростях, не разбить свой аппарат. Для начала полёта необходимо «откалибровать компас» - это значит, что вы задаёте определённую точку на квадрокоптере, чтобы в случае потери связи он смог сам возвратиться на неё. Чтобы произвести калибровку, quadroкоптер крутят вокруг своей оси вертикально и горизонтально. Готово, теперь можно произвести запуск. Суммируя эти факторы, можно с уверенностью сказать, что quadroкоптеры просты в управлении, это делает работу намного комфортнее и менее трудозатратной.

Исходя из вышесказанного, делаем вывод, что данный метод проще используемых в настоящее время разведывательных операций (вездеходы, вертолёт, выезд «на точку», присутствие людей и т.д.).

Второй пункт – безопасное проведение работ – вытекает из 1. Дальность полёта современных quadroкоптеров достигает 5-7 км. В зависимости от условий, таких как количество спутников, с которыми квад-ер держит связь, погодные условия, местность, эта цифра может меняться. По своему опыту могу сказать, что связь за чертой города значительно лучше, нежели в центре, т.к. в городских условиях полёту могут мешать помехи в виде радиоволн. Ближе к теме. Работники теперь смогут намного безопаснее достигать точки, производить замеры с помощью датчиков quadroкоптера, также можно отметить тот факт, что quadroкоптеры с каждым поколением становятся всё тише и тише. Так, шум от вездехода может достигать 100 дБ, а вертолёта – 120 дБ. Безусловно, в таких условиях работать не только тяжело, но и опасно. Quadroкоптеры же издают шум, примерно сравнимый с уровнем шума пылесоса, это = 80 дБ. Что насчёт производственных травм, то максимум, что quadroкоптер может сделать человеку – повредить палец или руку винтом, ну или упасть на голову во время неудачного полёта, но это уже из области фантастики. Также можно добавить, что quadroкоптеры экологически чистые гаджеты. Работают они на литиево-ионных аккумуляторах, что исключает выбросы вредных веществ в окружающую среду.

Следующий пункт связан с фото-видеовозможностями quadroкоптеров. Как я уже сказал, quadroкоптеры имеют на борту камеру фото- видеосъёмки. Фотосъёмка с quadroкоптера помогает находить недостатки в конструкции нефтяных вышек, контролировать работу персонала, следить за работой факельных труб или линий электропередач. За один получасовой полёт возможно сделать до 200 снимков, что, непременно, является отличным показателем. К тому же, если аппарат выпускается из центра управле-

ния, куда вся информация моментально попадает, скорость предотвращения потенциальной аварийной ситуации возрастает в разы. Ещё один сценарий использования квадрокоптера – контроль строительства. Во всяком случае, дроны помогают оценить правильность проведения работ с высоты. Нельзя оставить без внимания тот факт, что квадрокоптеры могут помочь людям в мониторинге местности месторождений, помогают людям в патрулировании трубопроводов и основных нефтяных магистралей.

Последний рассмотренный мной тезис – снижение затрат на оборудование и тех. обслуживание. Под этим я подразумевал не только затраты на сам квадрокоптер и его аппаратуру, но и выгоду, которую он несёт своей работой. Так благодаря дронам проверка морских нефтяных платформ проходит без участия людей. Если бы эту работу выполняли люди, нужно было бы временно приостановить работу платформы. «Добычу прекратили бы на два-три дня, чтобы осмотреть факельную систему. При добыче в 100 000 баррелей в день это довольно большие деньги» - говорит Малкольм Коннолли – работник одной из морских нефтяных платформ, который до этого сам, своими силами карабкался по вышкам и осматривал их вручную. Ещё один пример полезного воздействия на экономическую жизнь нефтепромысла. Компания "Cyberhawk", которая специализируется на воздушных инспекциях для таких корпораций, как «Shell», «Total» «ExxonMobil» в 2016 году сохранила одному из своих клиентов £4,6 млн. с помощью беспилотника.

При помощи БПЛА была обследована буровая вышка. Осмотр выявил дефекты, подлежащие немедленному устранению. Буровая была остановлена, дефекты своевременно устранены, и вышка вновь приступила к работе. В противном случае, поломка вышки вылилась бы в долгий простой, и, как следствие - в убытки. По подсчётам специалистов, компании, использующие дронов в работе, сохраняют от 1 до 5 млн.\$ в день. Неплохая экономия, если учитывать, что квадрокоптеры на сегодняшний день стоят до 10000-15000\$.

Да, квадрокоптеры неидеальны – не всегда есть возможность быстрого взлёта (препятствия, погодные условия), перебои в связи могут стать причиной аварийной посадки, но те возможности, которые они предоставляют, поистине огромны. Недаром инвесторы так трепетно следят за рынком дронов уже на протяжении 2-3 лет. Как говорит Лэй Цзюнь – глава корпорации Xiaomi – топ за свои деньги.

3. Выводы

Исходя из вышесказанного, можно с уверенностью заявить, что квадрокоптеры сегодня являются очень полезными помощниками нефтяников и их использование приносит только плюсы нефтепромыслам. Надеюсь, что в ближайшем будущем квадрокоптеры станут неотъемлемой частью в нефтяной индустрии, да и в мире в целом.

Аннотация: в работе рассмотрена практическая значимость использования БПЛА в работе нефтепромыслов. В процессе работы доказано, что использование БПЛА проще используемых в настоящее время разведывательных операций (вездеходы, вертолёты, выезд «на точку», присутствие людей и т.д.).

Ключевые слова: квадрокоптер, нефтяная отрасль, беспилотник, нефтепромысл.

Author: Akimov SA, schoolchild, stepan_akimov228@mail.ru

Supervisor: Karavdina GF,

Municipal budgetary educational institution “Secondary school № 8” in the city of Raduzhny.

Annotation: the paper examined the practical significance of the use of UAVs in the oil fields. In the process, it has been proven that the use of UAVs is simpler than currently used reconnaissance operations (all-terrain vehicles, helicopters, exit point, presence of people, etc.).

Key words: quadrocopter, oil industry, drone, oilfield.

Научный руководитель - Каравдина Г.Ф.

ЧРЕЗВЫЧАЙНЫЕ СИТУАЦИИ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Байрамов А.А.

МБОУ СОШ № 8, г. Радужный

ВВЕДЕНИЕ:

Нефтегазовые объекты считаются источниками высокой угрозы, так как сохраняют и применяют горючие и взрывоопасные вещества, при неисполнении правил деятельности с которыми (добыча, перевозка, перерабатывание), совершаются случаи воспламенения, разрыва либо разлива. При эксплуатации каждого производственного объекта высокой угрозы постоянно имеется вероятность появления значительных чрезвычайных происшествий, аварий, технических инцидентов, а кроме того несчастных случаев, в том числе с летальным исходом. Пожары и взрывы считаются составляющей частью многих чрезвычайных ситуаций в предприятиях нефтегазовой промышленности, что обуславливает потребность и значимость исследования мер, нацеленных в их предотвращение.

Актуальность этой деятельности определена необходимостью улучшения системы безопасности в нефтяных месторождениях за счет оптимального управления средствами ликвидации последствий аварий на основе методов их рационального распределения.

Предприятия нефтепереработки и нефтедобычи относятся к категории наиболее опасных производственных объектов. Аварии на этих объектах рассматриваются как прекращение технологических процессов (добычи, бурения), вызванное прихватом или поломками бурового скважинного оборудования, колонны бурильных и обсадных труб, насосно-компрессорные трубы, падением на забой штанг, кабеля, двигателей, приборов, замков и т. д. Подобные процессы, как правило, проявляются в форме разрушения зданий и сооружений, а также технических механизмов и устройств. Происходит это обычно из-за взрывных процессов и последующих выбросов горячих и токсичных веществ, которые зачастую не поддаются контролю.

По информации Ростехнадзора, в течение последних 10 лет основные причины аварий в этой сфере можно классифицировать как технические, так и организационные.

К первым относятся: повреждения и недостатки в системе строений небезопасных производственных объектов, а кроме того технические проблемы с оснащением; отклонения от проектных решений в ходе строительства и монтажа опасного производственного объекта; высокий износ оборудования; недостаточный уровень введения новейших технологий; низкое обеспечение производства автоматическими концепциями, а кроме того устройствами телемеханики; активность коррозионных процессов, оказывающих большое влияние на качественное состояние технических и технологических элементов небезопасного производственного объекта; низкий уровень (либо его абсолютное отсутствие) средств своевременной связи и сигнализации.

К организационным причинам появления аварий и технических инцидентов на объектах нефтяной и газовой промышленности причисляются: недостаточный уровень производственно-технологической дисциплины в небезопасных производственных объектах; низкая квалификация персонала; недооценка вероятного риска в определенном рабочем месте; наличие в ответственных рабочих местах персон, никак не обладающих профессиональной подготовкой.

В первую очередь организационные причины аварий в нефтегазовой сфере зависят от того, насколько эффективно проработана технология процесса производства. Существуют предприятия, в которых довольно малоэффективная система контроля над производством в части обеспечения и соблюдения условий промышленной безопасности. Более того в опасных производственных объектах нефтегазовых предприятий нередко нарушается технологический процесс, оборудование находится в ненадлежащем для эксплуатации состоянии и, помимо этого, игнорируются нормативные регламенты безопасности.

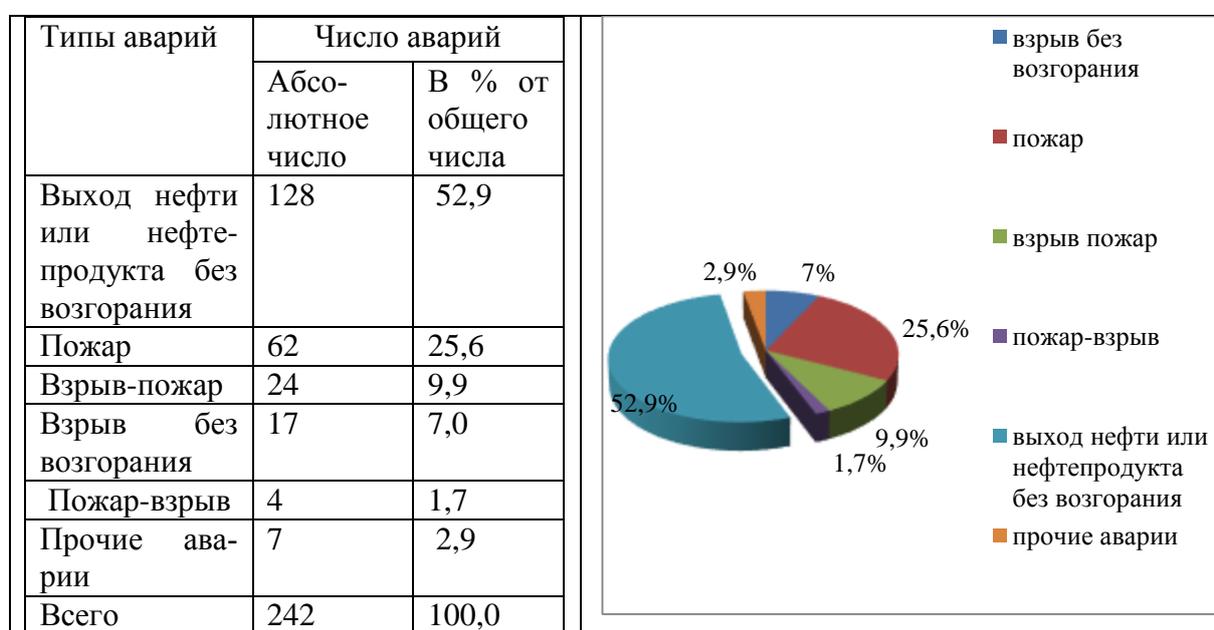
Специалисты отрасли заявляют, что требования и нормативы промышленной безопасности в некоторых предприятиях зачастую не могут

соответствовать нынешнему уровню опасных производственных объектов, а кроме того мастерству трудового персонала и специалистов.

Тем не менее, специалисты в сфере безопасности убеждены – множественные аварии в аналогичных предприятиях связаны главным образом с незнанием, непониманием, а в некоторых случаях попросту игнорированием утверждённого нормативного распорядка промышленной безопасности.

Исходя из аналитических данных за 2010 - 2018 годы (рис.1), можно сказать, что наиболее часто возникающей аварией является выход нефти или нефтепродукта без возгорания (разлив нефти). Следом идут аварии сопровождающиеся взрывами и пожарами. На последнем месте прочие аварии, например: неисправность техники.

Предотвращение аварий это, в первую очередь, в целом осуществление условий проектов на строительство скважин (технического и технологического), а так же функционирующих инструкций и руководящих документов.



Для предотвращения более известных разновидностей аварий следует: ознакомиться с геологическим строением месторождения и участками вероятных осложнений; твердо овладеть и отчетливо представлять себе особенности бурения стратиграфических горизонтов; строго придерживаться требования геолого-технического наряда, проекта технологии бурения скважины, режимно – технологического наряда; постоянно следить за соответствием проекту параметров промывочной жидкости, состоянием скважины, за бурильной колонной, инструментом; хорошо исследовать указания по эксплуатации долот, трубопроводов, электробуров, спуску колонн и строго придерживаться их.

Особое внимание необходимо обращать на предотвращение аварий, случившихся из-за недосмотра при замене вахты. Принимая смену, очень важно: - при пребывании бурильной колонны в скважине поднять её не менее чем на 15 м и удостовериться согласно указаниям контрольно-измерительной аппаратуры в её целостности и состоянии ствола скважины в призабойной области; - проверить исправность механизмов: лебедки, редуктора, ротора; - тщательно обследовать талевый канат, тормозную ленту, элеватор, ключи и цепные передачи, состояние клиньев и челюстей ключа; - проконтролировать состояние противовыбросового оборудования, исправность работы КИП и противозатаскивателя; - проконтролировать качество и объем промывочной жидкости ликвидировать неполадки оборудования; - проинформировать незамедлительно о поломках либо нарушениях, мешающих нормальной работе бригады, бурильному специалисту либо работнику службы оперативного уведомления.

При появлении аварий бурильщик должен незамедлительно известить бурового мастера о аварии и принять первоочередные меры по её ликвидации, чтобы никак не допустить осложнений.

Таким образом, анализ чрезвычайных ситуаций на объектах нефтегазовой промышленности позволил прийти к следующим выводам:

- Чрезвычайные ситуации в нефтяной промышленности – это катастрофы, связанные выбросами нефти, с взрывами и пожарами на нефтяных объектах. Под основой чрезвычайной ситуации можно понимать опасное природное проявление либо опасное техногенное происшествие, в том числе использование современных средств поражения, вследствие чего же сформировалась либо может сформироваться чрезмерная ситуация.

- Причины подобных аварий бывают технические и организационные.
- Производство работ в местах, где существует либо может появиться высокая производственная опасность, обязано реализоваться согласно наряду-допуску.

- Все строящиеся, действующие и вводимые в эксплуатацию ОПО обязаны быть оборудованы информационными щитами в хорошо просматриваемых участках с указанием названия объекта, его инвентарного номера и владельца.

- Процедуры изучения, предоставили возможность оценить степень безопасности объектов нефтегазовых месторождений.

Итоги исследования риска дают возможность составлять план и реализовывать организационные и промышленные меры обеспечения безопасности и уменьшения возможности появления аварийных ситуаций и ущерба от них.

Библиографический список

1. Аварии и катастрофы. Предупреждение и ликвидация последствий : учебное пособие. Кн. 3. / Под ред.: В. А. Котляревского и А. В. Забегаева. – Москва : Издательство АСВ, 1998. - 416 с.

2. Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах: Серия 27 Выпуск 1 / Колл. авт. – 2-е изд., испр. – Москва : Государственное унитарное предприятие «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2002. – 120 с.

3. <https://1cert.ru/stati/osnovnye-prichiny-avariy-i-chrezvychaynykh-situatsiy-v-neftyanoy-i-gazovoy-promyshlennosti>

4. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ-08-624) // Российская газета. – 2003. – № 120/1

Author: Bayramov A.A., student 10A class

Municipal budgetary educational institution “Secondary school №8”, Raduzhny.

Abstract: Oil and gas facilities are considered sources of high threat, as they preserve and use flammable and explosive substances, in case of non-compliance with the rules for which (mining, transportation, processing), ignition, rupture or spill occur.

The goal of the project: to analyze the emergency situations at the oil and gas industry facility

The project object: the object of the oil and gas industry.

The subject of the project: emergency situations and accidents related to oil production

Key words: Emergencies, oil and gas facilities, accident, refining

Научный руководитель – Сафаров А.Э., главный специалист производственного департамента ПАО «Варьеганнефтегаз»

СЕКЦИЯ II СТАНОВЛЕНИЕ И РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ РАЗВИТИЯ СЕГМЕНТА UPSTREAM В РОССИИ

Андрухова О.В.,¹ Разманова С.В.²

¹ ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет

² Филиал ООО «ГАЗПРОМ ВНИИГАЗ» в г. Ухта

На отечественный сектор upstream с 2014 года оказывают влияние политические, экономические, технические и технологические риски. К первым следует отнести запрет на поставку оборудования и технологий вследствие секторальных санкций США и ЕС, а также ответную реакцию России на санкции западных стран, нашедшую отражение в политике импортозамещения. Технические и технологические риски связаны с ухудшением структуры запасов легкой нефти, увеличением удельного веса трудноизвлекаемых запасов из низкопроницаемых пластов. Целью данной работы является исследование взаимосвязи основных тенденций и дальнейших перспектив развития наиболее доходного и, вместе с тем, сопряженного с рисками сектора разработки и нефтедобычи.

В условиях низкой инновационной активности, недостаточного технологического развития обеспечивающего сектора, истощения энергоресурсов и возможностей обеспечения устойчивого экономического развития на основе сырьевой модели отечественной экономики на государственном уровне и в научных кругах активно обсуждаются вопросы о резервах экономического роста, снижения импортозависимости добывающего сектора от зарубежного сервиса. По мнению академика А.Э. Конторовича, освоение западносибирских месторождений в 30-50-е гг. XX в. в условиях труднопроходимых болотистых местностей, считалось более сложной технологической задачей по сравнению с освоением Арктического шельфа, если учесть уровень научно-технического прогресса в первой половине XX в. при отсутствии элементарной техники и необходимости решений нетривиальных инженерных задач [1]. Следовательно, проблемы технологического развития для сегмента upstream в настоящее время требуют своего грамотного решения. Важно отметить, что только высокий уровень инновационных технологий и разработок, а также стоимость и качество их исполнения должны приниматься за основу при выборе недропользователем поставщиков оборудования и услуг.

Активной и наиболее капиталоемкой частью освоения нефтяных месторождений является бурение и нефтепромысловое обустройство скважин. На этих этапах происходит взаимодействие недропользователей и нефтесервисных компаний. Структуру рынка нефтесервиса в России можно укрупненно представить в виде трех групп компаний:

1. Дочерние компании иностранных корпораций, экспансия которых стала эффективным инструментом решения геополитических задач, поскольку добывающие компании не обладали необходимыми технологиями разведки и производства и были вынуждены привлекать к сотрудничеству иностранных специалистов.

2. Нефтесервисные организации, зависимые от вертикально-интегрированных нефтяных компаний, появившиеся в результате принятой в 90-е гг. XX в. программы реструктуризации системы управления и бизнеса, обусловленной стремлением к снижению себестоимости добычи нефти.

3. Прочие независимые российские сервисные организации, в том числе средние и малые участники рынка.

Важнейшим звеном в усилении конкурентоспособности и независимости нефтедобычи от зарубежных технологий является развитие рынка нефтесервиса, основными представителями которого должны являться малые и средние компании.

В этой связи необходимо определить готовность компаний к риску при создании новшеств и разработок. В отечественном добывающем сегменте в целом наблюдается низкая склонность крупных компаний к инновационному риску. Это объясняется отсутствием заинтересованности в значительных объёмах капиталовложений в инновации, отдача от которых представляется в весьма отдалённом будущем. К типичным представителям относится корпорация индустриального типа, доминирующими ценностями которой являются коллективизм, исполнительность, профессионализм и добросовестность. Внутренняя среда таких структур не способствует генерированию идей и рациональных предложений, вносящих свой вклад и способствующих научно-технологическому развитию отрасли. Деятельность корпорации индустриального типа строится на принципах стандартизации производственных процессов, знании потребностей, сокращения издержек, системного подхода к её развитию, а также невысокой стабильностью кадров [2]. Несомненная важность таких выводов для данного исследования состоит в том, что представленные признаки корпораций индустриального типа свойственны крупнейшим нефтедобывающим компаниям России, что объясняет их незаинтересованность в венчурных инвестициях.

Известно, что технология способна раскрыть возможности добычи полезных ископаемых и извлечения их компонентов из недр. Уровень современного развития науки и техники, совместно с технологиями извлечения, очерчивает настоящие границы запасов существующих природных ресурсов, определяя как эффективность их использования, так и способность их разведки, добычи, транспорта и хранения [3]. Отечественные наукоемкие отрасли и производства призваны осуществлять стратегическую роль в обеспечении экономического роста страны, укрепляя тем самым ее безопасность, как от внешних, так и от внутренних угроз. Однако для этого они должны быть, как минимум, жизнеспособны [4].

При научном обосновании энергетической политики России еще в 2003 г. авторским коллективом ученых были сформулированы важнейшие выводы о необходимости ориентации фундаментальных работ на переход от традиционных технологий разработки месторождений углеводородного сырья к созданию механизмов и способов управления углеводородной системой, а также процессами разрушения целостности месторождений. Отечественные ученые подчеркивают важность сохранения первоначальных условий неустойчивого равновесия углеводородной системы, позволяющей максимально использовать собственную энергию, а также контролировать, и, возможно, управлять ее фазовым состоянием [5].

Библиографический список

1. Пора идти вглубь. Нефтедобыче нужны новые технологии [Электронный ресурс] // Наука. – 2018 – № 3. – Режим доступа: <http://www.poisknews.ru/magazine/32250/> (дата обращения: 03.04.2019).

2. Разманова, С. В. Динамика и механизмы интеграционных процессов нефтегазовых компаний в условиях трансформации отрасли [Рукопись] : дис. ... д-ра экон. наук : 08.00.05 / С. В. Разманова ; СПбГУ. – Санкт-Петербург, 2018. – 396 с.

3. Социально-экономический потенциал устойчивого развития [Текст] : учебник / Под редакцией профессора Л. Г. Мельника (Украина) и проф. Л. Хенса (Бельгия). – Сумы: ИТД «Университетская книга», 2008. – 1120 с.

4. Мняян, М. Г. Динамический образ инноваций: алгоритмы инновационного развития [Текст]. – Москва : ВИТУС – К, 2006. – 240 с. : ил., табл.

5. Дмитриевский, А. Н. Фундаментальный базис инновационного развития нефтяной и газовой промышленности в России [Электронный ресурс] / А. Н. Дмитриевский. – Режим доступа: <http://oilgasjournal.center.ru/file/andpicture-store-1/DEFAULT/com.arttechnics.andpicture.store.core.FileEntry/fileData/2737> (дата обращения: 03.04.2019).

ИСПОЛНИТЕЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ НА ОБЪЕКТЫ

Власова А.С.

Тюменский индустриальный университет

Качество объекта капитального строительства, зависит не только от качества выполненных строительно-монтажных работ и от использованных материалов и оборудования, но и от качества предъявленной исполнительно-технической документации. Это обусловлено тем, что построенный

объект в дальнейшем будет эксплуатироваться, а затем будет проводиться косметический или капитальный ремонт. Поэтому заранее подготовленная исполнительно-техническая документация облегчает данную задачу и уменьшает денежные затраты.

Исполнительно-техническая документация представляет собой пакет документов, который оформляется во время проведения строительно-монтажных работ и в котором фиксируется полностью вся информация о строительном процессе. Ведение такой документации на любом капитальном строительстве является обязательным условием, которое регламентируется законодательством РФ.

Исполнительно-техническая документация должна оформлять по мере завершения различных этапов строительных работ и в ней должно отражаться фактическое выполнение проектных решений. В пакет данной документации входят следующие документы:

- акты приемки геодезической разбивки и исполнительные геодезические схемы;
- исполнительные схемы инженерных сетей;
- общий и специальные журналы работ;
- журнал авторского надзора;
- акты на скрытые работы и акты промежуточной приемки;
- акты испытаний оборудования и акты приемки инженерных сетей;
- рабочая документация с подписями о соответствии;
- документация на строительные материалы и оборудование;
- другие документы, в которых показано фактическое выполнение проектных решений.

Исполнительно-техническая документация, которая была оформлена в установленном порядке, должна предоставляться при приемке строительно-монтажных работ. Во время проведения сдачи объекта в эксплуатацию исполнительно-техническая документация должна быть предоставлена строительному надзору, а затем заказчику.

Первым и основным документом, в котором отражается вся технологическая последовательность строительного процесса, является общий журнал работ. Данный журнал должен вести человек ответственный за строительство объекта. Заполнять журнал работ он должен лично с самого начала строительного процесса, находясь на объекте.

Во время заключения договора с подрядными организациями на выполнение строительно-монтажных работ должен быть установлен список специальных журналов, которые необходимо вести во время проведения строительных работ. Ведением таких журналов должны заниматься ответственные лица, выполняющие строительные работы. В специальные журналы вносятся некоторые виды строительно-монтажных работ, а именно: сварочные работы, бетонные работы, работы по устройству свайных фундаментов, работы по монтажу конструкций, работы по антикоррозионной защите соединений и другие работы.

По окончании строительного процесса общий журнал работ и специальные журналы работ должны быть переданы заказчику на хранение, до ввода объекта капитального строительства в эксплуатацию.

Разработкой геодезической разбивочной основы для объекта капитального строительства и геодезическими измерениями деформаций должен заниматься заказчик. Данные разработки нужны для обеспечения исходными данными дальнейшие геодезические построения и измерения. Так как геодезические измерения проводятся на всех стадиях строительного процесса. Приемка геодезической разбивочной основы должна оформляться в виде акта.

При проведении авторского надзора, на объекте капитального строительства должен быть журнал авторского надзора. Ведение такого журнала проводится на весь объект строительства или на какие-то отдельные его части. Данный журнал авторского надзора оформляется, нумеруется и подшивается проектной организацией, а затем передается заказчику, который скрепляет журнал печатью. Заполняет данный журнал специалист, проводящий авторский надзор, заказчик и подрядчик. До окончания строительного процесса журнал должен находиться на площадке, а затем передается заказчику.

Скрытыми работами называются выполненные строительные работы, которые стали недоступными для контроля и изучения после выполнения других работ. Обычно скрытые работы невозможно увидеть без вскрытия других конструкций. Такие процедуры обычно проводят представители государственного надзора и независимые эксперты. После проведения данной процедуры исполнители обязаны оформить результаты приемки работ в виде актов освидетельствования скрытых работ.

Также существует промежуточная приемка ответственных конструкций. Во время которой производится проверка их пригодности для дальнейшей эксплуатации. Для этого в проектной документации должен быть разработан список ответственных конструкций. По окончании данной приемки должен быть составлен и подписан, исполнителем, техническим надзором и авторским надзором, акт промежуточной приемки ответственных конструкций.

Ответственные конструкции должны пройти проверку испытаниями. Варианты проведения испытаний также должны быть прописаны в проектной документации, а порядок их проведения должен быть описан в проекте производства работ. Согласование порядка проведения испытаний производится с заказчиком и подрядной организацией. Также заказчиком создается комиссия, в которую входят представитель заказчика, представители генподрядной и субподрядной организаций и представитель проектной организации. Во время испытаний комиссия изучает ряд документов по объекту капитального строительства и производит осмотр и испытание конструкций. По окончании формируется акт испытаний оборудования.

После окончания всех строительно – монтажных работ должны быть выполнены испытания всех внутренних инженерных систем и оборудования и также составлены акты.

Исполнительно-техническая документация является очень важным элементом во всем строительном процессе. От полноты и качества оформления исполнительно-технической документации зависит результат строительства и весь дальнейший жизненный цикл объекта капитального строительства. Проверкой исполнительно-технической документации занимается технический надзор [4].

Библиографический список

1. Гарев, В. М. Исполнительная техническая документация при строительстве зданий и сооружений : Справочное пособие / В. М. Гарев, А. И. Орт, В. А. Шинкевич. – Санкт-Петербург : ООФ «ЦКС», 2005. – 123 с.
2. Васильев, В. М. Организация и управление в строительстве. Основные понятия и термины / В. М. Васильев, В. В. Исаев, Ю. П. Панибратов. – Москва, Санкт-Петербург : Издательство АСВ, 1998. – 316 с. : ил.
3. Штейнберг, А. И. Исполнительная техническая документация в строительстве / А. И. Штейнберг. – Изд. 5-е, перераб. и доп. – Л.: Стройиздат, Ленинградское отделение, 1983. – 223 с. : ил.
4. Бураков В. А. Технический надзор за строительством как гарантия качества законченных строительством объектов / В. А. Бураков, А. Н. Коркишко // Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе : Международная научно-практическая конференция студентов, аспирантов, молодых ученых и специалистов 22 дек. 2016 г. - Тюмень, 2016. - С. 141-144.

К ВОПРОСУ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ. ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ SAP

Власова А.С.

Тюменский индустриальный университет

Информационные технологии имеют большое значение в настоящее время и они затрагивают огромное количество аспектов нашей жизни [5]. Одной из таких технологий является программное обеспечение SAP. Данное обеспечение используется для обработки различных данных, которое помогает автоматизировать работу многих отделов предприятия: бухгалтерии, кадрового отдела, финансовых служб и складской логистики.

В любой фирме руководителям и менеджерам нужны цифры в разное время, для того чтобы принимать управленческие решения. В тоже время информация должна быть качественной, достоверной и доступной в максимально короткий срок. Данное программное обеспечение помогает

ускорить процессы обработки данных и помогает обеспечить доступность цифр, поэтому перед подключением к SAP в компании должен быть наведен четкий порядок и упорядочена вся информация.

Вендор – это компания, которая разрабатывает и поставляет программное обеспечение для специализированных рынков.

Данное обеспечение является сложной программой, поэтому для ее изучения проводят обучения на специальных длительных курсах, где проводится инструктаж по управлению модулями и опциям продукта.

Также у SAP существует методология внедрения, которая очень сильно облегчает введения программного обеспечения в предприятие. Методология заключается в проведении четырех этапов, которые детально описаны и проверены вендором. Это позволяет провести подключение ПО без простоев в работе и сложной адаптации работников.

Программный комплекс состоит из набора различных модулей, которые взаимодействуют между собой в реальном времени. Одним из самых известных модулей SAP является EPR, первоначально его название было R/3. Основной задачей модуля EPR является обеспечение комплексной, взаимосвязанной и непрерывной автоматизации всех отделов и подразделений компании. Данный модуль включает в себя три основных раздела: учет и отчетность, логистика и персонал.

В капитальном строительстве очень часто используется данное программное обеспечение. Перед началом создания проекта капитального строительства, формируется структурный план проекта (СПП), который разрабатывает управление проектирования и реконструкции. Далее в системе SAP специалисты создают СПП-элемент. Он является основой для последующей организации и координации строительной деятельности. На данном этапе вносятся основные данные:

- направление строительства
- ориентировочные сроки реализации проекта
- планирование и сбор затрат
- разрешения на строительство
- информация о проведенных экспертизах.

Специалистами управления капитального строительства на год создаются программы инвестиций для строительства и делят ее по позициям. К каждой позиции присваивается по годам СПП-элемент. Так образуется связь между СПП-элементом на все строительство и программой инвестиций на один год строительства.

Также на основании титульного списка и проектно-сметной документации производится контроль по ведению плана затрат по СПП-элементу по годам. Во время планирования затрат проводится связь между СПП-элементом и титульным списком, а также отклонение от планируемых сумм с дополнениями к титульному списку.

Закупка материалов и оборудования для капитального строительства происходит на основании заявок, поступающих от специалистов УКС. За-

купка под проект капитального строительства присваивается к определенному СПП-элементу и помещается на специальный склад. Данные склады позволяют отслеживать и контролировать любую информацию о перемещениях запасов материалов. Во время списания материалов со склада происходит списание затрат на проект капитального строительства.

Для того чтобы учитывать затраты в системе применяется функциональность континировки документов на СПП-элемент. Данная функция помогает просматривать различные счета в разрезе проектов и СПП-элементов. Бухгалтер собирает затраты за месяц на СПП-элементе и разделяет их по видам затрат. Для определения стоимости незавершенного строительства производится расчет затрат с СПП-элементов на объекты.

Данный модуль очень сильно облегчает взаимодействие между управляемыми и управляющими в крупной компании. Программное обеспечение позволяет быстро и без затруднений обмениваться любыми сведениями, вводить новые решения или менять существующие. В режиме реального времени все стороны имеют доступ к полной базе с актуальными и надежными данными.

В SAP как и в любой другой программе существуют плюсы и минусы.

К плюсам SAP можно отнести:

- Простая настройка основных параметров (языка, валют, культурных особенностей и другой специфики);
- Возможность получения информации в реальном времени;
- Минимальное появление ошибок;
- Увеличивает эффективность рабочего окружения для работников;
- Включает в себя опыт лучших компаний в данной сфере;
- Затрагивает все направления деятельности компании;

К минусам SAP можно отнести:

- Экономически невыгодно менять вендора во время срока действия контракта;
- Пакет, предоставляемый вендором, может не соответствовать специфике организации;
- Долгая окупаемость инвестиций в установку системы.

Программное обеспечение SAP является очень многогранным и на данный момент является лидером на рынке России. Огромные возможности SAP, способность отладки на конкретную специфику организации, усовершенствование и стремление к развитию делают этот продукт одним из лучших программных обеспечений для управления ресурсами фирмы.

Библиографический список

1. Андерсон Джордж В. SAP за 24 часа / Джордж В. Андерсон, Дэниэл Ларокка ; пер. с англ. – Днепропетровск : Баланс Бизнес Букс, 2007. – 432 с.
2. SAP Форум Москва [Электронный ресурс] – Режим доступа : <https://www.sap.com/cis/index.html>
3. Маззулло, Д. SAP R/3 для каждого [Текст] : Пошаговые инструкции, практические рекомендации, советы и подсказки / Джим

Маззулло, Питер Уитл ; пер. с англ. – Днепрпетровск : Баланс Бизнес Букс, 2008. – 336 с.

4. Шульц, Олаф Практика SAP [Текст] : Руководство для новичков и конечных пользователей / Олаф Шульц ; пер. с англ. [П. Шапчиц, А. Зябрикова]. - Изд. 2-е, перераб. и доп. - Санкт-Петербург : Эксперт РП, 2015. - 440 с. : ил.

5. Айроян, З. А. Управление проектами нефтегазового комплекса на основе технологий информационного моделирования (bim-технологий) [Электронный ресурс] / З. А. Айроян, А. Н. Коркишко // Инженерный вестник Дона. – 2016. – Т. 43, № 4 (43). – С. 151. – Режим доступа: <http://www.ivdon.ru/ru/magazine/archive/n4y2016/3816>

СТАДИИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ

Власова А.С.

Тюменский индустриальный университет

Для любого строительного процесса, реконструкции и капитального ремонта необходима обязательная подготовка проектной документации. Данная документация должна состоять из текстовых и графических материалов, которые позволяют показать архитектурные, функциональные и инженерно-технические решения для данного строительного объекта.

В зависимости от вида и назначения объекта капитального строительства зависит и технология проектирования, но стадии проектирования остаются одинаковыми для всех. Всего существует две стадии проектирования проектная и рабочая документация и обозначаются как ПД и РД.

Проектная документация является самой объемной и длительной стадией проектирования. При разработке проектной документации основным документом для соблюдения требований по оформлению и формированию является ГОСТ. Основными частями проектной документации являются текстовая и графическая часть. Перед разработкой данной документации собираются все идеи и задумки по объекту строительства, они группируются и соединяются в один общий проект, который потом будет отображен на чертежах, схемах, планах и 3D-моделях. В общих данных должна содержаться вся текстовая часть ПД, в которой описывается информация о принятых технических решениях. Для формирования проектной документации предусмотрено 12 томов, данные тома определены на законодательном уровне. В них содержится полностью вся информация по объекту капитального строительства.

После подготовки проектной документации, она проходит государственную или негосударственную экспертизу в специализированных организациях. При получении положительной экспертной оценке, проект переходит на следующую стадию РД.

Проектная утвержденная документация используется при разработке рабочей документации. На данной стадии происходит полная детализация всех проектных решений. Как и проектная документация, оформление рабочей документации происходит согласно ГОСТу. Рабочая документация представляет собой в основном чертежи, которые объединятся в зависимости от назначения для строительного процесса. На данной стадии разрабатывают:

- комплекты чертежей
- графики работы
- сметная документация
- спецификацию на оборудование
- ведомости потребности в материалах и оборудовании
- прочие документы, необходимые для застройщика

Рабочая документация является главным документом для строительно-монтажных бригад. Именно по ним производится выполнение работ на объекте. Также данная документация нужна для проведения технического и авторского надзора. Состав рабочей документации оговаривается при заключении договора на проектирование и зависит от специфики объекта строительства.

Также для очень сложных объектов капитального строительства перед разработкой проектной документацией создается предпроектное предложение. Данное предложение является комплектом документов, собранных перед началом проектирования, в которых отражены все идеи и варианты решений в виде эскизов или набросков. Во время разработки предпроектного предложения рассматриваются следующие вопросы:

- устанавливаются границы размещения объекта на земельном участке,
- производится расчет технико-экономических показателей проекта,
- создается общая идея архитектурного вида объекта,
- обсуждаются вопросы о конструкциях и функциональности объекта капитального строительства.

В зависимости от сложности и масштабности объекта капитального строительства возможно разрабатывать проект в одну или две стадии.

При одностадийном проектировании разработка рабочей и проектной документации происходит одновременно и параллельно. При таком варианте утверждают только наиболее значимые части проекта, и именно их направляют на согласование в экспертные организации. При одностадийном проектировании рабочая документация разрабатывается еще до получения положительной оценки экспертизы.

Плюсами такой схемы являются:

- уменьшение стоимости проектирования объекта капитального строительства практически в два раза,
- сокращение сроков разработки проектной и рабочей документации в полтора-два раза.

Одностадийное проектирование не дает гарантии, что документация, направленная на экспертизу не потребует доработки. Поэтому такое про-

ектирование используется в крайних случаях, если требуется спроектировать простые или типовые объекты, а также для разработки проекта капитального ремонта.

При двухстадийном проектировании весь процесс проходит последовательно и делится на два этапа: формирование проектной документации и разработка рабочей документации. Без положительной оценки экспертов на проектную документацию, невозможно начать работу над детальной проработкой рабочей документации.

Данный метод двухстадийного проектирования позволяет устранить повторную работу над корректировкой чертежей и документации. Также такой метод дает гарантию по качеству выполненных проектных работ. И дает возможность не сомневаться в полном соответствии всем требованиям представленным техническим заданием и нормативными документами [3].

Разработка проектной и рабочей документации является основой и одним из главных процессов в создании объекта капитального строительства. Также данные стадии проектирования дают возможность снижать инвестиционные риски, которые могут возникнуть при реализации больших проектов по обустройству месторождений. На данные стадии уходит огромное количество времени и сил, именно поэтому данной разработкой должны заниматься квалифицированные специалисты.

Библиографический список

1. Аникин, Ю. В. Проектное дело в строительстве [Текст] : учебное пособие / Ю. В. Аникин, Н. С. Царев. - Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2015. - 124 с.

2. Опарин, С. Г. Архитектурно-строительное проектирование : учебник и практикум для академического бакалавриата / С. Г. Опарин, А. А. Леонтьев ; под общей редакцией С. Г. Опарина. - Москва : Издательство Юрайт, 2018. - 283 с.

3. Серебрякова С. Г. Стадии проектирования / С. Г. Серебрякова, А. Н. Коркишко // Северный морской путь, водные и сухопутные транспортные коридоры как основа развития Сибири и Арктики в XXI веке : XX Международная научно-практическая конференция. - Тюмень, 2018. - С. 218-220.

НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Гладких Т.Д.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Введение. Важнейшим направлением развития нефтепромысловых электрических сетей является повышение надежности электроснабжения по-

требителей. В этом аспекте необходимо рассматривать повышение структурной, эксплуатационной и оперативной (функциональной) надежности.

Для повышения структурной надежности необходимо анализировать топологию электрических сетей, выявлять направления модернизации их структуры при реконструкции и развитии и применять оптимальные по надежности схемные решения. В этой связи необходимо использовать высокий уровень резервирования не только в сетях 6 (10) кВ, но и питать важных потребителей от независимых источников питания. Вопрос независимости источников питания может быть решен использованием распределенной генерации.

Вопросы повышения оперативной надежности электрических сетей нефтяных промыслов подразумевают ликвидацию аномальных режимов электроснабжения: недостаточность мощности в сети, ненадлежащее качество электрической энергии и др. Большинство этих вопросов, по нашему мнению, должно решаться не в распределительных сетях, а в системообразующих.

Постановка задачи. Совершенствование эксплуатационной надежности подразумевает внедрение стратегии обслуживания по состоянию электротехнического оборудования. Но тотальное отслеживание (мониторинг) развивающихся дефектов в электрооборудовании не всегда оправдано.

Для определения оптимальной стратегии технических обслуживаний и ремонта необходимы методики расчета показателей надежности. Мы предлагаем для выявления оптимальной стратегии обслуживания электрических сетей оценивать эффективность на основании вероятностных характеристик с использованием теории марковских цепей.

Метод. Методика подразумевает расчет предельных (финальных) вероятностей для разных стратегий обслуживания электрооборудования с последующим анализом результатов.

На начальном этапе определяем вероятность безотказной работы электроснабжения при использовании планово-предупредительных ремонтов (граф состояний имеет вид рис.1, а). Далее определяем вероятностные характеристики по графу состояний, описывающему стратегию обслуживания по состоянию или гибридную (рис.1,б). Под гибридной стратегией обслуживания электрических сетей понимаем такую систему обслуживания оборудования, при котором некоторые элементы системы (базовые) обслуживаются по состоянию, а для остальных элементов восстановление осуществляется одновременно базовыми или их эксплуатируют до отказа или их.

Для анализа влияния регламентированной и гибридной (или по состоянию) стратегии обслуживания электрических сетей разработаны графы состояний, в которых работоспособными являются следующие состояния:

S0 – работоспособное состояние при нормальной конфигурации электрической сети напряжением 6 кВ.

S1 - работоспособное состояние электрической сети напряжением 6 кВ при питании потребителя по одной из резервных линий. Вторая линия находится на восстановлении (аварийном или плановом).

S2 – диагностический контроль оборудования одной из питающих сетей.

Неработоспособное состояние S3 – при котором происходит отказ электроснабжения потребителя, из-за неработоспособности двух источников питания. Причинами этого состояния может быть нарушение обоих резервных цепей при их расположении на одной двухцепной линии, отказ источника питания напряжением 110 кВ и выше и др.

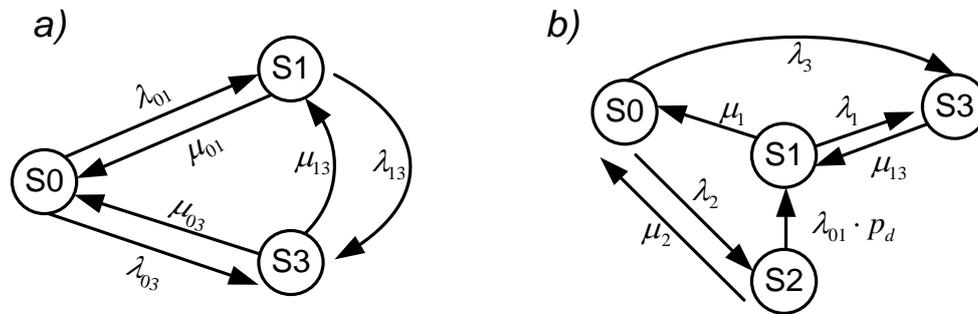


Рисунок 1. Графы состояний и переходов при разных стратегиях обслуживания электрических сетей

Система уравнений Колмогорова для графа (рис.1,а) имеет вид:

$$\frac{dp_0}{dt} = -(\lambda_{01} + \lambda_{03})p_0 + \mu_{01}p_1 + \mu_{03}p_3;$$

$$\frac{dp_1}{dt} = -(\mu_{01} + \lambda_{13})p_1 + \lambda_{01}p_0 + \mu_{13}p_3;$$

$$\frac{dp_3}{dt} = -(\mu_{03} + \mu_{13})p_3 + \lambda_{03}p_0 + \lambda_{13}p_1.$$

Задача Коши решается при заданных начальных условиях $p_0(0) = 1; p_1(0) = p_3(0) = 0$, предельная вероятность безотказной работы системы электроснабжения определяется выражением:

$$P_+ = \frac{\mu_{13}\mu_{01} + \mu_{03}\mu_{01} + \mu_{03}\lambda_{13} + \mu_{13}\lambda_{01} + \mu_{13}\lambda_{03} + \mu_{03}\lambda_{01}}{\mu_{13}\lambda_{01} + \mu_{13}\lambda_{03} + \mu_{13}\mu_{01} + \lambda_{01}\lambda_{13} + \lambda_{03}\mu_{01} + \lambda_{03}\lambda_{13} + \mu_{03}\lambda_{01} + \mu_{03}\mu_{01} + \mu_{03}\lambda_{13}}$$

Для графа (рис.1,б) система дифференциальных уравнений имеет вид:

$$\frac{dp_0}{dt} = -(\lambda_2 + \lambda_3)p_0 + \mu_1p_1 + \mu_2p_2;$$

$$\frac{dp_1}{dt} = -(\mu_1 + \lambda_1)p_1 + \lambda_{01} \cdot P_d \cdot p_2 + \mu_{13}p_3;$$

$$\frac{dp_2}{dt} = -(\mu_2 + \lambda_{01} \cdot P_d)p_2 + \mu_2p_0;$$

$$\frac{dp_3}{dt} = -\mu_{13}p_3 + \lambda_1p_1 + \lambda_3p_0.$$

Предельная вероятность безотказной работы системы электроснабжения при гибридной (по состоянию) стратегии обслуживания не представляется в виду громоздкости.

Результаты.

Для получения величин параметров потока отказов и интенсивностей восстановления использовались статистические данные и модельные данные, полученные модифицированным методом Неймана.

Для графа (рис.1,а) предельная вероятность безотказной работы составила $P_+ = 0.9907$, для графа (рис.1,б) $P_+ = 0.99978$. Таким образом, при использовании гибридной стратегии обслуживания электрических сетей надежность электроснабжения повышается на 0,6%. Таким образом, снижается риск останова технологического процесса и уменьшается вероятный ущерб недопуска продукции (добычи нефти и попутного нефтяного газа).

Обсуждение результатов.

Важным аспектом применения предложенной методики является верная интерпретация результатов расчета. Поэтому следующей ступенью поиска оптимальной эксплуатации оборудования является оценка риска от останова технологических процессов из-за отказа электроснабжения [1].

Развитие методик анализа надежности на основе вероятностных характеристик не теряет актуальность в настоящее время [2-3], так как от точности их расчета зависит правильность решений по управлению безотказностью электроснабжения.

Библиографический список

1. Гладких, Т. Д. Подход к управлению обслуживанием электросетевого оборудования нефтепромышленных потребителей / Т. Д. Гладких // Омский научный вестник. - 2016. - № 6 (150). - С. 96-100.
2. W. Li, Risk Assessment of Power Systems: Models, Methods, and Applications. New York: Wiley and IEEE Press, 2014.
3. IEEE publication, Electric Delivery System Reliability Evaluation. IEEE PES Tutorial Textbook, 05 TP175, 2005.

ИННОВАЦИИ ДЛЯ «ЗРЕЛЫХ» МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Деревнин М.С.

Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Месторождения которые разрабатываются достаточно давно и местами совсем или почти истощились называются «зрелыми». Среднесуточная добыча таких месторождений уже перешагнула пиковую добычу или находится на стадии падения. Главной задачей разработки зрелых месторождений является продление их рентабельной эксплуатации[4].

На зрелые месторождения приходится 80% мировых запасов, добыча от общего запаса – 62%. Самое большое количество «зрелых» месторождений находится в России[2].

Разработка нефтяных месторождений включает в себя 4 стадии:

I стадия - интенсивного освоения месторождения

II стадия – стадия максимального уровня добычи

III стадия – стадия падения добычи нефти

IV стадия – поздняя стадия разработки (завершающая)

Зрелые месторождения находятся на стадиях падения добычи нефти или завершения разработки (III или IV стадии соответственно). Уровень обводненности месторождений, находящихся на этих стадиях, составляет 98%. В отличие от новых месторождений они не требуют значительных капитальных вложений. Ведь к этому времени уже построена вся структура: дороги, трубопроводы, объекты подготовки и сдачи нефти и газа, системы поддержания пластового давления и электроснабжения, также реализованы система разработки и объекты жизнеобеспечения промысла. Как правило, даже если учитывать затраты на поддержание добычи нефти и расширение инфраструктуры, зрелые месторождения генерируют стабильный денежный поток.

Месторождения, находящиеся на последней стадии разработки начинают изнашиваться и устаревать, что может привести к остановке скважины. Для того чтобы этого не происходило, нужно разрабатывать новые технологии и внедрять их, улучшать старое оборудование, либо заменять его на новое, современное, тем самым это приведет к повышению добычи нефти [4].

В последнее время доля трудноизвлекаемых запасов в нефтяном балансе России становится все больше. В связи с этим перед отечественными нефтедобывающими компаниями появляется необходимость в поиске новых методов работы. Ввиду истощения запасов «легкой» нефти, предприятия будут вынуждены направить основные усилия на добычу более «трудных» углеводородов, для чего требуются применение самых передовых разработок и инновационного оборудования. По этой причине, уже сейчас в компаниях особое внимание уделяется внедрению новых технологий стабилизации нефтеотдачи пластов.

Крупные нефтедобывающие компании такие как, АО «Самотлорнефтегаз», ПАО «Варьеганнефтегаз», АО «ННП», продолжают активно инвестировать в инновации для повышения нефтеотдачи «зрелых» месторождений.

Одним из пионеров в сфере поиска и внедрения инноваций в процесс нефтедобычи по праву следует назвать АО «Самотлорнефтегаз». Находящееся на балансе предприятия легендарное Самотлорское месторождение разрабатывается уже несколько десятилетий, и на сегодняшний день поддержание среднегодовых объемов добычи на прежнем уровне немислимо без применения новых технологий. Одно из наиболее перспективных ноу – хау – многостадийные гидроразрывы пласта (МГРП), которые были применены предприятием в 2012 году [1].

Нефтяники Самотлорнефтегаза внедряют новый метод борьбы с одной из главных проблем современной нефтедобычи – обводненностью добываемой продукции. Суть предлагаемого решения – в использовании многоразовых разрывных муфт.

Сейчас на смену одноразовым пришли управляемые многоразовые муфты.

На сегодняшний день на Самотлорском месторождении спущено уже 100 управляемых муфт. Сейчас их планируют использовать на всех объектах месторождения, где есть риск большого притока воды к забою скважины в результате МГРП. Метод позволит «оживить» простаивающие скважины, на которых добыча традиционными способами уже невозможна или малорентабельна.

В настоящее время в Самотлорнефтегазе применяются ингибиторы «Фокс» и Dodiscale, пришедшие на смену реагентам «Акватек», Descum и ПАФ как более выгодные по соотношению цены и эффективности [3].

На данном предприятии применяются полимеры и гели нового поколения с возможностью закачать до 70 кубических метров полимерных составов. Новизна технологии, увеличение объемов закачки до 400-т кубических метров в пласт. Полимер четырех видов, от менее вязкого к более плотному, отправляется к основанию скважины. Таким образом, получается своеобразная гелевая линза, блокирующая приток воды с нижних пластов. Еще один плюс технологии – нет необходимости в привлечении к работам бригады по капитальному ремонту скважин. Такая закачка полимеров в пласт позволяет экономить до ста тысяч долларов с одной скважины [1].

ПАО «Варьеганнефтегаз» - еще одно предприятие, решительно прошедшее по пути внедрения инноваций. Здесь в 2012 году была впервые опробована и признана эффективной технология многостадийного гидравлического разрыва пласта.

Самый зрелый актив предприятия, Северо – Варьеганское месторождение, разрабатывается с 1976 года. В 1994 – м здесь были проведены первые в истории пять гидроразрывов пласта на водной основе.

С 2016 года успешно внедряется технология зарезки боковых горизонтальных стволов с проведением многостадийных ГРП.

Для освоения вязкой нефти погазовых зон применяется технология бурения длинных стволов со специальной системой. В Варьеганнефтегазе запущен новый проект «Водогазовое воздействие», направленный на увеличение вытеснения по трудноизвлекаемым малопроницаемым коллекторам. Дело в том, что закачка обычной воды для таких коллекторов не всегда эффективна. Решением проблемы может стать закачка смеси воды и газа в разных пропорциях. Нагнетание попутного газа в пласт позволяет не только избавить окружающую среду от вредного воздействия в результате его сжигания на факелах, но и увеличить добычу нефти за счет массообмена между нефтью и газом [1].

В целом на сегодняшний день в стране существует более 1500 нефтяных месторождений, из которых около 800 находятся в разработке. От того, насколько эффективными будут методы нефтедобычи в ближайшие десятилетия, зависит не только будущее нефтегазового комплекса, но и энергетическая безопасность России. Поэтому отечественные компании продолжают активно инвестировать в инновации и внедрять новейшие методы повышения нефтеотдачи «зрелых» месторождений [4].

Библиографический список

1. Инновации [Электронный ресурс] // Областная общественно – политическая газета. - Режим доступа: <http://www.ogirk.ru/2013/05/29/31269>.
2. Стадии разработки месторождений [Электронный ресурс] // Техническая библиотека. – Режим доступа: <https://petrodigest.ru/info/terms/s-ru-terms/stadii-razrabotki-mestorozhdenija>.
3. Первый Нижневартовский нефтегазовый форум [Электронный ресурс] // Агентство нефтегазовой информации. – Режим доступа: www.angi.ru/news/2866610.
4. Разработка нефтяных месторождений: Учеб. для вузов / Ю. П. Желтов [и др.]. – Москва : Недра, 2011. - 365 с.

Научного руководителя - Чебыкина Ю.Б., младший научный сотрудник.

СТОИМОСТНОЙ ИНЖИНИРИНГ, ФОРМИРОВАНИЕ УКРУПНЕННЫХ ЕДИНИЧНЫХ РАСЦЕНОК ДЛЯ ОБУСТРОЙСТВА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ДЛЯ ПЛАНИРОВАНИЯ КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ

Зырянов Д.А.

Тюменский индустриальный университет

В статье будет рассмотрен такой параметр управления строительством и капитальными вложениями как стоимостной инжиниринг, и на примере рассмотрена его значимость для проектирования и разработки нефтегазовых месторождений.

Ключевые слова: стоимостной инжиниринг, инвестиционный проект, капитальные вложения

Стоимостной инжиниринг – это комплекс методов помогающих проводить стоимостные расчеты на протяжении всех этапов реализации инвестиционного процесса. В состав стоимостного инжиниринга входят такие стадии как:

- составление бюджета инвестиционного проекта;
- анализ рентабельности инвестиционных вложений;
- сметное ценообразование;

- аудит стоимости строительного проекта;
- моделирование сметной стоимости инвестиционного проекта;
- анализ стоимости строительного проекта;
- контроль процесса реализации инвестиционных вложений в ходе строительства проекта.

Для крупных заказчиков строительных проектов, стоимостной инжиниринг набирает все больше и больше популярность, особенно в нынешних условиях, когда для любой крупной строительной компании, работающей в сфере строительства, необходимо получать максимальную прибыль, при минимальных затратах необходимых для реализации своих активов. Управление стоимостью строительства, необходимо для обеспечения гарантии того, что строительный проект будет реализован в соответствии с рамками утвержденного бюджета.

Специалисты, предоставляющие услуги в сфере стоимостного инжиниринга – стоимостные инженеры – это квалифицированные специалисты, применяющие определенные методы и средства управления проектом.

Инженеры, выделили основные преимущества системы стоимостного инжиниринга:

- снижение рисков в ходе реализации инвестиционного проекта;
- получение преимуществ на рынке строительства, как за рубежом, так и в Российской Федерации;
- сокращение сроков реализации строительно-монтажных и пуско-наладочных работ
- снижение производственных издержек;
- увеличение рентабельности инвестиций, в связи с появлением рычагов воздействия на бюджет проекта; [1]

Этапы стоимостного инжиниринга:

- планирование бюджета необходимого для реализации инвестиционного проекта;
- оценка капиталовложений;
- сметное ценообразование;
- аудит достоверности определения сметной стоимости строительного проекта;
- стоимостной контроль в ходе реализации капиталовложений в строительство проекта;
- анализ фактических затрат, в ходе реализации инвестиционного проекта.[2]

В ходе изучения дисциплины «Технология строительства объектов нефтегазодобычи», и выполнения контрольной работы, с помощью инструментов стоимостного инжиниринга, мы разработали 3 варианта обустройства месторождения и сформировали технико-экономическое обоснование каждого варианта проекта:

Технико-экономическое обоснование выбора варианта

		Мощность объектов по схеме 1	Схема 1	Мощность объектов по схеме 2	Схема 2	Мощность объектов по схеме 3	Схема 3
Трубопровод	159x8	12,67	101 392 701,27 Р	14,35	114 837 037,35 Р	17,33	138 684 728,73 Р
	219x8	22,44	205 890 927,00 Р	25,91	237 728 784,25 Р	20,06	184 054 010,50 Р
	325x8	1,65	18 586 241,85 Р				
	426x8			1,1	15 062 050,30 Р	0,7	9 584 941,10 Р
ВЛ	6 кВ	71,64	474 344 988,84 Р	84,7	560 818 265,70 Р	76,3	505 199 925,30 Р
	35 кВ	65	654 682 340,00 Р	65	654 682 340,00 Р	65	654 682 340,00 Р
Автодорога	км	35,3	861 673 000,00 Р	42,74	1 043 283 400,00 Р	38,04	928 556 400,00 Р
Мост	км						
Скважины	шт	38	634 639 900,00 Р	38	634 639 900,00 Р	38	634 639 900,00 Р
ДНС с УПСВ	шт	1	3 789 145 773,00 Р	1	3 789 145 773,00 Р	1	3 789 145 773,00 Р
ПС-35/6 кВ с ЗРУ	шт	1	275 417 842,00 Р	1	275 417 842,00 Р	1	275 417 842,00 Р
Внешний транспорт нефти	426x8	186	2 546 855 778,00 Р	186	2 546 855 778,00 Р	186	2 546 855 778,00 Р
Итого по схемам			9 562 629 491,96 Р		9 872 471 170,60 Р		9 666 821 638,63 Р

Данные, для расчета обустройства месторождения, были приняты на основании средней исходной удельной стоимости работ за единицу измерения.

Исходя из технико-экономического обоснования, мы выбрали вариант обустройства с наименьшей стоимостью и составили титульный список обустройства месторождения с применением укрупненных единичных расценок.

Так, на данном примере, можно сделать вывод, что стоимостной инжиниринг, как инструмент, позволяет выполнить оценку инвестиционных расходов на ранних стадиях обустройства месторождения.

Библиографический список

1. Шадькова, Д. К. Стоимостной инжиниринг как основа управления проектом обустройства месторождения на примере компании ПАО «Газпром нефть» / Д. К. Шадькова, А. Н. Коркишко // *Фундаментальные исследования*. – 2016. – № 12-4. – С. 930 - 934.

2. Абдразакова Л. А. Стоимостной инжиниринг в строительстве / Л. А. Абдразакова // *Проблемы инженерного и социально-экономического образования в техническом вузе в условиях модернизации высшего образования* – 2018: IX Международная научно - методическая конф. 26 апр. 2018 г. – Тюмень, 2018. – С. 489 - 493.

3. Мухаррамова, Э. Р. Оценка эффективности деятельности строительного предприятия с целью максимального использования имеющихся ресурсов / Э. Р. Мухаррамова // *Российское предпринимательство*. – 2015. – Т. 16, № 16. – С. 2635 - 2650.

4. Брезгина, Л. В. Стоимостной инжиниринг инвестиционных строительных проектов объектов недвижимости на основе нейросетевых моделей / Л. В. Брезгина, Л. М. Плюснина // *Жилищное строительство*. – 2015. – № 12. – С. 13-16.

Научный руководитель - Коркишко А. Н., канд. техн. наук.

ЗАПСИБНЕФТЕХИМ – ПРОРЫВ В ОБЛАСТИ ОТЕЧЕСТВЕННОГО НЕФТЕХИМИЧЕСКОГО ПРОИЗВОДСТВА

Исламгулов Д.Р.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

На данный момент Россия находится на первой позиции во всём мире по экспорту углеводородов. В то же время, рынок нефтехимических продуктов находится на низком этапе развития. Невзирая на большие резервы нефти и газа, в течение длительного времени в государстве не существовало требуемых комплексов для изготовления более востребованных крупнотоннажных полимеров, большие деньги выделялись для закупки химических товаров, поставляемых из-за границы. Именно по этой причине было принято решение о разработке крупнейшего нефтехимического проекта в России. Речь идёт о строительстве «ЗапСибНефтехима».

Данный проект считается наикрупнейшим нефтехимическим проектом в нашей стране с 1991 года, однако решение о его реализации приняли относительно недавно, а именно 21 июня 2012 года. На 16-ом Петербургском экономическом форуме ведущий российский нефтехимический холдинг СИБУР заключил соглашение с германской компанией LINDE AG по разработке в Тобольском районе пиролизного производства в рамках создания интегрированного комплекса «ЗапСибНефтехим». В этом же время Сибур огласил список компаний-лицензиаров, которые будут поставлять передовые технологии. Экономическая целесообразность проекта была подтверждена в 2013 году, а в сентябре 2014 года окончательно утвердили строительство комплекса. Для конструирования этого проекта задействованы 35 регионов страны, с которых приходят поставки стройматериалов полной стоимостью в 226 млрд. руб. В разработке комплекса принимают участие свыше 100 отечественных компаний-подрядчиков, а также поставщиков установок. Несмотря на то, что создание комбината находится в шаге от его открытия, осенью 2018 года СИБУР заключил 127 договоров с 64 отечественными организациями с целью снабжения стройматериалов для проекта по глубокой утилизации углеводородов «ЗапСибНефтехим». В пиковом промежутке времени строительства, а именно в июле 2018 года на площадке комплекса одновременно работало 28 тыс. человек. «Всего в создании в создании комбината используются следующие технологические материалы и оборудование отечественного производства: около 1 тыс. единиц технологического оборудования, свыше 140 тыс. тонн металлоконструкций, около 20 тыс. тонн трубной продукции, свыше 200 км пластиковой трубы, свыше 3 тысяч километров кабеля.» [1].

По оценкам специалистов сумма инвестиций в его реализацию составит 9,5 млрд. долларов, что сопоставимо со всеми предыдущими инвестируемыми проектами Сибура по развитию нефтехимических производств в стране. Финансирование производится как при помощи капитала «Сибура»,

так и с помощью заимствованных материальных благ объединения европейских банков под покрытие экспортно-кредитных агентств. Также интерес к данному комплексу проявил Российский фонд прямых инвестиций, совместно с рядом международных инвесторов, включая фонды Ближнего Востока. Фонд национального благосостояния тоже внёс свой вклад в финансирование проекта. Суммарное количество денег, которое было выделено вышеупомянутыми организациями составляет 3,3 млрд. долларов.

«ЗапСибНефтехим» входит в состав СИБУР Тобольск площадки, объединяющей в настоящее время три больших производства, а именно – электротеплопарогенерации, мономерное и полимерное. Данный комбинат является закономерным шагом прогресса компании «Сибур» в Западной Сибири. Это связано с успехами по увеличению мощности в области газофракционирования, строительством ШФЛУ-трубопровода от «Сибур Тобольска» до Пуровского завода по переработке газоконденсата, через который и будет поставляться сырьё. Также станция Екатеринбургской железной дороги «Денисовка» повысила производительность пропускной системы в два раза. Легкодоступность ресурсов открывает возможности производить дешёвые и качественные товары. По словам Дмитрия Конова, председателя правления ПАО «СИБУР Холдинг», «завод создаётся в правильном месте с точки зрения баланса сырья, с точки зрения логистической доступности, логистических затрат, и создается очень большая мощность. Поэтому он имеет одну из наиболее низких в мире себестоимость продукта, который здесь производится, и может экспортироваться куда угодно» [2]. Данный комбинат предполагает эксплуатацию последнего слова иностранной техники по переработке углеводородов. К примеру, технология пиролиза создана при помощи установок германского химического предприятия Linde AG, технологии по разработке полиэтилена заимствованы у британского предприятия Ineos, и наконец, реализацию технологии полипропилена взяла на себя голландская фирма LyondellBasell. Применение новых технологий в области переработки углеводородного сырья гарантируют безопасность, высокий потенциал, а также целесообразность данного проекта.

Таким образом, комбинат будет представлять собой синергию технологий пиролиза, производительностью в 1,5 млн. тонн этилена, а также 500 тыс. тонн пропилена и 100 тыс. тонн бутанобутиленовой фракции в год, технологий по созданию разного рода видов полипропилена и полиэтилен-та производительностью в 2 млн. тонн в год. Итоговой продукцией «ЗапСибНефтехима» будут линейный низкоплотный полиэтилен, высокоплотный полиэтилен, а также полипропилен класса полиолефинов, являющийся популярным термопластом. Из них при помощи способа экструдии производят различные листовые материалы, кабели, трубопроводы, шланги, а также профильные изделия. Также можно отметить широкий ареал применения – это и пищевая упаковка, предметы промышленного назначения и народного потребления, электроизоляционные материалы и др.

Данный комплекс также позволит производить глубокую переработку попутного нефтяного газа и иных побочных продуктов нефтегазовой

отрасли. Проект «ЗапСибНефтехим» будет способен осуществлять полезную переработку свыше 22 млрд. кубометров попутного газа, что положительно скажется на экологии, так как благодаря этому сжигание и выбросы загрязняющих веществ на месторождения сократится в объеме 7 млн. тонн в год. Говоря об экологической составляющей, стоит также отметить, что с позиции утилизации, перевозки и срока службы, синтетические материалы являются более экологичными, чем традиционные, а значит, постепенный переход от классических ресурсов к синтетике сыграет благоприятную роль в охране окружающей среды, и не только. Полимеры являются более энергоэффективными и надёжными, а значит, работа данного масштабного проекта по утилизации углеводородов положительно скажется на развитии различных областей промышленности, а также благоприятно повлияет на отечественный рынок нефтехимии. «ЗапСибНефтехим» станет комплексом, позволяющим обеспечить эффективное импортозамещение полимеров в различных отраслях, удовлетворить увеличивающийся спрос на синтетические материалы на российском рынке, а также повысить количество утилизации углеводородного сырья Западно-Сибирского региона.

Разумеется, такие масштабы инвестиций, участие огромного количества компаний в строительстве, а также потенциал этого проекта говорят сами за себя. Строительство проекта подходит к своему логическому завершению.

На момент февраля 2019 года данный нефтехимический комплекс достиг таких показателей: гигантская стройка площадью более 450 гектаров, «поставка оборудования и материалов выполнена на 99,3%, строительно-монтажные работы выполнены на 95,3%, установка пиролиза – 98,3%, установка полиэтилена – 96,4%, объект общезаводского хозяйства – 95,4%, уложено 374 км подземных трубопроводов, что составляет 99%, смонтировано 3729 тысяч диаметр-дюймов надземных трубопроводов, то есть 99%, смонтировано 146 тысяч тонн металлоконструкций или 99%, смонтировано 7119 км электрического кабеля – 84%.» [1].

Примерно 1700 сотрудников будет работать на комплексе после его ввода в эксплуатацию. Также планируется создание ещё 2000 рабочих мест на дополнительном производстве.

Подводя итоги, можно сказать, что «ЗапСибНефтехим» - это масштабный революционный проект в отрасли российского нефтехимического производства, который выведет нефтепереработку страны на новый уровень, а также станет мостом к мировому рынку продуктов нефтепереработки.

Библиографический список

1. Прогресс работ по проекту «ЗапСибНефтехим» февраль 2019 [zsnh.sibur.ru] // Сибур ЗапСибНефтехим. – Режим доступа: <https://zsnh.sibur.ru/ru/news/225>.

2. «ЗапСибНефтехим»: главная стройка «СИБУРа» подходит к концу [glavportal.com] // Бизнес России - Главный промышленный портал страны.

Научный руководитель - Чебыкина Ю. Б., младший научный сотрудник

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТРО ГЭС В НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ

Краснов В.Г.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Правила неустройства электроустановок [1] приняты категории, определяющих их надежности, но не отражающие экологическую безопасность, а так же возможности повышения надежности используя возобновляемые источники энергии. На практике принято повышение надежности электроснабжения резервированием дизельными электростанциями. Этот вариант связан с увеличением эксплуатационных затрат и негативным воздействием на окружающую среду.

В результате работы дизельной электростанции выделяются загрязняющие вещества: азот, углерод диоксид, сера диоксид, бензапирен, формальдегид, которые негативно влияют на человека и окружающую среду. Работа дизельной электростанции характеризуется вибрацией и повышенным шумом, что так же негативно воздействует на человека. Придельные значения вредных выбросов регламентируются «Водным кодексом», «Земельным кодексом» и законом «Об охране атмосферного воздуха», что накладывает дополнительные условия на использования дизельных электростанций.

Одним из альтернативных решений резервирования электроснабжения и общим снижением текущих затрат и сохранения окружающей среды могут служить возобновляемые источники энергии приведенные в данной классификации. В настоящее время широко разрабатываются и используются электроустановки на основе солнечной, ветровой и гидравлической энергии

Способ использования	Энергия, используемая человеком	Первоначальный природный источник
Солнечные электростанции	<u>Электромагнитное излучение</u> Солнца	Солнечный ядерный синтез
Ветряные электростанции	Кинетическая энергия ветра	Солнечный ядерный синтез, Движения Земли и Луны
Традиционные ГЭС	Движение воды в реках	Солнечный ядерный синтез
Малые ГЭС		

Приливные электростанции	Движение воды в океанах и морях	Движения Земли и Луны
Волновые электростанции	Химическая энергия возобновляемого <u>топлива</u>	Солнечный ядерный синтез
Геотермальные станции	<u>Тепловая</u> энергия горячих источников планеты	Внутренняя энергия Земли
Сжигание ископаемого топлива	<u>Химическая энергия</u> ископаемого топлива	Солнечный ядерный синтез в прошлом.
Сжигание возобновляемого топлива традиционное нетрадиционное		
Атомные электростанции	Тепло, выделяемое при ядерном распаде	Ядерный распад

Исходя из специфики нефтяной отрасли, для нее присуще развитие использования электроустановок на основе солнечной, ветровой и гидравлической энергии.

К наиболее перспективным и доступным направлениям следует отнести разработки с использованием гидравлической энергии. В настоящее время разработаны различные конструкции и, так называемых, микро ГЭС, использующих энергию речных стоков – плотинные, бес плотинные и свободно поточные. Основным элементом этих устройств является рабочий орган, воспринимающий энергию стока. Степень передачи энергии от потока к рабочему органу характеризует КПД установки. Этому показателю в наибольшей степени отвечают продольно поточные микро ГЭС [2] с рабочим органом переменной массы [3].

В гидрогенераторе рабочий орган, взаимодействующий с потоком выполнен в виде полого цилиндра рис.3 со сквозными прорезями -имеет собственную массу (m_0).



Рисунок 1. Перемещение цилиндра в потоке
а – цилиндр порожний, в – цилиндр заполнен

При входе в поток его полость заполняется водой, увеличивая массу на (Δm), и приобретает массу ($m_0 + m_x$). На выходе цилиндр опорожняется, приобретая прежнюю массу (m_0).

Гидроагрегат с рабочим органом переменной массы рис.3 характеризуется простотой конструкции, надежностью и может быть использован как резервный источник питания на объекта нефтепромысла.



Рисунок 2. Продольнопоточная микро ГЭС в рабочем состоянии

Библиографический список

1. ПУЭ: правила устройства электроустановок. Издание 7 [Электронный ресурс] // ЭЛЕКТРОТЕХПРОМ. – Режим доступа : <http://etr-perm.ru/el/pue>
2. KRASNOV V. G. Analysis of Efficiency of Use of the Longitudinal-Flow Hydropower Plant Unit of a Micro Hydropower Station without a Dam for Small Rivers / V. G. KRASNOV., A. D. OBOZOV, O. R. NURISLAMOV // Journal of Environmental Management and Tourism. - Volume IX, Issue 3(27). – Access mode : [https://doi.org/10.14505//jemt.v9.3\(27\).05](https://doi.org/10.14505//jemt.v9.3(27).05)
3. Пат. 156588 Российская Федерация, Продольно-поточная гидросиловая установка / Краснов В. Г., Лихачевский В. Н., Калашников С. П.; патентообладатель Виктор Гаврилович Краснов. – заявл. 27.02.2015; опубл. 10.11.2015

ЭФФЕКТИВНОСТЬ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Леонова А.Е., Погребная И.А., Михайлова С.В.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Аннотация: Данная статья посвящена рассмотрению наиболее распространенных методов по повышению надежности промышленных трубо-

проводов на территории Западной Сибири. Выбраны наиболее оптимальные варианты для решения проблемы коррозии.

Введение: Повышение надежности промысловых трубопроводных систем является одной из важнейшей задач при добыче нефти. Связано это, прежде всего, с тем, что с начала разработки нефтяных месторождений прошло достаточно много лет. Это, в свою очередь, привело к большому обводнению добываемого ресурса. Помимо нефти, из пласта во время добычи выходит значительное количество воды, все чаще, во много раз превышающее в процентном соотношении саму нефть. Это закономерно приводит к появлению самого главного осложнения в процессе эксплуатации – коррозии трубопроводных систем. Помимо коррозии также имеют место быть следующие осложнения – отложения парафинов и гидратообразование.

Цель работы – рассмотреть основные методы повышения надежности промысловых трубопроводов в Западной Сибири

Задачи:

- Выявить основные причины нарушения герметичности промысловых трубопроводов;

- Предложить методы повышения надежности трубопроводов

Трубопроводный транспорт представляет инженерную конструкцию, предназначенную для перекачивания и транспортирования нефти, воды и газа из одного пункта в другой. На месторождениях их объединяют в системы нефтесбора и системы газосбора, а также системы по поддержанию пластового давления.

К основным причинам нарушения герметичности трубопроводов относят коррозию: механические повреждения самих труб в процессе их эксплуатации; брак вовремя производства; коррозия внешняя со стороны грунта. Но, все-таки, большая часть аварий происходит именно из-за коррозии появляющейся внутри самих труб. Коррозия – это физико-химическая реакция между металлом и внешней средой, которая через определенный промежуток времени приводит к нарушению характеристик металла. Возникает коррозия из-за термодинамической неустойчивости металлов. Данный процесс неизбежен. Исключения составляет только малая часть некоторых металлов, но их в производстве труб практически не используют.

Рассмотрим основные два направления при борьбе с коррозией – выбор материала при производстве новых труб и химизация уже действующих. Под химизацией понимается применение ингибиторов, а при выборе материала рассматривают следующие варианты – стальные трубы, трубы в коррозионно - стойком исполнении и стеклопластиковые трубы. Начнем со стеклопластиковых труб. Они представляют собой трубы из полимерных смол, армированных стекловолокном. Данные трубы имеют гораздо меньший вес по сравнению со стальными аналогами, а также абсолютную коррозионную стойкость. Их срок эксплуатации может достигать порядка 50 лет. Но Западная Сибирь имеет большие площади болотистых местностей. Ввиду отсутствия твердого основания на таких участках, стеклопластико-

вые трубы из-за своей хрупкости отходят от своего изначального положения, что приводит к возникновению повышенных нагрузок в конструкции. Поэтому, несмотря на большую коррозионную стойкость, применение таких труб в Западной Сибири имеет довольно малые перспективы. Следующий вид труб – это трубы в коррозионно - стойком исполнении. Такие трубы изнутри защищены тонким слоем эпоксидного покрытия или слоем нержавеющей стали. На месторождениях Западной Сибири трубы имеют эпоксидное покрытие толщиной до 300 мкм. Они имеют достаточно большой опыт эксплуатации и подтвердили свою способность в повышении надежности трубопроводов. Третий вариант в выборе материала при производстве труб – это стальные трубы. Стальные трубы обеспечивают более высокую коррозионную стойкость по сравнению с трубами, выполненными в коррозионно - стойком исполнении. Но их производство является в разы более затратным в денежном эквиваленте. Их структурно-фазовый состав оказывает значительное влияние на их свойства. Так, например, для стали 20 проводят специальную термическую обработку в режиме «закалка-отпуск» и микролегирование стали хромом, ванадием. Такая сталь показывает снижение аварийности труб по сравнению со сталью 20 в ее обычном исполнении. И последним методом повышения надежности трубопроводов, но уже действующих является – применение ингибиторов. Ингибиторы коррозии – это химические вещества, при малом добавлении которых в трубы уменьшает скорость коррозии. Средняя концентрация ингибиторов на кубический метр – 20-100 грамм.

Применение ингибиторов, на данный момент, является основным методом защиты труб от внутренней коррозии. Он реализуется путем технологии постоянной подачи вещества при помощи дозированных насосов. Но у данного метода есть один и главный недостаток, который не позволяет достичь больших результатов в борьбе с коррозией – человеческий фактор. Несвоевременная поставка ингибиторов, нарушение регламентов при их закачке и слабая подготовленность сотрудников – все это снижает эффективность метода.

Таким образом, для получения хороших и регулярных результатов в борьбе с коррозией необходим комплексный подход. На этапе замены труб, по возможности, рационально заменить их на трубы в коррозионно - стойком исполнении и стальные трубы. Также необходимо совершенствовать систему ингибиторной защиты, проводить регулярные мониторинги и повышать подготовленность персонала.

Библиографический список

1. Быков, Л. И. Способ профилактического ремонта промышленных нефтепроводов, подверженных внутренней коррозии / Л. И. Быков, Ф. Ш. Юсупов, С. М. Султанмагомедов // Нефтяная и газовая промышленность. Сер. Защита от коррозии и охрана окружающей среды. ВНИИОЭНГ. – 1994. – № 3. – С. 15-17

2. Повышение надежности нефтепроводов эффективности [Электронный ресурс] // Техносфера. – Режим доступа: <http://tekhnosfera.com/povyshenie-nadezhnosti-nefteprovodov-podverzhennyh-kanavochnoy-korrozii>

3. Эффективность методов повышения надежности промышленных трубопроводов эффективности [Электронный ресурс] // НАУКАРУС. – Режим доступа: <http://naukarus.com/effektivnost-metodov-povysheniya-nadezhnosti-promyslovyh-truboprovodov>

4. Коррозия и защита металлов [Текст] : учеб. - метод. пособие / О. В. Ярославцева [и др.]. – Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2015. – 90 с.

5. Турдыматов, А. А. Ингибиторы коррозии промышленных трубопроводов, классификация, оценка эффективности [Электронный ресурс] / А. А. Турдыматов, Р. Н. Абдрахманов, А. М. Егоров // Экспертиза промышленной безопасности и диагностика опасных производственных объектов. – 2016. – № 1(7). – Режим доступа: <https://elibrary.ru/item.asp?id=25925802>

6. Погребная, И. А. Основы гидравлики и гидропневмопривода : учебное пособие / И. А. Погребная, С. В. Михайлова, Ю. И. Казаринов. – Ставрополь : Логос, 2018. – 90 с.

Научный руководитель – Чебыкина Ю.Б., младший научный сотрудник

ОЦЕНКА РИСКА ВОЗНИКНОВЕНИЯ РАЗЛИВОВ НЕФТИ И ВЫБРОСА ГАЗА И ИХ ПОСЛЕДСТВИЙ НА ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА КОЛИЧЕСТВЕННЫМ МЕТОДОМ

Мухаметшина Э.Р.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Актуальность. На сегодняшний день деятельность нефтегазовых компаний очень важна для развития национальной экономики Российской Федерации, а стабильная, надёжная и безаварийная работа нефтегазодобывающих и нефтегазоперерабатывающих компаний по большей части определяет энергетическую безопасность страны. Но, не смотря на все усилия по обеспечению безопасной работы нефтегазового комплекса, уровень аварийности в отрасли остаётся высоким. Именно поэтому для предупреждения и ликвидации чрезвычайных происшествий необходимо оценивать риск возникновения аварий на опасных производственных объектах нефтегазового комплекса.

В качестве примера предложен количественный метод анализа риска разливов нефти и выброса газа и их последствий.

Цель нашей работы заключается в том, чтобы рассмотреть количественных метод анализа риска возможных разливов нефти и их последствий, чтобы в дальнейшем было возможно предотвратить или ликвидировать опасные чрезвычайные происшествия, происходящие на объектах добычи нефти.

Основные задачи анализа и прогнозирования рисков ЧП:

1. Выявление и идентификация возможных ЧП природного и техногенного характера на определённой территории;
2. Оценка вероятности (или частоты) возникновения аварий;
3. Прогнозирование возможных последствий возникновения ЧП на население, территорию и экологию.

До возникновения аварийной ситуации необходимо провести анализ путём количественной оценки возникновения аварий на основе прогнозирования возможных последствий. Сегодня существует несколько методов, с помощью которых можно провести количественную оценку риска (аналитический, эмпирический и их совокупность).

Мы рассматривали аналитический метод количественной оценки риска возникновения аварий. Используя данный метод, сначала необходимо построить математическую модель той или иной ситуации (например, «дерево событий»).

Для наглядности рассмотрим пример метода "дерева событий" для количественного анализа различных сценариев аварий на установке переработки нефти, основанного на теории вероятности (рис. 1) [1].



Рисунок. 1. "Дерево событий" как математическая модель риска возникновения аварий на установке переработки нефти

«Дерево событий» - математическая модель, формализованная последовательность возможных событий развития ЧП, возникающих из основного события. Построение и анализ такого метода представляет собой

цепочки последующих событий, приводящих к возникновению тех или иных событий, отрицательно воздействующих на людей и окружающую среду. Цифры, стоящие рядом с названием события, определяют вероятность возникновения того или иного события [2].

Рассматриваемый нами «метод деревьев» возможных событий наиболее востребован для оценки частотности возникновения аварий на опасных производственных объектах нефтегазового комплекса. Стоит отметить, что немаловажным плюсом такого метода является возможность «управлять» временем, т.е. замедлять в случае с быстропротекающими процессами и, наоборот, ускорить при моделировании системы с медленной изменчивостью.

Количественные показатели риска (КОР) возникновения аварий в НГК РФ:

1. Частота утечки нефти и выброса газа в год;
2. Рассчитываемые среднегодовые площади разлива и потери нефти и выброса газа;
3. Рассчитываемый ожидаемый ущерб от аварий;
4. Ожидаемые денежные компенсации за нанесённый ущерб [3].

Вывод. В ходе работы мы рассмотрели количественный метод анализа риска возможных разливов нефти и выброса газа и их последствий для того, чтобы в дальнейшем было возможно предотвратить или ликвидировать опасные чрезвычайные происшествия, происходящие на объектах добычи нефти.

Данный метод очень удобно использовать из-за возможности сравнения и оценки различных видов риска возникновения опасностей по единому показателю, также, наиболее эффективным этот метод становится на стадии проектирования опасного производственного объекта, и самое главное, при оценке социально-экономических и экологических последствий.

Библиографический список

1. Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов : РД 03-418-01: утв. Постановлением Госгортехнадзора России 10.07.2001 N 30: введ. в действие с 01.09.01. – Москва: ГУП НТЦ, 2002. – 158 с.
2. Современные подходы обеспечения безопасности и предупреждения аварийности и производственного травматизма на опасных производственных объектах трубопроводного транспорта на основе процедуры анализа риска / А. И. Гражданкин [и др.]. – Москва : ВНИИГАЗ, 2000 - 2004. – 356 с.
3. Количественный анализ риска возможных разливов нефти и нефтепродуктов / А. М. Козлитин [и др.]. – Москва : Управление промышленной и экологической безопасностью производственных объектов на основе риска: Международный научный сборник, 2005. – 135 с.

Научный руководитель - Савельева Н.Н., канд. техн. наук, доцент

МЕТОДИКА СОЗДАНИЯ 3D-МОДЕЛЕЙ И ТАБЛИЦ НЕФТЕЗАГРЯЗНЁННЫХ УЧАСТКОВ

Мухаметшина Э.Р.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Аннотация. На сегодняшний день нефтегазовый комплекс Российской Федерации – один из основных рычагов развития экономики нашей страны. Однако всё чаще и чаще нефтяная отрасль сталкивается с немаловажными экологическими проблемами, как, например, загрязнение почво-грунтов нефтепродуктами. Чтобы решить возникшую проблему, необходимо проводить рекультивационные работы, направленные на восстановление почв. Но точные оценки объёмов разливающейся нефти неизвестны. Данные, которые сегодня используются для проведения рекультивации, малоинформативны, основная информация заключена в верхнем слое почв (приблизительно 30 см). Вследствие этого проводимые рекультивационные работы оказываются малоэффективными, т.к. затем долго не удаётся сдать природоохранным службам земельные участки, на которых произошёл разлив нефти.

Для решения этой проблемы мы предлагаем методику создания 3D-моделей и таблиц по объёмным содержаниям нефтезагрязнений исследуемых участков, с помощью которых можно было бы сделать более точную оценку объёмов разлившейся нефти и определить качественные и количественные данные для предстоящих рекультивационных работ.

Ключевые слова: рекультивация, нефтезагрязнённый земельный участок, 3D-модели, нефтепродукты, хлориды, кислотность, эффективная рекультивация, таблицы по объёмному содержанию нефтепродуктов, хлоридов и концентрации кислотности.

Теоретическая часть. Рекультивация земель – это комплекс работ по экологическому и экономическому восстановлению продуктивности земель, плодородие которых в результате человеческой деятельности существенно снизилось.

Рекультивационные работы выполняют в два этапа:

1. Технический – этап рекультивации земель, при котором происходит подготовка почво-грунтов для последующего использования в народном хозяйстве. Данный этап предусматривает планировку, формирование откосов, снятие, транспортирование и нанесение почв и плодородных пород на рекультивируемые земли, устройство гидротехнических и мелиоративных сооружений, захоронение токсичных вскрышных пород, а также проведение других работ, создающих необходимые условия для дальнейшего использования рекультивированных земель.

2. Биологический – этап рекультивации земель, включающий комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий, направленных на улучшение агрофизических, агрохимических, биохимических и др. свойств почво-грунтов.

Практическая часть. Применение методики по созданию 3D-моделей и таблиц покажем на примере одного из нефтезагрязнённых участков Самотлорского месторождения под регистрационным условным номером 2.7.2598 (рис.1).

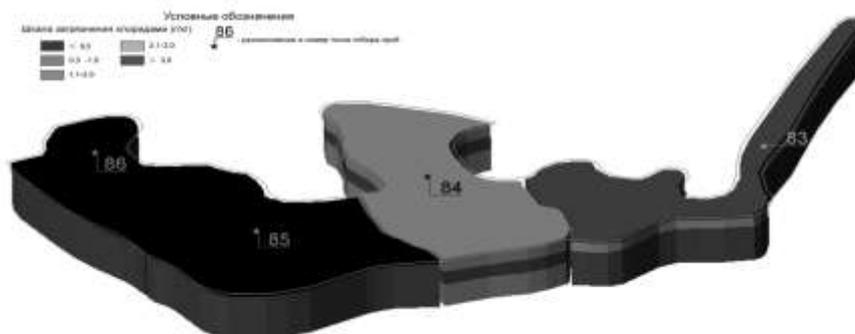


Рисунок 1. Трёхмерная модель загрязнения хлоридами участка 2.7.2598

Создание 3D-модели происходит в два этапа. На первом этапе проводятся полевые работы (сбор почво-грунтов для химического анализа), создание таблицы, обобщающей данные КХА. После этого составляются таблицы с цветными шкалами показателей нефтезагрязнённости, кислотности и хлоридов. Затем необходимо создать таблицы, наглядно отражающих данные об общей площади и объёме участка, а также его частей и слоёв (таб. 1).

Таблица № 1

Пространственные параметры участка № 2.7.2598

Точка	Площадь зоны, м ²	Объём слоев, м ³				Всего, м ³
		слой а (0,1м)	слой б (0,2м)	слой в (0,3)	слой г (0,5м)	
83	1344,172	134,417	268,834	403,252	672,086	1478,589
84	1749,206	174,921	349,841	524,762	874,603	1924,127
85	1498,700	149,870	299,740	449,610	749,350	1648,570
86	1410,145	141,014	282,029	423,043	705,072	1551,158
ИТОГО	6002,223	600,222	1200,444	1800,667	3001,111	6602,444

Для определения объёмных остатков хлоридов, требующих проведения рекультивационных работ, составлена таблица 2.

Таблица № 2

Объёмное содержание хлоридов в почво-грунтах участка № 2.7.2598

Точка	Объём остатков нефтепродуктов, м ³				Всего
	а	б	в	г	
83					
84					

85					
86			1,049(2,48)	1,586(2,25)	2,609
ИТОГО			1,049(2,48)	1,586(2,25)	2,609

Аналогичные таблицы создаются по объёмным содержаниям нефтепродуктов и концентрации кислотности (рН).

На втором этапе строится трёхмерный каркас (рис.2).

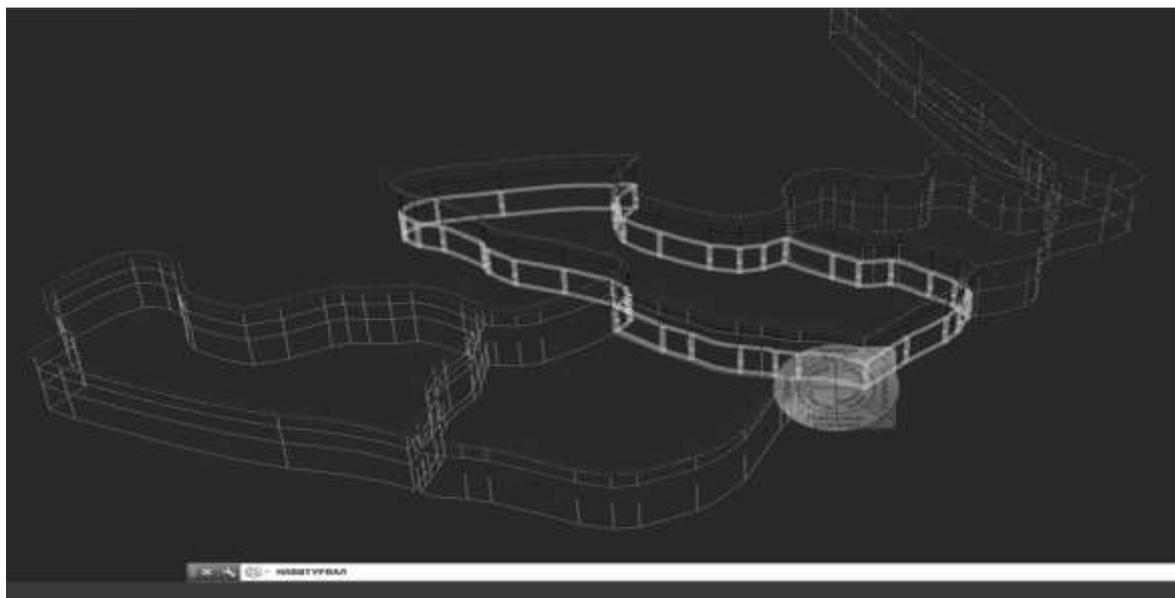


Рисунок 2. Трёхмерный каркас модели

Вывод. Предложенная нами методика создания 3D-моделей и таблиц по объёмному содержанию загрязнений нефтепродуктами позволяет представить параметры нефтезагрязнённого участка в трёхмерном и табличном виде для более точной оценки состояния нефтезагрязнённых участков. В свою очередь, точная оценка помогает осуществить эффективную рекультивацию, позволяющую сдать участки природоохранным службам.

Библиографический список

1. Лопатин, К. И. Состояние окружающей среды и природных ресурсов в Нижневартовском районе в 2003-2005 гг. / К. И. Лопатин. – Нижневартовск: Изд. дом «Югорский», 2006. – 138 с.
2. Добринский, Л. Н. Экология Ханты - Мансийского автономного округа / Л. Н. Добринский [и др.]. – Тюмень: СофтДизайн, 1997. – 288 с.
3. Аитов, И. С. Типичные виды негативных воздействий на лицензионных участках нефтедобывающих компаний в районе кустовых площадок / И. С. Аитов [и др.]. – Нижневартовск: Изд. дом «Югорский», 2006. – 176 с.

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

РОЛЬ САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В РАЗВИТИИ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА В ПЕРИОД С 1965 ГОДА ПО НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ

Мухаметшина Э.Р.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Аннотация. В статье рассматривается добыча нефти на Самотлорском месторождении, таблицы по экспорту нефти и нефтепродуктов в СССР и России.

Цель нашей работы заключается в том, чтобы, проанализировав исторические факты, выяснить, насколько значима роль Самотлорского месторождения в развитии нефтегазового комплекса в период с 1965 года по настоящее время.

Введение. На сегодняшний день нефтегазовая отрасль остаётся главным и единственным стабильным источником как валютных, так и налоговых поступлений в бюджет нашей страны. Такое же огромное значение нефтяной сектор имел и в экономике СССР. В значительной степени именно благодаря доходам от нефтяного экспорта, к 1970-м гг. Советский Союз создал систему относительной политической и экономической стабильности, смог перейти к осуществлению программ технического перевооружения сельского хозяйства и ряда отраслей промышленности.

Ещё в годы СССР зародилось одно из главных месторождений Западной Сибири – Самотлор. Сейчас Самотлорское месторождение – крупнейшее в России и 7-ое по размеру в мире нефтяное месторождение, открытое 29 мая 1965 года. В начале эксплуатации месторождения было рекордное количество добычи нефти и перевыполнения плана.

Для наглядности предложена диаграмма по объёмам добычи нефти в период с 1997 по 2018 годы на Самотлорском месторождении (рис.1.).

Несмотря на грандиозное начало добычи нефти на Самотлорском месторождении, уже в 1984 году из-за чрезмерно интенсивной эксплуатации состояние месторождения резко ухудшилось – стали падать объёмы добычи. Госплан оказался невыполним, что грозило подрывом экономики СССР. Требовалось незамедлительное вмешательство, поэтому в этом же году началась своеобразная операция «по спасению Самотлора». Медленно, но верно количество отремонтированных скважин удалось значительно увеличить, и вместе с этим добыча нефти также пошла вверх.

Для наглядного представления роли Самотлорского месторождения в развитии нефтегазового комплекса в период с 1965 года по настоящее время, предлагаем рассмотреть таблицы, показывающие вклад нефтегазового комплекса в экономику СССР и России. Мы рассматриваем обобщённые данные по объёмам добычи и экспорта нефти, т.к. основную лепту в нефтегазодобывающий комплекс вносил и вносит Самотлор (табл.1).

Нефть по-прежнему остается основным экспортным товаром России. Также, основным экспортным товаром в современной России остаются минеральные ресурсы, включающие в себя нефть и нефтепродукты[1] (табл.2).

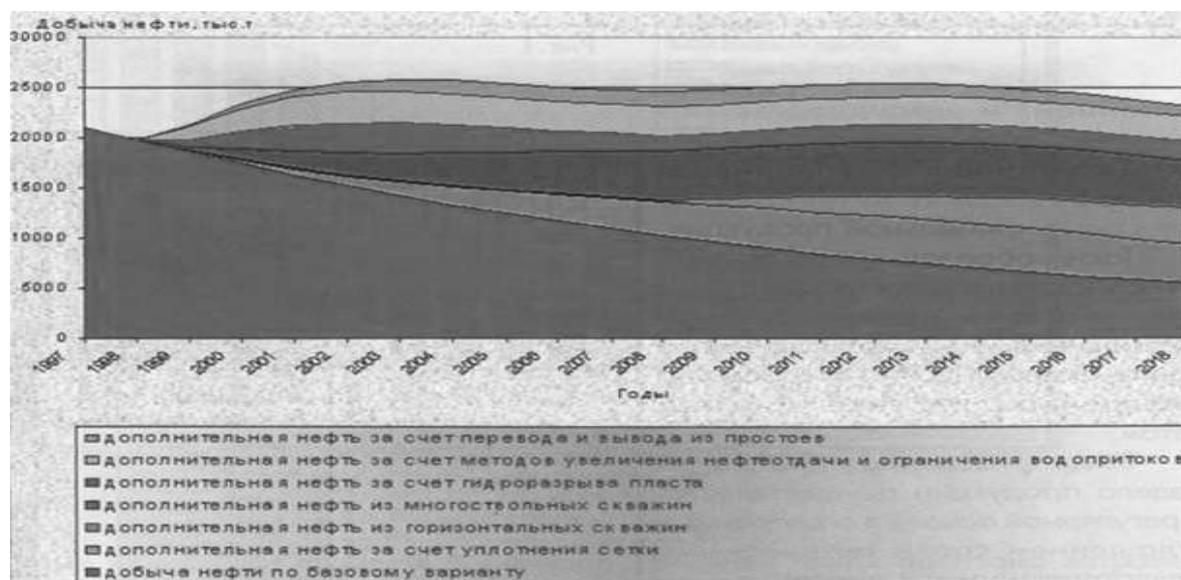


Рисунок 1. Добыча нефти по Самотлорскому месторождению

Таблица № 1

Экспорт нефти и нефтепродуктов в 1980-1990 гг.

Год	Экспорт, млн.т.	В том числе:			
		нефть		нефтепродукты	
		млн.т.	в % к итогу	млн.т.	в % к итогу
1980	160,4	119,1	74,25	41,3	25,75
1982	172,1	122,4	71,12	49,7	28,88
1985	166,8	117,1	70,20	49,7	29,80
1986	185,8	129,0	69,43	56,8	30,57
1987	195,8	136,6	69,77	59,2	30,23
1988	205,2	144,2	70,27	61,0	29,73
1989	185,4	127,3	68,66	58,1	31,34
1990	158,8	108,7	68,45	50,1	31,55

Таблица № 2

Экспорт нефти и нефтепродуктов России

Год	Экспорт, млн.т.	В том числе:			
		нефть		нефтепродукты	
		млн.т.	в % к итогу	млн.т.	в % к итогу
2005	329,60	233,10	70,72	96,50	29,28
2006	329,80	227,50	68,98	102,30	31,02
2007	349,20	238,30	68,24	110,90	31,76
2008	337,00	221,60	65,76	115,40	34,24
2009	346,50	225,90	65,19	120,60	34,81
2010	365,20	233,90	64,05	131,30	35,95
2011	344,00	219,10	63,69	124,90	36,31

2012	377,90	239,90	63,48	138,00	36,52
2013	388,00	236,60	60,98	151,40	39,02
2014	388,20	223,40	57,55	164,80	42,45
2015	416,20	244,50	58,77	171,70	41,23
2016	411,50	254,90	62,38	156,60	40,13
2017	405,40	257,00	63,70	148,40	39,46
2018	401,52	255,40	63,62	146,12	38,78

Таким образом, можно сделать **вывод**, что роль Самотлорского месторождения в развитии страны в период с 1965 года по настоящее время колоссальна. Ещё в годы СССР Самотлор был одним из крупнейших сырьевых проектов СССР. За время разработки месторождение принесло в бюджет государства около 245 млрд.\$, затраты на освоение и эксплуатацию при этом не превысили 27 млрд.\$.

Сейчас неоспорим факт, что нефтегазовый комплекс РФ играет ведущую роль в развитии экономики нашего государства, о чём говорят показанные выше таблицы. При этом необходимо отметить, что нефтяная зависимость экономики РФ по сравнению с СССР усилилась.

Библиографический список

1. Вахитов, Г. Г. Нефтяная промышленность России: вчера, сегодня, завтра. Опыт разработки месторождений углеводородов в 1950-2012 гг. / Г. Г. Вахитов. - Изд. 3-е, перераб. и доп. – Москва : ВНИИОЭНГ, 2012. – 400 с.
2. Народное хозяйство СССР за 70 лет : юбилейный статистический ежегодник / Госкомстат СССР. – Москва : Финансы и статистика, 1987. – 766 с.
3. История большой нефти. Самотлор. 1965-2015: Фотоальбом. – Красноярск : ООО ИПК «Платина», 2015. – 176 с. : ил.
4. Лобов, А. Н. Золото Самотлора / А. Н. Лобов. – Москва : Земля и человек, 1998. – 319 с.

Научный руководитель – Чебыкина Ю.Б., младший научный сотрудник

ИССЛЕДОВАНИЕ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОГО ВИНТО-ПОРШНЕВОГО НАСОСА С ЦЕЛЬЮ ОБОСНОВАНИЯ РАЦИОНАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Мухаметшина Э.Р., Салеев Д.С.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Аннотация. В данной работе рассмотрен вариант винто - поршневого насоса с целью обоснования рациональных параметров его использования, определены формулы перемещения составляющих компонен-

тов, а также проведен сравнительный анализ данного насоса и насосов прочих разновидностей.

Цель работы: исследовать винто - поршневые насосы, рассмотреть принцип работы данного механизма, определить формулы, описывающие параметры работы насоса, провести сравнительную характеристику с насосами других типов, обосновать рациональность использования.

Введение. На данный момент нефтяные компании ведут работы по повышению производительности используемой техники, увеличению их КПД, преумножению ресурсов работы и минимизации затрат. Однако для того, чтобы достичь этой цели, необходимо знать точные параметры и характеристики внедряемого оборудования.

Для этого мы предлагаем рассмотреть винто-поршневой насос с целью определения преимуществ данного типа насоса над другими.

Теоретическая часть.

Винтовые механизмы, разработанные и используемые человечеством, являются примером использования винтового движения имеющего самое широкое распространение в природе. Винтовым движением принято называть сложное движение тела состоящего из вращения около оси и поступательного движения вдоль этой оси. 1

Метод преобразования вращательного движения в поступательное применяется во многих приводах машин и оборудования. Например, это относится к таким распространённым приводам, как приводы подачи станков и роботов, точных измерительных машин, регулировки клапанных систем, различных мехатронных устройств и пр.

Требуемые линейные перемещения – от миллиметров до десятков метров, усилия – от единиц ньютонов до тысяч килоньютонов. Допуски на кинематические погрешности могут выражаться единицами микрометров, а требуемая разрешающая способность шагового привода ограничиваться сотыми долями микрометров.

Для преобразования вращательного движения в поступательное наиболее широко используются передачи винт – гайка. Передачи винт – гайка являются изделиями общемашиностроительного применения, и их качество непосредственно сказывается на качестве машин и оборудования, в состав которых они входят.

Применение передачи винт-гайка широко распространено от точных измерительных приборов (т.е. механизмов длительного перемещения) до тяжело-нагруженных приводов нажимных устройств и прокатных станков. Винтовые передачи – это винтовые домкраты и прессы, съёмники различного типа стяжки, натяжные и нажимные приспособления, зажимные устройства, механизмы подачи станков и пр.

На рисунке №1 представлено схематичное изображение винто - поршневого насоса.

1. Двигатель с валом;
2. Винт винтового механизма;
3. Торцевая крышка корпуса;

4. Первая винтовая нарезка;
5. Поршень;
6. Вторая винтовая нарезка;
7. Второй винт;
8. Третья винтовая нарезка;
9. Поршень;
10. Напорная магистраль;
- 11-13. Всасывающие клапаны;
- 14-16. Клапаны напорной магистрали.

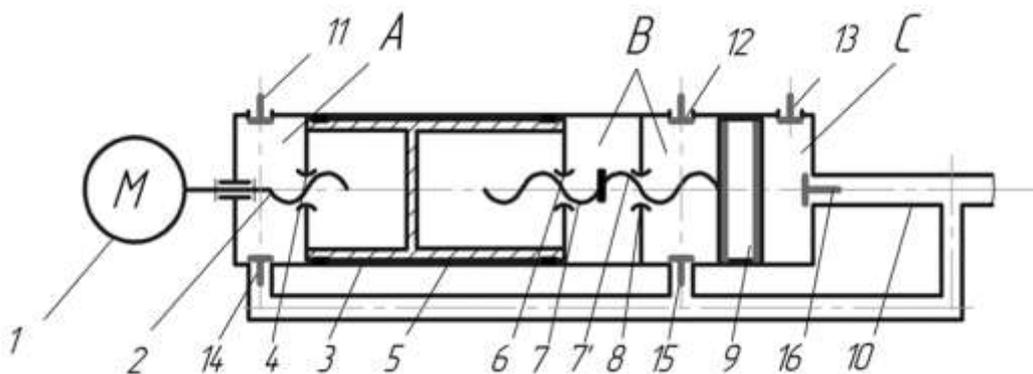


Рисунок 1. Схематичное изображение винто - поршневого насоса

Недостатки поршневых и штанговых насосов:

- Поршневые насосы:
 - Пульсация подачи и давления;
 - Необходимость генерации и подача пара к насосу;
 - Необходимость утилизации отработанного пара, что снижает КПД устройства.
- Штанговые насосы:
 - Сложность конструкции;
 - Необходимость вертикального размещения приводной части устройства;
 - Невысокая производительность;
 - Принципиально размещение вне скважины.

Для поршневых насосов характерна пульсация подачи и давления, что является огромным недостатком.

Практическая часть.

Устройство данного насоса устроено так, что значения угла наклона винтовой гайки являются следующими: $a_3 < a_1 < a_2$, а линейные размеры винтовых нарезок взаимозависимы перемещениям звеньев.

Учитывая, что перемещение гайки напрямую зависит от угла наклона резьбы винта, можно привести зависимость перемещения поршня от данного параметра.

Перемещение поршня 3 за один оборот винта 2 будет иметь следующий вид: $S_{\text{пер1}} = tga_1 * \pi d$,

где a_1 – Угол наклона резьбы винта 2

d – диаметр винта.

Для винта 2 в положениях 6 и 8 формула будет аналогичной;

$$S_{\text{пер2}} = tga_2 * \pi d$$

$$S_{\text{пер3}} = tga_3 * \pi d$$

Перемещение поршня 3 за один цикл работа будет вычислять по следующей формуле:

$$L_1 = N * S_{\text{пер2}},$$

для поршня 9:

$$L_2 = N * S_{\text{пер3}}$$

Т.К. $a_3 < a_1 < a_2$, то $S_{\text{пер3}} < S_{\text{пер1}} < S_{\text{пер2}}$. Тогда $L_2 < L_1$

Поэтому при вращении винта 2 будет происходить перемещение поршней, при котором значение объема камеры А будет уменьшаться, а объем камер В и С начнут увеличиваться. В результате начнется процесс всасывания рабочего тела в клапанах 12 и 13.

Поршень 5 замкнется с винтом 2. Вращение поршня 5 преобразуется в поступательные составляющие винта 7 с поршнем 9, камера «С» увеличивается, происходит всасывание, камера В уменьшается - происходит нагнетание. Объем камеры А не изменится.

В конце хода винта 7 поршень 5 и винт 7 замкнутся друг с другом и с поршнем 9 получат поступательную составляющую перемещения, будет увеличиваться объем камеры А, идти процесс всасывания в эту камеру, объем камеры С будет уменьшаться, следовательно, будет идти процесс нагнетания из этой камеры. Объем камеры В останется неизменным.

Перемещение поршня 5 и винта 7 приведет к замыканию винта 7 на корпус 3. Винт 7, замкнувшись на корпус 3, становится стойкой. С вращением винта 2 поступательная составляющая винтового движения поршня 5 приведет к увеличению объема камеры В и уменьшению объема камеры А. Объем камеры «С» не изменится. Далее циклы повторяются.

Исследовав данный вид насоса и определив параметры перемещения поршней в зависимости от угла наклона винтовой нарезки, мы пришли к **выводу**, что рассматриваемый нами насос не обладает теми недостатками, которые указаны выше для поршневого и штангового насосов. Также, его применения является наиболее оптимальным по сравнению с другими видами насосов, так как он более износостойкий благодаря его достаточно примитивной конструкции (очень малое количество подвижных элементов).

Библиографический список

1. Ворошилов, В. П. Компрессорные машины /В. П. Ворошилов. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 312 с.

2. Дурнов, П. И. Насосы, вентиляторы, компрессоры / П. И. Дурнов. – Киев : Вища школа, 1985. – 264 с.

3. Краснов, В. Г. Возобновляемые источники энергии, микро ГЭС / В. Г. Краснов. – Нижневартовск : Югорский, 2006. – 138 с.

4. Страхович, К. И. Компрессорные машины / К. И. Страхович. – Москва : Гос. изд-во торговой литературы, 1961. – 600 с.

5. Черкасский, В. М. Насосы, вентиляторы, компрессоры / В. М. Черкасский. – Москва : Энергоатомиздат, 1984. – 416 с.

Научный руководитель - Краснов В.Г., канд. техн. наук, доцент

ЭКСКУРС В ИСТОРИЮ ОСВОЕНИЯ ГЛУБОКОВОДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ США

Нежура И.С.

Филиал ТИУ г. Нижневартовске

Начало 1980-х годов 20 века были очень перспективными для мировой нефтяной отрасли. Организация стран — экспортеров нефти (ОПЕК) установила заоблачно высокие цены на нефть, однажды даже превысившие 40 дол. США за баррель. Число нефтедобывающих установок в акватории Мексиканского залива возросло в 1981 г. до 231.

Правительство США, обеспокоенное проблемой безопасности использования энергетических ресурсов, приостановило выделение участков под каждую из установок и провело в 1983 г. первый аукцион по сдаче в аренду всей акватории Мексиканского залива, в том числе участки добычи на внешней шельфовой зоне, а также те, которые распространялись в воды залива до глубины 2000-7500 фут. (600-2300 м) [1].

Развитие технологий бурения позволило бурильщикам исследовать глубоководье. Появились буровые суда с динамическим позиционированием, якорные полупогружные суда, а также подводное заканчивание скважин, трехмерная сейсморазведка. Первыми в разработке новых провинций стали компании Conoco, Shell, British Petroleum, Exxon и Oryx.

Таблица № 1

Важнейшие открытия глубоководных месторождений в 1980-х годах

Месторождение	Объем, млн. барр.	Глубина, фут. (м)	Компания	Год
Джолиет	65	1724 (525)	Conoco	1981
Помпано	163	1436(438)	BP	1981
Тахо	71	1391(424)	Shell	1984
Попейе	85	2065(629)	Shell/BP/Mobil	1985

Рам-Пауэлл	379	3243(988)	Shell/Amoco/Exxon	1985
Менса	116	5276(1608)	Shell	1986
Ожер	386	2260(689)	Shell	1986
Нептьюн-Тор	108	1864(568)	Oryx/Exxon	1987
Марс	538	2960(902)	Shell/BP	1988

В середине 1980-х годов над Мексиканским заливом нависла грозная туча. Страны ОПЕК подсчитали, что рыночная цена нефти на уровне 34 дол. на многих рынках явно завышена. Потребители всячески старались уйти от использования нефти и нефтепродуктов в промышленности, поэтому цена на нефть сначала опустилась до 28 дол. за баррель в 1983 г., а затем рухнула до 10 дол. в 1986 г.

Нефтяники обнаружили в архивах Министерства внутренних дел США отчет десятилетней давности, где предсказывалось, что к 1985 г. все потенциально нефтеносные акватории до глубины 600 фут. (200 м) будут сданы в аренду, а разработка приостановится. Авторы пошли дальше и окрестили континентальный шельф Мексиканского залива «Мертвым морем». Месторождения в Северной Америке, за исключением Прадхо-Бей (Аляска), принадлежащие нефтяным компаниям-гигантам, за 10 лет разработки не принесли существенных дивидендов, что привело в уныние даже самых решительных.

Однако нельзя сказать, что разработка месторождений Мексиканского залива остановилась. В 1984 г. Placid Oil, независимая компания Х. Л. Ханта, объявила об обнаружении крупного месторождения на глубине 1554 фут. (474 м). Тогда же она начала разработку месторождения с подводными скважинами, соединенными с плавучей буровой платформой первой по тем временам в Мексиканском заливе. В то же время компания Сопосо занялась разработкой своего месторождения Джолит, обнаруженного в 1981 г. на глубине 1760 фут. (536 м). Сопосо уже имела подобный опыт — добывать нефть с помощью плавучего основания с натяжным креплением на месторождении Хатгон в Северном море. Воодушевленные успехом, уже в 1989 г. они установили первое основание с натяжным креплением в Мексиканском заливе [2].

В это время промышленная добыча нефти на шельфе США пережила кризис, причинами которого стали:

- Изменчивые и малорентабельные цены на нефть и газ
- Бесперспективная разработка шельфа Мексиканского залива;
- Очевидные широкие возможности разработки зарубежных месторождений;
- Миллиарды баррелей углеводородного сырья, уже обнаруженные на глубоководье, однако еще не разрабатываемые;

- Нестабильная добыча из глубоководных пластов, что ставило под сомнение возможность инвестиций;

- Большое число запланированных проектов по сдаче в аренду участков акватории Мексиканского залива

В 1974 г. компания Petrobras, национальный монополист Бразилии, начала разведку бассейна Кампос, расположенного на северо-востоке страны.

Первое из ценных в промышленном отношении месторождений — месторождение Гарупа, обнаруженное в 1974 г. на глубине 120 м. Здесь компания Petrobras использовала стандартную платформу с неподвижным основанием. После этого начался производственный и инновационный бум, были обнаружены месторождения Бонита, Энчова, Пирауна, Маримба, Альбакора и Барракуда, на которых были сооружены подводные скважины, подсоединенные к временным, а впоследствии и к постоянным плавучим системам нефтедобычи.

Эти системы, установленные на месторождениях с помощью якорей, представляли собой транзитный пункт для танкеров снабжения, куда загружали сырую нефть. Использование плавучих систем нефтедобычи позволяет избежать затрат времени на сооружение неподвижной платформы и подводных трубопроводов до побережья, а также сократить время от обнаружения месторождения до добычи первой партии нефти со стандартных девяти до 5-7 лет.

В то же время в США другая компания работала над аналогичной проблемой. Как и Petrobras, Shell обратилась к морской добыче с одной-единственной целью: найти огромные месторождения, размеры которых бы окупили затраты в сотни миллионов долларов на их разработку. После серии неудачных разведок на шельфе Аляски и восточного побережья США компания сконцентрировала свою деятельность на добыче на континентальном шельфе Мексиканского залива, и это принесло свои плоды. Shell решила вести разработку своего первого месторождения — Ожер, находящегося на глубине 2860 фут. (870 м), с плавучего основания с натяжным вертикальным - якорным креплением.

Предпринятые шаги отрезали все пути к отступлению, ведь теперь нефтяная промышленность располагала средствами, чтобы начать разработку глубоководных месторождений.

- Компании осознали, что суспензионные песчаники обладают огромным потенциалом, как по темпу отбора нефти, так и по конечной нефтеотдаче.

- С помощью трехмерной сейсморазведки они смогли получать более точные данные о конфигурации того или иного коллектора, а также о размере его запасов.

- Компании смогли снизить расходы и использовать новейшие средства разработки — плавучие основания с натяжным вертикальным

якорным креплением, стационарные нефтедобывающие платформы, системы нефтедобычи, хранения и отгрузки, а также свободные и штанговые платформы и протяженные элементы для соединения с существующими установками.

Они смогли сократить время от начала разработки до получения первой нефти за счет быстрого решения формальных вопросов, предварительного бурения скважин, а также быстрого сооружения простейших конструкций и т.д.

Время от времени Shell и Petrobras получают поздравления с тем, что были первыми в глубоководной добыче, — и так и должно быть. Однако и другие компании внесли свой вклад в технологию добычи и транспортировки нефти на глубоководье — это бурильщики, компании, поставляющие реагенты для бурового раствора, службы цементирования, производители материалов, геологические службы и сейсмических исследований, морские службы и др., не говоря уже и о других компаниях, связанных с нефтедобычей.

Библиографический список

1. Глубоководная разведка и добыча нефти / Пер. с англ. — Москва : ЗАО «Олимп-Бизнес», 2008. — 272 с.

2. Норманн Дж. Хайн Геология, разведка, бурение и добыча нефти / Дж. Хайн Норманн. — Москва : Олимп-Бизнес, 2004. — 752 с.

Научный руководитель — Дягилев В.Ф., канд. техн. наук, доцент

ЭВОЛЮЦИЯ ТЕХНОЛОГИЙ СИНТЕЗОВ ФИШЕРА-ТРОПША

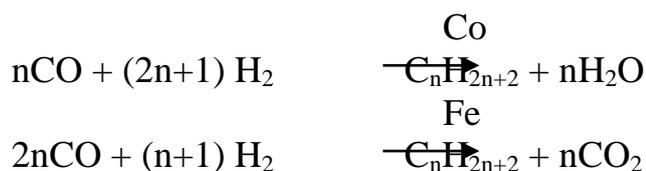
Ниязбакиев И.И., Сильман А.В.

Тобольский индустриальный институт

Технология процесса Фишера-Тропша позволяет синтезировать топлива и синтетическую нефть уже около века. На этапе современного развития на данном синтезе акцентируется большое внимание и продолжается поиск новых разработок для усовершенствования процесса. Согласно литературным источникам последних лет, существует четыре поколения технологий синтеза Фишера-Тропша, каждая из которых имеет характерные особенности.

В 1919 году немецкие ученые Франц Фишер и Ганс Тропш открыли, что из синтез-газа (смесь CO и H₂), получаемого в процессе переработки углеродсодержащего сырья, возможен синтез жидких синтетических угле-

водородов, который принято обозначать синтетической нефтью. Основной идеей данного процесса являлось получение жидкости из газа.



В 1920-1930 гг. эпоха угля уступила место нефтяной эпохе. Началось производство дешевой нефти, развивались железнодорожные и пароходные пути ее доставки, в результате чего произошел быстрый переход от одного топлива к другому. И возможность сделать из устаревающего угля, которым была богата Германия, жидкое топливо, рассматривалась как шанс для угольной промышленности.

Вторая мировая война обусловила появление **первого поколения** синтеза Фишера-Тропша благодаря возникновению немецкого эрзац-топлива. Оборудование для установки синтеза, производительность которой около 50 тыс. т/год, было вывезено в послевоенное время из Германии и нашло свое применение в г. Новочеркасске с 1954 г. Сырьем для установки служил уголь, а в состав продукции завода входили не только бензин и дизельное топливо, но и другие различные продукты: специальные реактивы, растворители, мыло и т.д. Процесс проходил в трубчатом реакторе со стационарным слоем катализатора, которым служил немецкий осажденный кобальт-ториевый (Co-Th) катализатор [1]. Но процесс Фишера — Тропша оказался нецелесообразным, поскольку затраты на производство топлива из синтетической нефти превышали аналогичные из добываемой. Установка работала до 1992 г. и была остановлена по экономическим причинам, правда, в модернизированном виде [2].

Второе поколение бурно развивалось в Южной Африке. Почти забытая немецкая технология получила шанс продолжить своё дальнейшее развитие в связи с введением санкций в ЮАР, отсутствием собственных месторождений нефти и наличием внушительных угольных запасов. Страна перестроила промышленность, создав, в частности, производство синтетической нефти из угля, чтобы жить только за счет собственных ресурсов. Был доработан катализатор, процесс стал более эффективным и экологичным. Синтез ведут при 2—2,5 МПа и 340 °С в реакторе в слое взвешенного порошкообразного железного катализатора, с общей производительностью 180 тыс. т/год. Данная технология позволяла получать спектр углеводородов бензиновой фракции, олефинов (преимущественно C2-C4) и кислородсодержащих соединений и др. [3].

Толчком к разработке и реализации **третьего поколения** технологии явился нефтяной кризис в начале 1970-х гг. Тогда государства ближнего востока резко ограничили доступ США и Европы к запасам углеводородов. Известные компании BP и Shell начали активную разработку технологии

получения синтетической нефти. Но кризис закончился, нефть подешевела вновь, и до промышленного производства синтетической нефти дело так и не дошло. Созданную технологию не стали бросать, и компания Shell в 1993 г. в г. Бинтулу (Малайзия) построила завод, включающий 4 многотрубных реактора Фишера — Тропша производительностью 125 тыс. т/год каждый. Каждый реактор содержит около 10000 трубок. Синтез ведут в трехфазном реакторе с суспендированным слоем кобальтовых катализаторов. Процессу было присвоено название «Синтез средних дистиллятов» [4, 5]. Данный синтез отличался продуктами в основном длинноцепочечных углеводородов – восков, требующих наличия дополнительных установок и оборудования на заводе для их переработки. По-настоящему крупный, производительностью свыше 1,5 млн. т/год, завод третьего поколения Огух вышел на рабочую производительность в 2009 г. в Катаре по технологии компании Sasol. В конце 2011 г. Компания Shell закончила строительство крупнейшего в истории завода Pearl по выпуску синтетического топлива производительностью 6 млн. т/год [6].

Перспектива более широкого внедрения технологии ХТЛ («газ в жидкость») обуславливала совершенствование всех технологических стадий процесса, затрагивала прямое получение синтетической нефти, увеличение производительных сил данного процесса. Производительность относится к ключевым параметрам синтеза Фишера – Тропша, поскольку определяет экономическую выгоду всех стадий, результатом которых выступает необходимое синтетическое топливо. В современных установках катализатор Фишера-Тропша, имеющий высокую производительность и селективность, позволяет изменить экономические показатели технологии ХТЛ в положительную сторону, а также уменьшить габариты реактора, высота которого достигает 30 м, диаметр 8 м.

Четвертое поколение технологии синтеза Фишера-Тропша, испытания которого осуществляется на опытных установках, стремится свести к нулю недостатки третьего. Ученые, которые ведут разработку, прибегают к помощи высокопроизводительных структурированных катализаторов или микроканальных реакторов с интенсифицированным теплообменом, но существуют и иные предложения разной степени проработанности. Главные изменения, вносимые в стадию синтеза Фишера — Тропша, влекут за собой существенные перемены в других стадиях и общих энерго-технологических решениях. Несмотря на различия в применяемых технологических приемах у разных разработчиков, ХТЛ четвертого поколения характеризуется общими признаками:

- кратное увеличение производительности катализаторов в промышленных условиях;
- возможность компактного модульного размещения установок;
- радикальное упрощение технологической схемы за счет получения монопродукта непосредственно в реакторе Фишера — Тропша.

В настоящее время технологии нового поколения проходят стадию перехода: опытные эксперименты должны начать реализовываться в промышленных масштабах. Разработчики технологии четвертого поколения технологии ХТЛ видят своей целью создание перспективы, способной открывать новые промышленные горизонты путем простоты, компактности и существенного снижения экономических показателей.

Библиографический список

1. Крылова, А. Ю. Состояние процессов получения синтетических жидких топлив на основе синтеза Фишера-Тропша / А. Ю. Крылова, Е. А. Козюков // Химия твердого топлива. – 2007. – № 6. – С. 16-25.
2. Елисеев, О. Л. Технологии «газ в жидкость» / О. Л. Елисеев // Рос. хим. ж. (Ж. Росс. хим. об-ва им. Д.И. Менделеева). – 2008. – Т. LII. – № 6. – С. 53-62.
3. Четыре поколения технологии получения синтетического жидкого топлива на основе синтеза Фишера-Тропша / В. З. Мордкович [и др.] . // Катализ в промышленности. – 2015. – № 5. – С. 23-45.
4. Популярная механика [Электронный ресурс]: «Технология GTL». – Режим доступа: <https://www.popmech.ru/technologies/44841-tekhnologiya-gtl-izbavlyayet-ot-strakha-cto-neft-zakonchitsya/> (дата обращения 06.04.19).
5. Веб-сайт компании Shell. – Режим доступа: <https://www.shell.com/> (дата обращения 06.04.19).
6. Oil and Gas Journal «Gastech»: «Pearl GTL receives first gas». – Режим доступа: <https://www.ogj.com/articles/2011/03/gastech--pearl-gtl.html> (дата обращения 06.04.19).

Научный руководитель - Лосева Н.И., канд. хим. наук, доцент

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ

Савельев Я.В.

Томский политехнический университет

Согласно современных исследованиям одна из главных особенностей нашей информационной эры — это «оцифровка» данных, что нам даёт быстрые темпы прогресса. То, что еще вчера считались передовыми технологиями, сегодня уже являются рутинными, которые завтра сменят новые подходы и идеи, более эффективные и продуктивные. Этот процесс быстрой передачи информации по миру и благодаря этому происходит задействования огромного количества профессионалов, которые могут по той или иной специальности, улучшить или создать более оптимальную технологию, и поэтому прогресс движется быстрее, и компании, которые за ним не успевают, рискуют в лучшем случае остаться

на периферии рынка. В нефтяной отрасли ситуация еще острее, так как речь идет не только о конкурентной борьбе — легко добываемой нефти практически не осталось, поэтому приходится постоянно создавать и, в зависимости от сложности работы, дорабатывать технологии для нетрадиционных запасов и вести добычу в труднодоступных регионах. И «оцифровка» всех составляющих производства — не дань моде, а средство сохранить эффективность и успешность.

Главную тенденцию развития информационных технологий в последние десятилетия охарактеризовать можно, как переход от количества в качество. И правда, сегодня никого не удивишь ни оперативной памятью на 16 Гб, ни жестким диском на пару терабайт. Объемы получаемой информации растут в геометрической прогрессии, но для человека или компании огромная часть этих данных просто бесполезна отсюда мы, следовательно, и можем понять, что для нас необходимо научиться собирать и обрабатывать нужную информацию. Эта проблема решение, которой способно принести всем нам ощутимую пользу.

Принцип «зубной щетки»

Сбор информации сегодня уже не труден для нас — снабдить датчиками можно все что угодно — от любой вещи или промышленного машины в широком смысле слова до и самого человека. Например, по словам маркетологов, хитом прошлого года стали фитнес-гаджеты, позволяющие круглосуточно отслеживать состояние здоровья своего владельца. «Умный» браслет может посчитать ваш пульс или пройденные километры, а заодно вынести экспертное мнение по поводу вашего образа жизни с соответствующими рекомендациями. Еще более продвинутую судьбу в ближайшие годы эксперты пророчат обыкновенной зубной щетке. Не пройдет и нескольких лет, говорят они, как щетки начнут собирать сведения о состоянии наших зубов и передавать их напрямую в стоматологический кабинет. Нам останется лишь дожидаться приглашения на прием. Здесь мы и видим основной тренд автоматизации вещей — она перестает носить лишь индикаторный характер, приобретая новыми функциями за счет появившейся возможности накапливать, обрабатывать и передавать данные на огромные расстояния, и это по не многу переходит в автоматизацию процессов нашей повседневной жизнедеятельности.

В нефтяной промышленности тенденция коснулась всех направлений — от добычи до сбыта. Современное месторождение немислимо без постоянного сбора информации с состояния скважин и внутрискважинного оборудования, трубопроводов и наземной инфраструктуры, её оцифровке и дальнейшей обработке. Получаемые данные позволяют нам отслеживать показатели производства в реальном времени и своевременно реагировать на изменения процессов, предупреждать поломки и аварии, экономить электроэнергию и другие ресурсы.

Мониторинг по принципу «зубной щетки» применяется в сферах переработки и сбыта, выполняя отслеживание пригодности оборудования к работе. Что касается развития датчиков в будущем, то улучшение их тех-

нических характеристик и повышение эффективности работы, безусловно, важны, но главная задача все-таки находится в более интеллектуальной плоскости. Все эти большие массивы данных должны приносить пользу, которая приносит компании прибыль. Только и только в таком случае затраты на автоматизацию оправдывают себя в полной мере. В идеале должна быть автоматизированная полностью система, где данные с любых датчиков и о любых процессах накапливаются, классифицируются, анализируются и в конечном итоге создаёт основу моделей, позволяющих принимать важные решения в нужный момент. То есть ценность данных должна многократно увеличиваться благодаря информационным технологиям, а сами они — превращаться в коммерческий ресурс.

Принцип мобильности и полезности

Другой тренд, уже популярный в мире и пришедший в промышленные отрасли, — это глобальный переход на мобильные устройства. Где вы чаще смотрите почту, соцсети, новости? На персональном компьютере или в телефоне и планшете? Большинство ответит в пользу мобильных устройств. Независимость от стационарных средств связи не просто удобна, бизнесу она приносит реальные прибыль и экономию. Для обычных офисных или в кафешках быстрого питания сотрудников польза от мобильности очевидна, и уже сложно представить менеджера как минимум без сотового телефона. В рамках мобильного офиса многие компании уже начинают практиковать удаленную работу, экономя на аренде помещений и прочих услугах.

Создаётся большое количество приложений для мобильных устройств и каждое из них может иметь любую область применения. Это делает приложения универсальными, следовательно, и востребованными для работы с производственными активами. Такие гиганты, как Shell или ExxonMobil, уже используют технологию цифрового контроля развития проектов с применением мобильных устройств. В области разведки и добычи это означает, что вся информация о разработке месторождения обрабатывается и с помощью специальных приложений выводится на мобильные устройства заинтересованных лиц в режиме реального времени. Оператор проекта может видеть на своем планшете, как идет бурение или добыча, а топ-менеджер — бизнес-аналитику. Мобильность в этом случае обеспечивает круглосуточный контроль и быстроту принятия решений.

Не менее нужными могут оказаться мобильные переносимые устройства для проверки качества швов на стыке трубопроводов непосредственно на месте их эксплуатации, не приостанавливая сам процесс работы и при том, не повреждая проверяемый объект. Такие опережающие развития изобретения называются бетатроны, разработанные учеными Томского политехнического университета (ТПУ). Так, ответственный за обеспечение контроля прочности сварки или литья на том или ином заводе, сможет легче найти дефекты и исправить их. Эта разработка может просканировать не только готовые швы или изделия, но и детали в процессе их изготовления, что позволяет еще на стадии производства избежать риска появления

бракованной продукции. Преимущества этого устройства в его характеристиках: блок питания SEA-7 весит порядка 30 кг, в то время как его предшественника РХВ — около 70 кг; мощность бетатрона SEA на энергию 7 мегаэлектронвольт (МэВ), в то время как мощность излучения предыдущей версии бетатрона РХВ в два раза ниже — 5 рентген на метр в минуту и благодаря этому можно «просвечивать» сталь толщиной до 40 сантиметров. Такое мобильное устройство будет без каких-либо проблем помогать человеку в его работе. Что касается сбыта, то мобильность здесь — прямой доход для компании за счет оптимизации логистики и сокращения потерь.

Синтез

Мобильные технологии дают новые коммуникационные возможности и меняют облик любого среднестатистического сотрудника, при чём не важно в какой он работает области промышленной или социальной. Изменения коснутся всех. Объединение информационных и промышленных технологий приводит к тому, что участие человека сводится к удаленному контролю над действиями в процессах работы и своевременной помощи, при возникновении проблемы. Плюс развитие мобильных приложений позволяет нам предсказать ближайшие изменения в самом принципе принятия решений, в котором главную роль будет играть мнение не одного узкопрофильного специалиста, а компетентного экспертного сообщества.

Библиографический список

1. Москалев, В. А. Бетатроны : монография / В. А. Москалев, В. Л. Чахлов; Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 267 с.
2. Черкасов, М. В. «Умные» технологии в нефтегазовой отрасли / М. В. Черкасов // Control Engineering. Россия. – 2015. – № 3. – С. 20 – 22.
3. Морошин, А. Готов к труду и бетатрону / А. Морошин // Коммерсантъ Деньги. – 2016. – № 8. – С. 44 – 46.
4. Долотовский, И. В. Информационно-аналитическое обеспечение систем управления энергопотреблением нефтегазовых предприятий / И. В. Долотовский, Е. А. Ларин, Н. В. Долотовская // Международный журнал экспериментального образования. – 2015. – № 11. – С. 132 - 135.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЦИФРОВИЗАЦИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ

Салеев Д.С.

Филиала ТИУ в г. Нижневартовске

Цель работы: Исследовать основные технологии цифровизации нефтегазового комплекса, рассмотреть дальнейшие перспективы развития технологий.

Актуальность: Частота использования цифровых технологий с каждым годом возрастает. Разрабатываются новые способы упрощения проведения производственных работ. Использование цифровых технологий способно положительно повлиять на скорость проведения технических работ без потери качества результатов, а также без увеличения стоимости проводимых расчетных работ.

Введение: Процесс добычи нефтяных залежей является достаточно трудным с точки зрения расчетов, требуемых для корректного проведения работ. Большая часть времени уходит на расчеты и исследование месторождений. Поскольку время играет важную роль в производстве, требуется переходить от традиционных методов к более новым. Использование цифровых технологий является решением множества вопросов, которые требуют затрат достаточного большого количества времени.

Что мы понимаем под цифровизацией

На данный момент цифровые технологии представляют собой перечень следующих сервисов:

- Цифровые двойники - виртуальные прототипы реального физического изделия, группы изделий или процесса, суть которого заключается в сборе и повторном использовании цифровой информации.
- Машинное обучение - класс методов искусственного интеллекта, характерной чертой которых является не прямое решение задачи, а обучение в процессе применения решений множества сходных задач.
- Блокчейн - это распределенная база данных, у которой устройства хранения данных не подключены к общему серверу.
- BigData – Сервис структурированных и неструктурированных огромных объемов данных, обрабатываемых горизонтально масштабируемыми программными инструментами.
- IoT – концепция вычислительной сети физических предметов, оснащенных встроенными технологиями и программным обеспечением для взаимодействия друг с другом.
- AR/VR - концепция системы, задача которой направлена на создание виртуальных объектов и взаимодействие с ними.
- Кибер-безопасность - процесс использования мер безопасности для обеспечения конфиденциальности, целостности и доступности данных.

Цифровизация нефти способна в разы ускорить и упростить процессы добычи нефтяных залежей. Использование цифровых двойников, сервисов BigData, IoT, AR/VR даст возможность оптимизировать различные мероприятия по расчетам и исследованиям настолько, что данные процессы будут занимать минуты.

Использование роботов позволит понизить время выполнения поставленных объемов работ за счет возможности безостановочного функционирования. Различные датчики позволят контролировать любые процессы без участия человека. Благодаря системе, основанной на использовании нейронных

сетей программы, с помощью которых будут осуществляться работы, смогут использовать данные, полученные в ходе последних операций и использовать их для более быстрого проведения работ в следующий раз. Проще говоря, программа сможет использовать полученные данные для «саморазвития».

На данный момент ведущие нефтяные компании с 2018 года ведут активный процесс внедрения цифровых технологий в нефтяную отрасль. Эффективное и целенаправленное внедрение инновационных технологий уже с первого года дает возможность получить постоянно нарастающий финансовый поток реализации интеллектуальных инновационных технологий высоких переделов. Созданные технологии дают возможность повысить конкурентоспособность на рынке отечественной продукции, а также обеспечить технологическую независимость нефтегазового комплекса страны.

В геологоразведке сейчас активно используется способ построения 3D моделей разрабатываемых месторождений, что способствует более точному и, самое главное, более быстрому освоению месторождения и получению информации о нем. В бурении применяются технологии по дистанционному контролю проведения процесса бурения. Все данные в режиме прямой трансляции направляются в штат, где работники уже контролируют проходящие процессы.

В таблице №1 представлены результаты использования цифровых технологий в нефтегазовом комплексе.

Таблица № 1

Эффекты цифровизации в геологии и ггр

Цифровые технологии	Результаты использования
Цифровой двойник сейсморазведочных работ	30% ускорение полевого этапа работ
Виртуальная лаборатория экспериментов	30% оптимизации времени проведения исследований
Машинное обучение в интерпретации ГИС	80% сокращение времени интерпретации
Экспертная система планирования исследований	Оптимизация 500 млн. руб.
Машинное обучение в интерпретации керна	Кратное сокращение времени интерпретации
Экспертная система верификации данных	Экономия 20 чел-лет рутинных трудозатрат
Экспертная система поиска пропущенных интервалов	До 1 млн. т. Доп. Добычи
Цифровой керн	Моделирование фильтрационных и физико – химических процессов
Машинное обучение прогнозирования литологии	Достижение эффективности проходки – 90%
Мета моделирование процессов разработки	90% сокращение времени ГДМ
Интеллектуальное рабочее место геолога	100% покрытие проектов геолога – экономической оценки

К сожалению, на данный момент цифровые технологии не используются настолько, чтобы полностью сделать процесс исследования месторождений и добычи нефтяных залежей максимально автоматизированным. Поэтому обязательным пока что является участие человека. Если же использование искусственного интеллекта будет разрастаться в глобальных масштабах, то наличие людей на производстве вовсе станет необязательным фактором. Сотни тысяч датчиков смогут отслеживать любые действия, работы, проводимые в процессе добычи. Каждый элемент управления сможет находиться под контролем системы безопасности, которая, в свою очередь, будет контролировать техническое состояние каждой части огромной системы месторождения. Интеллектуальные системы, основанные на нейронных сетях, будут работать в тандеме с Data – центрами, получая и анализируя информацию, которая требуется для создания 3D-моделей пластов месторождений, а также для проведения успешных работ по бурению скважин.

Данная система поможет ликвидировать следующие недостатки:

- Затраты на использование рабочей человеческой силы;
- Трата драгоценного времени на аналитику и расчеты;
- Высокие вероятности аварий из-за человеческого фактора;
- Непредсказуемые чрезвычайные ситуации;

А также принесет достаточное количество положительных факторов:

- Оптимизация путей доставки информации;
- Повышение производительности без потери качества и роста цен на производство;
- Минимизирование времени ремонта при аварийных остановках за счет прогнозирования;
- Использование удаленного центра мониторинга и диагностики критического оборудования

Библиографический список

1. Особенности цифровой трансформации активов при реализации инвестиционных нефтегазовых проектов/ Еремин Н.А. // Газовая промышленность. – 2019. - № 4 (783) .– Режим доступа : <https://elibrary.ru/item.asp?id=37280103>

2. Цифровизация нефтегазового производства в России и странах ЕАЭС / Н. А. Еремин [и др.]. // Цифровизация нефтегазового производства в России и странах ЕАЭС. – Режим доступа : <https://elibrary.ru/item.asp?id=35387011>

3. Бессель, В. А. Нефтегазовый комплекс – аналитика, прогнозы / В. А. Бессель // Нефтегазовый комплекс - аналитика, прогнозы. – Режим доступа : <https://elibrary.ru/item.asp?id=36605989>

4. Data-driven remote condition monitoring optimizes offshore maintenance, reduces costs/ Morten Iley, Edmund Knutsen. – Access mode : <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/public.1515421483.25faae8c0181428ad94e8dd3430cb132c748a840.wo-1217-offshore-technology.pdf>

Prospects for the development of digitalization in the oil and gas sector.

Purpose: to study the main technologies of digitalization of the oil and gas complex, to consider further prospects for the development of technologies.

Relevance: the Frequency of use of digital technologies is increasing every year. New ways of simplification of carrying out of production works are developed. The use of digital technologies can positively affect the speed of technical work without loss of quality results, as well as without increasing the cost of the calculation work.

Научный руководитель – Чебыкина Ю.Б., младший научный сотрудник

АНАЛИЗ АНТИКОРРОЗИОННЫХ ЗАЩИТ НЕФТЕГАЗОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Саляхова А.Р.

Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

В данной статье мы рассмотрели актуальный вопрос, а именно виды антикоррозионной защиты трубопровода. Мы выявили главные причины появления данной проблемы, а после провели сравнительный анализ методов борьбы с коррозией и изучили новый инновационный способ защиты нефтепровода. Это и являлось нашей задачей. На территории России трубопроводы являются основным видом транспортировки нефти и газа. Более 100 лет этот способ является надежным и безопасным способом доставки нефтепродуктов от месторождений к потребителям. Коррозия приводит к преждевременному износу оборудования, достаточно сильно увеличивает потребность в ремонте оборудования, а так же, непосредственно, уменьшает процент транспортируемого продукта из-за его потери.

Первые разрушения от коррозии проявляются после шести лет эксплуатации. Из-за этого оформляются годовые планы и графики по своевременному профилактическому обследованию трубопровода.

Эффективная защита от данной проблемы может быть осуществлена при:

- 1) своевременном обнаружении коррозионного разрушения;
- 2) выявление его величины;
- 3) главное - выбор метода устранения данного разрушения.

Для борьбы с коррозией существуют пассивные и активные способы защиты.

Для эффективной службы трубопровода, его изоляционное покрытие должно соответствовать главным требованиям, а именно:

1. Иметь высокие диэлектрические свойства;
2. Быть сплошными;

3. Иметь высокую адгезию к металлу трубопровода;
4. Иметь свойство водонепроницаемости;
5. Иметь высокую механическую прочность и эластичность;
6. Обладать высокой биостойкостью;
7. Быть термостойкими;
8. Конструкция покрытий должна быть упрощена;

Итак, непосредственно, перейдем к самим покрытиям. Различают мастичные, полимерные и комбинированные покрытия.

Мастичные.

Различают битумные мастики и асфальтосмолистые.

Битумные: основной и главный плюс данного покрытия это высокая адгезия к металлу трубопровода. Так же работа при минусовых температурах возможна.

Асфальтосмолистые: имеют физико-механическими свойствами (пластичность, вязкость, адгезия и др.) более высокие, чем битумные, их стоимость ниже по сравнению с битумной мастикой [1]. Коэффициента теплопроводности на порядок выше, чем у битумов. Так же упрощена конструкция покрытия.

Следующие покрытия – полимерные.

1. Полиолефин: обладает высокой эластичностью, механические и электрические свойства очень высоки, обладает морозостойкостью (ниже -70 °С), водостойкий, биостойкий.

Недостаток: более опасен, так как легко загорается, очень низкая прилипаемость к металлу, медленно деформируется.

2. Полиуретановые смолы: устойчивы к действию кислот, масел, бензина, обладают высокой адгезией к стали, прочностью, диэлектрическими свойствами, низким водопоглощением [1].

Недостаток: при низких значениях температуры совершенно непригоден в использовании (что непосредственно очень важно для нашей местности).

3. Термоусаживающиеся материалы: обладают высокой адгезией, высоким коэффициентом теплопроводности.

4. Эпоксидные смолы: имеют высокую прилипаемость (адгезию) к металлу, высокие механические свойства, водостойкость, термостойкость, химическая стойкость, хороший диэлектрик.

Недостаток: недостаткам этих покрытий относятся низкая ударная прочность.

5. Полимерные ленты: имеют высокие диэлектрические, механические свойства, а также высокая адгезия с металлом трубопровода и герметизация из-за отличного клейкого слоя.

Недостаток: недостатком этих лент является постепенная утрата адгезии к металлу.

И третий вид это комбинированные. Так же мы нашли новые инновационные изоляционные покрытия. Компания «Плакарт» свыше 20 лет развивает современные технологии обработки поверхности методом напыления и наплавки.

Один из методов защиты от коррозии является «СПРАМЕТ». СПРАМЕТ – это набор комбинированных металлизационно-лакокрасочных покрытий по борьбе с коррозией и служит он на срок до 50 лет.

Главные достоинства.

Преимущества: химическая стойкость, устойчивость к механическим повреждениям, воздействию атмосферных осадков, теплостойкость. Отсутствие ограничений по размеру объекта напыления на месте эксплуатации или в процессе монтажа. Большой выбор материалов для защиты объектов различного назначения (рис.1).

Метод нанесения: электродуговая металлизация.

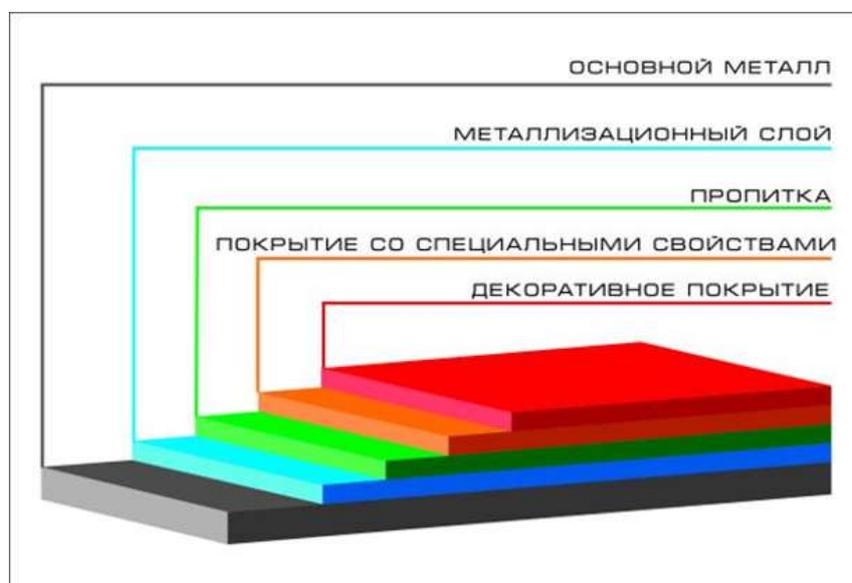


Рисунок 1. Слои защитного покрытия «СПРАМЕТ»

Итак, в заключении нашего доклада, подведем итоги. Мы провели сравнительный анализ антикоррозионных защит трубопроводов и пришли к выводу, что лучшим в своем деле является:

Асмол – он более эффективен, поскольку, наиболее соответствует данным требованиям нашей местности и условиям, а так же его нанесение менее затратно, чем остальные.

Такие выводы могут быть подтверждены на практике. Летом 2009 г. было проведено комиссионное обследование состояния данного изоляционного покрытия после нескольких лет эксплуатации на ряде газопроводов ОАО «Газпром». Данное исследование показало и доказало, что после 5 – 6 лет эксплуатации, покрытия сохранили свои защитные свойства и обеспечивают пассивную защиту газопроводов от почвенной коррозии [2].

Достоинства данного покрытия и данные факты позволяют рекомендовать Асмол для магистральных нефтегазовых трубопроводов.

Библиографический список

1. Коршак, А. А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: учебник для вузов / А. А. Коршак, А. М. Нечваль. – Санкт-Петербург : Недра, 2008. – 488 с.

2. Черкасов, Н. М. Опыт применения изоляционных покрытий на основе нефтеполимера асмол для ремонта магистральных трубопроводов / Н. М. Черкасов, И. Ф. Гладких, В. А. Филимонов // Нефтегазовое дело. – 2010. – №1. – С.85-94.

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

КОРРЕКТИРОВКА ПРОЕКТНО-СМЕТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ НА ОБЪЕКТЫ ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Субботина Т.Е.

Тюменский индустриальный университет

После таких этапов, как заключения договора на разработку проектно-сметной документации (ПСД), разработки ПСД и получения положительного заключения органа государственной экспертизы, у заказчика может появиться необходимость корректировки ПСД данная процедура регламентируется п. 7 ст. 52 Градостроительного кодекса.

Документом, регулирующим отношения между заказчиком и подрядчиком, является договор подряда. Изменения, вызванные уточнениями и дополнениями, производятся разработчиками на основании задания заказчика, опирающегося на фактическое состояние строительства. Корректировка проектной документации проводится проектировщиком по заданию заказчика. Если есть изменения, связанные с выявлением дополнительных объемов, то корректировка ПСД производится с оформлением дополнительного соглашения к договору или отдельного договора на корректировку. Если заказчик имеет аттестат соответствия, то по согласованию с разработчиком может производить корректировку ПСД собственными силами и не заключать дополнительный договор. За допущенные отступления от проекта без согласования с разработчиком в ходе строительства автор ответственности не несет.

Корректировка утвержденной ПСД производится на основании задания на проектирование. Также дополнения и изменения должны быть согласованы с разработчиком для успешного проведения авторского надзора. Авторский надзор является обязательной процедурой от начала и до окон-

чания строительства. Если корректировка ПСД проводится собственными силами заказчика, то авторский надзор осуществляется имеющимся в подчинении заказчика проектный отдел.

Если при корректировке происходит изменение технико-экономических показателей проекта, то необходимо произвести повторную государственную экспертизу в установленном государством порядке.

При полном изменении документации, необходимо указывать основания для корректировки. Основные факторы, при которых необходимо переутверждение ПСД:

- изменение проектных решений, в результате которых изменилась сметная стоимость проекта;
- внесение изменений в законодательства РФ, содержащего нормативные требования к проектированию в строительстве;
- изменение налогообложения на материально-технические ресурсы;
- изменение технических условий;
- изменение или дополнение задания на проектирование;
- ошибки организаций, разрабатывающих ПСД.

Государственная экспертиза не проводится если:

- исправленная проектная документация уже проходила экспертизу и получила положительную резолюцию по итогам;
- внесенные в проект поправки не коснулись конструктивных и прочих характеристик надежности и безопасности объекта;
- корректировка проекта не привела к увеличению сметы на строительство.

Для принятия решения о корректировке проекта в орган государственной экспертизы предоставляются следующие документы:

- письмо с изложением причин корректировки и переутверждения ПСД, основные ТЭП;
- сведения о состоянии строительства на конец предшествующего квартала;
- анализ причин изменения сметной стоимости с ссылками на соответствующие нормативные акты и другие документы, подтверждающие изменение сметной стоимости;
- копии документов из органов государственной экспертизы о ранее утвержденной ПСД.

Если корректировка затрагивает архитектурно-планировочные решения, то нужно согласование как с органом градостроительства, так и с автором проекта. После переутверждения ПСД заказчик обязан о внесенных изменениях уведомить орган, выдавший разрешение на строительство.

Когда подрядчик в ходе строительства находит неучтенные расходы, которые увеличивают сметную стоимость, он должен сообщить об этом заказчику в течение 10 дней. Иначе заказчик может не восстановить излишние расходы подрядчика. Если заказчик согласовал объем дополнительных работ в соответствующем порядке, то он не вправе отказаться от их оплаты.

Инициатором введения изменений в проектную документацию может как подрядчик, так и заказчик. Если стоимость корректировок не превышает 10% от общей стоимости, то поправки документации делают в рамках прежней сметной документации. Если стоимость дополнительных работ превышает 10% от общей стоимости, то изменения согласуются за счет составления дополнительной сметы.

Если строительство приостановлено по каким-либо причинам на 2-3 года, то заказчик обязан предоставить документацию на повторную экспертизу для проверки соответствия ПСД действующему законодательству. Проектно-сметная документация должна соответствовать новым требованиям, до начала возобновления работ на строительной площадке.

Стоимость корректировки зависит от объема выполняемых проектных работ с учетом понижающего коэффициента, согласованного между заказчиком и проектировщиком, и трудоемкости работ.

Библиографический список

1. Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29.12.2004 №190-ФЗ [Электронный ресурс] // КонсультантПлюс. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_51040

2. Коновалова, Е. А. Особенности корректировки сметной документации на обустройство нефтяных и газовых месторождений стадии «проект» и стадии «рабочая документация» на примере приемо-сдаточного пункта (псп) новопортовского месторождения / А. Н. Коркишко, Е. А. Коновалова // Фундаментальные исследования. – 2017. – № 2. – С. 147-152.

Научный руководитель - Набоков А.В., канд. техн. наук, доцент

РАЗВИТИЕ ПРОИЗВОДСТВА НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Худайбердиев А.Т.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Аннотация. В данной статье исследуется рынок производства и потребления оборудования для нефтегазовой отрасли. А также описаны перспективы развития отрасли в целом. Определяется доля отечественного производства на рынке оборудования для нефтегазовой отрасли.

Буровые установки занимают 70% потребления оборудования нефтегазового комплекса.

С 2009 года количество буровых установок в России увеличилось на 36%. Такая тенденция связана с рядом предпосылок:

- увеличение эффективности бурения
- рост доли установок превышающих возраст 20 лет (не эксплуатируются в связи с нерентабельностью транспортировки)

Рост объемов строительства скважин, соответственно обновление парка будут характеризовать рост рынка буровых установок в 2011-2022 г. [2, с. 452]

В начале 2000-х первые позиции на рынке удерживали китайские производители (Sichuan Honghua Petroleum Equipment и RG Petro – Machinery). В совокупности ими было занято 45% отечественного рынка буровых установок. Но дальнейшего укрепления позиций не последовало из-за ограниченности в области изготовления установок с учетом климата в северных областях нашей страны.

По мнению экспертов RPI около 41% рынка на 2017 г. БУ занимают отечественные производители. В 2010 году доля российских компаний стала расти в связи с созданием на базе завода «Уралмаш» нового «Уралмаш Нефтегазовое оборудование Холдинг» (УНГОХ) который производит широкий спектр нефтегазового бурового оборудования. [3, с. 3]

В настоящее время 55% российского сегмента находится в руках УНГОХ. Когда в сентябре 2017 года имущество ВЗБТ (Волгоградский завод буровой техники) было выставлено на торги у УНГОХ по сути не осталось конкурентов. Но в начале 2000-х на российском рынке обосновались дочерние компании крупных иностранных фирм – Бентек (г. Тюмень) - Германия и «НОВ-КОСТРОМА» (г. Волгореченск) - США.

В сфере производства труб для бурения, добычи и эксплуатации потребление составляет около 2 млн. тонн в год. 90% данного сегмента занимают отечественные производители.

Из них обсадные трубы - 66%; - НКТ - 31%; бурильные трубы – 3%. [1, с. 116]

Основные отечественные производители:

- ТМК (Трубная металлургическая компания) занимает 38% на рынке нефтегазовых труб РФ

- ОМК (Объединенная металлургическая компания) – 31%
- Группа ЧТПЗ (Челябинский трубопрокатный завод) – 21%
- ПАО «Северсталь» - 6%
- Прочие компании – 4%

В сфере производства гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ) объемы потребления в год составляют – 2300 км. труб (5,7 млрд. руб.)

- 90% рынка заняты импортными ГНКТ
- Лишь 10% сегмента производит АО «УралтрубМаш»

Главные импортеры США и Китай:

- GLOBAL TUBING(США)
- TENARIS(США)

- QUALITY TUBING (NOR)
- JASON OIL & GAS EQUIPMEN (США)
- China National Petroleum Corporation(Китай)

Сегмент насосов для добычи и эксплуатации нефтегазовых скважин.

Структура рынка насосов:

- ЭЦН - 63%
- ШГН - 34%

Винтовые и др. (диафрагменные, гидропоршневые, магистральные, мультифазные, струйные) - 1%

Российские производители ЭЦН: «Борец», «НОВОМЕТ», «АЛНАС». Долю иностранных компаний в основном на 68,2% всех импортных ЭЦН представляет американская компания BAKER HUGHES, далее с долей 22,7% идет сингапурская фирма REDA PRODUCTION SYSTEMS. А потребителями являются Роснефть, ЛУКОЙЛ, Сургутнефтегаз и др. (рис.2)

Далее нами был исследован сегмент рынка - компрессоры.

В силу сформировавшейся структуры отечественные производители компрессорного оборудования занимают определенные ниши на рынке. Продукция различных производителей не всегда является конкурирующей, так как по техническим характеристикам они почти не пересекаются. И поэтому как таковой жесткой конкуренции нет. Можно сказать, что каждое предприятие монополист в своем сегменте. Конкуренция иностранных поставщиков незначительна, поскольку продукция импортного производства несоотносимо дороже. При изначально более высокой цене продукция импортных производителей обходится дешевле с точки зрения полной эксплуатации и владения. Причем система управления для компрессорных станций практически на 100% - импортная (COMPEX, Dresser-Rand). [4, с. 893].

Главный критерий в данном сегменте – это возможность поставки оборудования с необходимыми характеристиками.

Заключение

В заключение хочу сказать о направлениях развития нефтегазового комплекса и импортозамещения. На данный момент поставлены следующие основные направления развития нефтегазовой отрасли:

- срочные (к 2016): технология гидроразрыва пласта (ГРП); технология наклонно-направленного бурения
- среднесрочные (к 2019 г: катализаторы для нефтеперерабатывающих производств и нефтегазохимии; программные средства для процессов бурения и добычи углеводородного сырья и добычи углеводородного сырья; разработка трудно извлекаемых запасов; снижение попутного нефтяного газа; технологии переработки углеводородного сырья; интегрированный сервис строительства скважин; газовые турбины высокой мощности
- долгосрочные (к 2022г): шельфовые проекты; применение гибких насосно - компрессорных труб (ГНКТ)

Для исполнения отдельных пунктов направлений развития нефтегазовой отрасли важно увеличение отечественного производства нефтегазового оборудования. Согласно приказу Минпромторга РФ (№ 1868 от 07.06.16) к 2020 году планируется сократить закупки импортного оборудования с 60 до 43%.

Библиографический список

1. Большой справочник инженера нефтегазодобычи. Разработка месторождений. Оборудование и технологии добычи / Под ред. У. Лайонза и Г. Плизга; Пер. с англ. – Санкт-Петербург : Профессия, 2009. – 952 с.
2. Булатов, А. И. Справочник инженера по бурению. В 2-х т. Т. 1 / А. И. Булатов, А. Г. Аветисов. – Москва : Недра, 1985. – 414 с.
3. Ишемгужин, Е. И., Надыршин Р.Ф., Шаисламов Ш.Г. Обработка параметров бурения для оценки состояния глубинного оборудования / Е. И. Ишемгужин, Р. Ф. Надыршин, Ш. Г. Шаисламов // Нефтегазовое дело. – 2006. – Т.4. – № 2. – С. 4 - 9.
4. Промышленное газовое оборудование : Справочник. – Изд. 5-е, перераб. и доп. – Саратов : Газовик, 2010. – 992 с.

Научный руководитель - Чебыкина Ю.Б., младший научный сотрудник

ОСОБЕННОСТИ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА НА АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ

Худайбердиев А.Т.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Освоение шельфа является приоритетным направлением развития нефтегазового сектора согласно приказу Минэнерго РФ.

Арктика обладает огромными запасами разнообразных полезных ископаемых, в том числе углеводородов.

По прогнозу запасы нефти и газа содержат Тимано-Печорская, Енисейско-Лаптевская, Баренцево-Карская, Индигиро-Чукотская нефтегазодносные провинции, а также Южно-Ямальская, Лено-Анабарская и Анадырская нефтегазодносные области.

Факторы, осложняющие процессы бурения и добычи нефти и газа на арктическом шельфе:

- низкие температуры, холодное море, льды;
- высокая сейсмичность
- полярная ночь;
- большая глубина залегания ресурсов;
- удаленность месторождений от ближайших населенных пунктов.

Природные условия для каждого района также различны. В Карском море накопилось много льда, чего нельзя сказать о Северном. Особенностью Обского залива является пресная вода, соответственно, лед в этом районе более плотный и плотный. Поэтому каждый разработанный проект по бурению и добыче нефти и газа должен быть уникальным. Советский Союз уделял больше внимания разработке континентальных месторождений. Из-за вышеперечисленных факторов арктический шельф долгое время не осваивался, что привело к отсутствию проверенных горных технологий и инфраструктуры, и фактически сводилось к созданию системы морской геологоразведки. Большинство технологий нужно брать у норвежцев, американцев и т. д.[3]



Рисунок 1. Распределение начальных суммарных ресурсов по акваториям России

Проанализировав структуру распределения суммарных ресурсов (рис.1) можно понять, что наибольшая доля приходится на Западные моря – Карское, Печорское и Баренцево.

На шельфе нефть добывается со стационарных платформ. Основными требованиями к этому объекту являются способность противостоять морским течениям под водой, агрессивной морской среде. Также необходимо изолировать эксплуатационные скважины от воздействия окружающей среды.[5]

Технологии заканчивания скважин различают подводное и надземное расположение устья скважины. [4]

Большая часть шельфа России является арктической с экстремальными природно-климатическими условиями. Главными проблемами при освоении арктического шельфа являются сложная ледовая обстановка, а именно опасность айсбергов, и отсутствие круглогодичного доступа плавучих технических средств к месторождениям, а значит, и отсутствие круглогодичной возможности разведки и разработки. В мире активно применяются подводные системы добычи. В России впервые подводные ком-

плексы добычи применили при эксплуатации Киринского ГКМ. Существуют также проблемы применения подводных комплексов - отсутствие буровых установок для бурения скважин круглый год, необходимость обеспечения круглогодичного технического контроля (в случае аварийных ситуаций). Решить данные проблемы можно с помощью подводных систем технического обслуживания.

Также еще одной яркой особенностью бурения нефтяных и газовых скважин являются экологические риски, связанные с этим процессом.

Экспериментально было заявлено, что буровые работы неизбежно сопровождаются значительными выбросами веществ в атмосферу и в море. В соответствии с действующим российским законодательством отработанный буровой раствор должен быть сброшен в отдельные контейнеры, а затем доставлен на берег для дальнейшей обработки или очистки перед отправкой на берег. К сожалению, эти меры не реализованы. В настоящее время не существует эффективной технологии обработки буровых растворов, и резервуары переполнены. [2]

Существует две группы аварий при бурении на шельфе: неожиданные залповые выбросы и регулярные «нормальные» выбросы.

Опасность последних заключается в их регулярности. Это приводит к постоянному негативному воздействию на морскую экосистему. [1]

Выводы. Следует отметить, что с сентября 2014 года Европейский Союз запретил своим компаниям предоставлять буровые, геофизические, геологические, логистические, управленческие и другим услуги российским компаниям для разведки и добычи глубоководной арктической нефти. В ряде областей отечественной добычи нефти и газа зависимость от импортного оборудования из-за рубежа очень высока, например, российские производители производят только 15% потребности компаний в оборудовании, а российских аналогов по ряду наименований вовсе нет.

Миру необходим баланс между экономическими интересами всех стран на арктическом шельфе, с одной стороны, и обеспечением экологической безопасности в арктическом регионе, с другой.

Проанализировав, можно выделить несколько выводов:

- Ни одна нефтегазовая компания не владеет эффективной технологией, гарантирующей экологическую безопасность на арктическом шельфе. Необходимо регулярно проводить исследования на шельфе, чтобы отслеживать изменения в экосистеме и ландшафте.

- Важное значение имеет всесторонняя поддержка со стороны государства российского машиностроения и научных обществ, занимающихся изготовлением и проектированием современных видов нефтегазового оборудования, машин, приборов, инструмента и т. Д. на основе новых технологий в нефтегазовой отрасли и смежных отраслях экономики.

- Нефтяные и газовые компании часто отказываются продолжать свои планы по изучению арктического шельфа из-за больших экологических ограничений и суровых погодных условий в районе, недоступной инфраструктуры.

Библиографический список

1. Богоявленский, В. И. Арктический шельф: природно-техногенные угрозы экосистеме при освоении ресурсов нефти и газа / В. И. Богоявленский // Проблемы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций в Арктике, включая вопросы аварийных разливов нефти : международная конф. 20 - 22 августа 2013 г. – Нарьян-Мар, 2013. – С. 119 - 135.
2. Об основах государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2020 года и дальнейшую перспективу : постановление Правительства Рос. Федерации от 21 апреля 2014 г. № 366 // Правительство России . – Режим доступа : <http://government.ru/info/18359/>
3. Малашенков, Б. М. Проблемы и перспективы разработки нефтегазовых месторождений на арктическом шельфе Российской Федерации [Электронный ресурс] / Б. М. Малашенков, Л. И. Акчурин // Вестник Московского университета. Серия 21. Управление (государство и общество). – 2015. – № 2. – С. 49 - 64. – Режим доступа: <https://rucont.ru/efd/353617>
4. Особенности бурения скважин на арктическом шельфе [Текст] : учебное пособие / В. Г. Кузнецов [и др.]. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2016. – 53 с.
5. Савина, А. Н. Газпром нефть шельф : Проект освоения Приразломного месторождения / А. Н. Савина // Rogtec: Российские нефтегазовые технологии. – 2016. – № 45 – С. 14 - 23.

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

МЕТОДЫ ДЛЯ ОЦЕНКИ РАЗМЕЩЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКИ ОПАСНЫХ ОБЪЕКТОВ НА ПРИМЕРЕ ПОЛИГОНА ТОКСИЧНЫХ ОТХОДОВ САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ПЕРСПЕКТИВЕ ГЛОБАЛЬНОГО ПОТЕПЛЕНИЯ

Худайбердиев А.Т.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Актуальность связана с запретом строительства полигона для переработки токсичных нефтесодержащих отходов (НСО) на Самотлорском месторождении. Данный проект не смог пройти общественные слушания, которые проводились три раза. Инициатором строительства полигона выступило МЧС России. Была заявлена благая цель – усиление защиты населения от огромных скоплений нефтесодержащих отходов, собравшихся за несколько десятилетий. Полигон был объявлен пилотным, т.е. подобные ему планировалось создать и в других регионах РФ после наработки опыта с первым. Но жители Нижневартовска, Излучин-

ска и близлежащих городов и поселков посчитали, что полигон несёт серьёзную экологическую угрозу, и не согласились с его строительством. Площадь полигона по генеральному плану должна была составить **60000 м² (6 Га)**. В случае полного заполнения всех амбаров и площадок объём токсичных НСО составит более **30 тыс. м³**. [2]

Гипотеза. Мы считаем, что полигон для переработки НСО на территории ХМАО-Югры необходим. Но требуется выбрать иное место для его сооружения. По нашему мнению, последнее может служить примером удачного пространственного соотношения. Село находится на расстоянии 14,5 км от планируемого полигона, т.е. на много ближе чем Излучинск (около 22 км) и Нижневартовск (около 30 км). Но Большетархово в зону опасного экологического влияния может попасть лишь частично при стечении неблагоприятных факторов: очень сильное задымление, северо-западный ветер и др.

В данной работе **объектом исследования** нами выбран полигон для переработки токсичных нефтесодержащих отходов (НСО) на Самотлорском месторождении.

Предмет – оптимизация размещения полигона НСО относительно г. Нижневартовск, п.г.т. Излучинск и с. Большетархово.

Цель – определить критерии для оптимального размещения полигона НСО в связи с ростом вероятности природных опасностей (землетрясения, наводнения, пожары).

Задачи исследования:

1) оценить экологическую благоприятность проектного размещения полигона НСО.

2) разработать критерии (принципы) для оптимального размещения полигона НСО.

Описываемый полигон планировалось построить в 2012 году на территории Самотлорского месторождения в районе демонтированной КС-16. Сооружение предполагалось осуществить согласно федеральной целевой программе «Снижение рисков и смягчение последствий чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера в Российской Федерации до 2015 года». [1]

Теоретически всё выглядело прекрасно и безопасно. Но фактически выходило всё с точностью наоборот, так как сам полигон становился источником повышенной опасности. Вероятность опасностей возростала в перспективе глобального потепления. С учетом последнего по нашим предварительным расчётам радиус негативного воздействия полигона составил бы 20-30 км, при одновременной реализации нескольких ЧС – больше (около 40-50 км.).

Необходимо рассмотреть влияние роста опасностей в нашем регионе на примере полигона токсичных отходов Самотлорского месторождения в перспективе глобального потепления. Тенденция глобального потепления

уже не является неким мифом, а давно научно обоснованный факт. Мы живём в нестабильный с точки зрения климатических колебаний период. Длится он около 500-700 лет, по сравнению с другими, которые длятся миллионы лет, это довольно короткий промежуток.

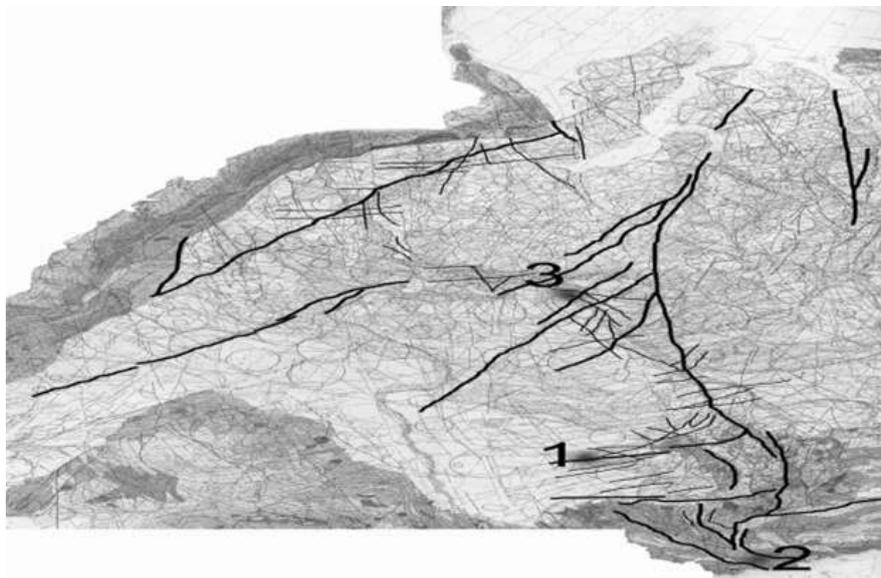


Рисунок 1. Карта-схема, отражающая связь геологического строения с проявлениями землетрясений по тектоническим разломам фундамента Западно-Сибирской молодой эпипалеозойской плиты.

Пояснения к рисунку. 1 – землетрясения 1966 г. в районе города Камень-на-Оби;
2 – район Алтайского землетрясения 2003 г. с эпицентром в пределах Курайского хребта;
3 – землетрясение 2003 г. в районе оз. Самотлор и г. Нижневартовска.

Все эти перемены, кажущиеся аномальными как раз характерны для того периода, в который мы живём. [3]

По мнению большинства обывателей, город Нижневартовск не относился к сейсмически активным зонам. Например, 27 сентября 2003 года в г. Нижневартовске и его окрестностях было зарегистрировано землетрясение силой 2-3 балла. Оно явилось «отголоском» Алтайского землетрясения силой 8-9 баллов с эпицентром в Кош-Агачском районе. Следует учесть, что землетрясения в Алтайском регионе не редки. [2]

Для анализа и оценки экологической благоприятности/неблагоприятности размещения описываемого полигона предлагаем следующие принципы:

- 1) уменьшение степени опасности и вредности источника отрицательных факторов посредством улучшения его конструкции и рабочего процесса;
- 2) повышение дистанции от источника угрозы, в данном случае полигона, до предмета охраны;
- 3) установка между источником угрозы либо вредоносного влияния и предметом охраны денег, снижающих степень опасности.

Данные принципы следует отнести к техническим принципам общей теории обеспечения безопасности жизнедеятельности, которые направлены на непосредственное предотвращение действия опасностей.

Нами был проведен сравнительный анализ влияния вероятных негативных последствий аварий на полигоне НСО для г. Нижневартовск, п.г.т. Излучинск, село Большетархово.

Выводы: В ходе исследований был определен ареал опасного экологического влияния полигона НСО в случае возникновения ЧС, в котором оказываются важные объекты (населённые пункты, электростанция, пункты водозабора питьевой воды и др.).

Были предложены и применены методы для оценки размещения полигона токсичных по переработке нефтесодержащих отходов. Мы предлагаем разместить данный полигон за какой-либо природной преградой: возвышенным участком, а именно за Аганским увалом; рекой – на правом берегу реки Обь (вне санитарной зоны).

Библиографический список

1. О федеральной целевой программе «Снижение рисков и смягчение последствий чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера в Российской Федерации до 2015 года»: постановление Правительства Российской Федерации от 07.07.2011г. № 555 // Собр. законодательства Российской Федерации. – 2011. - № 30. – Ст. 4633.

2. Рянский, Ф. Н. Анализ природных и антропогенных факторов возникновения чрезвычайных ситуаций / Ф. Н. Рянский, С. Е. Коркин, И. С. Аитов; Под ред. Ф. Н. Рянского. – Нижневартовск : Изд-во Нижнеарт. гуманит. ун-та, 2005. – 98 с.

3. Управление природопользованием для устойчивого развития в условиях климатических изменений на Севере Западной Сибири / Ф. Н. Рянский, С. Е. Коркин, Г. Н. Гребенюк, И. С. Аитов // Ползуновский вестник. Вопросы экологии и устойчивого развития. – 2005. – № 4. – Ч.2. – С. 61-64.

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

ПЛАНИРОВАНИЕ ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Челпанов Д.А.

Тюменский индустриальный университет

Строительство – это перевод целей и задач заказчика в объект, построенный подрядчиком в соответствии с контрактными документами, планами и спецификациями в рамках бюджета и графика.

До начала выполнения проекта или сразу после фактического запуска проекта, генеральный подрядчик готовит планы производства работ на

основе сокращенного графика проекта. Детальное планирование необходимо в начале строительства, чтобы решить, как использовать ресурсы, такие как рабочие, материалы, финансы и субподрядчики, экономически и безопасно для достижения поставленных целей. План показывает периоды для всех разделов работ и мероприятий, указывая, что все может быть выполнено к дате, указанной в договоре, и готово к использованию или для установки оборудования другими подрядными организациями. [1]

План производства работ – это официальная организационно-технологическая документация, используемый для управления выполнением проекта в условиях действия опасных производственных факторов [2]. Это оценка времени и усилий для завершения проекта.

Бюджет проекта - это максимальная сумма денег, которую заказчик готов потратить на его проектирование и строительство. Подготовка бюджета является важным мероприятием, результатом которого является поэтапный план, обобщающий ожидаемые расходы, доходы и основные этапы. Обычно бюджетирование проекта начинается с определения потребностей; однако, детальная оценка стоимости сделана на стадии разработки. Спецификация составляется на основе утвержденных проектных чертежей. Если бюджет превышает возможности заказчика по финансированию проекта, то проекты проверяются на предмет соответствия сметной стоимости заказчика для строительства объекта [3].

Оценка потребности в денежном потоке для проекта составляется на основе предварительной сметы и предварительной рабочей программы. Точный прогноз денежных потоков помогает заказчикам планировать платежи вовремя в соответствии с графиком проекта. Простой прогноз денежных потоков, основанный на предварительном планировании, помогает заказчикам сделать доступными все ресурсы, необходимые с их стороны. Денежный поток используется как часть пакета контроля во время строительства.

Подрядчик несет ответственность за закупку всех материалов, предоставление строительного оборудования и инструментов, рабочей силы для завершения проекта в соответствии с договором. Также производство строительно-монтажных работ, выполняемых подрядными организациями, требует более детального внимания к вопросам планирования, организации, мониторинга и контроля графика проекта, бюджета, качества, безопасности и охраны окружающей среды. Большая часть общего бюджета и графика проекта расходуется во время строительства.

Основные современные тенденции составления плана производства работ:

1. Завершить проект вовремя;
2. Непрерывный поток работ (без задержек);
3. Уменьшено количество переделок (наименьшее количество изменений);
4. Повышение осведомленности о статусе проекта всеми;
5. Значимые и своевременные отчеты руководству;

6. Знание запланированного времени ключевых этапов проекта;
7. Распределения затрат по этапам проекта;
8. Подотчетность всех ответственных лиц;
9. Интеграция всей работы для обеспечения качественного проекта для заказчика.

Наиболее важным моментом при начале планирования является определение всех видов деятельности, которые составляют проект. А далее, установление предполагаемой продолжительности каждого мероприятия. Предельный срок для каждого вида работ фиксирован, но его часто можно перепланировать, изменив последовательность выполнения задач, сохранив при этом исходное расчетное время.

После того, как все работы установлены и назначена предполагаемая продолжительность каждого мероприятия, готовится подробная программа, полностью координирующая все строительные работы. Критический путь является самым длинным в сети, тогда как другие пути могут быть равны или короче, чем этот путь [4]. Следовательно, существует такая вероятность, что некоторые работы могут быть завершены до того, как они действительно потребуются, и, соответственно, можно разработать ряд графиков действий из анализа критического пути, чтобы как можно дольше задерживать начало каждого действия, но все же завершить проект с минимально возможным временем. Чтобы разработать такой график, необходимо выяснить, когда нужно начинать каждое действие и когда оно должно быть завершено. В проекте могут быть какие-то действия с некоторым отступлением, когда они могут начинаться и заканчиваться. Для каждого действия в проекте существует четыре момента времени: раннее начало, раннее завершение, позднее начало и позднее завершение. Раннее начало и раннее завершение - самые ранние моменты, когда работы могут начинаться и заканчиваться соответственно. Аналогично, позднее начало и позднее окончание - это самое позднее время, когда работы могут начинаться и закончиться соответственно. Разница между временем позднего начала и временем раннего начала является временем замедления или «плавания». Также необходимо учитывать особые условия строительства, когда работы можно выполнять только зимой, например трубопроводы в болотистой местности или в летний период для полимерных трубопроводов [5].

Этапы строительства состоят из различных мероприятий, таких как мобилизация, выполнение работ, планирование и составление графика, контроль и мониторинг, управление ресурсами / закупками, качеством и инспекцией. Эти действия выполняются различными сторонами, имеющими договорные обязанности по выполнению указанной работы. Коммуникация между этими сторонами имеет важное значение для обеспечения того, чтобы построенный объект соответствовал целям заказчика.

С появлением мощных компьютерных программ, таких как Primavera® и Microsoft Project™, появилась возможность подробной разбивки работ. Программное обеспечение способно создавать сетевые диаграммы, графики и неограниченное количество различных отчетов, которые также помогают в эффективном мониторинге графика проекта

путем сравнения фактического с запланированным прогрессом [6]. Программное обеспечение можно использовать для анализа проекта на предмет использования ресурсов, прогнозирования последствий изменений в графике и контроля затрат.

Благодаря усовершенствованию и оптимизации уже имеющихся продуктов, а так же появлению новых, разработать, адаптировать и учесть все нюансы проекта становится проще. Появляется возможность коммуникации между всеми сторонами проекта непосредственно в самих программных продуктах. Это приводит к сокращению времени, а впоследствии к уменьшению сроков строительства и трудозатрат.

Библиографический список

1. Голенко, Д. И. Статистические методы сетевого планирования и управления / Д. И. Голенко. – Москва : Наука, 1968. – 400 с.

2. СНиП 12-03-2001. Безопасность труда в строительстве. Часть I. Общие требования / ФГУ ЦОТС Госстрой России. – Москва : Стройиздат, 2001.

3. Управление инновационным проектом : учебное пособие / С. Д. Ильенкова [и др.]. – Москва : Гос. Ун-т экономики, статистики и информатики, 2003. – 105 с.

4. Палеев, Н. Ф. Техника и технология строительного производства / Н. Ф. Палеев. – Екатеринбург : УГТУ-УПИ, 2009. – 476 с.

5. Кочурова В. В. Особенности организации строительно-монтажных работ из полимерных труб / В. В. Кочурова, А. Н. Коркишко // Проблемы эксплуатации систем транспорта: материалы всероссийской научно-практической конференции, посвященной 45-летию со дня основания Тюменского индустриального института им. Ленинского комсомола. - Тюмень, 2008. – С. 169-170.

6. Управление программами и проектами. Модуль 8. Управление развитием организации / М. Л. Разу [и др.]. – Москва : Инфра-М, 2014. – 159 с.

Научный руководитель - Набоков А.В., канд. техн. наук, доцент.

ПРИМЕНЕНИЕ ПОКРЫТИЙ ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ НКТ И ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ОТ ОТЛОЖЕНИЙ АСПО

Чифилёв С.М.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Одной из фундаментальных проблем нефтегазовой отрасли является образование АСПО в НКТ и трубопроводах, это серьезное осложнение при добыче и транспортировке нефти.

АСПО – это асфальтосмолопарафиновые отложения, смесь парафинов (20-70 % мас.), нефти (до 45 % мас. и более), смолисто-асфальтеновых веществ (20-40 % мас.), смол, масел, воды и механических примесей. В этой статье рассматриваются парафиновые АСПО. Содержащиеся в нефти парафины могут выделяться из нее кристаллизацией при температуре ниже температуры начала кристаллизации парафинов (ТНКП). ТНКП зависит от химического состава нефти и от молекулярной массы растворенных в этой нефти парафинов [1].

Образование АСПО ведёт к снижению дебита скважин, уменьшению диаметра НКТ и трубопроводов вплоть до образования глухих пробок. На долю АСПО приходится 11% от общего числа отказов НКТ [2]. На сегодняшний день разработаны различные методы и способы борьбы с АСПО. Они имеют свои достоинства, недостатки и ограничения.

Химический способ. Ингибиторы парафинообразования (ИПО). При взаимодействии ИПО с нефтью понижается температура текучести нефти (ТТ), либо снижается низкотемпературная вязкость нефти, связанная с кристаллизацией парафинов, либо снижается количество парафинов, выпадающих в осадок (и образующих АСПО) [1]. У применения ИПО есть ряд нюансов. Во-первых, высокая избирательность (специфичность) их действия на нефть: ИПО, снизивший ТТ одной нефти на 20 °С, может не изменить ТТ другой нефти. Во-вторых, для получения максимального эффекта ИПО необходимо добавлять в нефть при температуре выше ТНКП. В-третьих, ИПО – относительно высокие дозировки – в среднем 300-700 мг/л и относительно высокая стоимость.

Механический способ – устройство для депарафинизации скважин (УДС), оборудованное очистными скребками. Это дешёвый в реализации и довольно распространённый метод очистки АСПО в НКТ на месторождениях, однако, он имеет существенный недостаток: при эксплуатации УДС наблюдаются частые застревания скребков, обрывы проволоки УДС.

НКТ с защитными покрытиями. Все более широкое применение для предотвращения образования АСПО находят НКТ с защитными покрытиями. В соответствии с современными представлениями [3,4,5] образование кристаллов парафина происходит при снижении температуры жидкости ниже ТНКП. Охлаждение нефти происходит при ее контакте со стенкой НКТ и трубопроводов, при снижении давления ниже давления насыщения, при прохождении газожидкостной смесью штуцерирующих устройств (эффект Джоуля-Томсона). При изменении свойств поверхности можно добиться существенного изменения скорости образования АСПО. Данный эффект достигается по двум различным механизмам: снижение шероховатости поверхности и изменение полярности (гидрофильности) материала стенки. В настоящее время для борьбы с АСПО в качестве защитных покрытий в основном используют силикатные материалы и поликонденсационные смолы (фенолформальдегидные, эпоксидные).

Рассмотрим эффективность применения НКТ с покрытиями для защиты от АСПО на примерах, представленных в таблице 1.

Таблица № 1

Примеры использования защитных покрытий НКТ для борьбы с АСПО

Предприятие	Покрытие НКТ	Эффективность	Источник
ЛУКОЙЛ-Коми	ЭСБТ-9 (эмалевое)	После эксплуатации НКТ на сложных месторождениях ООО "ЛУКОЙЛ - Коми" в течение 400 суток и более, удовлетворительная средняя наработка НКТ с покрытием ЭСБТ-9 составила 416-750 суток, НКТ без покрытия 91-187 суток	[2]
ОАО «Варьеганнефтегаз»	Алмаз	Средняя наработка составила 1021 суток, отмечено снижение влияния агрессивных компонентов пластовой жидкости на НКТ, снижение влияния механических примесей пластовой жидкости на НКТ, отсутствие признаков отслоения покрытия от поверхности НКТ «чулком», сохранение проходного сечения труб НКТ при длительной эксплуатации – стойкость к отложениям АСПО	[6]
ОАО «Варьеганнефтегаз»	PolyPlex-P (полиуретан)	Покрытие имеет слабую адгезионную прочность, при эксплуатации внутреннее покрытие отслаивается	[6],[7]
«Газпромнефть-Восток»	Major pack MPAG96	Нарботка НКТ с защитным покрытием составила 205 суток. На рабочей поверхности труб с покрытием никаких механических повреждений выявлено не было. Покрытие не утратило блеска и гладкости, отложений АСПО не обнаружено. Результат ОПИ признан положительным	[8]
«Лукойл-Западная Сибирь»	Major pack MPAG96	До применения защитного покрытия средняя наработка оборудования на отказ (СНО) не превышала 118-280 суток, после нанесения покрытия средний МРП увеличился до 1350-1400 суток. Ни одного случая отказа не зафиксировано.	[8]

Итак, применение защитных покрытий НКТ является действенным способом для с борьбы с образованием АСПО. Данный способ защиты НКТ от АСПО не является идеальным, некоторые покрытия показывают

отрицательный результат ОПИ. Для каждого месторождения необходимо подбирать соответствующее покрытие НКТ, исходя из свойств добываемой нефти и прочих условий.

Библиографический список

1. Маркин, А. Н. Нефтепромысловая химия: практическое руководство / А. Н. Маркин, Р. Э. Низамов, С. В. Суховеров. – Владивосток : Дальнаука, 2011. – 288 с.

2. Насосно-компрессорная труба: рецепт долголетия neftegaz.ru // Neftegaz.RU. – Режим доступа: <https://neftegaz.ru/science/view/425-Nasosno-kompressornaya-truba-retsept-dolgoletiya>.

3. Косяк, Д. В. Опыт борьбы с отложениями АСПО в подводных трубопроводах проекта «Сахалин-2» / Д. В. Косяк, А. Н. Маркин // Территория Нефтегаз. – 2011. – № 6. – С. 12-18.

4. Маркин, А. Н. Исследование кинетики выделения парафинов из нефти / А. Н. Маркин, С. В. Суховеров // Вестник ДВО РАН. – 2011. – № 5. – С. 66-71.

5. Суховеров, С. В. Применение противотурбулентных присадок при очистке внутренней поверхности нефтепроводов скребками / С. В. Суховеров А. Н. Маркин, А. В. Бриков // Нефтепромысловое дело. – 2016. – №7. – С. 39-42.

6. Инженерный отчёт по результатам выполнения ОПИ внутреннего защитного покрытия НКТ в ОГ «Варьеганнефтегаз» // almaz-hmao.ru. – Режим доступа: http://www.almaz-hmao.ru/PDF/opi/otchet_vng_190615.pdf

7. Юдин, П. Е. О применимости методов гидротермальных воздействий для оценки свойств внутренних антикоррозионных покрытий нефтегазопроводных труб / П. Е. Юдин, А. П. Амосов // Известия высших учебных заведений. Порошковая металлургия и функциональные покрытия. – 2014. – № 2. – Режим доступа: <https://elibrary.ru/item.asp?id=21691859>

8. Щуголь, А. А. Опыт применения защитных решений Major Pack на коррозионном добывающем фонде и скважинах системы ППД / А. А. Щуголь // Инженерная практика. – 2015. – № 6-7. – Режим доступа: <https://glavteh.ru/majorpack-коррозия-скважины-ппд/>

Научный руководитель - Маркин А.Н., канд. техн. наук, доцент

СЕКЦИЯ III
ГЕОЛОГИЯ, РАЗРАБОТКА, ЭКСПЛУАТАЦИЯ И ОБУСТРОЙСТВО
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

МЕТОДЫ ДИАГНОСТИКИ НАСОСОВ ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ
НЕИСПРАВНОСТЕЙ НА РАННЕЙ СТАДИИ

Барышев Г.Н.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

На сегодняшний день использование насоса и насосного оборудования установленного на нефтяных промыслах правильно и эффективно невозможно в отсутствии применения новых способов и методов контроля и прогнозирования их технического состояния и технологических характеристик.

На практике наиболее результативными и в том числе наименее трудозатратным считаются методы неразрушающего контроля. Основными методами неразрушающего контроля в соответствии с ГОСТ 18353-79 считаются следующие методы: визуально-измерительный, магнитопорошковый, капиллярный, радиационный, ультразвуковой, тепловой, течеискание, акустико-эмиссионный, вибродиагностический, вихретоковый, электрический.

Ни один из способов НК не является универсальным. Каждый из них способен применяться наиболее эффективно для выявления конкретных дефектов в заданных условиях.

Наиболее разработанным и широко применяемым способом НК оценивания ТС изделий считается ультразвуковой метод. Ультразвуковой метод также обширно применяется в технике при решении следующих задач: определение толщины, исследования микроструктуры изделий, поиска и оценки повреждений. Помимо ультразвукового метода популярным также считается магнитопорошковый контроль, основанный на регистрации магнитных полей рассеяния, образующихся над дефектами. Не менее распространенным является вибродиагностический метод контроля – один из самых современных методов неразрушающего контроля.

За период 2013-2015гг. были проанализированы отказы насосного оборудования УЭЦН и УШГН на территории ООО «ЛУКойл-Западная Сибирь», включая ТПП «Лангепаснефтегаз», ТПП «Урайнефтегаз», ТПП «Когалымнефтегаз», ТПП «Покачевнефтегаз», ТПП «Повхнефтегаз».

Наиболее распространенными причинами отказов (рисунок 1) являются: геолого-технические мероприятия силами ЦДНГ (48%); солеотложения (12%); засорение насоса (11%); снижение давления (10%); коррозия (9%); большая наработка НКТ (5%) и истирание НКТ штангами в ШГН (4%).

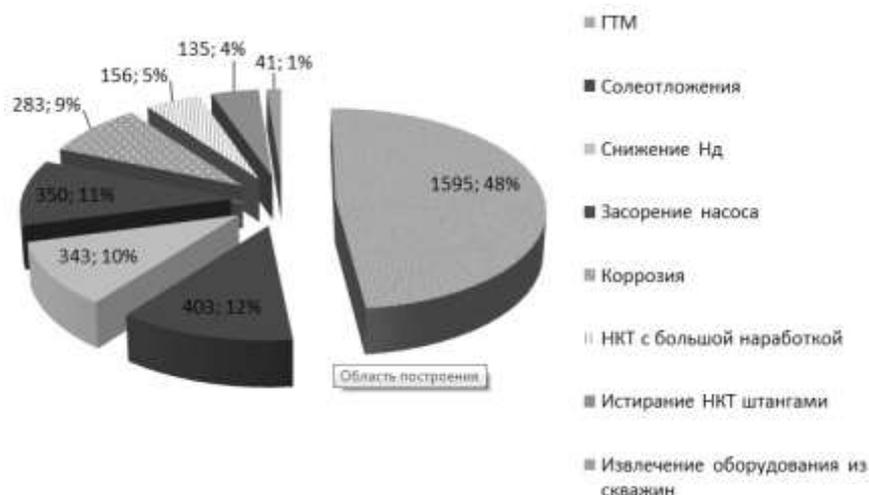


Рисунок 1. Диаграмма распределения преждевременных отказов

УЭЦН и УШГН ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» за 2015 год

При проведении ГТМ было бы целесообразным проводить диагностику оборудования ультразвуковую. УЗД не требует много времени, трудовых ресурсов или сопутствующих логистических решений, и даже в случае проведения УЗД своими силами, её себестоимость будет невелика.

Ниже приведены актуальные тарифы на УЗД подрядной организации ООО "ЛАНКОР" для одного из Заказчиков (383 скважин 19 бригад КРС; 1987 скважин 19 бригад ПРС):

Таблица № 1

Расчёт стоимости работ УЗД на 2019г. по Лангепасскому региону

№	Наименование	Ед.	2019 год всего		
			Стоимость за ед., руб.	Кол-во	Общая стоимость, руб.
1	Ультразвуковая толщинометрия сосудов, работающих под давлением	шт.	5307,8	2	10 615,76
2	Неразрушающий контроль узлов подъемных агрегатов	шт	1581,0	273	431 613,00
3	Неразрушающий контроль навесного оборудования	шт	627,3	1225	768 442,50
4	Техническое диагностирование превенторов	шт	492,1	18	8 857,80
5	Неразрушающий контроль навесного оборудования	шт	569,1	11	6 260,76
6	Неразрушающий контроль переводников с замковой резьбой	шт	91,8	96	8 812,80
7	Неразрушающий контроль патрубков с замковой резьбой	шт	91,0	1	91,80
8	Неразрушающий контроль ВБТ	шт	110,16	20	2 203,20
			Итого без НДС	1646	1 236 897,62

При борьбе с солеотложением рекомендуется проводить диагностику магнитную или акустическую. Т.к. акустико-эмиссионный метод является достаточно сложным, который требует дорогого оборудования и приборов, рентабельнее использовать магнитопорошковый метод. МК не требует большого количества оборудования, имеет широкий спектр выявляемых дефектов, недорогой.

Для предотвращения истирания НКТ штангами в ШГН рекомендуется проводить диагностику тепловым методом, благодаря которому можно выявить места проходимости теплоносителей, протечек, нарушений изоляционных покрытий. Также возможен вихретоковый метод с дефектоскопом, который обнаруживает поверхностные и подповерхностные дефекты глубиной до 4 мм.

При возможном засорении насоса было бы целесообразным проводить диагностику оборудования акустико - эмиссионный методом. Он обнаруживает поверхностные и внутренние дефекты, в том числе дефекты, находящиеся еще только в стадии развития. Благодаря этому позволяет проводить классификацию дефектов, в том числе, по степени их опасности.

При борьбе с коррозией подойдут метод определения магнитных свойств - определение поражения по изменению магнитных свойств исследуемого металла, ультразвуковой метод - определение степени поражения по изменению акустических свойств образца, а также электромагнитный метод - определение степени поражения по изменению электромагнитных свойств образца.

В данной работе была предпринята попытка раскрытия темы методов диагностики. Было выявлено, что данная тема нуждается в глубокой и длительной проработке теоретических аспектов на основании фактических данных. Для применения методов диагностики без прерывания технологического процесса необходимо обратить более пристальное внимание на современные научно-технические достижения и открытия научно-исследовательских институтов. Либо на основании аналогичных статистических данных подобных насосов осуществлять ведение самостоятельных баз данных по каждому насосу с ожидаемым периодом выхода из строя.

Библиографический список

1. Богданов, Е. А. Основы технической диагностики нефтегазового оборудования / Е. А. Богданов. - Москва : Высшая школа, 2006. – 279 с. : ил.
2. Желтов, Ю. Н. Разработка нефтяных месторождений / Ю. Н. Желтов. – Млсква : Недра, 2011. – 365 с. : ил.
3. Отчёт по итогам работы с механизированным фондом скважин ООО "ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь" за 2015 год

Научный руководитель – Корабельников М.И., канд. техн. наук, доцент

ОСОБЕННОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЗАКАЧКИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Борисов А.А.

Тюменский индустриальный университет

Большинство нефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений Западной Сибири на данный момент находятся на заключительных стадиях разработки. На большинстве подобных месторождений повсеместно реализуется либо уже реализована система поддержания пластового давления путем закачки рабочего агента.

Стоит отметить, что отличительной особенностью месторождений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна является многопластовость. С целью эффективного распределения затрат, в качестве рационального варианта эксплуатации уже пробуренного фонда может рассматриваться повсеместное внедрение скважин одновременно вскрывающих несколько эксплуатационных объектов. С точки зрения разработки нефтяных месторождений целесообразно рассмотреть как одновременно-раздельную добычу, так и закачку.

Отличительной тенденцией последних лет является полномасштабное вовлечение в разработку залежей с высокой степенью геологической неоднородности. При реализации системы ППД с использованием совместных скважин вскрывающих различные по проницаемости пласты, необходимо осуществлять постоянный контроль объемов закачки в каждый эксплуатационный объект, во избежание образования неравномерного фронта вытеснения с последующим прорывом закачиваемой воды к забоям добывающих скважин.

Первый опыт реализации технологии одновременно-раздельной закачки на месторождениях Западной Сибири был получен на Приобском месторождении в 2004 году. Компоновка представляла собой одну колонну НКТ с пакером находящимся между эксплуатационными объектами. Изоляция затрубного пространства позволяла индивидуально контролировать и регулировать объем закачиваемого агента. С помощью колонны НКТ реализовывалось заводнение нижнего эксплуатационного объекта. В затрубное пространство закачивался объем предназначенный для вышележащего пласта. Стоит отметить, что данная технология имеет ограничение по числу эксплуатационных объектов.

В процессе развития технологии ОРЗ, наибольшее распространение на месторождениях Западной Сибири получили многопакерно-секционные компоновки одновременно-раздельной закачки. Данные компоновки состоят из определенного количества секций. Количество секций соответствует количеству эксплуатационных объектов. Каждая секция состоит из пакера и скважиной камеры (мандрели). Пакеры предназначены для раз-

общения продуктивных пластов. Скважинные камеры используются имеют полости для установки клапанов либо штуцеров определенного диаметра. Путем изменения диаметра штуцера реализуется процесс регулирования объемов закачиваемой воды. Отрицательным моментом в ходе эксплуатации вышеописанной компоновки является необходимость настройки и калибровки штуцеров на поверхности перед первым спуском либо при потребности изменения диаметра пропускного сечения.

Перспективное развитие технологии описанной выше, с дальнейшим массовым применением на месторождениях Западной Сибири, представляется возможным, при условии реализации технологической возможности по установке и смене штуцеров без подъема колонны.

В процессе поиска оптимального технологического решения, обеспечивающего реализацию закачки воды в каждый эксплуатационный объект индивидуально, направление инженерной мысли сместилось в сторону компоновок с использованием электроцентробежных насосов. Существует множество вариаций компоновок с применением ЭЦН “перевернутого” типа. В подобных насосах рабочие колеса расположены в противоположенном направлении, тем самым направление создаваемого ими напора меняется на инверсионное. Наибольшее применение получила компоновка с применением двух пакеров и насосной установки перевернутого типа. Пакера при реализации данной технологии, находятся выше первого эксплуатационного объекта и в интервале между эксплуатационными объектами. В верхний пласт закачиваемая вода поступает через перфорацию в НКТ. Далее находится перевернутый “ЭЦН”. Перед насосом, на колонне НКТ спускается второй пакер разобщающий непосредственно продуктивные пласты. Вода по НКТ поступая на прием насоса приобретает необходимый напор и через колонну попадает в зону перфорации нижнего пласта. Таким образом, объем закачки в нижний пласт регулируется производительностью спускаемого в скважину насоса. Для контроля объема закачиваемого агента на выходе насоса устанавливается расходомер. Приемистость верхнего пласта определяется как разность общей приемистости нагнетательной скважины и производительности спущенной установки. Недостатком описанной выше технологии является техническая сложность и дороговизна.

Таким образом, не смотря множество разработанных вариаций реализации технологии ОРЗ, на данный момент в зарубежной и отечественной практике отсутствуют повсеместные и эффективные технологические решения. Все вышеизложенные факторы обосновывают дальнейшее изучение и разработку новых технологий с целью их применения на многопластовых месторождениях Западной Сибири.

Библиографический список

1. Барышников, А. В. Регулирование разработки Приобского месторождения с применением технологии одновременно-раздельной закачки воды / А. В. Барышников, А. Н. Янин // Тюмень-Курган : Зауралье, 2013. - 344 с.

2. Гуторов, Ю. А. Технология повышения нефтеотдачи на основе применения одновременно-раздельной эксплуатации многопластовых объектов [Текст] : практическое пособие / Ю. А. Гуторов, Д. В. Новоселова. – Октябрьский : РКНТЦ, 2014. - 128 с.

3. Йохансен, Э. С. Многозонная нагнетательная скважина с развитой логикой и датчиками для закачки воды и газа / Э. С. Йохансен // Нефтегазовые технологии. – 2006. – № 10. - С.42 – 45.

4. Перспективы внедрения компоновок для одновременно-раздельной добычи на много пластовых месторождениях / А. В. Акимкин [и др.]. // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 4. – С.64 - 67.

5. Стратегия адресного управления многопластовыми месторождениями / В. Ю. Гук [и др.]. // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 6. – С. 58 - 62.

6. Алеев, Р. И. Опыт создания и эксплуатации оборудования для одновременно-раздельной добычи нефти / Р. И. Алеев, И. В. Захаров // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 8. – С.58 - 59.

К ВОПРОСУ О ПРОГНОЗИРОВАНИИ УВЕЛИЧЕНИЯ ЗНАЧЕНИЯ СКИН-ЭФФЕКТА НА ПРИМЕРЕ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Вайс Мурад В.М.

Санкт - Петербургский горный университет

В процессе эксплуатации скважины со временем меняются коллекторские свойства пласта, ухудшается состояние призабойной зоны пласта (ПЗП) и, как следствие, увеличивается значение скин-эффекта [2].

Скин-эффект - гидродинамический параметр, характеризующий дополнительное фильтрационное сопротивление течению флюидов в призабойной (ПЗП) зоне пласта, приводящее к снижению добычи (дебита) по сравнению с совершенной (идеальной) скважиной. Положительный скин-эффект - пласт поврежден или механические проблемы, нулевой скин-эффект - пласт не поврежден, отрицательный скин-эффект бывает после стимуляции пласта (кислотная обработка, ГРП, глубокая перфорация) [1].

Задачами исследований являлись: изучение характеристик вновь введенного в разработку месторождения, выявление его особенностей и, на основе математического моделирования и метода аналогий, выявление времени снижения проницаемости в ПЗП и, соответственно, проведения мероприятия по интенсификации добычи нефти.

Прогноз изменения значения скин-эффекта проведен на нефтяном месторождении X. В качестве аналогичного месторождения взято ближайшее нефтяное месторождение Y, находящееся в разработке с 1990 года и имеющего схожие характеристики залежи.

Нефтяное месторождение X имеет среднюю глубину - 3897 м, Слагающий её карбонатный коллектор (трещиновато-поровый) с пластовым давлением 69,5 МПа, температура в пласте достигает 118 °С, имеется высокий дебит по нефти 1700 м³/сут. Плотность нефти при 15°С составляет 826 кг/м³, имеющую незначительную вязкость 0,19 мПа · с. Эффективная пористость в пласте в пределах от 15 до 26 %, а проницаемость в среднем составляет 0,0051 мкм².

На месторождения Y имеется 10 скважин со средним дебитом 1500 м³/сут, пластовым давлением 65 МПа, Температура в пласте достигает 115 °С и средняя глубина залегания у скважины 3370 м, пласт является трещиновато-поровым карбонатным коллектором, средняя проницаемость пласта составляет 0,001 мкм², средняя пористость колеблется от 15 до 30 %. Вязкость нефти незначительная - $1,2 \cdot 10^{-4}$ Па · с, плотность нефти составляет примерно 830 кг/м³.

Падение депрессии и дебита на месторождении Y со временем приведены в таблице 1.

Таблица № 1

Падение депрессии и дебита на месторождении Y

t, год	$P_{пл}, МПа$	$P_{заб}, МПа$	$\Delta P, МПа$	$Q, \frac{м^3}{сут}$
1990	65	50	15	1500
1991	64,3	49,6	14,7	1480
1992	63,8	49,2	14,6	1400
1993	62,5	48,2	14,3	1300
1994	61,9	47,8	14,1	1100
1995	60,4	46,6	13,8	950
1996	59,9	46,2	13,7	775
1997	59,2	45,5	13,7	605
1998	58	44,4	13,6	365
1999	57,3	43,9	13,4	225
2000	38,3	23,3	15	1500

Таким образом, можем предположить аналогичное падение депрессии и дебита на нашем месторождении (X), так как все геологические условия, фильтрационно-емкостные свойства, схожи.

Алгоритм расчета:

$$1. \quad K_{cp} = \frac{Q \cdot \mu \cdot \beta \cdot \ln \frac{r_k}{r_c}}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot \Delta P} \quad (1)$$

$$2. \quad K_{ПЗП} = \frac{K_{cp} \cdot \ln \frac{R_1}{r_c}}{1 - \frac{K_{cp} \cdot \ln \frac{R_k}{R_1}}{K_{nl}}} \quad (2)$$

$$3. \quad V_k = \pi \cdot (R_1^2 - r_c^2) \cdot h \cdot m \quad (3)$$

$$4. \quad V_k = h \cdot Q_{кр} \quad (4)$$

$$5. \quad R_1 = \sqrt{\frac{V_k}{\pi \cdot h \cdot m} + r_c^2}; \quad (5)$$

$$6. \quad S = \left(\frac{K_{nl}}{K_{ПЗП}} - 1 \right) \cdot \ln \frac{R_1}{r_c}; \quad (6)$$

Таблица № 2

Результаты расчетов

t, год	P _{пл} , МПа	P _{заб} , МПа	ΔP, МПа	Q, $\frac{м^3}{сут}$	k _{ср} , 10 ⁻¹⁵ м ²	k _{ПЗП} , 10 ⁻¹⁴ м ²	s
2018	69	55	14	1700	5,126	1,421	-1,777
2019	68,3	54,6	13,7	1680	5,177	1,435	-1,787
2020	67,8	54,2	13,6	1600	4,967	1,377	-1,745
2021	66,5	53,2	13,3	1500	4,761	1,320	-1,701
2022	65,9	52,8	13,1	1300	4,189	1,161	-1,555
2023	64,4	51,6	12,8	1150	3,793	1,051	-1,428
2024	63,9	51,2	12,7	800	2,659	0,737	-0,854
2025	63,2	50,5	12,7	630	2,094	0,580	-0,337
2026	62	49,4	12,6	390	1,306	0,362	1,130
2027	47,5	35,1	12,4	250	0,851	0,236	3,218

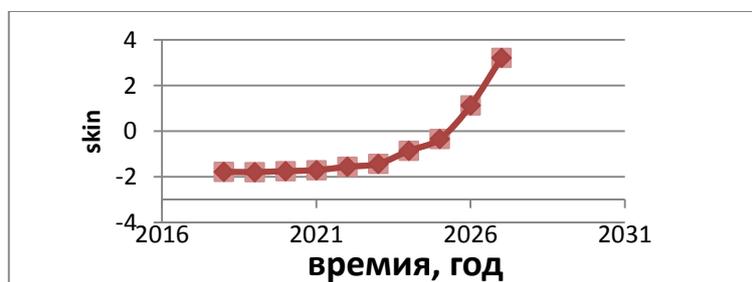


Рисунок 1. График зависимости скин-эффекта от времени

Исходя из таблицы 2 и графика, можем сделать вывод о том, что дебит скважины, депрессия, проницаемость призабойной зоны скважины

строго зависят от величины скин-эффекта. Положительное значение скин-эффекта в 2027 году (3,21) и сильное падение дебита (250 м³/сут) с такой значительной депрессией (12,4 МПа), означает серьезную проблему на ПЗП скважины и вызывает необходимость проведения мероприятия по интенсификации добычи.

Библиографический список

1. Комплексный подход к увеличению эффективности кислотных обработок скважин в карбонатных коллекторах / Телин А. Г. [и др.]. // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 8. – С. 26-74.

2. Сучков, Б. М. Причины снижения производительности скважин / Б. М. Сучков // Нефтяное хозяйство. – 1988. – № 5. – С. 52-54

Научный руководитель – Мигунова С.В., канд. техн. наук, доцент

АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ АЛЬТЕРНАТИВНОГО ГЛУБИННОГО НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ (ГНО) НА ТЕВЛИНСКО-РУССКИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Гаджиев М.Д.

Тюменский индустриальный университет

Согласно общепринятым критериям подбора способа эксплуатации добывающих скважин, наиболее оптимальным, для объектов с низкой продуктивностью Тевлинско-Русскинского месторождения, является применение электроцентробежных насосов [1]. Альтернативные способы добычи сопряжены с определенными трудностями [2]:

1. Применение электровинтовых насосов.

Опытно-промысловые испытания винтовых насосов в комплекте с КПВД и станцией управления производства компании Netzsch Pumps Rus в 2015 году проведено на двух скважинах в ТПП «Повхнефтегаз». В результате чего, в первой скважине УЭВН не отработала гарантийный срок (наработка 24 сут.), во второй составила 5 суток (скважина не вышла на режим). Оба отказа произошли вследствие заклинивания насоса, по причине разбухания эластомера. Другими словами, разбухание обоймы вызвано некорректным подбором типа эластомера (в частности, не учтено содержание ароматических углеводородов в скважинных флюидах).

Винтовые насосы, в скважинах, работают в жестких условиях под воздействием множества неблагоприятных факторов: ароматических соединений, высокой температуры и давления, абразивных механических примесей, газа (в т.ч. сероводорода и углекислого газа). В связи с чем, к материалам обойм предъявляются повышенные требования.

Увеличение наработки винтовых насосов можно добиться за счет использования обойм, изготовленных из эластомеров, состав которых подбирается исходя из конкретных скважинных условий, в частности, физико-химических свойств пластовой жидкости.

В 2017 году возобновлено ОПИ высоконапорных ЭВН с измененным составом эластомера, на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь», для добычи нефти из низкодебитных скважин, с большой глубиной спуска (более 2000 м).

В случае положительных результатов и соответствующих решений по дальнейшему внедрению рекомендуется рассмотреть применение данного ГНО на низкодебитном фонде Тевлинско-Русскинского месторождения.

2. Установки струйных и гидропоршневых насосов.

Отсутствие достаточного опыта эксплуатации и собственных мощностей по обслуживанию и ремонту, препятствует внедрению тандемных установок ЭЦН-СН (струйных насосов с погружным приводом).

Таким образом, для скважин с низким коэффициентом продуктивности, значительным динамическим уровнем и малым притоком дебита с пласта наиболее предпочтителен способ периодической эксплуатации.

Библиографический список

1. Корабельников, М. И. Анализ и пути повышения эффективности механизированной добычи нефти из малодебитных скважин в кризисных условиях / М. И. Корабельников, М. Ш. Джунибеков // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2016. – Т. 16, № 1. – С. 75-79.

2. Руководство по выбору механизированных способов эксплуатации нефтяных скважин. Стандарт предприятия. СТП-59-00-006-78. Главтюменнефтегаз, 1979.

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

ПРИМЕНЕНИЕ ДОЖИМНЫХ ЭЦН ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ПРИЁМИСТОСТИ СКВАЖИН ППД

Гасымов Э.А.

Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Одним из методов усовершенствования добычи нефти является применение дожимных ЭЦН для увеличения приёмистости скважин ППД. Проанализировав основные способы увеличения приёмистости добывающих скважин – Кислотные ОПЗ и ГРП, было выяснено, что данные методы не всегда являются эффективным. Ведь проблема зачастую связана не со скином, а с низкой ФЕС и с локальной перекаченностью зоны. В этом случае, проблему недостаточной приёмистости можно решить только увеличением давления

закачки. Увеличить давление на КНС – означает увеличить риски порывов на водоводах. Увеличения приёмистости скважин ППД с помощью ЭЦН позволяет решить проблему увеличением давления закачки.

ППД относится к гидродинамическим методам повышения нефтеотдачи и кроме повышения нефтеотдачи, обеспечивает интенсификацию процесса разработки, поддерживает или повышает пластовое давление. [1]. Данное давление создаётся на кустовых насосных станциях и, доходя до нагнетательной скважины, она теряет часть свою энергию на трубопроводе. Это ведёт к низкому дебиту добывающей скважины и уменьшению прибыли компании.

Технология заключается в увеличении приёмистости отдельно взятой скважины ППД, путём увеличения давления закачки, при помощи ЭЦН. Для этого следует найти на одном кусту скважину в бездействии или в консервации, в ней на глубине 120-150 м посадить взрыв-пакер и над ним сделать цементный мост. В скважину на глубину 30 м спустить ЭЦН. К примеру, если давление в водоводе скважины 140 атм., то недостающее давление можно получить путем применения дожимного ЭЦН. Схема измененной скважины ППД и скважины с дожимной УЭЦН представлена на рисунке 1.

Известны критерии применимости технологии:

- Недостаточная приёмистость скважин ППД, которая влечет за собой низкую компенсацию отборов закачкой по отдельным ячейкам.
- Наличие на кустовой площадке скважины в бездействии или в консервации, подходящей для спуска УЭЦН.

Критерии оценки технологической эффективности от применения технологии:

- Увеличения приёмистости скважины не менее, чем на 30 м³/сут.

Данная технология была реализована на одной паре скважин: №805 (стала дожимной) и №819Г (нагнетательной) куста №13 Кошильского месторождения, которая принадлежит публичному акционерному обществу «Варьеганнефтегаз».

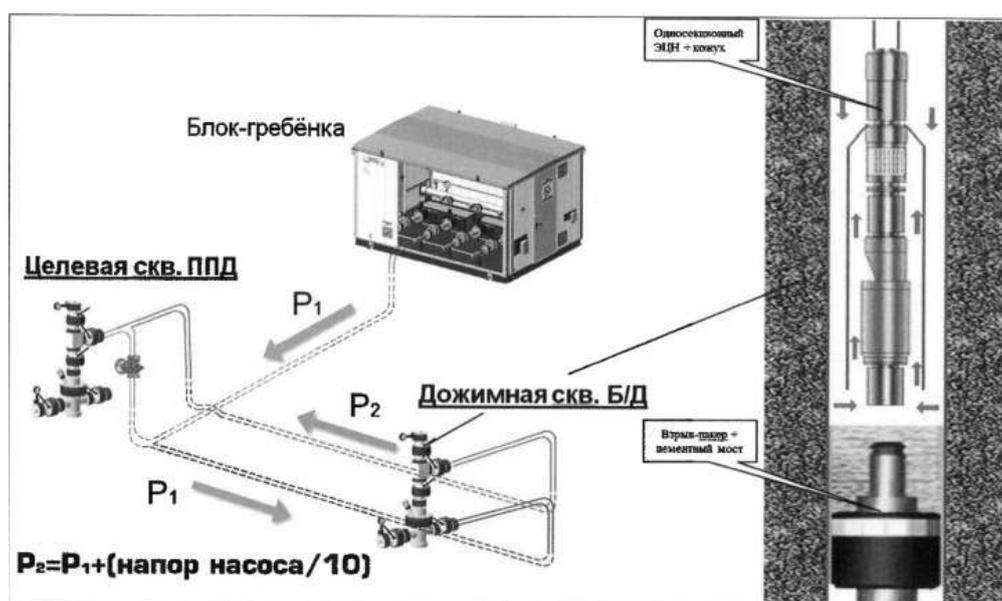


Рисунок 1. Скважина ППД и скважины с дожимной УЭЦН

Критериями выбора скважины №819Г Кошильского месторождения для технологии послужили:

- недостаточная компенсация, низкое пластовое давление по участку.
- наличие вероятных добывающих скважин.
- на скважине в 12.2015 была проведена кислотная обработка ПЗП без эффекта.

Испытанная технология является технологически успешной. Приёмистость скважины №819Г увеличилась с 39 до 130-160 м³/сут, т.е. более чем в 3 раза. Давление закачки увеличено с 138 до 185 атм. Динамика приёмистости скважины №819Г до и после внедрения «дожима» приведена на рисунке 2.

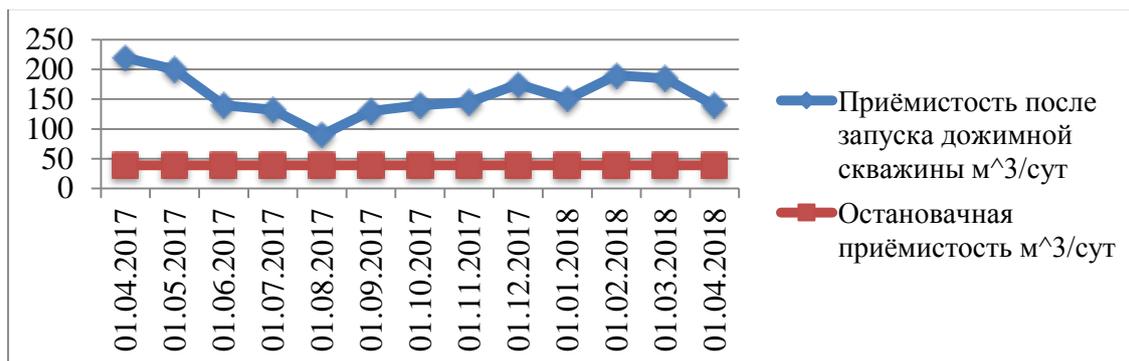


Рисунок 2. Динамика приёмистости скважины №819Г до и после внедрения «дожима»

Дополнительная добыча по шести реагирующим скважинам №822Б, 810Б, 820Б, 829ПГ, 3001ПГ, 828Г за год составила 2407 тонн.

Оценка экономической эффективности показала, что проект является высокоэффективным и составляет с 26,05 млн. руб.

Исходя из данных, можно сделать вывод, что технология является эффективной технологически и экономически.

Библиографический список

1. Назначение системы поддержание пластового давления [Электронный ресурс] // Vuzlit – архив студенческих работ. – Режим доступа: https://vuzlit.ru/1008450/naznachenie_sistemy_podderzhaniya_plastovogo_davleniya.

Научный руководитель - Кривых И.А., начальник отдела инноваций ПАО «Варьеганнефтегаз»

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МГРП В СКВАЖИНАХ КОШИЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Даняров А.А., Загидуллин И.Ф., Александрова А.В., Лубышев В.С.
Тюменский индустриальный университет

Кошильское месторождение находится на третьей стадии разработки, накопленная добыча нефти составляет на 01.01.2012 г. 13280

тыс. т нефти, жидкости отобрано 33343 тыс. м³ при действующем фонде 194 скважины и обводненности 85 % [1]. Гидроразрыв пласта на сегодняшний день один из самых эффективных методов интенсификации добычи нефти на месторождении. Технологии ГРП постоянно совершенствуются, в связи с этим принято решение о проведении опытно-промышленных испытаний многоступенчатого ГРП на трех скважинах. Характерной особенностью этой технологии является оригинальное решение по эффективному отделению горизонтального сегмента секции, для контроля над точкой инициирования гидроразрыва пласта.

В нефтяной практике существует несколько видов и технологий проведения поинтервальных ГРП в горизонтальных скважинах: установка поинтервальных песчаных мостов; использование поинтервальных пробок; использование жидких пакеров; струйный ГРП; использование сдвижных муфт (циркуляционных клапанов); использование разрывных муфт. За счет этих технологий обеспечивается повышение эффективности воздействия в каждый интервал продуктивного пласта. Наиболее часто используется система заканчивания с селективным разделением пластов в открытом стволе по технологии Weatherford's ZoneSelect, которая приведена на рисунке 1.1. Такая схема позволяет за одну СПО осуществить обработку поинтервальную обработку пласта горизонтальной скважины. На Кошильском месторождении на скважинах использована система однократного действия, проход в циркуляционном клапане открывался сбрасываемым шаром. Циркуляционный клапан открывается только единожды. Посадочные шары сконструированы так, что обеспечивают герметичность и исключают их застревание в седле, поэтому могут быть выкачаны из скважины. Композитное покрытие рабочих деталей клапана и шаров предотвращает попадание мехпримесей в отверстия циркуляционного клапана извне.

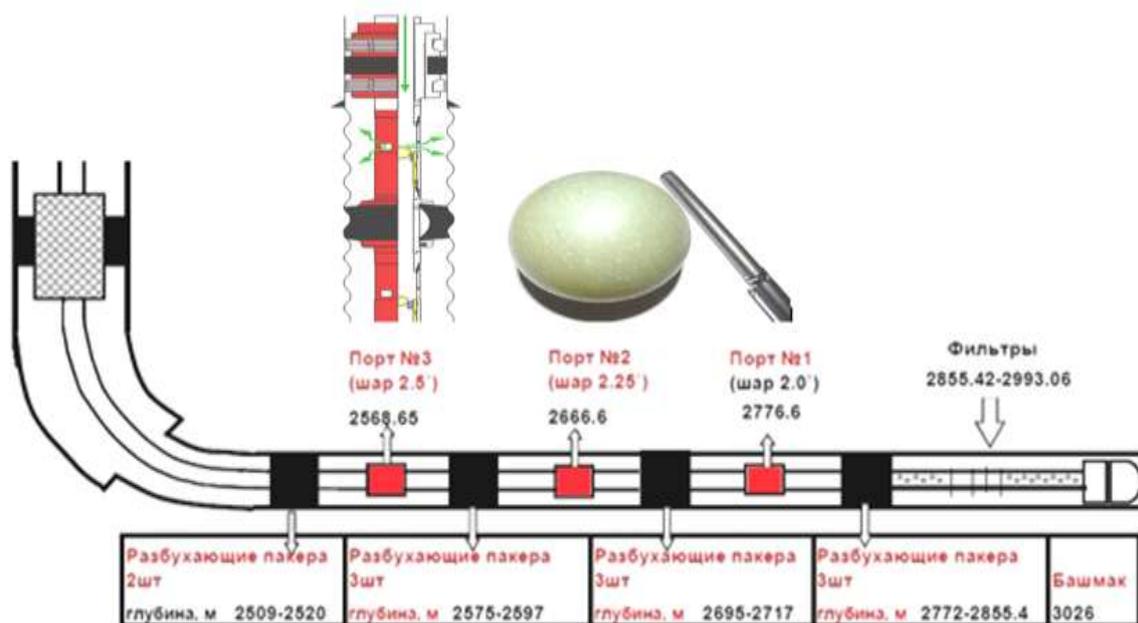


Рисунок 1.1. Схема заканчивания скважины для проведения МГРП

Во всех трех скважинах применялся метод изоляции пластов в открытом горизонтальном стволе с использованием пакеров разбухающего типа ARES™. На месторождении пробурено 3 горизонтальные скважины 826, 1115, 902б для многостадийного ГРП в разных местах, на рисунке 1.2.

Для примера приведем результаты проведения ГРП по скважине 902б, длина горизонтального ствола составляет 480 метров. После спуска скважиной компоновки и цементации основной колонны скважин, произведен процесс посадки и герметизации заколонных пакеров хвостовика. Многоступенчатое ГРП в скважинах производили с использованием активируемых сбрасываемых шаров типа FracPORTS, проводился трехступенчатый ГРП, первоначально сбрасывался шар наименьшего диаметра. После открытия всех имеющихся каналов производилась закачка гелевой подушки с проведением мини ГРП и последующее основное ГРП. После проведения первого ГРП в такой же последовательности проводились со сбросом шаров второй ГРП и третий. После проведения ГРП производилась промывка и извлечение или разбуривание шаров [2, 3].

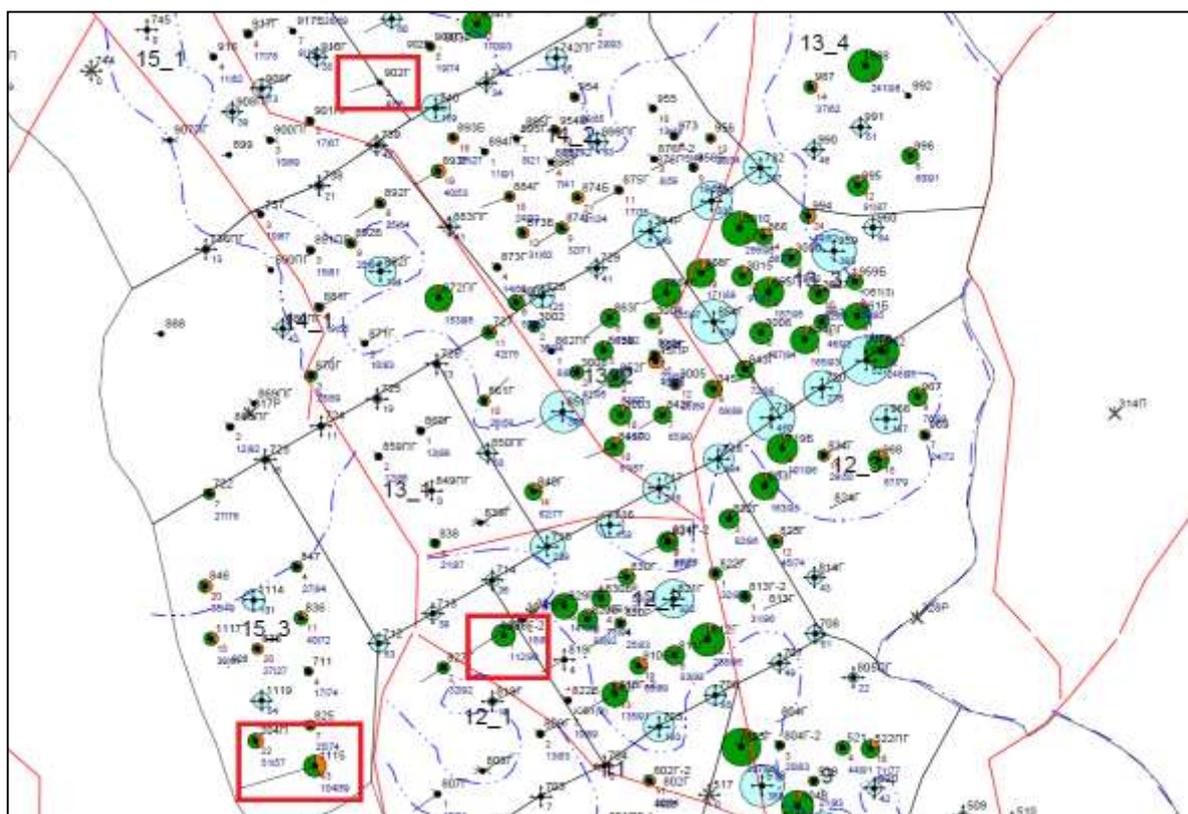


Рисунок 1.2. Схема расположения горизонтальных скважин

При первом ГРП по скважине 902б было закачено пропанта 16/20 в количестве 25 тонн и получены максимальное давления до 40МПа, среднее давление 20МПа, конечное давление 17МПа, рисунок 1.3.

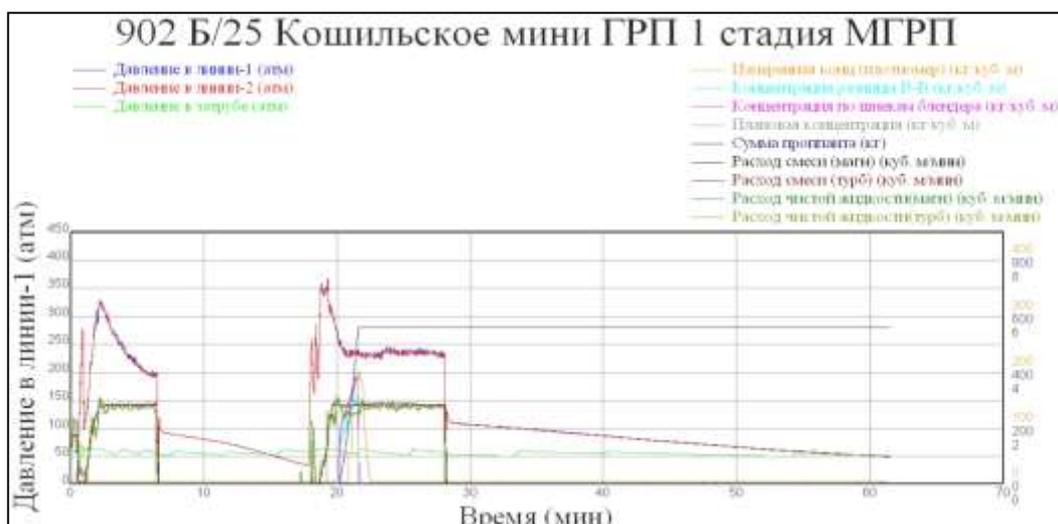


Рисунок 1.3. Данные параметры проведения ГРП на 1 стадии по скважине 902б

Во втором ГРП закачено 17 тонн пропанта с давлениями, максимальное до 29МПа, среднее 20МПа, конечное 18МПа. В третьем ГРП закачено 31 тонна пропанта с давлениями, максимальное до 28МПа и конечное до 26МПа. По расчету в каждом этапе проведения ГРП получены трещины с шириной до 2,4 мм, высотой до 31 метра и длиной до 110 метров. После запуска скважины 902б, входной дебит через месяц составил 64 т/сут по нефти, явно превышающий в разы дебиты окружающих скважин, на рисунке 1.4.

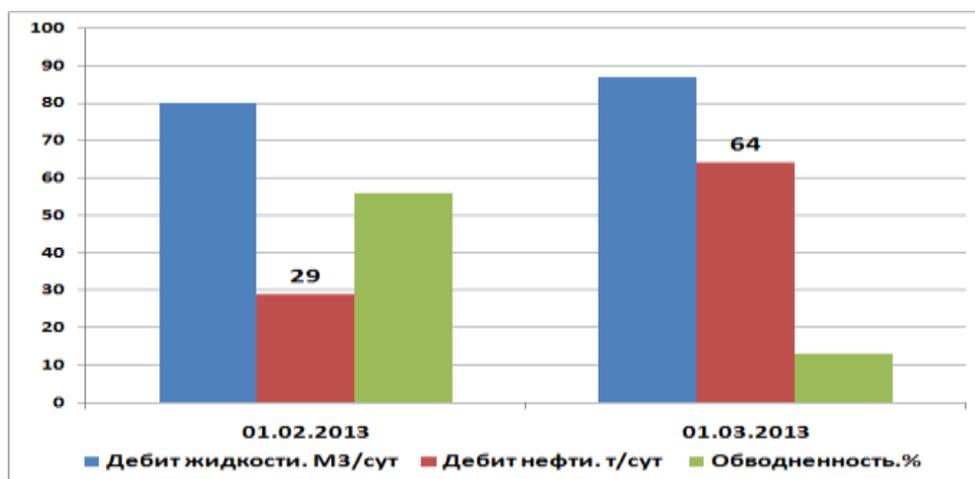


Рисунок 1.4. Результаты ГРП после запуска скважине 902б

Средние входные дебиты по нефти по двум остальным скважинам 1115 и 826 составили 40 т/сут и 14 т/сут. Это дает право подтвердить, что метод многостадийного ГРП на Кошильском месторождении эффективный и перспективный.

По результатам проведения трехступенчатого ГРП на скважинах Кошильского месторождения выявлено, что использование компоновок со скользящими муфтами и шарами имеют определенные достоинства. Во-первых есть возможность проведения контроля за развитием трещины ГРП (точка инициации трещины, объем продавки), можно было увеличивать концентрацию проппанта на забое, есть возможность использование крупных фракций проппанта, можно массу пропанта не ограничивать, есть уверенная изоляция ранее стимулированных зон [3].

Но и есть определенные недостатки, это сложность проведения заканчивания скважины, это риск недостаточной герметичности установленных пакеров (перетоки между зонами), есть риск прорыва трещин между секциями, сложность нормализации забоя скважины. Остается высокая стоимость оборудования (снижение путем использования российских аналогов).

Основные выводы:

1. По результатам проведения трехступенчатого ГРП на скважинах Кошильского месторождения выявлено, что использование компоновок со скользящими муфтами и шарами имеет определенные достоинства и недостатки.

2. По результатам работ на пилотных скважинах принято решение о тиражировании технологии с поинтервальным ГРП и в дальнейшем применение технологии будет продолжено.

Библиографический список

1. Авторский надзор за разработкой Кошильского месторождения, ЗАО «ТННЦ»/ - г. Тюмень, 2004 г.

2. Технологический регламент по технологии гидравлического разрыва пласта для интенсификации притока пластового флюида. РД 00158758-212-2000/ - Тюмень, 2001 г.

3. Разработка рекомендаций по повышению эффективности и тиражированию технологии многостадийного ГРП (МГРП) на пласте АВ1(1-2) Самотлорского месторождения на основе геолого-гидродинамического моделирования. ТННЦ, 2013 г.

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПОНОВКИ УЭЦН С ПОДПОРНОЙ СЕКЦИЕЙ

Даняров А.А., Сагитдинов Р.Р., Магадеев Р.А.
Тюменский индустриальный университет

Для повышения эффективности разработки Тарасовского месторождения активно внедряются бурение скважин с горизонтальными стволами и

забуривание боковых стволов (БС) [1]. Обычно БС забуриваются из основной скважины и, как правило, имеют большие углы наклона и малые диаметры (102 или 114 мм), спустить УЭЦН в боковой ствол до последнего времени не представлялось возможным, обычно устанавливали выше окна зарезки, как правило, это не обеспечивало нужной депрессии на пласт [2]. Техническим решением проблемы на месторождении явилось применение двусторонних ЭЦН с подпорной секцией и хвостовиком с созданием необходимой депрессии на пласт. В двустороннем ЭЦН основным насосом является насос отечественного производства 5 габарита, рабочий диапазон от 25 до 125 м³/сут, комплектуются модулем входным, газосепаратором, диспергатором. Применяются двигатели трехфазные, асинхронные отечественного производства, подвергнутые модернизации, которая позволяет сочленять насос с обеих сторон. К нижней части двигателя подсоединяется нижний протектор и подпорный насос с рабочим диапазоном от 60 до 200 м³/сут. Далее идет колонна «хвостовик» диаметром 60 мм, с максимальной длиной до 1200 метров [3]. Принцип работы установки заключается в следующем, двигатель, передавая вращение, приводит в действие центробежные насосы, расположенные по обеим сторонам. Подпорный насос, забирая пластовую жидкость через хвостовик, спущенный в интервал перфорации пласта, производит дренирование, жидкость в подпорном насосе набирают разгон и выбрасываются в затрубное пространство, обеспечивая охлаждение ПЭД и постоянный подпор динамического уровня (Нд), далее жидкость подхватывается основным насосом, поднимается по колонне НКТ на поверхность [4, 5]. Увеличивается давление на приеме основного насоса, что позволяет ему работать с низкими динамическими уровнями без срыва подачи. Схема компоновки УЭЦН с подпорной секцией, хвостовиком (рисунок. 1)

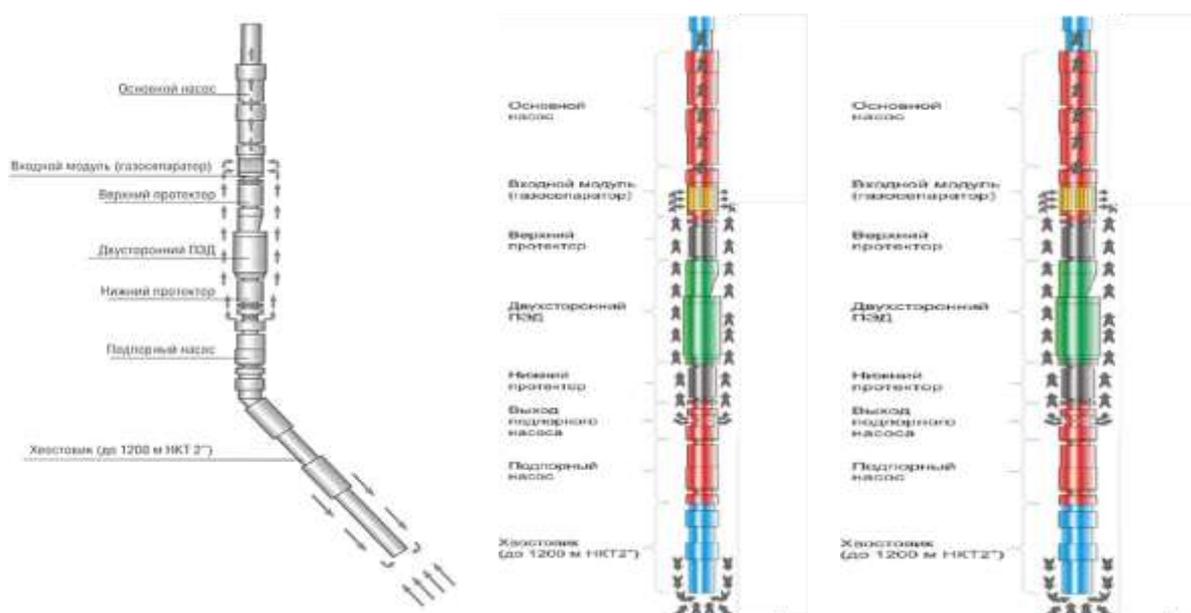


Рисунок 1. УЭЦН с подпорной секцией, хвостовиком

По состоянию на 01.10.2014 г. на месторождении внедрено 19 двухсторонних ЭЦН, показатели до и после внедрения в таблице 1.

Все 19 установок находятся в работе, из них: по 10 скважинам получен прирост по нефти за счет увеличения отбора жидкости; по 8 скважинам получен прирост за счет снижения % обводненности; по 1 скважине – внедрение после ЗБС. Эффективность от внедрения технологии составила 88 %. Средний прирост по скважинам составил 4,7 т/сут. В результате внедрения получено дополнительно 76 т/сут нефти. Для снижения рисков отказа и обеспечения управления и контроля работы УЭЦН с двухсторонним ПЭД компания «Триол» разработала опытные образцы блоков ТМС специальной конструкции.

Таблица № 1

Показатели работы скважин с двухсторонними ЭЦН

Скв.	Верх. насос	Дата запуска	НяО	До внедрения						После внедрения						Результат		
				Нсп	Нлин	F	Qж	Qв	%	Нсп	Нлин	F	Qж	Qв	%	Qж	Qв	%
117Н	5-40-1600	25.04.2014	159	1656	1476		19	14.2	11	1860	1751	51	36	22.6	25	+17	+8.4	+14
239Н	5-40-1600	27.04.2014	157	1680	1454	50	19	11.3	29	1756	1329	54	30	10.9	25	+11	-0.4	-4
* 624	5-25-1500	14.07.2014	79	1740	1323		12	3.1	72	1740	1250	47	25	4.3	40	+13	+1.2	+8
691Н	5-40-1550	17.04.2014	167	1810	1333	50	21	16.2	8	1815	1461	57	28	19.4	17.3	+7	+3.2	+9.3
977Н	5-30-1700	20.05.2014	134	1830	1052	49	21	5.5	69	1820	1652	47	35	9.4	68	+14	+3.9	-1
1527Н	5-40-1750	16.04.2014	168	1810	1309	50	30	24.4	3	1830	1377	51	29	23.6	3	-1	-0.8	0
1529Н	5-30-1700	13.05.2014	141	1743	1317	50	24	16.9	16	1743	1385	51	27	21.7	4	+3	+4.8	-12
1715Н	5-25-1700	02.07.2014	91	1720	1441		10	8	21	1715	1617	49	16	12.9	6.5	+6	+4.9	-14.5
1900	5-25-1800	29.06.2014	94	1835	1519	50	19	11.5	29	1857	1635	52	25	15.1	29	+6	+3.6	0
2153Н	5-30-1600	07.05.2014	147	1780	981	50	23	19.9	5	1758	944	51	29	23.3	4	+4	+3.4	-1
2606Н	5-30-1800	23.06.2014	100	1820	840	50	25	19.9	5	1816	1366	51	29	23.3	4	+4	+3.4	-1
969Н	5-30-1600	31.07.2014	62	1480	1084		25	18.2	13	1680	1169	46	33	21.6	14	+8	+3.4	+1
117Н	5-25-1500	28.07.2014	65	1656	1476		19	14.2	11	1900	1772	49	24	17.5	13	+5	+3.3	+2
1797	5-30-1500	31.08.2014	31	1449	1307	50	22	2.9	85	1405	1230	45	28	3.8	75	+6	+2.9	-10
537Н	5-25-1550	14.09.2014	17	1790	1307	51	22	1.6	13	1790	1078	51	25	19.9	7.3	+3	+3.9	-5.7
614Н	5-30-1600	25.09.2014	6	1638	1009	50	14	3.9	67	1686	1128	47	29	10	55	+15	+6.1	-12
1810Н	5-25-1900	02.08.2014	60	1963	1597	50	18	11.9	21	1960	1531	49	24	11.8	35	+6	-0.1	+14
2722Л	5-30-1500	01.09.2014	30	1690	1100		23	12.2	38	1690	1318	49	35	24	17	+12	+11.8	-21
1861Н	5-25-1600	02.09.2014	29	1841	1625	50	20	2.9	46	1877	1543	51	24	11.8	35	+4	+8.9	-11
																+143	+78.8	

Выводы:

1. Применение двухсторонних ЭЦН позволяет за счет подпорной секции создать дополнительное охлаждения ПЭД при недостаточном притоке и применение хвостовика до 1200 м дает возможность вести добычу, проходя через аварийные участки эксплуатационной колонны, из боковых и горизонтальных стволов.

2. Опыт эксплуатации Тарасовского и других месторождений двухсторонними ЭЦН свидетельствует о высокой эффективности и надежности этого оборудования.

Библиографический список

1. Дополнение к Технологической схеме разработки Тарасовского месторождения / ООО «РН-УфаНИПИнефть», 2012 г.
2. Методические указания компании по построению геологических карт для месторождений со сложными условиями осадконакопления и для случая горизонтальных/многоствольных скважин, гидроразрыва пласта, введены в действие 17.03.2008.
3. Хазипов, Р. Г. Эффективность применения методов одновременно-раздельной добычи нефти из каширских и низезалегающих залежей на восточном борту Мелекесской впадины / Р. Г. Хазипов, В. Г. Базаревская, К. М. Гарифов // Георесурсы. – 2015. – № 3 (62). – С. 3–6
4. Заббаров, Р. Г. Развитие одновременно-раздельной эксплуатации скважин / К. М. Тарифов, Н. Г. Ибрагимов, Р. Г. Заббаров // Нефть и жизнь. – 2008. – № 3 (39). – С. 40–41
5. Сахнов, Р. В. ОРЭ двух пластов с контролем депрессии / Р. В. Сахнов // Нефтегазовая Вертикаль. – 2011. – № 11. – С. 89-94

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ СТРОИТЕЛЬНЫМИ ПРОЕКТАМИ ПРИ ОБУСТРОЙСТВЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Звонарева Е.С., Коркишко А.Н.
Тюменский индустриальный университет

В настоящее время строительная отрасль находится в стадии активного развития, наблюдается тенденция строительства новых и модернизации существующих объектов капитального строительства. Для крупных объектов строительства наиболее эффективно применять календарно-сетевое планирование.

В качестве основы для качественного составления календарно- сетевого плана является календарно-сетевой график, он включает в себя зависимость технологических процессов с привязкой к последовательности выполняемых работ, а также при учете затрат ресурсов и стоимости выполненных работ [1].

У современных крупных компаний, к которым относятся и вертикально интегрированные компании, занимающиеся добычей полезных ископаемых, существует большая проблема с планированием и формированием годового бюджета освоения капитальных вложений.

При строительстве крупных объектов, в частности при обустройстве нефтяных месторождений, помимо генподрядчика присутствует огромное количество субподрядных организаций, что значительно усложняет проце-

дуру управления строительством и отслеживания сроков и качества выполнения СМР [2]. Управление данными процессами значительно упрощаются внедрением АСУП.

АСУП позволяют автоматизировать и упростить, такие процессы как разработку программ капитального строительства и заказ материалов и ОДЦИ, а также отслеживание графиков поставки МТР. Кроме того, в данных комплексах возможно выполнить калькуляцию СМР. Все данные мероприятия позволяют значительно улучшить качество ПСД.

Лидерами и первопроходцами во внедрении в крупные проекты автоматизированные комплексы управления являются США, начавшие применять данные комплексы с таких проектов, как «Манхэттен» и «Аполлон».

США и по сей день являются лидерами в АСУП, а именно компания Primavera Systems, Inc. Данная компания разрабатывает софт с широким диапазоном направленности, для управления портфелем проектов.

Программные комплексы данной компании, такие как:

- Primavera Project Planner Professional (P4);
- MyPrimavera;
- Primavera Contractor;
- PMSystems for Construction;
- PMExchange; Primavera Expedition;
- Типовое решение по ведению договоров;
- Primavera Charts и Primavera Chart Design;
- Primavera Project Planner (P3);
- PrimeContract; SureTrak Project Manager;
- Webster for Primavera; MonteCarlo™ for Primavera;
- Primaplan Project Investigator;
- Primaplan Flint;
- PMAgent;
- Linea Time Chainage Diagram и др.

Считаются фаворитами в управлении портфелями проектов в строительстве, и применялись на таких крупных объектах, как подземная дорога в Бостоне, дамба самой большой в мире ГЭС в Китае и даже реконструкция здания Пентагона в Соединенных Штатах Америки [3].

Все данные программные комплексы позволяют реализовывать такой важный аспект, как планирование бюджета предприятия. Они позволяют более точно планировать реализацию на стадии фундаментального инжиниринга, осуществляя это на примере проектов-аналогов [3].

Применение данных ПО позволяют согласовать работу всех участников СМР, планировать и прокладывать критический путь, а также составлять график снабжения строительства материалами и оборудованием.

Помимо комплексов, разработанных в США, существует большое количество отечественных АСУП.

На территории РФ наиболее распространен такой комплекс, как Project Expert. Данный комплекс направлен на составление плана капитальных вложений на строительство крупных объектов, он позволяет оценивать рентабельность проекта еще на стадии проектирования, а также рассчитывать сроки его окупаемости. Интерфейс программного комплекса приведен на рисунке 1.

The screenshot shows the Project Expert software interface. The main window title is "Строительство сети бензозаправочных станций - Project Expert *". The menu bar includes "Проект", "Обмен", "Редактор", "Результаты", "Сервис", "Окно", and "Справка". The toolbar contains various icons for file operations and calculations. The main content area is titled "Строительство сети бензозаправочных станций - Содержание" and features a sidebar with project management options: "Проект", "Компания", "Окружение", "Инвестиционный план", "Операционный план", "Финансирование", "Результаты", "Анализ проекта", and "Актуализация". The central window displays a "Кэш-фло (\$ US)" table with the following data:

	2002 год	2003 год	2004 год	2005 год
Затраты на материалы и комплектующие	9 648 033,97	11 121 923,99	11 127 648,96	10 967 184,
Суммарные прямые издержки	9 648 033,97	11 121 923,99	11 127 648,96	10 967 184,
Общие издержки	74 586,22	75 332,09	76 085,41	76 846,
▶ Затраты на персонал	595 007,50	601 800,92	608 765,01	615 377,
Суммарные постоянные издержки	669 593,73	677 133,00	684 850,42	692 223,
Налоги	755 546,58	1 346 668,07	1 347 502,37	1 333 472,
Кэш-фло от операционной деятельности	1 592 190,58	1 014 521,36	993 927,23	855 634,
Затраты на приобретение активов				
Кэш-фло от инвестиционной деятельности				
Собственный (акционерный) капитал				
Выплаты дивидендов	198 734,08	644 611,07	703 365,97	713 485,
Кэш-фло от финансовой деятельности	-198 734,08	-644 611,07	-703 365,97	-713 485,
Баланс наличности на начало периода	269 783,59	1 561 104,31	1 797 118,78	1 974 767,
Баланс наличности на конец периода	1 573 552,77	1 808 681,49	1 984 379,70	2 023 210,

Рисунок 1. Интерфейс Project Expert

Можно сказать, что данная АСУП является одной из лучших отечественных программ. В Project Expert можно задавать не только время выполнения работ, но и физические объемы. А также при календарном планировании учитывать ввод объектов по этапам.

В заключении можно сделать вывод, что внедрение АСУП является необходимым для успешной реализации крупных проектов, т.к. они позволяют существенно упростить управление большими группами людей и успешно составлять план капитальных вложений и усвоения капитальных вложений.

Библиографический список

1. Айроян, З. А. Управление проектами на основе технологий информационного моделирования (ВМ-технологий) [Электронный ресурс] / З. А. Айроян, А. Н. Коркишко // Инженерный вестник Дона. – 2016. – Т. 43, № 4. – Режим доступа: <http://ivdon.ru/magazine/archive/n4y2016/3816>.

2. Руководство к своду знаний по управлению проектами. (Руководство РМВОК). – 5-е изд. – Москва : Олимп-Бизнес, 2014. – 590 с.

3. Олененко, А. Б. Автоматизированные системы управления инвестиционно-строительными проектами обустройства месторождений [Электронный ресурс] / А. Б. Олененко, Е. Г. Койнов, И. О. Разов // Инженерный вестник Дона. – 2018. – № 48-1. – Режим доступа: <http://ivdon.ru/ru/magazine/issue/132>.

Научный руководитель - Крижановская Т.В., канд. техн. наук

НОВЫЙ ПОДХОД К ПРОВЕДЕНИЮ ГРР В УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКЕ

Кашин Г.Ю., Миронычев В.Г.

Удмуртский государственный университет

Одной из наиболее острых на сегодняшний день проблем в нефтедобывающей отрасли Удмуртии является упадок геологоразведки, связанный с завершением поиска залежей углеводородов в структурных ловушках. Вследствие этого, нефтедобывающими компаниями должна быть выбрана новая стратегия развития, направленная на увеличение запасов нефти.

Наиболее перспективными объектами с точки зрения прироста запасов нефти являются очень мелкие (до 1 млн. тонн) месторождения нефти на территории Удмуртии, связанные с неструктурными ловушками, толщина пласта которых превышает 3 метра. Эти структуры могут содержать более 40% от начальных геологических запасов нефти Удмуртии [1].

В настоящее время для выявления этих структур на территории Удмуртии применяется МОГТ. Данный метод позволяет получить достаточно точную информацию по структурному строению района, он не может однозначно ответить на вопрос о наличии промышленных запасов углеводородов в выявляемых геологических структурах. Это приводит к бурению большого числа «сухих» скважин.

Поиск мелких структур требует дорогостоящих комплексных методов геологоразведочных работ.

Основной же проблемой освоения месторождений с ресурсами нефти до 1 млн. тонн, независимо от их стратиграфии, является необходимость бурения большого числа скважин как на этапе при ГРР, так и при эксплуатационном разбурировании месторождения.

Вследствие больших затрат, не приносящих результатов, нефтяные компании Удмуртии практически полностью прекратили работы по данным объектам. Решить эти проблемы во многом может помочь применение микросейсмической сейсморазведки.

Микросейсмическая разведка – технология прогноза углеводородов в геологических структурах, основанная на интерпретации собственного шумового излучения нефтегазовой залежи. Главной задачей данного метода является определение наиболее вероятного местоположения залежи углеводородов на основе изучения микросейсмического фона в точке наблюдения.

Использование микросейсмической разведки в комплексе со стандартными методами изучения структурного строения продуктивных толщ позволит прогнозировать нефтегазоносность территорий, сокращая финансовые и временные затраты на разбуривание «сухих» залежей нефти и газа, ускоряет восстановление ресурсов углеводородов.

Микросейсмические исследования могут успешно применяться при прогнозировании залежей углеводородов, приуроченных к малоразмерным и малоамплитудным, а также неструктурным ловушкам, характеризующихся локальной и вертикальной изменчивостью и сильной расчлененностью пластов.

Применение данного метода позволило бы выявлять месторождения нефти с геологическими запасами менее 1 млн. тонн, которые в настоящее время считаются малорентабельными или нерентабельными, и определять на обнаруженных месторождениях наиболее перспективные точки для заложения на них меньшего количества в сравнении с традиционными способами опосредованного поиска структур поисковых и разведочных скважин с дальнейшим переводом их в эксплуатационные. Это позволит значительно снизить расходы на поиск, разведку и эксплуатационное разбуривание таких месторождений, что снизит финансовую нагрузку на поиск, разведку и бурение и сделает их разработку экономически выгодной.

На территории Удмуртии есть примеры успешного применения технологии микросейсмической разведки. Технология АНЧАР была применена на Восточно-Тыловском и Дебесском месторождениях, Староягинской и Марьинской структурах с целью выявления предварительной оценки геологических объектов для постановки поисково-разведочных работ на нефть и газ [2]. АНЧАР позволил определить участки с перспективной нефтепродуктивностью пластов и наметить участки для глубокого бурения (рис. 1).



Рисунок 1. Прогнозные схемы нефтегазоносности по данным АНЧАР Дебесского, Восточно-Тыловского месторождений, Староягинской, Марьинской структур

Применение технологий микросейсморазведки на территории Республики Татарстан (Мамадышская площадь, Меллекесская впадина), Пермского края (Северо-Бугровская структура) и Оренбургской области (Соль-Илецкий свод, Предуральский прогиб, Бузулукская впадина) так же доказало ее высокую эффективность при прогнозировании углеводородов в сложных геологических условиях и оконтуривании месторождений.

Выводы:

1. В связи с истощением крупных месторождений нефти в Удмуртской Республике все большее внимание будет уделяться очень мелким месторождениям, которые содержат значительные запасы нефти, но геометризация данных объектов крайне затруднена при использовании традиционного комплекса работ.

2. От того, насколько проработана концептуальная геологическая модель, зависит успешность разведочного и эксплуатационного бурения. Результаты бурения первых скважин во многом определяют дальнейшее отношение к залежи.

3. Микросейсмика позволяет создать надежную геометризацию залежей, наиболее рационально выбрать точки для закладки поисковых и разведочных скважин с дальнейшей возможностью их перевода в эксплуатационные, что позволяет значительно сократить объемы бурения и сделать очень мелкие месторождения рентабельными.

4. Перевод поисковых и разведочных скважин в эксплуатационные позволяет создать неупорядоченную сетку эксплуатационных скважин. Это сделает возможным экономически эффективно разрабатывать очень мелкие месторождения на естественных, особенно водонапорном, режимах залежи.

5. Детально обоснованное расположение скважин позволяет оптимизировать проведение очагового заводнения данных залежей углеводородов, что в свою очередь позволит уменьшить обводненность и повысить КИН месторождения.

6. Микросейсмические исследования в дальнейшем могут проводиться во время разработки месторождения через определенные периоды времени для контроля состояния нефтяного пласта. Это позволит наиболее обоснованно проводить ОПЗ, ГТМ и МУН на месторождении, что значительно повысит КИН.

Библиографический список

1. Савельев, В. А. Нефтегазоносность и перспективы освоения ресурсов нефти Удмуртской Республики / В. А. Савельев. – Ижевск-Москва : Институт компьютерных исследований, 2003. – 287 с.

2. Арутюнов, С. Л. Отчет о выполнении опытных работ методом низкочастотной разведки АНЧАР на территории Удмуртской Республики. Договор А-39/99 от 02.07.1999г. Оренбург – Ижевск, 1999 г.

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ВЫСОКОПРОЧНЫХ СШИТЫХ КОМПОЗИЦИЙ (ВПСК) И МИКРОДИСПЕРСНОГО СИЛИКАТНОГО ГЕЛЯ (МДС) НА НОВО-ЕЛХОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Константинович Э.А.,¹ Минханов И.Ф.²

¹ Тюменский индустриальный университет;

² Казанский федеральный университет

При разработке месторождений на завершающей стадии необходимо максимально эффективно подбирать методы для полноценной выработки запасов. Одними из таких методов являются методы потокоотклоняющих технологий: воздействие микродисперсным силикатным гелем (МДС), воздействие высокопрочными сшитыми композициями (ВПСК).

Сегодня, когда большинство месторождений находятся на завершающей стадии разработки и обводнённость продукции повышается до максимума для выравнивания профиля приёмистости, ликвидации прорывов воды в добывающие скважины, блокирования промытых зон и трещин, ликвидации (ограничения) ухода закачиваемой воды в смежные пласты, для ограничения приёмистости скважин и для других целей в НГДУ «Елховнефть» применяется технология ВПСК.

Множественные лабораторные, геофизические, гидродинамические, индикаторные и другие промысловые исследования свидетельствуют о том, что одним из главных факторов, которые влияют на эффективность разработки нефтяных месторождений с использованием заводнения, является геологическая неоднородность продуктивного разреза. Даже если неоднородности пласта малозначима по толщине или площади (вертикальная и зональная неоднородность), то ускоренными темпами происходит выработка пропластки, проницаемость которой более выше; при том, что менее проницаемые пропластки разрабатываются более медленными темпами или вовсе не участвуют в разработке. В ходе разработки месторождения негативное влияние неоднородности на эффективность заводнения пластов значительно увеличивает. По мере замещения нефти водой фильтрационное сопротивление для воды, как правило, уменьшается, расход воды возрастает без явного увеличения охвата пластов заводнением. Главные технологические свойства высокопрочных сшитых композиций:

- регулируемость вязкости рабочих растворов и стойкость гелей на их основе;

- поддержание вязкостных свойств растворов и способности их к образованию геля в обширном диапазоне температур, рН, давлений, минерализации до 300 г/дм³ (300 г/л);

- для композиции характерна высокая вязкость при малых скоростях сдвига и низкая вязкость при высоких скоростях сдвига.

Закачиваемая гелеобразующая композиция, преимущественно проникая в высокопроницаемые, обводненные пропластки и зоны пласта, полностью или частично блокирует их, что способствует увеличению охвата пластов заводнением, и, как следствие, в процесс активной выработки запасов вовлекаются низкопроницаемые нефтенасыщенные пропластки.

На Ново-Елховском нефтяном месторождении в июне 2016 года была проведена закачка ВПСК в одну из нагнетательных скважин. Дебит жидкости в течение 12 месяцев до закачки в среднем составлял 161,25 тонн в сутки, а дебит нефти 5,45 тонн в сутки. После закачки те же показатели соответственно составили 186 и 6,4 тонн в сутки.

Технологию микродисперсного силикатного геля (МДС) следует применять на поздней стадии разработки нефтяного месторождения, представленного неоднородными по проницаемости терригенными коллекторами. Технология предназначена для увеличения нефтеизвлечения за счёт повышения охвата пласта и коэффициента нефтевытеснения. Метод воздействия на пласт основан на создании блокирующей оторочки неорганической микрогелевой композицией с последующей переадресацией заводнения в менее промытые интервалы и доотмывом нефти растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ). Для осуществления закачки по технологии применяется стандартное технологическое оборудование и используется существующая система воздействия на продуктивный пласт. Технологический процесс приготовления и закачки МДС происходит непосредственно на устье нагнетательной скважины. Метод воздействия на пласт по технологии МДС основан на закачке комплексной композиции, состоящей из двух последовательных оторочек: первая оторочка – микродисперсный силикатный гель, полученный на основе силиката натрия и соляной кислоты, и вторая оторочка – водный раствор ПАВ. Воздействие на пласт первой оторочкой – микродисперсным силикатным гелем приводит к снижению проницаемости интервалов преимущественной фильтрации воды и перераспределению закачиваемой воды в менее проницаемые зоны, увеличение извлечения нефти из которых достигается закачкой в пласт второй оторочки – водного раствора ПАВ.

На Ново-Елховском нефтяном месторождении в августе 2016 года была проведена закачка МДС в одну из нагнетательных скважин. Средняя обводнённость добываемой продукции до закачки составляла 85,4%. Спустя 10 месяцев после закачки обводнённость продукции снизилась до 74,5%.

Преимуществами технологии являются:

- высокая надёжность технологии в части гарантированного решения задачи ввода в пласт гелевого компонента;

- применение доступных и недорогих реагентов отечественного производства – растворов силиката натрия и соляной кислоты, ПАВ;
- регулирование процесса возникновения суспензии силикатного геля с целью получения частиц геля заданного размера применительно к характеристикам коллектора;
- возможность использования как пресной, так и сточной минерализованной воды для приготовления закачиваемой композиции;
- экологическая безопасность.

Выводы и рекомендации при использовании микродисперсного силикатного геля (МДС):

- 1) Снижение обводнённости на 9.1%, после закачки продукции.
- 2) при закачке потокоотклоняющей технологии необходимо подобрать такую комбинацию работы добывающих и нагнетательных скважин на участке, чтобы максимально заблокировать промытые зоны;
- 3) в период проведения закачки технологии необходимо вести контроль за выносом гелеобразующего состава на устьях добывающих скважин;
- 4) в период освоения скважины после проведения технологии обеспечить плавное наращивание необходимых объемов закачиваемой воды для исключения образования новых водопроводящих каналов.

Сравнивая вышеприведённые методы потокоотклоняющих технологий можно сделать вывод, что технологии МДС и ВПСК являются самыми эффективными. Дебит нефти после их применения увеличился на 1 тонну. Обводнённость продукции после МДС уменьшилась на 12%, после ВПСК на 0,45%. Дебит жидкости после применения МДС уменьшился на 7,3 тонны, а после применения ВПСК наоборот увеличился на 24,75 тонны.

Библиографический список

1. Ганиева, З. М. Исследование и применение силикатных микрогелевых систем для увеличения нефтеизвлечения [Рукопись]: дис. ... канд. тех. наук : 25.00.17 / З. М. Ганиева; ТатНИПИнефть ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. - Бугульма, 2013. – 132 с.
2. Эпов, И. Н. Потокоотклоняющие технологии как метод увеличения нефтеотдачи в России и за рубежом / И. Н. Эпов, О. П. Зотова // Фундаментальные исследования. – 2016. – № 12 - 4. – С. 806 - 810.
3. Жданов, С. А. Опыт применения методов увеличения нефтеотдачи пластов в России / С. А. Жданов // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 1. – С. 58 - 61.
4. Погребная, И. А. Основы гидравлики и гидропневмопривода : учебное пособие / И. А. Погребная, С. В. Михайлова, Ю. И. Казаринов. – Ставрополь : Логос, 2018. – 90 с.

Научный руководитель – Чебыкина Ю.Б., младший научный сотрудник

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕДОБЫЧИ ИНТЕГРИРОВАНИЕМ ФИЗИЧЕСКИХ СПОСОБОВ РАЗРАБОТКИ

Косьянов П.М.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

АННОТАЦИЯ

В работе показаны различные способы повышения эффективности нефтедобычи. Проведен их сравнительный анализ. Подробно рассмотрены способы паротеплового воздействия на пласт, их преимущества и возможности. Выявлены проблемы, показаны пути их решения. Показаны актуальность и перспективность разработки данных способов.

Ключевые слова: коэффициент нефтеотдачи, физические модели, паротепловое воздействие, буровой инструмент, скорость истечения пара, реактивная сила, крутящий момент, вязкая нефть.

ВВЕДЕНИЕ

Основным показателем эффективности нефтедобычи, является коэффициент нефтеотдачи (КИН):

$$K = \frac{V_{\text{добытой}}}{V_{\text{балансовой}}}$$

При исследовании сложных многокомпонентных систем коими являются коллектора [1, с 7], невозможно все свести к одной модели, типа мульти-задачи Коши, модели которых описываются нелинейными автономными обыкновенными дифференциальными уравнениями (ОДУ) произвольной размерности [2, с 181]. Необходимо проводить комплексные исследования, базирующиеся на ГИС. Тем не менее, для раскрытия механизмов, позволяющих повысить нефтеотдачу пластов, полезно рассматривать физические модели, сводимые к нескольким, наиболее важным параметрам, на которые можно измеряемо воздействовать физическими полями.

Современная геофизика использует все виды физических полей. Из наиболее экологически безопасных режимов разработки:

- Гравитационный, $K < 5\%$
- Упругий, $K \leq 5\%$
- Растворенного газа, K от 5-7% до 20-25%
- Водонапорный K от 20-30% до 60-70%
- Газонапорный K 50-70%
- Паротепловое воздействие на пласт, $K < 70\%$
- Электромагнитные, $K \leq 70\%$

Очевидно, что перспективность повышения нефтедобычи заключается в интегрировании и сочетании различных способов разработки.

Паротепловое воздействие

Нагревание пласта приводит к снижению проницаемости и вязкости пластовых флюидов: нефти, воды и газов (рис. 1а,б,в.).

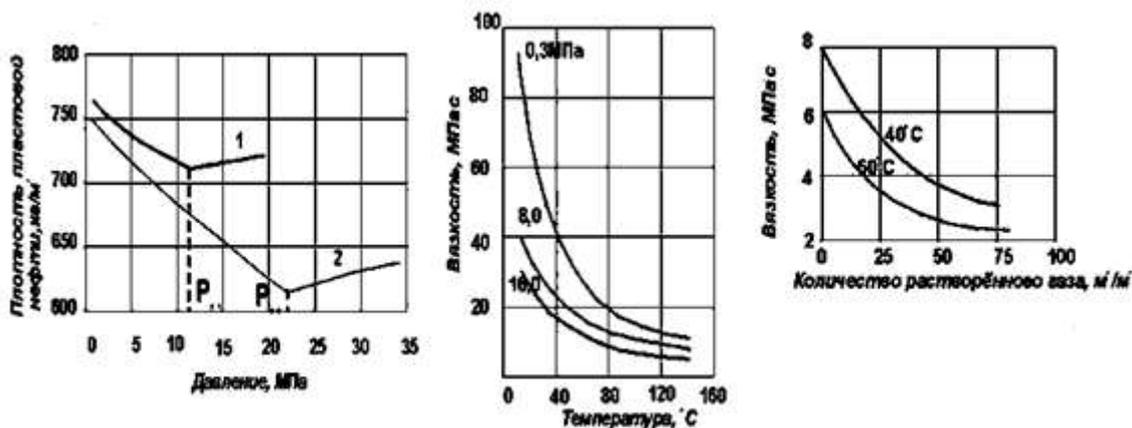


Рисунок 1. Корреляции между основными параметрами: а) Зависимость плотности пластовой нефти от давления и количества растворенного газа при $t=70^{\circ}\text{C}$; б) Зависимость вязкости от температуры; в) Зависимость вязкости от температуры и количества растворенного газа

При нагревании коллектора происходит снижение вязкости и объемное расширение всех компонентов пласта, изменение проницаемости и подвижности жидких флюидов.

В работах [ЗС.67,4] рассмотрены нетрадиционные способы бурения, в частности, интегрирующее энергию пара устройство «Буровой инструмент».

Принцип работы устройства

Функционирование бурового инструмента происходит в следующей последовательности. При подаче напряжения к нагревательным элементам, последние разогреваются, увеличиваются линейно. Линейное увеличение нагревательного элемента приводит к смещению упора. Соответственно, вдоль сквозного паза сдвигается жестко связанный с упором фиксатор. Под напором воды в канале сдвигается клапан-поршень. Вода заполняет полость, освобожденную клапаном-поршнем и попадает в каналы. Далее вода через выходы из каналов попадает на нагревательный элемент и начинает испаряться. Давление внутри полости корпуса увеличивается. В результате увеличения давления клапан-поршень возвращается в исходное положение, при этом происходит подача воды в каналы и интенсивный впрыск воды на нагревательный элемент. Обильное испарение воды на нагревательном элементе приводит к образованию рабочего тела – пара внутри корпуса. По каналам – соплам, рабочее тело истекает наружу, со-

здавая вращательный эффект, за счёт реактивной силы. Поворот корпуса приводит к разрушению грунта твердосплавными вставками. После испарения воды на нагревательных элементах, последние остывают и принимают прежний линейный размер, т.е. система возвращается в исходное положение и затем процесс может повторяться.

Количественное оценивание параметров устройства

Для оценивания эффективности устройства, необходимо выявить величины, определяющие крутящий момент и рассчитать их количественно. Совершение механической работы обеспечивается за счёт генерирования энергии пара внутри корпуса бурового инструмента и использования этой энергии посредством выходных каналов корпуса.

Для процессов с фазовыми превращениями используем уравнение Клапейрона – Клаузиуса [5 с.449]:

$$\frac{dP}{dT} = \frac{q}{T(v_1 - v_2)} \quad (1)$$

где q – удельная теплота парообразования, v_1, v_2 – удельные объёмы воды и пара соответственно.

При превращении воды в насыщенный пар в закрытом сосуде, где температура T переменная, получим:

$$\frac{dP}{dT} = \frac{\mu q}{RT^2} P \quad (2)$$

Разделяя переменные и интегрируя полученное выражение:

$$\int_{P_0}^P \frac{dP}{P} = \int_{T_0}^T \frac{\mu q}{RT^2} dT \Rightarrow \ln \frac{P}{P_0} = \frac{\mu q}{R} \left(\frac{1}{T_0} - \frac{1}{T} \right) \quad (3)$$

И для конечного давления:

$$P = P_0 e^{\frac{\mu q}{R} \left(\frac{1}{T_0} - \frac{1}{T} \right)} \quad (4)$$

где P_0 и T_0 - начальные давление и температура; P и T - конечные давление и температура.

Например, при испарении 1кг воды в течении 1 секунды, внутри полости устройства объемом $V=10^{-3} \text{ м}^3$, давление перегретого пара $P = 460 \cdot 10^5 \text{ Па}$, температура $T=998 \text{ К} \approx T_{нагр.}$.

При выбрасывании некоторой части своей массы, где выброшенная часть изменяет при этом свой импульс, на систему действует реактивная сила, равная изменению импульса выброшенной части за единицу времени. Крутящий момент устройства возникает под действием реактивных сил, при истечении пара из горизонтальных выходных каналов - сопел. В [6, с 66] были определены давление - p и температура - T пара при испарении заданной массы воды, но для расчета реактивных сил - F_p и крутящего момента - M_k , необходимо сначала определить скорость истечения пара из - сопел устройства, рис. 2.

При испарении 1 кг воды в течении 1 секунды, внутри полости устройства объемом $V=10^{-3}$ м³, давление перегретого пара перед соплом $p_1 = 460 \cdot 10^5$ Па, температура $T=998$ К.

Давление за соплом $p_2 = 10^5$ Па. Отношение давлений в окружающей среде и перед соплом $\beta = p_2/p_1 = 2,17 \cdot 10^{-3}$,

Критическое значение отношения (при звуковом истечении пара) определяется выражением [4,5]:

$$\beta_{кр} = \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k}{k-1}} \quad (5)$$

где k – показатель адиабаты истечения, для перегретого пара $k = 1,29$ и соответственно $\beta_{кр} = 0,547$.

Поскольку $\beta \ll \beta_{кр}$ в данном случае истечение сверхзвуковое.

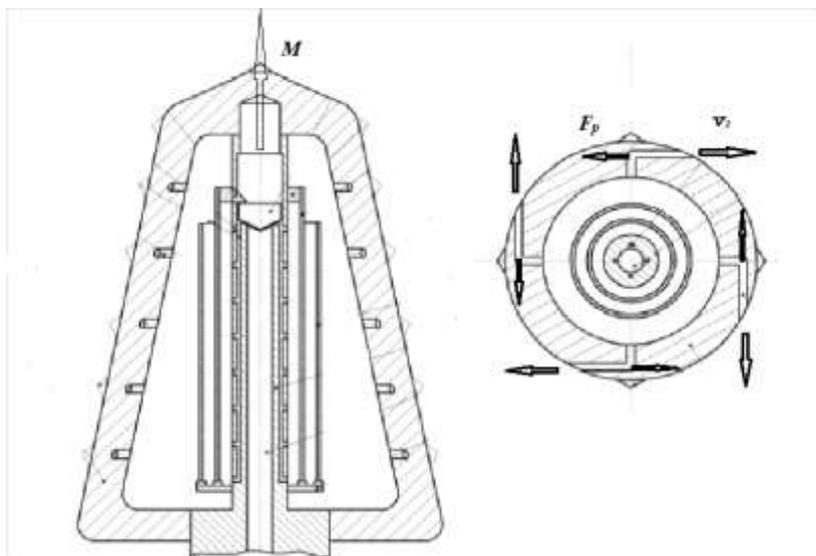


Рисунок 2. Истечения пара из сопел со скоростью v_2 , возникающие реактивные силы F_p и крутящий момент (момент сил) M действующие на устройство

Скорость на выходе из сопла для реального газа определяется выражением [6]:

$$v_2 = \sqrt{2(i_1 - i_2)} \quad (6)$$

где i_1 – энтальпия пара на входе сопла; i_2 – энтальпия пара на выходе из сопла.

Энтальпия находится по is – диаграмме [7, с 62].

Для решаемой задачи: $i_1 = 3785$ Кдж/кг; $i_2 = 2935$ Кдж/кг.

Скорость на выходе из сопла соответственно $v_2 = 1304$ м/с. При расширяющейся форме сопла с углом раскрытия $\gamma \approx 10^\circ$ рис. 3, скоростной коэффициент сопла максимален $\varphi = 0,98$ и действительная скорость истечения $v_2^д = \varphi v_2 = 1278$ м/с.

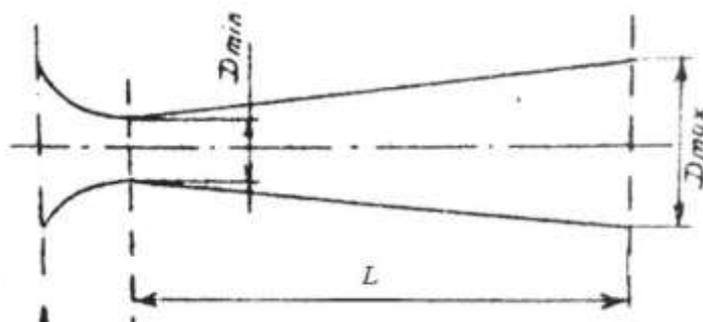


Рисунок 3. Сопло расширяющейся формы, D_{min} - минимальный диаметр сопла, D_{max} - максимальный диаметр сопла, L - длина сопла

Параметры сопла связаны следующим выражением:

$$\tan\left(\frac{\gamma}{2}\right) = \frac{D_{max} - D_{min}}{2L} \quad (12)$$

Реактивная сила $F_p = v_2^d \mu$, где $\mu = \frac{dm}{dt}$ – выбрасываемая масса пара в единицу времени из одного сопла. В решаемой задаче $\mu = 0,05$ кг/с и $F_p = 63,9$ Н. Полагая, что сопла идентичны, результирующая сила $F = N F_p$.

Если для данного устройства $N = 20$ то $F = 1278$ Н. Крутящий момент (момент силы) $M_k = F d = N F_p d$, здесь $d = 10$ см – плечо действия силы. Соответственно $M_k = 127,8$ Н м. Понятно, что реактивные силы и крутящий момент можно регулировать, изменяя количество подаваемой в устройство воды. При увеличении расхода воды на порядок, на столько же возрастает и крутящий момент.

Заключение

Рассмотрены задачи по определению экологически безопасных способов повышения нефтеотдачи пластов, в частности, паротепловое воздействие. Определены оптимальные параметры физических моделей. Подробно рассмотрено устройство «Буровой инструмент». Рассчитаны скорость истечения пара из сопел устройства, реактивные силы, возникающие в устройстве и крутящий момент создаваемый силами. Показаны пути оптимизации параметров. Актуальность и перспективность рассматриваемого способа бурения обусловлена разработкой залежей с высоковязкими нефтями: Ван-Еганского, Вынга-Пуровского, Русского и др. месторождений. Выбрасываемый пар (при температуре $T \approx 998$ К), помимо дополнительного разрушающего воздействия на породу, оказывает паротепловое воздействие на нефть, что в конечном итоге позволяет повысить нефтеотдачу пластов.

Библиографичкий 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.
2. Федотов, В. Х. Нелинейные автономные квазиинварианты динамических систем / В. Х. Федотов, Н. И. Кольцов, П. М. Косьянов // Вестник Технологического университета. - 2018. - Т. 21, № 12. - С. 181 - 185.

3. Коломиец, С. С. Нетрадиционные способы бурения / С. С. Коломиец, В. Г. Краснов, П. М. Косьянов // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: материалы V регион. науч.-практ. конф. – Тюмень, 2015. – С.67 - 77.

4. Пат. 155161 Российская Федерация, МПК: E21B7/14, E21C37/16. Буровой инструмент / Краснов В. Г., Кревер А. В., Косьянов П. М.; Патентообладатель Краснов Виктор Гаврилович. - №: 2015112010/03; заявл. 02.04.2015; опубл. 27.09.2015, Бюл. № 27.

5. Сивухин, Д. В. Термодинамика и молекулярная физика: учеб. для вузов / Д. В. Сивухин. - Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Наука, 1979. – 552 с.

6. Косьянов, П. М. Количественное оценивание оптимальных параметров для бурового инструмента / П. М. Косьянов, В. Г. Краснов // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: материалы VIII Междунар. науч. - практ. конф. – Тюмень, 2018. – С. 66 - 71.

7. Косьянов, П. М. Оптимизация параметров бурового инструмента для повышения его эффективности / П. М. Косьянов, В. Г. Краснов // Недропользование XXI век. – 2019. – № 1. – С. 62 - 66.

INCREASE OIL PRODUCTION INTEGRATING PHYSICAL DEVELOPMENT METHODS

ABSTRACT

The paper shows various ways to improve the efficiency of oil production. Their comparative analysis is carried out. The methods of steam-thermal influence on the formation, their advantages and possibilities are considered in detail. Problems are revealed, ways of their decision are shown. The relevance and prospects of the development of these methods are shown.

Keywords: coefficient of oil extraction, physical models, thermal steam, impact drilling tool, the velocity of the vapor, reactive power, torque, viscous oil.

ВНЕСЕНИЕ КОРРЕКТИРОВКИ В ГАЗОКОНДЕНСАТНУЮ ХАРАКТЕРИСТИКУ В УСЛОВИЯХ РАЗРАБОТКИ УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Кузнецова Д.Р.

Тюменский индустриальный университет

Цель данной работы выполнить анализ изменения газоконденсатной характеристики (ГКХ) и скорректировать зависимость потенциального содержания конденсата (P_{C5+}) в добываемом газе от пластового давления, на

основании результатов газоконденсатных исследований (ГКИ) за весь период эксплуатации объектов разработки. Данная зависимость непосредственно используется для расчета количества извлекаемого конденсата при проектировании разработки месторождения. В процессе сравнительного анализа полученных зависимостей необходимо установить отклонение проектных значений от фактических.

Для того, чтобы оценить изменение ГКХ в процессе разработки валанжинских отложений Уренгойского месторождения, каждый год на эксплуатационных скважинах, с учетом программы исследовательских работ, проводятся текущие ГКИ [4]. В первые годы разработки Уренгойского месторождения, из-за отсутствия необходимого количества устьевых сепараторов, исследования проводились, преимущественно, методом двухступенчатой сепарации с применением замерных сепараторов на УКПГ. В настоящее время исследования на газоконденсатность проводятся только через устьевые сепараторы.

Для получения достоверной информации о ГКХ, согласно Р Газпром 086-2010 [1] газоконденсатные исследования рекомендовано проводить на режимах с обеспечением скорости потока газа у башмака лифтовых труб не менее 2,5 м/с, и депрессии, не превышающей 10 % от пластового давления. Рекомендуемые условия послужили критерием для оценки кондиционных значений о газоконденсатной характеристике, полученной в процессе ГКИ. Проведенная обработка исходной информации показала, что удовлетворяющими данным требованиям являются результаты более 60 % исследований. В ходе эксплуатации газоконденсатных залежей происходит увеличение доли несоответствующих условиям Р Газпром 086-2010 [1] исследований, вызванное закономерным снижением пластового давления и ухудшением фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) призабойной зоны пласта (ПЗП), что не позволяет проводить газоконденсатные исследования при рекомендуемых условиях.

В связи с тем, что большой массив данных, получаемый из обработки результатов проведенных газоконденсатных исследований, не соответствует минимальным требованиям инструкции, нет возможности получить достоверные данные на основе обработки всего массива данных [3]. Для дальнейшего анализа необходимо провести отбор ГКИ, условия проведения которых удовлетворяли Инструкции.

На основании данных, полученных эмпирическим путем и прошедших отбор на соответствие требованиям Инструкции, строится график. На нем приводятся результаты ГКИ, полученные эмпирическим способом [2], а так же проектная кривая, характеризующая содержание конденсата в зависимости от пластового давления, и предлагаемая корректировка проектной линии. В процессе эксплуатации скважин происходит закономерное снижение потенциального содержания C_{5+} . По результатам сопоставления фактических данных с расчетной кривой, утвержденной в проектном документе, наблюдается незначительное несогласование, которое определяет корректировку кривой зависимости PC_{5+} от давления.

Библиографический список

1. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. Ч.1. : Р Газпром 086-2010. – Москва : Газпром ЭКС-ПО, 2011. – 234 с.

2. Инякин, В. В. Качество газоконденсатных исследований скважин и представительность отобранных проб флюидов / В. В. Инякин // Новые технологии – нефтегазовому региону : материалы международной науч.-практ. конф. Т.2. – Тюмень, 2017. – С.69 - 70.

3. Инякин, В. В. Оценка результатов испытания и газогидродинамических исследований нижнемелового продуктивного комплекса / В. В. Инякин, С. И. Грачев // Нефть и газ Западной Сибири : материалы международной науч. - практ. конф. – Тюмень, 2015 – С.222 - 226.

4. Инякин, В. В. Особенности газоконденсатных исследований пласта АЧ5 2-3 Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / В. В. Инякин, И. А. Усачев, С. А. Леонтьев // Горные ведомости. – Тюмень : Сибирский научно-аналитический центр, 2016. – С.174 - 179.

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

АНАЛИТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ДЛЯ РАСЧЕТА НАГРУЗОК ОТТАИВАНИЯ

Кузнецов К.М.

Тюменский индустриальный университет

Для анализа нагрузок оттаивания предлагаются следующие программы:

- Гидравлический анализ скважины и анализ теплопередачи - определение подводимой теплоты к интервалу вечной мерзлоты на основе условий добычи и конструкции скважины в течение ожидаемого срока службы скважины [1].

- Геотермальный анализ - оценка степени оттаивания вечной мерзлоты, который может происходить вокруг отдельных скважин или скважин на основе заданного количества тепла. Использование программного комплекса Abaqus.

- Геомеханический и почвенный деформационный анализ - расчет вызванных оттепелями напряжений и движений почвы, а также величины оседания грунта на поверхности.

- Анализ взаимодействия обсадных колонн и грунтов - оценка влияния оседания таяния вечной мерзлоты на нагрузку, работоспособность и механическую и гидравлическую целостность систем обсадных колонн скважин [2].

Гидравлический анализ скважины и анализ теплопередачи

Гидравлический анализ и анализ теплопередачи в стволе скважины служит для прогнозирования температурного профиля жидкости внутри колонны вдоль длины ствола скважины и количественного определения общего сопротивления тепловому потоку между текучей средой и внешней частью ствола скважины в течение срока эксплуатации скважин. Различные элементы конструкции скважины, включая обсадные колонны, цементные и/или кольцевые флюиды, а также пласт, включены в анализ. Результаты гидравлического анализа и анализа теплопередачи служат входом в геотермальный анализ [3,4].

Существует три основных режима теплопередачи, включая проводимость, конвекцию и излучение. В стволе скважины, в зависимости от условий ствола скважины, эти три режима теплопередачи происходят в различной степени. Abaqus можно использовать для анализа этих режимов теплопередачи и определения сопротивления тепловому потоку вдоль ствола скважины. Кроме того, в некоторых применениях (например, в высокоскоростных газовых скважинах) эффект Джоуля-Томпсона также следует учитывать при оценке температуры жидкости в трубке.

Геотермальный анализ

Основываясь на результатах анализа теплопередачи в стволе скважины, впоследствии можно выполнить геотермальный анализ, чтобы со временем предсказать степень оттепели вокруг добывающих скважин. Эта программа анализа должна имитировать переходную теплопроводность с изменением фазы в результате таяния льда в пластах. Hwang, С.Т. обсудил теоретическую формулировку, которая может быть использована для геотермального анализа этого типа [5].

Геомеханический и почвенно-деформационный анализ

На основе профиля радиуса оттаивания со временем, полученного из геотермального анализа, может быть выполнен специализированный анализ методом конечных элементов для определения свойств жесткости почвы и деформаций почвы, связанных с изменениями объемной деформации, порового давления и жесткости вдоль ствола скважины как функции времени [6].

Входные данные для геомеханического и почвенного анализа деформации включают стратиграфию почвы, профиль оттаивания, жесткость почвы (то есть как замороженную, так и незамерзшую), поровое давление на оттаивание и нагрузку от оттаивания.

Сжатие изменения фазы из-за оттепели вызвано сокращением объема, когда лед меняет свою фазу на воду.

Хотя некоторые из этих геомеханических инструментов анализа деформации грунта основаны на некоммерческих программах с конечными элементами, можно было бы использовать программу Abaqus вместе с пользовательскими подпрограммами для установления взаимосвязи между фазовым переходом и деформацией почвы. Например, эмпирические уравнения часто используются для оценки объемной деформации, порового давления и жесткости почвы как функции содержания замерзшей и незамерзшей воды и

эффективного напряжения почвы. Различные отношения используются для мелкозернистых и крупнозернистых почв, а также для разных типов почв (например, заполнителей, песчаника и глины). Жесткость почвы может быть оценена на основе взаимосвязи, которая воплотила в себе эффективную зависимость напряжения от касательного модуля в почвах [7].

Результат анализа деформации почвы включает оценку оседания поверхности в окрестности ствола скважины, вертикальных и боковых смещений почвы, а также вертикальной и боковой жесткости и прочности почвы как функции времени. Результаты анализа деформации почвы впоследствии могут быть использованы в качестве исходных данных для анализа взаимодействия обсадной колонны и грунта.

Анализ деформаций обсадной колонны

Анализ деформаций обсадной колонны направлен в первую очередь на установление деформаций обсадной колонны, вызванных преимущественно вертикальными движениями почвы (оседанием / выпадением), вызванными оттаиванием таяния вечной мерзлоты. Оседание грунта или тяга приводит к деформации обсадных колонн за счет сил сопротивления, возникающих в результате дифференциальных смещений, возникающих между системой обсадных труб и смежными слоями почвы. В случаях проектирования нескольких скважин таяние вечной мерзлоты может также приводить к боковым перемещениям пласта, которые считаются важными с точки зрения их повышенного потенциала для развития деформации обсадной колонны и деформаций сдвига [8].

Библиографический список

1. Атлас СССР. – Москва : Главное управление геодезии и картографии при Совете Министров СССР, 1984. – 260 с.
2. Вечная мерзлота и освоение нефтегазоносных районов / Под. ред. Е. С. Мельникова и С. Е. Гречищева. – Москва : ГЕОС, 2002. – 402 с.
3. Ашмян, К. Д. Разработка нефтяных месторождений в зоне распространения вечной мерзлоты / К. Д. Ашмян, О. В. Ковалева // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2016. – № 7–8. – С. 88 – 94.
4. Самарский, А. А. Экономическая схема сквозного счета для многомерной задачи Стефана / А. А. Самарский, Б. Д. Моисеенко // Журнал вычисл. матем. и матем. физ. – 1965. – Т. 5, № 5. – С. 816 - 827.
5. Duncan, J. M. Strength, Stress-strain and bulk modulus parameters for finite element analysis of stresses and movements in soil masses. Report No. VCB/GT-80-01, Dept. of Civil Engineering / J. M. Duncan, P. Byrne, K. S. Wong, P. Madry. – Berkeley : University of California, 1980.
6. Ferriars, Jr., O. J. Permafrost and Related Engineering Problems in Alaska, U.S. / Jr., O. J. Ferriars, R. Kachadoorian, G. W. Green // Geological mSurvey, Professional Paper 678, 1969/ - P.2.
7. Goodman, M.A., Designing Casing and Wellheads for Arctic Service; World Oil, 1978.

8. Hwang, C.T., Predictions and Observations on the Behaviour of A Warm Gas Pipeline on Permafrost. Canadian Geotechnical Journal, Vol. 13, No. 4, pp. 452-480, 1976.

Научный руководитель - Стрекалов А. В., д-р техн. наук, профессор

ПРИКЛАДНЫЕ ПРОГРАММНЫЕ ПРОДУКТЫ В ДОБЫЧЕ НЕФТИ

Курнашов И.Д.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

С появлением компьютеров в жизни людей, появилась тенденция на компьютеризацию многих сфер жизни человека. На сегодняшний день невозможно представить выполнение сложных операций без использования компьютерных программ. Это касается и нефтяной промышленности, в которой благодаря прикладным программным продуктам (ППП) возможно выполнение сложных технических операций.

Решение задач связанных с повышением эффективности разработки месторождений было бы невозможно без применения новых технических средств и ППП. В последние годы для решения подобных задач разработано большое количество компьютерных продуктов и технологий. Они используются для повышения стратегических эксплуатационных показателей месторождения, к примеру, повышения КИН пласта, а также оперативных показателей, таких как экономическая эффективность и надежность оборудования.

Области применения ППП.

Отображение технологических процессов

Для управления техпроцессами оператором и автоматикой необходимо наличие точных и актуальных данных о протекании техпроцессов, и отображение этой информации. На нефтяных месторождениях применяются более совершенные информационные системы. С их помощью оператор получает данные в удобной для него форме со всех технологических объектов в реальном времени. Сбор информации осуществляют контроллеры и СУБД.

Технологическая безопасность

За контроль и составление отчетов о произошедших событиях отвечают распределенная система управления и датчики системы безопасности. При срабатывании сигнализации данные фиксируются и анализируются. За это отвечает постоянная проверка функционирования предохранительных клапанов на особо опасных участках сбора и ППП. После программа сама составляет отчеты о прошедших изменениях в состоянии клапанов.

Помимо систем пожаро- и взрывобезопасности, существует система контроля утечек на трубопроводах. На сегодняшний день широко приме-

няются системы акустического обнаружения и определения мест утечек. К их достоинствам относятся эксплуатация в независимости от режима работы трубопровода, низкий уровень ложных срабатываний, простота обслуживания и высокая надежность.

Диагностика оборудования

Главная задача информационной системы - это снабжение операторов и инженеров данными о нынешнем состоянии оборудования и его возможных поломках. Как только возникает ситуация, требующая вмешательства оператора, система автоматически посылает сигнал тревоги. Технологии диагностики дают возможность предупредить неисправность или сбой оборудования. Так же быстро исправить поломку позволяет документирование потенциальных причин неисправностей.

Диспетчерское управление

Современные диспетчерские центры обеспечивают контроль производства с доступом к скважинам, кустам, ДНС и КНС, пунктам сбора. Также осуществляется мониторинг ключевых параметров производства, удаленная диагностика и контроль работы оборудования, аварийное отключение.

Управление технологическими процессами

Вместе с базовыми схемами автоматического управления с контурами регулирования, разработанными на принципе обратной связи, в последнее время для управления техпроцессами применяется усовершенствованное управление. Программа реализует алгоритмы многосвязного мониторинга с прогнозированием реакции объекта на сигнал управления. На практике, ППП способны управлять технологическими установками лучше оператора, так как позволяют работать вблизи допустимых значений по производительности, оптимизируя выход продукции и снижая время простоев скважин. Сегодня в России большое распространение в переработке нефти получила программа APC (Advanced Process Control). Тем не менее, мировая практика показывает, что APC успешно применяется в технологических процессах добычи и промышленной подготовки нефти.

В связи с импортозамещением в нашей стране, нефтяная корпорация «Роснефть» разработала ряд прикладных программных продуктов, связанных между собой базами данных и основанных на программе для работы с таблицами – Excel.

Наиболее популярными в сфере разработки месторождений являются программы «МРМ» (мониторинг разработки месторождений), более известная как «Шахматка», и «МРМ ХАЛ» (для химико-аналитических лабораторий). Программа «МРМ» позволяет просматривать всю информацию по всем скважинам фонда за определенный период времени, производить выгрузку данных в Excel, а также исправлять некорректные данные, либо сообщать о них оператору.

Программа OIS-ремонт позволяет планировать ремонтные работы на скважинах, вести их учет и контроль. Помимо этого она ведет учет результатов изменения конструкции скважины, смонтированного/демонтированного оборудования в ходе ремонта, использованного оборудования и материалов.

Для подбора и анализа погружного оборудования УЭЦН и УСШН-применяют программу «RosPump». Программа разработана для подбора и анализа оборудования и способов эксплуатации, основана на применение последних корпоративных методик расчета и интеграции данных из корпоративных баз данных.

Заключение

Применение ППП дало огромный потенциал в управлении разработкой нефтяных месторождений. В частности это оказывало благоприятный экономический эффект зависящий от КИН пластов, эффективности использования оборудования, снижения затрат на добычу, промысловую подготовку и транспортировку нефти. Необходимо понимать, что с применением инструментов высокого уровня экономическая эффективность заметно возрастет. Действительно использование подобных методов управления требует определенный уровень оснащенности месторождений системами сбора информации и средствами автоматизации.

Библиографический список

1. Першин, О. Ю. Интегрированный центр сбора информации и управления производством на нефтяных месторождениях / О. Ю. Першин, Л. Р. Соркин // Нефтяное хозяйство. - 2008. - № 5. - С. 99 - 102.
2. Соркин, Л. Р. Experion PKS - новая распределенная система управления фирмы Honeywell / Л. Р. Соркин, С. В. Подъяпольский, А. В. Родионов // Автоматизация в промышленности. - 2005. - № 11 - С. 3 - 9.
3. Перспективы интегрированного управления разработкой нефтяных месторождений / Л. Р. Соркин [и др.]. // Нефтяное хозяйство. - 2005. - № 6. - С. 132 - 133.
4. Современные тенденции в использовании компьютерных технологий в добыче нефти [Электронный ресурс] // Neftegaz.ru. – Режим доступа: <https://neftegaz.ru/analysis/projects/329338/>.

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

УВЕЛИЧЕНИЕ РЕСУРСА ЭКСПЛУАТАЦИИ УЭЦН ЗА СЧЕТ УПРОЧНЕНИЯ РАБОЧИХ АППАРАТОВ ХИМИКО- ТЕРМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКОЙ (МЕТОДОМ БОРИРОВАНИЯ)

Магдалянов Д.А.

Российский государственный университет (НИУ) нефти и газа
имени И.М. Губкина, г. Москва

Одним из актуальных направлений для повышения эффективности работы механизированного фонда в АО «Самотлорнефтегаз», является

применение технологий способствующих повышению износостойкости, в том числе эрозионной и коррозионной стойкости рабочих органов ЭЦН. Приветствие. Целевой фонд определяется исходя из критерия, где скважины с УЭЦН и дебитом жидкости больше 400 м³/сут. и меньше 1250 м³/сут.

Цель: повышение СНО на скважинах с выявленными отказами, связанными с эрозионным, коррозионным износом рабочих органов ЭЦН.

Потенциальный результат:

- оптимизация затрат;
- получение дополнительной добычи нефти;
- повышение СНО.

Технология химико-термической обработки (борирования) - процесс насыщения бором деталей с целью повышения износостойкости, в том числе абразивной, коррозионной стойкости и жаростойкости. Метод «борирования» является экологически чистым, не имеющим жидких отходов и может применяться в серийном производстве деталей любой формы, где не требуется защита поверхностей от упрочнения. Вид структуры стали 40X после химико-термической обработки (рис.1.).

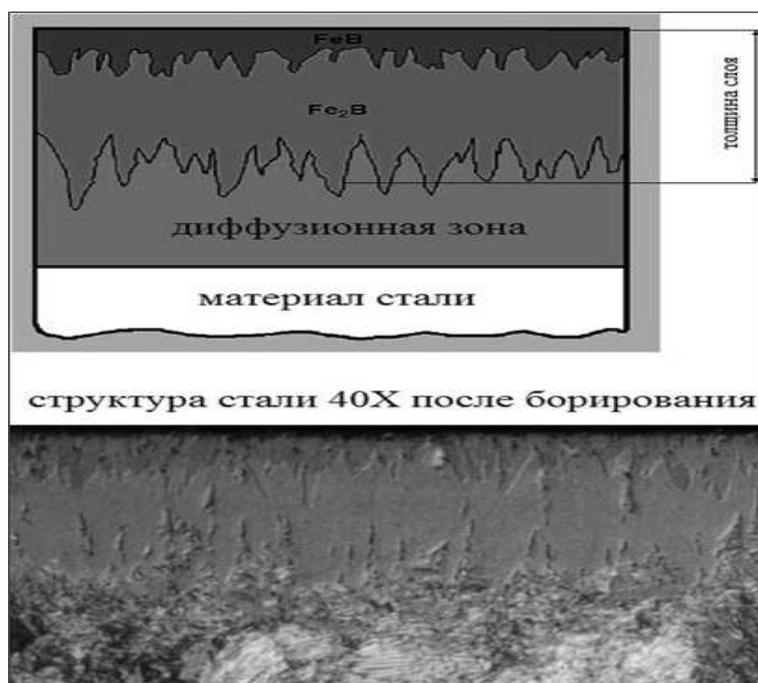


Рисунок 1. Структура стали 40X после химико-термической обработки

Характеристики упрочненного слоя:

- Высокая поверхностная твёрдость – до 1700 НV.
- Высокая износостойкость, обусловленная соединением Fe₂B.
- Защита от абразивного износа.
- Коррозионная стойкость. Эрозионная стойкость.
- Термическая устойчивость до 800 °С.

- Простота в использование – без спекания порошка бора во время обработки.
- Продукты не содержат опасных ингредиентов.

Коррозионная стойкость борированного слоя в специальных средах, имитирующих промывочные растворы и пластовую жидкость, повышается в 10 и 4 раз соответственно (рис 2. и рис 3.).

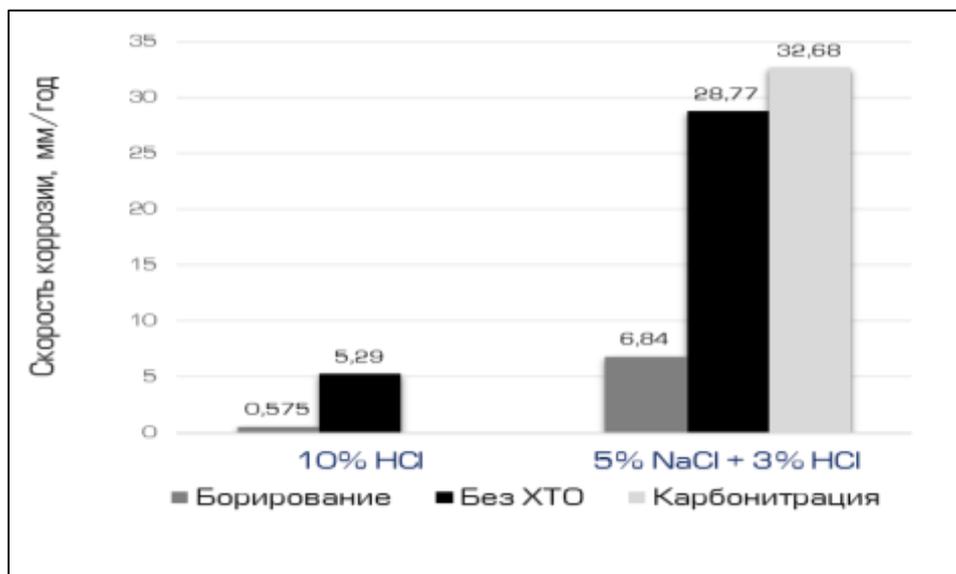


Рисунок 2. Коррозионная стойкость чугуна «нерезист» в различных средах при T=50°C, 4ч.

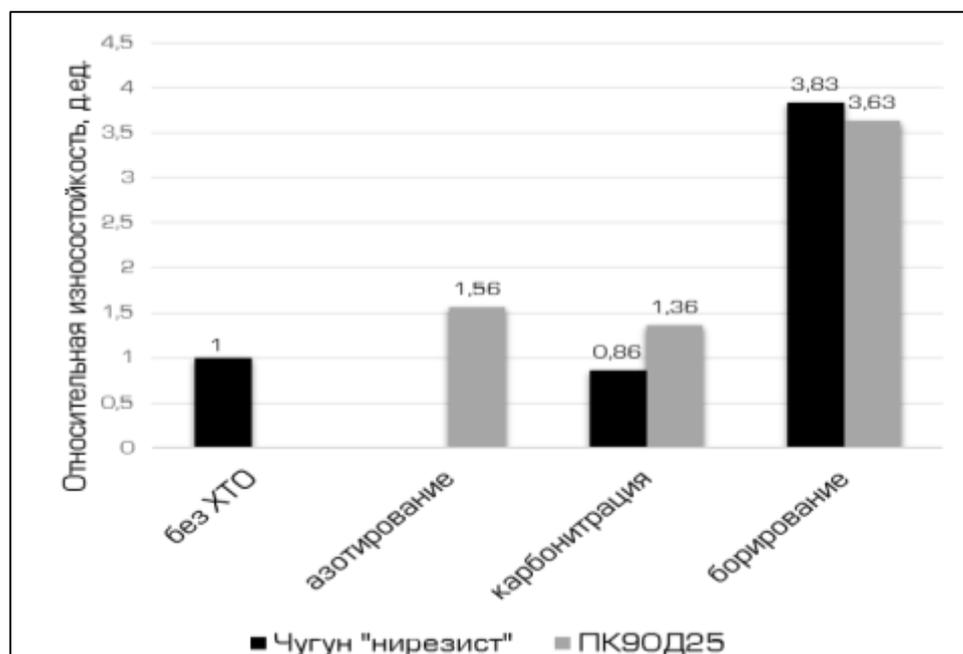


Рисунок 3. Износостойкость порошкового материала ПК90D25 и чугуна «нерезист» после испытаний в растворе 30%СОЖ+70%воды с введением 10 г/л Al₂O₃ (имитатор абразива)

Проведены испытания на Ванкорском месторождении. Результатом стало увеличение СНО в среднем на 88 суток. Подобраны потенциальные скважины - кандидаты для применения метода «борирования» -935 шт. За счет использования технологии в течение 5 лет прогнозировано: сокращение ТикРС на 1870 шт., вовлечение накопленных потерь нефти 191 тыс.т., сокращение закупки ЭЦН на 935 шт.

Библиографический список

1. Борирование [Электронный ресурс] // Компания «Термохим». – Режим доступа: <http://www.termohim.com>.
2. Инженерный отчет по результатам выполнения ОПИ : офиц. Текст : по состоянию на 24.11.2018 - Нижневартовск : 2018 – 5 с.

Научный руководитель - Шотиди К.Х., канд. техн. наук, доцент

МАЛОЗАТРАТНОЕ ГИДРОПРОСЛУШИВАНИЕ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОГО ЗАШУМЛЕНИЯ СИГНАЛА. ВРЕМЯ ЗАПАЗДЫВАНИЯ СИГНАЛА

Майков Д.Н.

Удмуртский государственный университет

При проведении и интерпретации гидропрослушивания важным показателем является временная задержка возмущения. Так при использовании уравнения радиуса исследования[3] можно получить величину коэффициента пьезопроводности, и вытекающие из этого показателя параметры пласта и флюида.

Для нахождения времени запаздывания сигнала использовалась численная модель, сгенерированная в ПО Saphir. Данная модель полностью повторяет численную модель, используемую в работе [1], за исключением работы нагнетательной скважины-генератора сигнала 1N. Параметры модели приведены ниже.

Параметры численной модели:

Пласт – однородный, бесконечный. Все скважины вертикальные. Сква. 1-5 добывающие. Сква. 1 – слушающая. 1N – нагнетательная скважина-генератор сигнала. Расстояние между скважинами 250м. Все не испытываемые добывающие скважины имеют разные, изменяющиеся во времени режимы работы.

Параметры пласта и флюида:

Общая сжимаемость $4.40878 \cdot 10^{-5}$ атм⁻¹. Толщина пласта 5м. Проницаемость 10мД. Пористость 0.17. Вязкость 3сП;

Схема расположения скважин и смоделированные поля давлений представлены на рисунке 1.

После выхода на установившийся режим работы реагирующей скважины (1), (816 ч после запуска скважины в работу) для задания кодового сигнала был смоделирован перевод нагнетательной скважины в циклический режим работы: 24 ч остановка / 24 ч в работе. Полученные в результате моделирования забойные давления нагнетательной-возмущающей и добывающей-слушающей скважин представлены на рисунке 1.

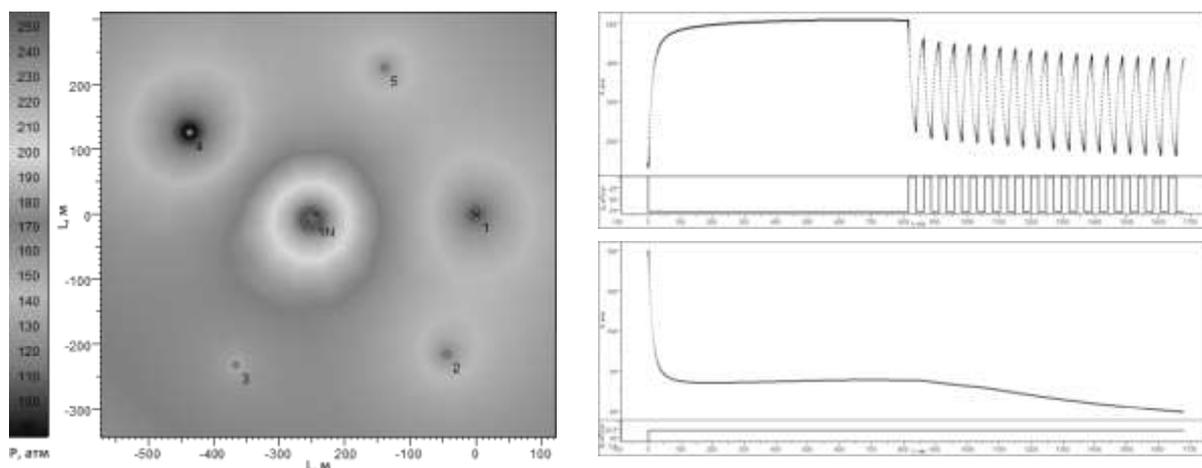


Рисунок 1. Схема расположения скважин в модели и смоделированные забойные давления скв 1N и 1

Построенная после декодирования сигнала спектрограмма показана на рисунке 2А. Спектрограмма строилась с использованием окна Гаусса шириной 172800 точек (480 часов). При заданном режиме работы нагнетательной скважины показатель частоты n равен 10.

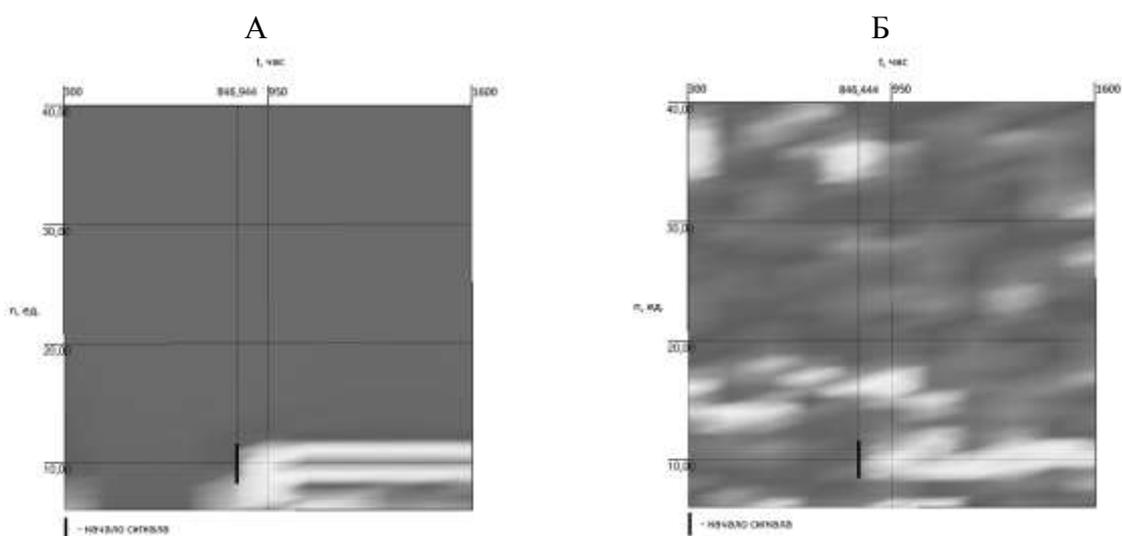


Рисунок 2. Спектрограмма смоделированного забойного давления
А – без шума; Б – с наличием шума

На спектрограмме, помимо сигнала, соответствующего циклическому режиму работы нагнетательной скважины, также выделяется начало прихода сигнала. Время запаздывания с момента первой остановки нагнетательной скважины составило 30.944 ч.

Для проверки работоспособности методики при наличии шума, также было выполнено искусственное зашумление $P_{заб}$ случайным числом с диапазоном от -0.3 до 0.3 атм. Фрагмент зашумленного сигнала приведен на рисунке 3.

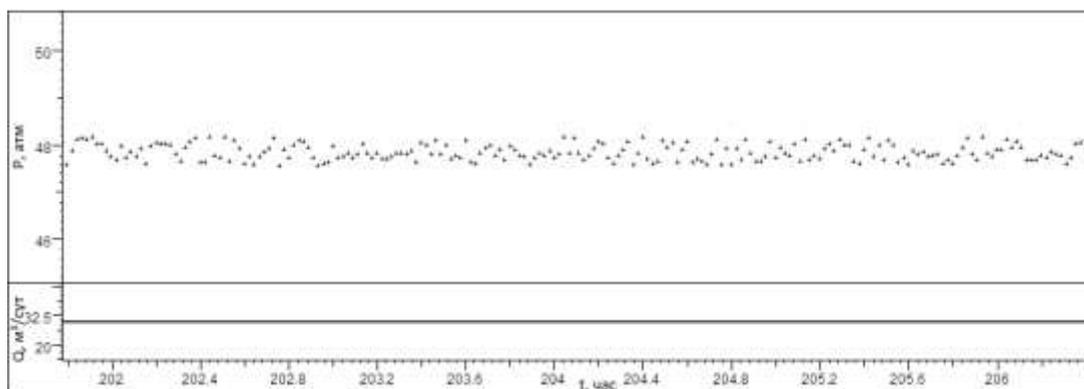


Рисунок 3. Фрагмент зашумленного сигнала

После зашумления сигнала был повторно проведен алгоритм интерпретации. Как видно на спектрограмме (рисунок 2Б) шум вносит незначительную погрешность, и сигнал все еще отчетливо выделяется. Время реакции составило 30.444 ч.

Таблица № 1

Результаты испытания на численной модели

Показатель	Без зашумления	С зашумлением
Время реакции, ч	30.944	30.444

Библиографический список

1. Майков, Д. Н. Методика выявления отклика при гидропрослушивании в условиях зашумления забойного давления и наличия трендов давления / Д. Н. Майков, Р. С. Васильев, Д. М. Васильев // Нефтяное хозяйство. – 2018. – Вып. 1139. – С. 98 – 101.
2. Майков, Д. Н. Исследование взаимовлияния скважин методом гидропрослушивания / Д. Н. Майков, С. Ю. Борхович // Нефть. Газ. Новации. - 2019. - № 2. - С. 30 - 31. - Библиогр.: с. 31
3. Эрлагер, Роберт (мл) Гидродинамические методы исследования скважин / Р. Эрлагер; Перевод с английского А. В. Щебетова. – Москва-Ижевск, 2004. – 469 с.

4. D. Sundararajan Discrete Wavelet Transform: A Signal Processing Approach - Chennai, India 2016. – 344 p.

Научный руководитель – Борхович С.Ю. канд. техн. наук, доцент

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КАЧЕСТВА ПРОВЕДЕНИЯ ГДИС НА САМОТЛОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Петров Д.Е.

Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Качество ГДИС зависит от информативности результатов. Если нарушена технология или геологические факторы помешали проведению ГДИС, то оно считается неинформативным, проведённым не качественно.

В данном разделе приведен анализ информативности ГДИС, выполненных в 2007 – 2011 гг. на Самотлорском месторождении в зонах деятельности ОАО «Самотлорнефтегаз» и ОАО «ТНК-Нижневартовск». Рассматривались исследования скважин как собственного, так и совместного фонда скважин основных разрабатываемых пластов.

В результате проведенного анализа из 12902 исследований информативными оказались 9629 (74,6%). Информативность гидродинамических исследований скважин на собственном фонде составила 75,0% (7961 из 10621), на совместном фонде несколько ниже – 73,1% (1668 из 2281). 35,4% из всего низкоинформативного объема ГДИС отбраковано по геологическим факторам – отсутствие притока при освоении (4,2%) и недовосстановленность пластового давления (31,2%).

Исследования нагнетательного фонда отличаются заметно более высокой информативностью (КПД – 83,0%, ИД+КПД – 94,6%, ИД – 95,4%), чем исследования в добывающих скважинах (КВД – 45,6%, КВУ – 56,2%).

Существующие пути повышения качества проведения ГДИС на Самотлорском месторождении:

Практически самый главный критерий выбора скважины для проведения исследования – это экономически выгодная стоимость и минимальные потери добычи нефти. Но при попытке провести экономически выгодные исследования часто параметры скважины и пласта не имеют достаточную точность и достоверность, из-за чего результаты исследований нельзя использовать при принятии решения по назначению ГТМ и по управлению скважиной и месторождением в целом

Усреднённая стоимость простая скважин при проведении ГДИС:
 $3 \text{ т/сут} \times 5 \text{ баррелей} \times 4350 \text{ руб/бар} = 65250 \text{ руб/сут}$
Потери добычи при проведении ГДИС 66 дол/бар = 4350руб/бар (09.03.2019) 7 суток $\times 65250$

руб/сут = 456750 руб. Средняя цена простоя за 7 суток одной скв. 3273 низкоинф. скв. / 971 скв. недов. давл. ~ т.е. каждая 3-я скважина с недо-становленным давлением 456750 руб. x 971 скв. недов. давл = 443,5 млн. руб. Минимальные потери из-за недов. давл. за 1 неделю. 65250 руб/сут x 3273 скв. = 213,5 млн. руб. Переплата за продление всех низкоинформативных ГДИС на 1сут.

Для уменьшения количества проведения неинформативных ГДИС нужно отбирать скважины по специальным критериям, согласно техническому стандарту:

- скважина не вскрывает совместно несколько независимых эксплуатационных объектов;
- герметичность обсадной колонны;
- герметичность и исправность устьевого оборудования;
- есть возможность спуска глубинных манометров (для КВД/КПД), или скважина оборудована стационарным манометром с системой связи в реальном времени, или автономным манометром на/под приемом насоса;
- есть возможность установки устьевых манометров;
- есть возможность установки расходомера.

Так же при проведении гидродинамического исследования после остановки скважины не происходит мгновенного прекращения поступления жидкости в ствол скважины, наблюдается так называемый «послеприток». Это явление называется влиянием объема ствола скважины (ВСС) на перераспределение забойного давления. Коэффициент ВСС определяется как отношение изменения объема флюида в стволе скважины на единицу забойного давления.

Библиографический список

1. Лопухов, А. Н. Справочник инженера по добыче нефти : В 2 ч. Ч. 2 / А. Н. Лопухов. – Москва : Издательство РГУ им. И.М. Губкина, 2008. - 525 с.

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

НЕДОСТАТОЧНАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ОПЗ СОВРЕМЕННЫМИ ТЕХНОЛОГИЯМИ

Помазкина А.Р.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Интенсификация притока нефти на сегодняшний день актуальная проблема. Время, когда был широко распространён фонтанный способ добычи нефти, осталось позади, и сейчас необходимо возвращать скважинам более высокие дебиты, для этого применяются различные технологии обработки призабойной зоны (ОПЗ). Далее рассмотрим современные способы ОПЗ.

Кислотная обработка (КО). Суть её заключается в обработке призабойной зоны (ПЗ) скважины кислотными составами, что в свою очередь относит КО к категории химических методов повышения отдачи содержащейся в пласте жидкости.

Гидропескоструйная перфорация (ГПП) – это метод, при котором используется абразивное и гидромониторное действие струи жидкости с содержанием в ней песка, которая выходит под высоким давлением из сопла. Струя, выходящая из сопла, в течение нескольких минут воздействует на необходимый участок и создает глубокие каналы в цементном кольце, породе и обсадной трубе. Что в свою очередь обеспечивает надежное сообщение между скважиной и пластом.

Виброобработка призабойной зоны скважины – процесс воздействия на ПЗП с помощью вибраторов, которые создают колебания давления различной частоты и амплитуды. Истечения жидкости из наружного цилиндра создает реактивный момент, приводящий его во вращательное движение. При подаче жидкости и остановке механизма возникают перепады давления, вызывающие разрывы и микротрещины.

Тепловая обработка призабойной зоны скважины. Суть данного метода заключается в том, что в скважину спускают НКТ с термостойким пакером, который устанавливают над верхними отверстиями фильтра. Пакером изолирует зону фильтрации и предохраняет ее от воздействия пара, которым обрабатывают скважину.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) проводят путем спуска в скважину насосно-компрессорных труб с пакером и нагнетают сперва жидкость разрыва для того, чтобы создать достаточное для разрыва пласта давление на забое. При этом постоянно наблюдают за давлением и расходом жидкости на устье. После, не снижая давление, в скважину подают жидкость-песконоситель, которая под влиянием продавочной жидкости «уходит» в НКТ и пласт.

Ультразвуковая обработка пласта (УЗО). В основе технологии лежит свойство ультразвукового поля изменять реологические свойства асфальтосмолопарафиновых отложений, разрушать устойчивые связи на границе порода – флюид. Эти физические явления хорошо изучены и подтверждены лабораторно. Одним их самых эффективных является способ обработки призабойной зоны пласта, включающий спуск колонны НКТ до забоя, закачку по ним обрабатывающего состава, спуск в скважину на кабеле ультразвукового излучателя и размещение его против обрабатываемого интервала пласта, обработку пласта ультразвуком. При этом перед обработкой производят дополнительную перфорацию. Ультразвуковую обработку пласта ведут при поступлении обрабатывающего состава в пласт, а затем из пласта в скважину.

Группой компаний «Виатех» были проведены испытания по очистке призабойной зоны пласта ультразвуковым методом.

С 2011-2013 годы данная компания провела испытания УЗО ПЗП в Западной Сибири и в Поволжском на >100 скважинах. Согласно полученным данным, после применения данного вида обработки была выведена следующая статистика: средний прирост дебита увеличивался с 4,2 м³/сут до 8,4 м³/сут. Успешность операций в 90% случаев. Эффект сохранялся от поугода до двух лет.

С 2013 по 2015 год проведено так же >100 обработок скважин ультразвуком. Дебит скважин до обработки составлял от 0 до 36 м³/сут, после обработки от 4 м³/сут до 63 м³/сут, эффект от обработки сохраняется от тех до 24 месяцев.

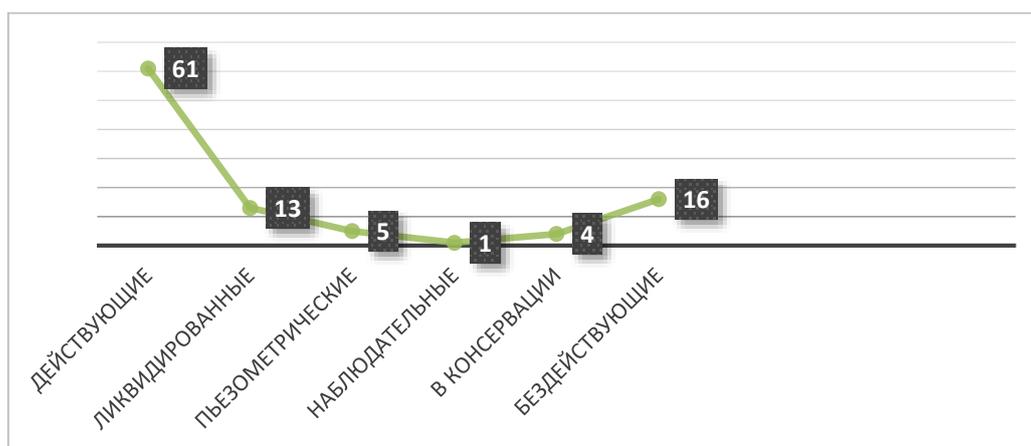


Рисунок 1. Характеристика добывающего фонда Самотлорского месторождения (%)

Динамика изменения технологических показателей работы скважин Западной Сибири и Поволжья доказывает эффективность ультразвукового способа ОПЗ пласта. Скважины, бывшие в бездействующем фонде, после ОПЗ пласта ультразвуковым увеличили дебит нефти с 3,8 т/сут до 7,5 т/сут. Как видно из рисунка 1, на Самотлорском месторождении 16% добывающего фонда приходится на бездействующие скважины и при внедрении УЗО может внести существенный эффект, так как данный вид обработки является эффективным мероприятием по интенсификации нефтедобычи малодебитного фонда скважин.

Библиографический список

1. Ибрагимов Л. Х. Интенсификация добычи нефти / Л. Х. Ибрагимов, И. Т. Мищенко, Д. К. Челоянс. – Москва : Наука, 2000. – 414 с.
2. Способ обработки призабойной зоны пласта // FindPatent.RU. – Режим доступа: <http://www.findpatent.ru/patent/210/2108452.html>
3. СКО. Назначение. Технология // Добыча нефти и газа. – Режим доступа: <http://oilloot.ru/o-sajte/511-sko-naznachenie-tekhnologiya>

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

ПЕРСПЕКТИВЫ В НЕФТЕДОБЫЧЕ: ВНЕДРЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ COLIBRI ESP

Помазкина А.Р.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

В настоящее время эксплуатация скважин установками электроцентробежных насосов (УЭЦН) является в России одним из основных способов добычи нефти. За последние 20 лет доля нефти, извлеченной на поверхность с помощью УЭЦН, возросла с 30% до 70% от общей добычи нефти в стране.

Однако на многих месторождениях работа серийных УЭЦН сталкивается с большими трудностями: долгий период монтажа УЭЦН подземного ремонта скважин (ПРС); дорогостоящая техника, которая необходима для монтажа УЭЦН; также не всегда возможна эксплуатация осложненных скважин и скважин сложной конструкции; порой нет возможности доставить необходимую технику для эксплуатации на удаленных месторождениях. Для решения этих проблем компания NOVOMET ввела технологию COLIBRI ESP.

Особенности COLIBRI ESP: на специальном грузонесущем кабеле в колонну НКТ 73 мм спускается насосная установка 2 габарита (максимальный диаметр 55 мм); монтаж и спуск осуществляется с помощью мобильного комплекса; монтаж может осуществляться без привлечения бригады ТКРС и без глушения скважины.

В таблице 1 приведена характеристика установок на грузонесущем кабеле.

Таблица № 1

Характеристики установок на грузонесущем кабеле

	2 габарит	2А габарит	3 габарит
Серия УЭЦН	217 series	272 series	319 series
Максимальный габарит (мм)	55	68	81
Длина установки (м)	до 25	до 27,5	до 32
Производительность (м ³ /сут)	до 180	до 200	до 500
Напор (м)	до 2000	до 3000	до 3000
Мощность ПВЭД (кВт)	до 100	до 200	до 240
КПД ПВЭД (%)	83	85	90
Частота вращения (об/мин)	до 10000	до 10000	до 10000
Ном. част. вращения (об/мин)	8500	8500	8500

Линейка этих габаритов достаточно развита на сегодняшний день. Так для 2 габарита разработано 3 исполнения: базовое, коррозионно-стойкое, стойкое к СКРН (сероводородное коррозионное растрескивание

под напряжением). Успешно проведены испытания технологии освоения скважин в Оренбургнефти. Разработана развилка T-bend для эксплуатации в боковом стволе, приемочные испытания проведены.

Для 2А габарита также разработано 3 исполнения: базовое, коррозионно-стойкое, стойкое к СКРН. Проведение испытаний полнокомплектной установки в особом конструкторском бюро бесштанговых насосов Коннас для отгрузки на опытно-промышленные испытания в Ирак.

Для 3 габарита КД для всех узлов разработана и изготовлено оборудование для приемочных испытаний.

Технология COLIBRI ESP вводится со следующими целями: эксплуатация осложненных скважин и скважин сложной конструкции (боковые стволы, ремонтные колонны, обводненные газовые скважины); отказ от привлечения бригад ТКРС и дорогостоящей техники (использование мобильных комплексов СПО, техники геофизиков либо стандартного автокрана, осуществление монтажа силами экипажа мобильного комплекса); эксплуатация удаленных месторождений, так как отсутствует необходимость доставки габаритной техники и нет привязки к сезонности; эксплуатация на офшоре (временный насос для сокращения простоя скважины без привлечения буровой вышки и сокращение затрат на монтаж-демонтаж УЭЦН).

При внедрении COLIBRI ESP значительно сокращается время на монтаж-демонтаж УЭЦН, т.к. происходит отказ от бригады ПРС. При привлечении бригады ТКРС стандартный монтаж занимает порядка 58 часов, в то время как при монтаже на грузонесущем кабеле это время сокращается в 7 раз и занимает 8,5 часов.

В сравнении с другими технологиями освоения, COLIBRI ESP имеет ряд преимуществ: монтаж занимает до 9 часов, далее запуск скважину в эксплуатацию; из привлекаемой техники необходим мобильный комплекс для СПО или герметизирующее оборудование устья; щадящее или быстрое освоение, отсутствие репрессии благоприятно воздействует на пласт; устье герметично, соответственно, происходит минимальное воздействие на окружающую среду.

Во время эксплуатации на офшоре COLIBRI ESP нет необходимости оснащать платформу дорогостоящими громоздкими подъемниками, привлекать дополнительные суда, отвлекать буровую вышку.

Монтаж УЭЦН 2 габарита на грузонесущем кабеле на платформе BODP-C. Petronas (Малайзия) на месторождении Вокког был проведен монтаж COLIBRI ESP на незаглушенной скважине. Технология монтажа была следующая:

1. Установка устьевого оборудования;
2. Монтаж элементов УЭЦН/клапанов/пакера, начиная снизу компоновки;
3. Спуск и установка в скважину, повторение операции;
4. Установка предохранительного клапана в посадочный узел;
5. Посадка УЭЦН на узел герметизации;

6. Установка кабельного хангера, монтаж устьевого кабельного соединения;

Данная технология монтажа на незаглушенной скважине на нефтяной платформе успешно опробована, установка в работе более 185 суток, получен акт успешных ОПИ.

Заключение

Установка сверхмалого габарита на грузонесущем кабеле представляет собой абсолютно новое изделие. Данная технология позволяет повысить рентабельность нефтедобычи за счёт:

1. Сокращения время простоя при освоении и эксплуатации скважин в 7 раз;
2. Эксплуатации скважин с техническими ограничениями и сложной конструкции;
3. Монтажа без громоздкого дорогостоящего оборудования на суше и нефтяных платформах.

Библиографический список

1. Гареев, А. Проблемы эксплуатации ЭЦН в добыче нефти : Сборник статей / А. Гареев. – Москва : LAP LAMBERT Academic Publishing, 2014. – 164 с.
2. Дроздов, А. Н. Применение погружных насосно-эжекторных систем для добычи нефти : учебн. пособие / А. Н. Дроздов. – Москва : РГУ нефти и газа, 2001. – 615 с.
3. Установка электроцентробежного насоса (УЭЦН) // Все о нефти. – Режим доступа : <http://vseonefti.ru/upstream/ustanovka-ESP.html>
4. Исследование нестационарной работы системы "Пласт - Скважина - УЭЦН" // Каталог диссертаций. – Режим доступа : <https://www.dissercat.com/content/issledovanie-nestatsionarnoi-raboty-sistemy-plast-skvazhina-uetsn>
5. Погребная, И. А. Основы гидравлики и гидропневмопривода : учебное пособие / И. А. Погребная, С. В. Михайлова, Ю. И. Казаринов. – Ставрополь : Логос, 2018. – 90 с.

Научный руководитель – Чебыкина Ю.Б., младший научный сотрудник

ИССЛЕДОВАНИЕ ПО ИДЕНТИФИКАЦИИ ОПАСНОСТЕЙ НА СТАДИИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ. МЕТОДИКА NAZID

Рогов Д.С.

Тюменский индустриальный университет

Анализ производственных аварий показывает, что большинство аварий можно было бы избежать путем систематической оценки и соблюдения тре-

бований промышленной безопасности. Для этого были разработаны специальные исследования, направленные на рассмотрение проекта на всех этапах жизненного цикла. Одна из таких методик – это исследование HAZID.

Суть исследование HAZID заключается в проведении сессии мозгового штурма междисциплинарной группой специалистов, направленной на выявление потенциальных опасностей, сопряженных с эксплуатацией объекта, выполнением какого-либо объема работ или с реализацией крупного проекта. В ходе такого исследования должны быть рассмотрены все разумно возможные источники опасности, которые могут возникнуть на различных участках объекта, этапах выполнения работ или на различных этапах проекта (проектирование, строительство, монтаж, ввод в эксплуатацию, эксплуатация и вывод из эксплуатации), а также проанализированы и оценены связанные с этими опасностями риски[0].

Данное исследование используют на всех этапах жизненного цикла проекта, особенно на начальных этапах. HAZID исследует опасности в области промышленной и экологической безопасности, охраны труда и гражданской защиты.

Задачами исследования HAZID являются:

1) Идентификация опасностей, способных привести к производственным потерям, увеличению обязательств или комбинация данных последствий[0].

2) Ранжирование опасностей и эффектов без учета существующих барьеров.

3) Принятие решений (выбор технологии, концепции мероприятий, направленных на уменьшение рисков) исходя из потенциальных рисков.

4) Идентификация опасностей и эффектов для последующего детального анализа.

Процесс проведения HAZID заключается в следующем:

1. Подготовка к риск-сессии.

На первом этапе необходимо подготовить:

- График риск-сессии.
- Выбор членов команды и их присутствие на сессии.
- Обеспечить подходящее место встречи.
- Подготовить проверочные листы.
- Подтверждение матрицы рисков.
- Подготовка краткой презентации для участников для представления об изучаемом процессе.
- Сбор необходимой стандартной информации про объект исследования.

Необходимая стандартная информация:

Будет варьироваться в зависимости от типа исследования, например, всего производственного объекта или оценка рисков отдельных видов работ, и могут включать в себя:

- Техническое задание/определение границ.
- Схемы расположения оборудования, генеральный план
- Описание операций.
- Технологический регламент
- Принципиальные/технологические схемы
- Параметры системы: состав, давление, температуру и др.
- Паспорт безопасности материалов.

Для проведения исследования необходима вся имеющаяся информация об объекте исследования, например: технологические схемы, спецификации, паспорта, опыт прошлых исследований на данном производстве, опыт других исследований на идентичном производстве и т.д.

2. Использование проверочных листов для выявления потенциальных опасностей[0].

Документация всех опасных факторов, источников и сценариев.

3. Использование матрицы оценки рисков.

Регистрация последствий, вероятности и наихудшего варианта потенциального риска.

Ранжирование опасностей:

- Возможные последствия
- Тяжесть каждого последствия (от -1 до -5)
- Вероятность такого сценария (от -1 до -5). Оценка вероятности качественно, без учета статистики.
- Определить уровень риска с помощью матрицы, исходя из тяжести последствий и вероятности возникновения
- Уровень риска определяет цвет риска
- Цвет риска определяет необходимые действия в отношении данного риска.

4. Выявление мер по предотвращению и снижению рисков.

Документация мер по предотвращению и снижению последствий рисков

5. Вынесение рекомендаций.

Определение сроков исполнения и ответственных. Внесение результатов данной сессии в реестр опасностей.

Для эффективного применения данной методики собирается отдельная команда, которая в течение определенного времени проводит полный анализ работоспособности системы. Данное мероприятие проводят в атмосфере положительного размышления и откровенного обсуждения. В первую очередь назначается председатель. Именно он назначает людей, необходимых для проведения мероприятия.

Состав команды:

- Председатель – это специально обученный специалист, обладающий опытом организации и проведения исследования HAZID. Занимается сбором вводных данных. Организует место проведения мероприятия. Назначает секретаря и экспертов. Готовит вопросы для дискуссии. Прово-

дит инструктаж. Следит за проведением мероприятия. Не дает экспертам отойти от поставленного вопроса.

- **Секретарь** - один из экспертов или стажер, или выделенный работник, уполномоченный в организации коммуникаций в команде HAZID и ведении документации HAZID в период его организации, проведения и разработки отчета. Записывает обсуждение и составляет наглядный протокол дискуссии. Фиксирует рекомендации или действия.

- **Эксперты** – участник исследовательской группы HAZID. Специалист, обладающий экспертными знаниями в отдельных областях управления проектами, проектирования, строительства, технологии нефтедобычи или нефтепереработки и/или отдельных областях промышленной и экологической безопасности, охраны труда и гражданской защиты, а также обученный основам методики HAZID/ENVID.

Преимущества данного метода:

- 1) Легко применим, может быть достаточно систематическим.
- 2) Может быть использован для оценки простых операций/объектов, даже если опыт экспертов-членов риск-сессии ограничен
- 3) Использование прошлого опыта (повторяющиеся аварии)

Недостатками данного метода:

- 1) Полнота оценки зависит от качества проверочного листа
- 2) Сложно использовать для новых технологий.
- 3) Возможность детального анализа сильно зависит от опыта команды и руководителя группы.

Библиографический список

1. ГОСТ Р ИСО 17776-2012 Нефтяная и газовая промышленность. Морские добычные установки. Способы и методы идентификации опасностей и оценки риска. Основные положения. – введ. 2013-09-01. – Москва : Стандартинформ, 2014. – 56 с.

Научный руководитель - Коркишко А.Н., канд. техн. наук, доцент

ВЫЯВЛЕНИЕ РИСКОВ НА РАЗНЫХ ЭТАПАХ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА ПРОЕКТА. ПРОВЕДЕНИЕ РИСК-СЕССИИ

Рогов Д.С.

Тюменский индустриальный университет

Анализ рисков проекта позволяет не только исследовать, но в ряде случаев и количественно измерить, почему и насколько вследствие возмущающего влияния внешних и внутренних факторов произошло или может произойти отклонение от намеченной цели, и предложить такое изменение внутренней структуры проекта, которое даст возможность минимизировать или компенсировать указанное отклонение.

Опасности должны быть идентифицированы и риски проанализированы на каждом этапе жизненного цикла[0].

Управление рисками на различных этапах проекта:

Разработка концепции:

Именно на этом этапе происходит выявление основных опасных факторов и их влияния, и дается начальная оценка их важности. На этом этапе есть масса возможностей устранения потенциальных опасных факторов. Внимание обращено к обеспечению промышленной безопасности за счет применения, где это возможно, изначально безопасных методов работы, например: использование установок, исключаящих ручной труд.

Применяются следующие инструменты:

- Предварительный HAZID/HAZOP
- Концепция ALARP/PHSER

Концептуальный проект и технические условия:

На данном этапе еще есть четкий фокус на выявлении и оценку опасностей, правда на более детальном уровне. Внимание обращено к внедрению изначально безопасных процессов на более детальном уровне, а так же разработку мер пассивного и активного контроля за существующими опасностями. Все это закладываются в методологию и конструкторские решения, составляющие основу базовой документации для следующего этапа проектирования.

Применяются следующие инструменты:

- Схема расположения оборудования.
- HAZID/HAZOP;
- PHSER.

Рабочая документация:

На момент этапа краеугольные камни по обеспечению промышленной безопасности уже заложены. Фокус на детальном инжиниринге согласованных мер по предупреждению и уменьшению последствий, а также разработке процедурного контроля.

Применяются следующие инструменты:

- Детальный HAZID/HAZOP;
- Детальный ALARP/PHSER.

Строительство и пуско-наладка:

Установленные проектом методы строительства, будут, в определенной степени, определять риски, связанные с этапами строительства и пуско-наладки. Риски, связанные со строительством, должны, где это возможно, быть минимизированы на этапе проектирования. Остальные риски послужат основой для заключения договора с строительным подрядом. Исполнитель строительных работ несет свои риски, и часто в крупных проектах они разрабатывают отдельную документацию по промышленной безопасности при ведении строительных работ.

Применяются следующие инструменты:

- Анализ безопасности выполняемых работ;
- Оценка вреда здоровью;
- Падающие предметы;
- Матрица одновременных операций;
- PHSER.

Эксплуатация:

Решения, принимаемые при проектировании, должны отражать согласованный подход к эксплуатации и ТО и Р. На этапе передачи объекта уже должен быть разработан документ по ПБ, в котором формально задокументированы опасности и воздействия, связанные с оборудованием и способами управления ими.

Применяются следующие инструменты:

- Система управления ПБ;
- Наряд-допуск;
- Аудиты и осмотры;
- Матрица одновременных операций;
- PHSER.

Вывод из эксплуатации:

Решения, принимаемые на этапе разработки проекта, часто оказывают существенное влияние на варианты вывода объекта из эксплуатации. Физические трудности, связанные с выводом из эксплуатации, и обязанности, возлагаемые на оператора при выполнении таких работ, должны быть учтены на этапе проектирования.

В за частую, особое внимание необходимо уделить рискам, которые связаны непосредственно с производством работ на этапе строительства, пуско-наладки и при эксплуатации объекта.

Производственный риск – это вероятность убытков или дополнительных издержек, связанных со сбоями или остановкой производственных процессов, нарушением технологии выполнения операций, низким качеством сырья или работы персонала и т.д.

Основные группы производственных рисков:

- Техногенные риски – риски, которые обусловлены использованием /переработкой токсичных, горючих и/или взрывчатых веществ, другими опасностями технологий.

Для управления техногенными рисками используются следующие основные инструменты:

- HAZID/ENVID;
- HAZOP;
- Bow-Tie;
- Методики LOPA, RBI, FTA, SIL и другие применяются при необходимости.

- Профессиональные риски – риски, которые обусловлены воздействием вредных и (или) опасных производственных факторов на работника

при исполнении им обязанностей по трудовому договору или в иных установленных Законом случаях. В большинстве случаев описываются как несчастные случаи на производстве.

Для управления профессиональными рисками используются следующие основные инструменты:

- Производственный контроль;
- Специальная Оценка Условий Труда;
- Карта анализа и оценки рисков (КАОР);
- Наряды-допуски + КАОР;
- Правила проведения совмещенных работ.
- Риски соблюдения законодательства – риски, связанные с формальным соблюдением законодательства в области ПЭБ, ОТ и ГЗ (промышленная и экологическая безопасность, охрана труда и гражданская защита).

Для соблюдения законодательства используются следующие основные инструменты:

- PHSER.

Помните!!

Исследование по идентификации опасностей и оценке риска должны пересматриваться и обновляться, особенно в случаях значительных изменений, например:

- Новые технологии (материалы, параметры технологических процессов, оборудования);
- Новая информация/знание (уроки происшествий);
- Выявление новых опасностей и рисков;
- Новые законодательные требования, внедрение нового передового опыта.

Библиографический список

1. ГОСТ Р ИСО/МЭК 31010-2011 Менеджмент риска. Методы оценки риска. – введ. 2012-12-01. – Москва : Стандартинформ, 2012. – 74 с.

Научный руководитель - Коркишко А.Н., канд. техн. наук, доцент

АНАЛИЗ БЕЗОПАСНОСТИ ОБЪЕКТОВ. МЕТОДИКА PHSER

Рогов Д.С.

Тюменский индустриальный университет

Большое внимание при реализации крупного инвестиционного проекта уделяется безопасности.

PHSER (Project HSE Review) — анализ безопасности и определения рисков проекта исходя из требований производственной и экологической

безопасности, охраны труда и гражданской защиты, а также поддержка и мониторинг проектных решений по устранению или смягчению влияния зафиксированных таким анализом рисков.

Цель проведения процедуры PHSER:

Целью является предоставление инвестору, застройщику гарантии того, что при планировании и управлении реализацией проекта капитального строительства все потенциальные риски, которые могут явиться причиной аварий, несчастных случаев среди персонала, нанесения ущерба населению, окружающей среде и репутации компании, выявлены, устранены, учтены, компенсированы, либо предусмотрены исчерпывающие мероприятия по снижению негативных последствий неизбежных рисков.

Предметом аудита при проведении процедуры PHSER является проектная документация и собственно объект капитального строительства.

Время проведения процедуры PHSER:

Для наилучшего достижения целей PHSER его целесообразно проводить до проведения каких-либо значимых событий, например:

- До начала разработки проектной документации, на этапе основных технических решений;
- До передачи проектной документации на Государственную экспертизу (российские проекты);
- До начала строительно-монтажных работ;
- До пуска объекта в эксплуатацию;
- До перехода проекта с этапа на этап в рамках поэтапного процесса принятия решений;

Проведение PHSER на этих стадиях даст возможность проектной команде внести коррективы в действия по реализации события на основании рекомендаций PHSER с наименьшими затратами.

Процедура PHSER проводится экспертной группой.

Состав группы:

1. Руководитель производственного объекта-Заказчик;
2. Руководитель функции ПЭБ, ОТ и ГЗ или иной работник, уполномоченный в оценке и снижении рисков ПЭБ, ОТ и ГЗ (промышленная и экологическая безопасность, охрана труда и гражданская защита);
3. Главный инженер или иной уполномоченный работник;
4. Руководитель функции по строительству или иной работник, уполномоченный в организации строительства;
5. Секретарь PHSER- ведет документацию PHSER в период его организации, проведения и разработки отчета;
6. Председатель PHSER- специально обученный специалист, обладающий опытом организации и ведения совещаний по ПЭБ, ОТ и ГЗ;
7. Специалисты, обладающие экспертными знаниями в отдельных областях управления проектами, проектирования, контрольно-измерительных приборов и автоматики (КИПиА).

При формировании команды должен быть исключен конфликт интересов.

Порядок проведения процедуры PHSER:

1) PHSER начинается с вводного совещания, на котором Председатель и Заказчик PHSER, исходя из реальной ситуации, должны:

- уточнить состав команды и представить ее членов друг другу;
- уточнить программу и регламент работы;
- проверить наличие, достаточность документации и, при

необходимости, заказать недостающие документы.

2) Обзор объема работ.

3) Обсуждение исследований проекта и безопасности данного объекта.

4) Согласование списка областей для детального анализа.

5) Распределение вида деятельности между группами. Каждой группе или одному человеку выделяется одна область для изучения.

6) Составление отчета проведения PHSER с рекомендациями.

7) Завершающим этапом является итоговое обсуждение. Краткое повторение всей проделанной работы.

В процессе PHSER в обязательном порядке следует:

- составить картину местоположения проектируемых / строящихся объектов в привязке к местности;
- проанализировать в части, касающейся ПЭБ, ОТ и ГЗ проектную и иную, имеющую отношение к производственному объекту, документацию;
- опросить работников, уполномоченных в управлении всеми элементами ПЭБ, ОТ и ГЗ;
- рассмотреть все аспекты проекта с точки зрения ПЭБ, ОТ и ГЗ, включая организационные, нормативные и технические;
- заполнить рабочие документы (опросные листы, протоколы)

PHSER;

- разработать, обсудить и приоритезировать рекомендации.

Рекомендации PHSER должны быть:

- четко сформулированы;
- ранжированы в соответствии с уровнем рисков в области ПЭБ, ОТ и ГЗ;
- адресованы конкретным организациям, подразделениям, специалистам;
- для их исполнения должны быть установлены реальные сроки.

Любые сомнительные решения, которые эксперты PHSER считают неудовлетворительными, должны быть возвращены на доработку. При этом следует четко понимать и учитывать реальные задачи и сроки, соответственно, реальные возможности исполнения рекомендаций.

Целевыми потребителями результатов PHSER являются:

- Инвестор;
- Заказчик;
- Генеральный проектировщик проекта;

- Директор и руководитель проекта;
- Главный инженер проекта.

Опосредованными потребителями являются:

- органы исполнительной власти, на территории которых располагается проектируемый объект;
- персонал объекта и население территорий, окружающих проектируемый объект.

Результаты проведения процедуры PHSER:

- Переход к следующему этапу проекта в рамках поэтапного процесса;
- Контроль рисков и их снижение;
- Отчеты по каждому этапу PHSER;
- Полная картина готовности объекта;
- Устранение несоответствий HSE-требованиям (требованиям промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды).

Наличие у заказчика полной и достоверной информации о HSE-требованиям, выявление рисков удорожания проекта на ранних стадиях реализации проекта позволяет заранее запланировать расходование средств, а в случае значительного превышения бюджета проекта, несоизмеримого с ожиданиями заказчика, отказаться от проекта на ранних стадиях его реализации с минимальными потерями.

Наличие процедуры PHSER свидетельствует об организованном современном подходе предприятия к вопросам соблюдения HSE-требований и может служить положительным индикатором для надзорных органов.

Библиографический список

1. Никитенко, А.А. Определение и управление рисками для окружающей среды при обустройстве и промышленной эксплуатации месторождений / А.А. Никитенко, В.А. Никитенко // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2009. - № S6. – С. 277 - 279.

Научный руководитель - Коркишко А.Н., канд. техн. наук, доцент

**ОПЫТНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ
ПО ЗАКАЧКЕ ПОЛИМЕРНЫХ СОСТАВОВ
НА ПОРОВО-ТРЕЩИННОЙ МОДЕЛИ ПЛАСТА**

Сахипов Д.М., Круглов И.А., Халитов А.Н.
НПФ «Джамир», г. Нижневартовск

Как показывает большой накопленный опыт трассерных (индикаторных) исследований фильтрационных потоков на многих месторождениях, использование энергии закачиваемой воды через нагнетательные скважи-

ны, как способа поддержания пластового давления и вытеснения нефти, приводит к достаточно быстрому прорыву воды по трещинам к забоям добывающих скважин и как следствие происходит быстрое обводнение продукции. Это сказывается на снижении энергетике работы пласта, снижается коэффициент охвата разработкой, конечная запроектированная нефтеотдача не достигается [1]. В связи с этим все большую актуальность приобретают методы увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов, особенно с применением химических составов [2]. Для исследования эффективности закачки различных составов на полимерной основе, применяемых для повышения нефтеотдачи пластов (ПНП), была создана опытная насыпная модель трещиновато-порового пласта, которая показана на рисунке 1.

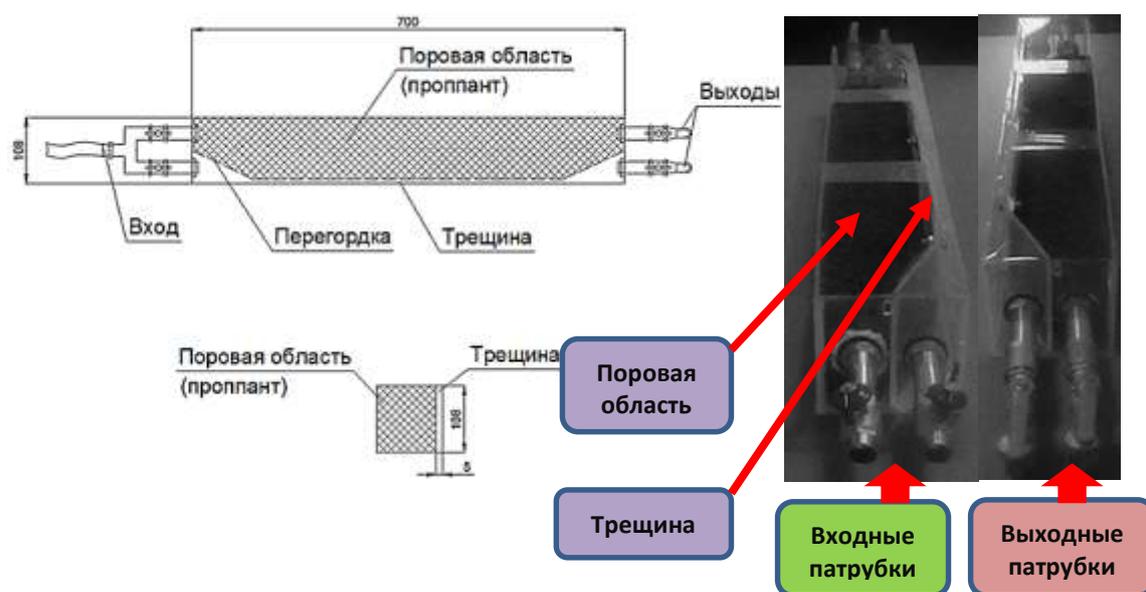


Рисунок 1. Опытная модель для исследования прокачки составов

Опытная модель представляла собой емкость, выполненную из органического стекла, стянутого металлическим каркасом. Внутри емкость была разделена перегородкой из оргстекла с отверстиями, которая разделяла конструкцию на две части, имитируя трещину и поровую область пласта-коллектора. К перегородке по всей ее длине прикрепили пористую мембрану из фибергласса. В часть емкости, имитирующую поровый объем пласта был засыпан проппант (40/70), в трещину ничего не засыпалось, т.е. получилась насыпная модель трещино-порового пласта-коллектора.

Основной задачей модели является имитация гидродинамических свойств трещиновато-порового коллектора, для проведения ряда экспериментов по закачке растворов, применяемых для повышения нефтеотдачи пластов. Воду перед экспериментом и готовые составы подавали по одной трубке с разводом на трещину и поровую части модели. Выход из трещины и поровой части модели реализован по не сообщающимся между собой патрубкам. На модели была проведена серия экспериментов по прокачке пресной воды и рас-

творов: полимерный глинисто-кварцевый состав (ПГКС), модифицированный полимерно-глинистый состав (МПГС), модифицированная сшитая полимерная система (МСПС) и классический МПДС.

Исследуемые составы имеют следующие композиции:

1. ПГКС: песок (1%) + бентонитовая глина (4%) + полимер (0,1%) + сшиватель (0,1%) + вода (94,8%);

2. МПГС: бентонитовая глина (5%) + полимер (0,1%) + сшиватель (0,1%) + вода (94,8%).

3. МСПС: полимер (0,1%) + сшиватель (0,1%) + вода (99,8%).

4. Классический МПДС: а) бентонитовая глина (5%) + вода (95%); б) полимер (0,1%) + сшиватель (0,1%) + вода (99,8%).

Сшивателем являлся бихромат натрия + хлористый кальций по 50 % каждого. В качестве полимера использовался полиакриламид (ПАА).

Эксперименты проводились по следующей схеме. Все компоненты смешивались в сухом виде, затем разводились в пресной воде. Температура воды составляла 40 °С. Перед каждым экспериментом через модель прокачивали один и тот же объем воды – 4 литра. После закачки каждого состава также прокачивали одинаковый объем воды – 4 литра. В течении закачки измеряли время полного заполнения трещины составами, время прокачки объема воды через модель.

Результаты всех проведенных экспериментов сведены в таблицу 1.

Таблица № 1

Обобщенные результаты экспериментов по исследованию составов

Параметр	Эксперимент по прокачке			
	ПГКС	МПГС	Классический МПДС	МСПС
Время прокачки 4 л. воды до закачки состава, мин.	2,1	1,85	2,7	0
Время полного заполнения трещины, мин.	3,68	5	1,3	0
Движение состава по трещине после ее заполнения	нет	да	да	состав не зашел в трещину
Просачивание состава через выходной вентиль во время закачки	нет	да	да	-
Просачивание воды по трещине во время закачки состава	нет	да	да	-
Просачивание воды по трещине после закачки состава	нет	да	нет	-
Область выхода воды после закачки состава	поровая	поровая и трещинная	прорыв из под крышки	-
Время прокачки 4 л. воды после закачки состава, мин.	4,5	6,92	не реализовано – остановка эксперимента	-

До закачка состава в трещину	нет	да	нет	-
Движение состава по трещине после ее заполнения	-	да	-	-
Просачивание воды по трещине после до закачки состава	-	нет	-	-
Область выхода воды после закачки состава	-	поровая	-	-
Время прокачки 4 л. воды после закачки состава, мин.	-	18,5	-	-
Эффективность, %	100	40	60	0

За 100 % эффективности состава были приняты следующие критерии в равных долях: 1) полное заполнение трещины и отсутствие движения в трещине после закачки, 2) отсутствие притока воды по трещине после закачки, 3) просачивание состава и воды через выходной вентиль во время и после закачки в трещину, 4) необходимость дозакачки состава.

Библиографический список

1. Трофимов, А. С. Ограничение водопритоков нефтяных скважин по каналам низкого фильтрационного сопротивления / А. С. Трофимов, Л. Х. Ибрагимов, А. А. Ситников // Нефтепромысловое дело. – 1996. – № 6. – С. 13-18.
2. Трофимов, А. С. Обобщение индикаторных (трассерных) исследований на месторождениях Западной Сибири / А. С. Трофимов, С. В. Бердников, Н. Р. Кривова // Территория нефтегаз. Повышение нефтеотдачи. – 2006. – № 12. – С. 72-77.

Научный руководитель – Мусакаев Н.Г., д-р физ.- мат. наук, профессор

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ЗАПАДНО-ЭПАССКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ

Серёдкин В.В.

Тюменский индустриальный университет

Скважины с горизонтальным участком ствола (ГС) позволяют интенсифицировать добычу нефти при меньших или схожих темпах роста обводнённости и вовлечении запасов нефти приходящихся на две наклонно-направленные скважины, что положительно сказывается на характеристиках вытеснения. [1]

Бурение ГС показывает высокую эффективность. Внедрение ГС с многостадийным гидроразрывом пласта (ГРП) позволяет вовлечь в разработку трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ). [2]

Стремительное внедрение технологий геологоразведки и добычи нефти методом горизонтального бурения вызвало необходимость учета их при проектировании разработки пласта (коллектора). Рациональность применения ГС в первую очередь определяется геологическими факторами и характеристикой коллекторов. Создание систем разработки, включающих вертикальные и горизонтальные скважины, становится целесообразным. Актуализируются методики расчета производительности этих систем разработки, как аналитически, так и численно. Численный расчет не вызывает трудностей в связи с тем, что гидродинамические модели широко распространены. Остаётся лишь необходимость в тщательной аналитической оценке дебита горизонтальных скважин. Сужение количества вариаций гидродинамических моделей скажется на оперативности принятия решений. Также нужно учитывать и элемент заводнения, который внесён в определенную систему. [3]

Продуктивность Западно-Эпасского месторождения, расположенного в Уватском районе Тюменской области, связана с юрскими отложениями тюменской свиты (пласты Ю₃ и Ю₄). Тип залежи – пластово-сводовая, литологически экранированная. Терригенный поровый тип коллектора представлен песчаниками и алевролитами.

Разработка Западно-Эпасского месторождения, в рамках проектного документа, предусматривается треугольной сеткой скважин с обращенной семиточечной системой заводнения, расстоянием между скважинами 600 метров, применением наклонно-направленных скважин (ННС) с гидроразрывом пласта (ГРП) в чисто нефтяной зоне (ЧНЗ), ГС с длиной горизонтального участка 600 метров в водонефтяной зоне (ВНЗ).

Бурение ГС проводится по пяти интервальному профилю, который включает в себя следующие участки: вертикальный, первый набора кривизны, стабилизации зенитного угла, второй набора кривизны, горизонтальный.

Из расчета экономической целесообразности сооружения скважины как эксплуатационного объекта на кустовой площадке принимают максимальные значения зенитного угла и отклонений забоев скважины от вертикали.

Требования эксплуатации глубинно-насосного оборудования учитываются индивидуально при проектировании профиля каждой конкретной скважины.

Проектирование профиля каждой скважины куста осуществляется с учётом закономерностей искривления по интервалам профиля для применяемых компоновок с условием обязательного ограничения по интенсивности искривления для обеспечения надежной работы внутрискважинного оборудования.

Бурение горизонтального участка ствола осуществляется с применением навигационного оборудования системы LWD с гидравлическим каналом связи, винтовые забойные двигатели с изменяемым углом перекоса. Для повышения надежности проведения горизонтального ствола в процессе бурения продуктивных пластов с подошвенной водой применяются геофизические приборы, позволяющие отслеживать характер насыщения пласта, пористости и проницаемости.

При выборе систем разработки залежей нефти с применением ГС, одним из ключевых вопросов является выбор оптимального соотношения добывающих ГС и нагнетательных ННС. Учитывая то, что в краевых неразбуренных зонах возможно существенное влияние водоносного горизонта, основой становится материальный баланс (1):

$$P_{пл} \approx P_{пл}^{равновесное} \Rightarrow W_{aq} + W \cdot n_{наг} = Q \cdot n_{доб} \Rightarrow \frac{n_{доб}}{n_{наг}} = \frac{W}{Q} + \frac{W_{aq}}{Q \cdot n_{наг}} \quad (1)$$

Производительности ННС рассчитаем по формуле Дююи (2):

$$W = \frac{2\pi k k_{воды} h}{\mu_{вода}} \cdot \frac{(P_{заб}^{наг} - P_{пл}^{рав})}{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right) + S_{нагн}} \quad (2)$$

Производительности ГС рассчитаем по формуле Джоши (3):

$$Q = \frac{2\pi k k_{нефти} h}{\mu_{нефть}} \cdot \frac{(P_{пл}^{рав} - P_{заб}^{доб})}{\ln\left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2}\right) + \frac{h\beta^2}{L} \ln\left(\frac{h}{2r_c\pi}\right)}, \text{ где } a = \frac{L}{2} \sqrt{1 + \sqrt{1 + \left(\frac{2R_k}{L}\right)^4}} \quad (3)$$

Согласно формуле материального баланса (1) вычислим отношение производительностей скважин (4) по данным исследуемого объекта:

$$\frac{W}{Q} = \frac{k_{вода}^{макс}}{k_{нефть}^{макс}} \cdot \frac{\mu_{нефть}}{\mu_{вода}} \cdot \frac{(P_{заб}^{наг} - P_{пл})}{(P_{пл} - P_{заб}^{доб})} \cdot \frac{\ln\left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2}\right) + \frac{h\beta^2}{L} \ln\left(\frac{h}{2r_c\pi}\right)}{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right) + S_{нагн}} \approx 0.74 \quad (4)$$

Учитывая объемы бурения, водоносный горизонт не оказывает значительного влияния на соотношение скважин. Оптимальное соотношение добывающих и нагнетательных скважин 1:1.

На основе анализа геологических и промысловых данных 22 ННС и 20 ГС, пробуренных в период 2014-2017 гг. и расположенных в краевых зонах с пониженными фильтрационно-ёмкостными свойствами (ФЕС), фактическая продуктивность и накопленные отборы ГС выше, чем ННС, примерно в 2раза.

Для достижения соотношения добывающих и нагнетательных скважин и сохранения плотности сетки, треугольная система ННС была трансформирована в систему ННС+ГС путем замены 2-х ННС на один ГС (Рисунок 1):

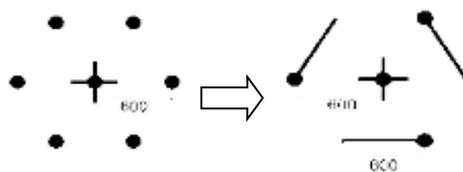


Рисунок 1. Трансформация системы ННС в ННС+ГС

Технология проектирования и разработки залежей углеводородов системами ГС позволяет:

- снизить экологическую напряженность в нефтегазодобывающем регионе (Уватский район, Усть-Тегусский лицензионный участок);
- значительно повысить технико-экономические показатели разработки залежей углеводородов.

Экономическая эффективность бурения ГС выше ННС. Кратность роста начального дебита превосходит кратность роста экономических затрат в ГС по сравнению с ННС. ГС более эффективны на краевых зонах пластов Ю₃ и Ю₄ Западно-Эпасского месторождения.

Библиографический список

1. Лысенко, В. Д. Проектирование разработки нефтяных месторождений [Текст] / В. Д. Лысенко. – Москва : Недра, 1987. – 247 с.
2. Грачёв, С. И. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений горизонтальными скважинами / С. И. Грачев, А. В. Стрекалов, А. С. Самойлов. – Тюмень : ТИУ, 2016. – 204 с.
3. Насыбуллин, А. В. К определению дебита горизонтальной скважины на установившемся режиме в элементе заводнения / А. В. Насыбуллин, В. Ф. Войкин // ГЕОРЕСУРСЫ. - 2015. – Т. 2, № 4 (63). – С.35 - 38.

Научный руководитель - Самойлов А.С., канд. техн. наук, доцент

ОБОСНОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА ВТОРИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В УСЛОВИЯХ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Тарасова В.К.

Санкт-Петербургский горный университет

Актуальной проблемой в сегодняшние дни является разработка нефтяных залежей с трудноизвлекаемыми запасами, доля которых в структуре извлекаемых запасов с каждым годом интенсивно растет. За-

пасы нефти, сосредоточенные в низкопроницаемых коллекторах, составляют 60% мировых запасов ТРИЗ [1]. Важным аспектом при разработке залежей с низкопроницаемыми коллекторами является предотвращение ухудшения проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП) при дострелах и перестрелах скважин во время проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ). Немаловажным фактором, влияющим на это, является выбор надежного способа перфорации, обеспечивающего качественное вскрытие продуктивных горизонтов.

Целью работы является выявление граничных условий для применяемых в настоящее время видов перфораций, используемых при проведении ГТМ на нефтегазовых месторождениях, а также обоснование наиболее оптимального вида в условиях низкопроницаемых коллекторов.

Задачи исследования включают: обзор современных видов перфораций с выявлением их достоинств и недостатков; изучения эффективности их применения в конкретных промысловых условиях, при которых возможно создать надежную гидродинамическую связь между продуктивным пластом и скважиной, не приводящую к отрицательному воздействию на ПЗП; выявление наиболее оптимального вида вскрытия пласта в условиях низкопроницаемых коллекторов.

По принципу осуществления технологий способы перфорации классифицирую на следующие методы: взрывные, химические, механические и гидродинамические [2].

В качестве дострела и перестрела на разрабатываемых месторождениях нашли широкое применение гидродинамические методы. Из них наиболее применяемые щелевая гидропескоструйная перфорация (ЩГПП) и гидропескоструйное щелевое винтовое вскрытие пласта (ГЩВП).

Из перечисленных видов во время дострела и перестрела скважин в качестве перфорации многие отечественные сервисные компании применяют чаще всего щелевую гидропескоструйную перфорацию. Технология ЩГПП заключается в следующем: струя смеси, состоящая из жидкости и песка, с большой скоростью вылетает из насадок перемещающегося перфоратора в сторону стенки скважины. За небольшой промежуток времени эта струя образует канал в системе «обсадная колонна - цементное кольцо – порода пласта». В горной породе вымывается каверна конусообразной формы, вершина которой обращена к перфорационной щели в колонне. При длине канала 40 мм отраженная струя не гасит входящую, вследствие этого абразивный материал вымывается из канала лучше, не закупорив его.

Щелевую гидропескоструйную обработку используют в целях: 1) вскрытия продуктивных пластов с трещиноватыми коллекторами; 2) вскрытия слабосцементированных и слабопроницаемых пластов. ЩГПП не результативна в интервалах, где ранее был проведен гидроразрыв пласта (ГРП) или произведена обработка продуктивных пластов соляной кис-

лотой. Также не достигается должный эффект при повторном вскрытии высокопроницаемых сильно обводнённых пластов [3].

К достоинствам данной перфорации можно отнести: 1) щадящее воздействие на эксплуатационную колонну и пласт; 2) технологию, позволяющую избирательно вскрывать продуктивные пропластки, не нарушая перемычки между ними; 3) получение отверстий значительно больших, чем, например, при использовании при тех же условиях кумулятивных зарядов, что позволяет увеличить зону фильтрации; 4) применение как для карбонатных, так и для терригенных пород коллектора.

Недостатками ЩГПП являются: 1) высокая стоимость отсортированного высококачественного абразивного материала; 2) быстрый износ из-за абразивного воздействия мощных насосных агрегатов; 3) невозможность создания депрессии во время перфорации, вследствие этого существует вероятность образования зоны кольматации каналов, которая снижает проницаемость ПЗП.

Еще одним применяемым методом гидродинамического воздействия на пласт является гидropескоструйное щелевое винтовое вскрытие пласта, сущность которого заключается в создании перфорационных отверстий благодаря эрозионному разрушению обсадной колонны, цементного камня и горной породы с помощью воздействия жидкостно-песчаных струи, обладающих абразивным действием. Абразивные струи, истекая из насадок гидropескоструйного щелевого винтового перфоратора, образуют конусообразные каналы, обладающие высокой проницаемостью. Винтовые щели, создаваемые с помощью ГПЩВП, преобразуют кольцевые сжимающие напряжения в призабойной зоне скважины в растягивающие стенку скважины напряжения. Вследствие этого происходит разгрузка призабойной зоны, и коллекторские свойства существенно улучшаются.

ГПЩВ используют для: 1) вскрытия коллекторов с низкой проницаемостью; 2) увеличения зоны фильтрации; 3) прохождения зоны кольматации, которая образуется при первичном вскрытии пласта; 4) увеличения дебитов нефти и приемистости в скважинах, как в терригенных, так и карбонатных коллекторах.

Достоинствами рассматриваемой перфорации являются: 1) осуществление контроля над процессом образования винтовой щели; 2) образование каналов, размеры которых варьируются 1,5 – 3 м, вокруг них не происходит деформация колонны и цементного камня, а также не возникают уплотнения горных пород; 3) более короткие сроки окупаемости при вскрытии с помощью устройства ГПЩВП относительно такой альтернативы данному методу как ГРП; 4) целостность цементного камня и обсадной колонны.

Из недостатков данного метода можно выделить следующие: 1) высокая стоимость и быстрый износ, используемого оборудования; 2) некорректный расчет щелевых перфорационных отверстий может привести к уплотнению горных пород, вследствие этого перфорация не даст должного эффекта [4].

На основании вышеизложенной информации можно сделать вывод, что от грамотного выбора способа перфорации зависит как проницаемость пласта в призабойной зоне скважин, так и дальнейшая разработка залежи. В условиях низкопроницаемых коллекторов при вторичном вскрытия пласта наилучшие результаты можно ожидать при ГЦВП, так как с помощью данного способа помимо восстановления естественной проницаемости, наблюдается появление каверн техногенного происхождения, благодаря которым обнажается значительная поверхность фильтрации, что способствует увеличению проницаемости ПЗП. Проведенные сравнительные экономические расчеты по нефтяному месторождению среднеобской нефтегазоносной области при достреле пластов доказали экономическую целесообразность применения ГЦВП.

Библиографический список

1. Шмелев, П. ТРИЗ как объективная реальность [Электронный ресурс] / П. Шмелев // Сибирская нефть. – 2018. – Т. 149, №2. – Режим доступа: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2018-march/>.
2. Мищенко, И. Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов / И. Т. Мищенко. – Москва : «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2015. – 448 с.
3. Сущность гидropескоструйной перфорации и область её применения / А. С. Галухин [и др.] // Отраслевые научные и прикладные исследования: Науки о земле. – 2018. - № 1. – С. 62 - 85.
4. Технология повышения эффективности работы скважин с помощью устройства гидropескоструйной щелевой винтовой перфорации [Электронный ресурс] // GIS profi техническая библиотека. – Режим доступа: <https://gisprofi.com/gd/documents/2009/162099> .
5. Попиков А. А. Обзор основных способов перфорации скважин/ А. А. Попиков, М. А. Баёв // X Всероссийская научно-практическая конференция молодых ученых «РОССИЯ МОЛОДАЯ». – Кемерово, 2018. – С. 10808.1-10808.5

Научный руководитель – Мигунова С.В., канд. техн. наук, доцент

СОВРЕМЕННЫЕ ВЫЗОВЫ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ И НЕОБХОДИМОСТЬ СМЕНЫ ОРГАНИЧЕСКОЙ ПАРАДИГМЫ НА ГЛУБИННО-АБИОГЕННУЮ

Терещук Е.В.

Тюменский индустриальный университет

Любая научная теория обязана, путём выявления общих законов и их систематизации, дать целостное представление о закономерностях и суще-

ственных связях определённой области действительности. Главными функциями научной теории являются описание и предсказание. Если же появляется нарастающее количество эмпирических аномалий в соответствующей области, то данная теория нуждается в пристальном критическом анализе и пересмотре. Подобная ситуация складывается с органической теорией происхождения нефти со времён первой половины 20-го века. Работы советских геологов, таких как Кудрявцев, Порфирьев, Чекалюк, Кропоткин, Краюшкин и др., показали явную ограниченность и несостоятельность осадочно-миграционной теории (ОМТ).

Перечислим, вкратце, основные критические моменты ОМТ, которые интерпретируются в пользу абиогенно-глубинной гипотезы:

- Количество всего органического материала Земли не достаточно чтобы образовалась десятая часть объёма запасов углеводородов Аравийского полуострова;

- Количество открываемых месторождений находящихся вне так называемого «нефтегазового окна» (глубины больше 5.5 км) постоянно увеличивается;

- Первичная и вторичная миграция углеводородов (по ОМТ) является неосуществимой с точки зрения термодинамических процессов и необходимых градиентов давления для их осуществления;

- Отсутствие следов миграции нефти, т.к. называемой законтурной нефти;

- Обнаружение нефти, не обладающей оптической активностью с отсутствием «органических» изотопов углерода;

- Добыча углеводородов из фундамента (кристаллических пород);

- Возобновление запасов месторождений;

- ОМТ не способно, с точки зрения геохимии, объяснить образование углеводородов на глубинах свыше 5.5 км;

- Малая эффективность геологоразведочных работ, основанных на парадигме ОМТ;

- Приуроченность месторождений гигантов к местам глубинных тектонических разломов (очагам разгрузки), способствующим образованию скоплений углеводородов;

Н.А. Кудрявцевым был сформулирован следующий закон:

"Во всех без исключения нефтеносных районах, где нефть или газ имеются в каком-либо горизонте разреза, в том или ином количестве они найдутся и во всех нижележащих горизонтах (хотя бы в виде следов миграции по трещинам). Это положение совершенно не зависит от состава пород, условий образования (могут быть метаморфизованные и кристаллические породы) и содержания в них органического вещества. В горизонтах, где имеются хорошие коллекторы и ловушки, возникают промышленные залежи".

Ситуация в нефтегазовой геологии является в настоящий момент тяжёлой:

- Прирост запасов нефти является наименьшим за 70 лет;
- Рост добычи в последние годы был обеспечен в первую очередь увеличением объёмов бурения;
- Прирост запасов в последние годы являлся по большей части виртуальным (запасы переводились из одной категории в другую);
- Зависимость от западных технологий во многих проектах в условиях санкционной обстановки;
- Добыча углеводородов в Арктическом районе является на данный момент технологически неосуществимой, экономически невыгодной и крайне опасной из-за возможных экологических катастроф [Приразломное – единственный объект, который находится в разработке на шельфе Арктики, Штокмановское ГКМ (гигантское) – введение в разработку отложено, Русановское и Ленинградское будут введены в разработку в ближайшие 30 лет];
- По данным ГКЗ РФ в структуре разведанных запасов нефти на долю континентального шельфа России приходится не более 3%;
- Освоение мелких месторождений (от 1 до 5 млн. тонн и от 1 до 5 млрд. м³) не является панацеей для обеспечения энергетических потребностей, также, является нерентабельным, в равной степени как трудноизвлекаемые запасы УВ;
- Технология гидроразрыва пласта является губительной как для окружающей среды, так и для самого месторождения;
- ТЭК в экономике страны играет ключевую роль (22.6% ВВП [2017 год], доля нефтегазовых доходов в федеральном бюджете – 39.6%, доля в экспорте – 58.9%);
- Доля трудно-извлекаемых запасов неуклонно растёт;
- По оценкам специалистов, к 2030-2035 гг. Россия может превратиться из экспортёра нефти в её импортёра.

Вывод:

- Необходима смена ОМТ на теорию неорганического происхождения, обеспечение необходимого финансирования, научно-исследовательской поддержки, ориентации в образовании для подготовки будущих специалистов. Россия обладает приоритетом в теории неорганического происхождения нефти, которым государство и научное сообщество обязано воспользоваться для обеспечения энергетической безопасности и экономического развития страны;
- Необходимо увеличение объёмов геологоразведочных работ, руководствуясь парадигмой глубинного генезиса углеводородов;
- Необходимо осуществлять поиски углеводородов на более глубоких горизонтах уже существующих объектов, а не ввязываться в ненужные на нынешний день арктические проекты и губительного тотального использования ГРП;

Библиографический список

1. Чекалюк, Э. Б. Термодинамика нефтяного пласта / Э. Б. Чекалюк. – Москва : Недра, 1965. – 232 с.
2. Порфирьев, В. Б. Современное состояние теории органического происхождения нефти / В. Б. Порфирьев, И. В. Гринберг. – Харьков : Труды Львовского геологического общества, 1952. – 52 с.
3. Краюшкин, В. А. Абиогенно-мантыйный генезис нефти / В. А. Краюшкин. - Киев : Наукова думка, 1984. – 173 с.
4. Dominic Emery & Andrew Robinson. Inorganic Geochemistry. Applications to Petroleum Geology. Oxford: BLACKWELL SCIENTIFIC PUBLICATIONS. 1993. – 254 p.
5. Кудрявцев, Н. А. Генезис нефти и газа / Н. А. Кудрявцев. – Львов : Недра, 1973. - 216 с.
6. Геологоразведка 2018: V Международный форум : материалы научной конференции. – Москва: Росгеология, 2018.
7. VI Кудрявцевские чтения : материалы научной конференции. – Москва : АО «Центральная геофизическая экспедиция», 2018.
8. Министерство энергетики РФ. Доклады министра (ТЭК). 2018 [Электронный ресурс] // Министерство Энергетики. – Режим доступа : <https://minenergo.gov.ru/press/doklady>

Научный руководитель – Анашкина А.Е., канд. техн. наук, доцент

ВЗАИМОСВЯЗЬ НАЧАЛЬНОЙ ПЛАСТОВОЙ ТЕМПЕРАТУРЫ С НАЧАЛЬНЫМ ПЛАСТОВЫМ ДАВЛЕНИЕМ ДЛЯ РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Хадавимогаддам Ф., Мищенко И.Г., Мостаджеран Г.Т.
Российский государственный университет нефти и газа (национальный
исследовательский университет) имени И. М. Губкина

Аннотация. Основной целью работы является получение некоторых корреляционных взаимосвязей для некоторых нефтяных месторождений Исламской Республики Иран, которые различаются между собой не только термобарическими условиями, но и основными свойствами пластовых флюидов.

Ключевые слова: основные свойства нефти, нефтяное месторождение Ирана, пластовая температура.

При открытии новых нефтяных месторождений, особенно в процессе бурения разведочных скважин, отсутствует информация не только о физико-

химических свойствах флюидов, но и полная информация о термобарических условиях залегания углеводородов. Если начальное пластовое давление, стабилизированное во времени, измеряется достаточно легко и точно, то изменение начальной пластовой температуры является достаточно сложной процедурой, связанной с необходимостью измерения температуры в нестационарных условиях, когда стабилизация данного параметра является длительной во времени и связанной с длительной остановкой скважины с соответствующими затратами материальных и финансовых ресурсов.

В таких условиях возможно использовать оценку начальной пластовой температуры с использованием экспериментально определённой величины начального пластового давления.

В условиях сокращения объёма достоверной информации о свойствах нефти и газа и о влиянии на них термобарических условий весьма актуальным становится получение корреляционных взаимосвязей между параметрами, их анализ и обобщение.

При открытии новых нефтяных месторождений, особенно в процессе разведочного бурения, отсутствует информация не только о физико-химических свойствах флюидов, но и об их термобарических условиях залегания. Если пластовое давление в скважине $P_{пл}$, стабилизированное во времени, измеряется (рассчитывается) достаточно легко и точно с использованием статического уровня жидкости в скважине, измерение, а тем более расчет пластовой температуры $t_{пл}$ является достаточно сложной процедурой, связанной с большими временными и материальными затратами.

Тепловое поле нефтяных месторождений зависит от большего количества различных факторов, определяющих состояние их разработки. Именно поэтому изучение температуры в нефтяных месторождениях и нахождение ее взаимосвязи с пластовым (забойным) давлением и газонасыщенностью нефти представляется достаточно актуальным и важным.

В этих условиях может оказаться целесообразной приближенная оценка пластовой температуры по экспериментально определённой величине пластового давления $t_{пл} = f(P_{пл})$.

Используя экспериментальные данные по некоторым месторождениям Ирана, представленные в таблице 1, построена зависимость $P_{пл} = f(t_{пл})$, приведённая на рисунке 1.

В аналитическом виде данная зависимость может быть записана так при $35 \leq P_{пл} \leq 75$ МПа,

$$93 \leq t_{пл} \leq 164^\circ\text{C} :$$

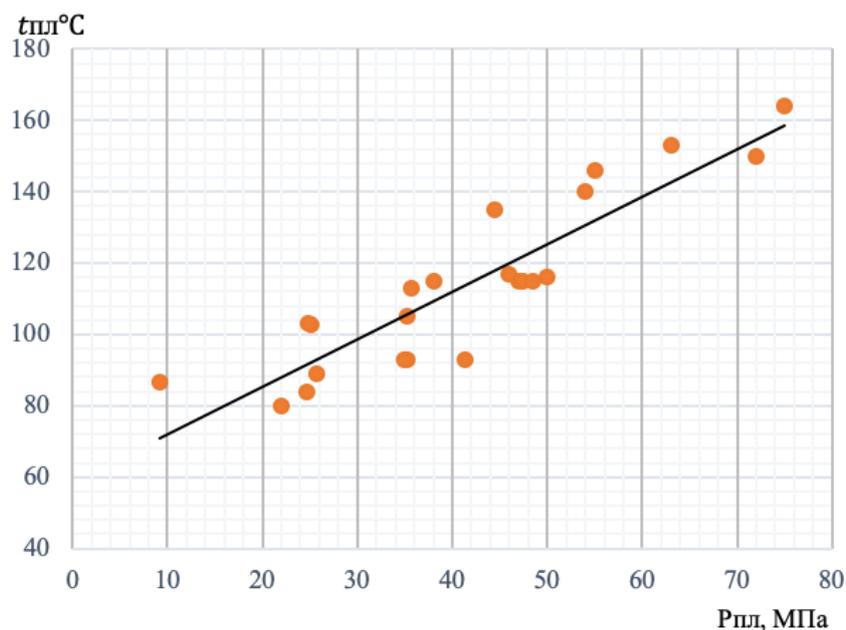
$$t_{пл} = 160 - 1,4(75 - P_{пл}),$$

где $t_{пл}$ - начальная пластовая температура, °С,
 $P_{пл}$ - начальное пластовое давление, МПа,
1,4 - размерный числовой коэффициент, Град/МПа.
Ниже приведена таблица.

Таблица № 1

Взаимосвязь $P_{пл}$ и $t_{пл}$ для не которых месторождений

Стр	264	283	289	351	369	398	398	398	399	401	401	402	403	405	406	407
$P_{пл}$, МПа	41,4	35,3	35,3	50	47	46	47,5	48,5	63	54	55	75	44,5	35	38	72
$t_{пл}$, °C	93	93	105	116	115	117	115	115	153	140	146	164	135	93	115	150

Рисунок 1. Экспериментальная зависимость $P_{пл} = f(t_{пл})$, построенная по данным [1]

Из изложенного следует, что между $P_{пл}$ и $t_{пл}$ существует статическая взаимосвязь, представленная аналитическим выражением (1), которая может использоваться в практической детальности.

Покажем погрешность расчета начальной пластовой температуры, на примере месторождений бывшего СССР, данные о которых приведены в таблице 2.

Таблица № 2

Сопоставление экспериментальной и расчетной пластовой температуры некоторых нефтяных месторождений

Месторождение [1], стр	Месторождение	$P_{пл}^э$, МПа	$t_{пл}^э$, °C	$t_{пл}^р$, °C	$\delta = \frac{t_{пл}^э - t_{пл}^р}{t_{пл}^э} \cdot 100, \%$
Карабулак-ачалукское, 405	А	34	87	102,6	-17,9%
Заманкульское, 403	Б	34	89	102,6	-15,3%
Ахловское, 396	В	47	120	114	-0,6%
Некрасовское, 380	Г	24	86	88,6	+3%

Вахское, 375	Д	22,6	90	86,6	+3,7%
Карамандыбас, 322	Е	25,2	95	90,3	+4,9%

Таким образом, средняя погрешность оценки начальной пластовой температуры по этим месторождениям составляет -3,73%, что допустимо.

В дальнейшем необходимо провести аналогичное исследование для основных нефтяных месторождений Исламской Республики Иран.

Ниже приведены результаты обработки и анализа экспериментальных данных по некоторым разрабатываемым нефтяным месторождениям Ирана, которые разделены на три группы для различных интервалов по $t_{пл}$ и $P_{пл}$ (Рисунок 2) [2].

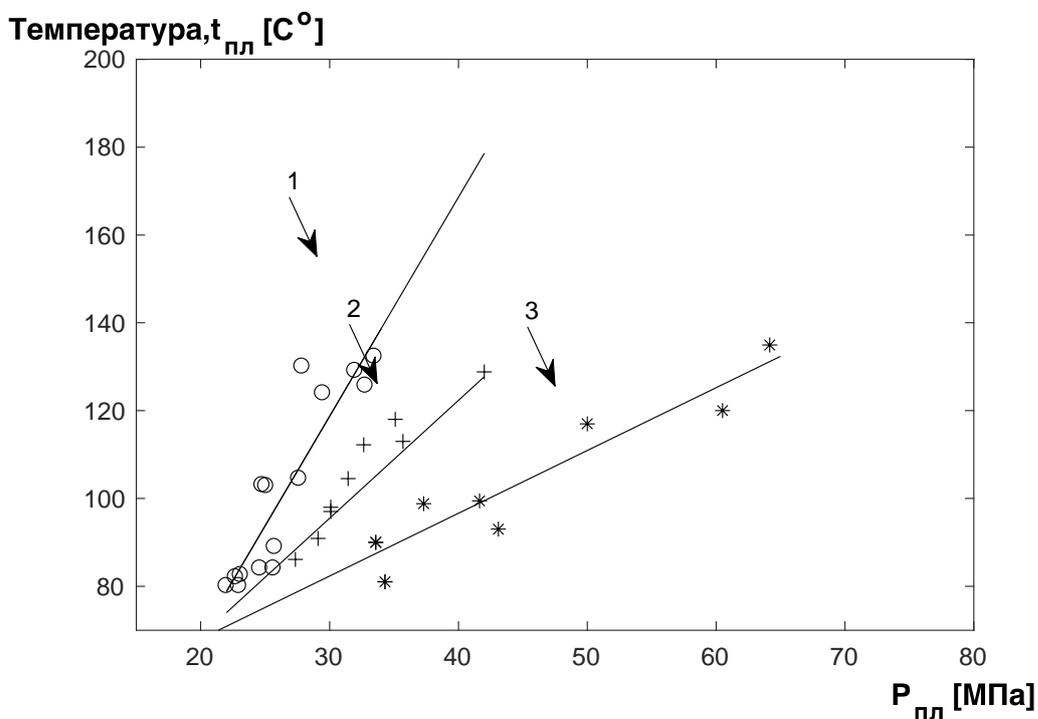


Рисунок 2. Зависимости $t_{пл} = f(P_{пл})$ - для Иранских нефтяных месторождений; 1, 2, 3- соответствующие зависимости для различных интервалов $P_{пл}$ и $t_{пл}$ и различных групп

Группа 1 (15 месторождений): $22 \leq P_{пл} \leq 33$ МПа и $80 \leq t_{пл} \leq 132^\circ\text{C}$.

Аналитическое выражение зависимости $t_{пл} = f(P_{пл})$ таково:

$$t_{пл} = 132 - 4,727 (33 - P_{пл}).$$

Группа 2 (9 Месторождений): $27,5 \leq P_{пл} \leq 42$ МПа и $84 \leq t_{пл} \leq 129^\circ\text{C}$.

Аналитическое выражение зависимости $t_{пл} = f(P_{пл})$ таково:

$$t_{пл} = 129 - 3,103 (42 - P_{пл}).$$

Группа 3 (8 Месторождений): $33,5 \leq P_{пл} \leq 64$ МПа и $88 \leq t_{пл} \leq 133$ °С.

Аналитическое выражение зависимости $t_{пл} = f(P_{пл})$ таково:

$$t_{пл} = 133 - 1,474(64 - P_{пл}) .$$

где 4,727; 3,103; 1,474– размерные числовые коэффициенты, град/МПа.

В условиях ограниченной исходной информации по свойствам нефти и газа для приближенной оценки пластовой температуры пластовой нефти с использованием замеренной или расчетной величины пластового давления можно использовать вышеприведенные зависимости.

Библиографический список

1. Требин, Г. Ф. Нефти месторождений Советского Союза / Г. Ф. Требин, Н. В. Чарыгин, Т. М. Обухова. – Москва : Недра, 1974. – 584 с.
2. Хадавимогаддам, Ф. Приближенные взаимосвязи пластовой температуры с пластовым давлением и газонасыщенностью нефти для некоторых разрабатываемых нефтяных месторождений / Ф. Хадавимогаддам, И. Г. Мищенко // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – 2018 – № 4 – с. 32 - 35.

СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ НЕФТЕДОБЫЧИ. ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ

Худайбердиев А.Т.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Актуальность связана с развитием методов увеличения показателя КИН. В нашем регионе основным градообразующим производством является нефтегазодобыча. Прошли те времена, когда нефть фонтанировала и была ключом. Сейчас 70% запасов нефти в Западной Сибири относятся к трудноизвлекаемым и требуют разработки технических решений для повышения добычи.

На данный момент существуют следующие применения электромагнитных полей:

1) При воздействии полем осуществляется отделения в нефти загрязняющих компонентов.

Электрическое поле применяется для обработки при фильтрации воды. Оно способно отделить отдельные группы загрязняющих веществ. Такой способ обработки намного дешевле, чем использование сменных картриджей.

2) Воздействие электрического поля на нефтяной поток уменьшает интенсивность запарафинивания поверхности, в связи с тем, что на заряженной частичке в потоке в результате электростатической индукции появляется дополнительный заряд. На частицу со стороны электрического поля будет действовать сила, которая отклоняет ее в сторону области зарядов и взаимодействия заряженных частиц в потоке.

Энергия, которая сообщается электрическими полями, идет на разрушение связей пространственной структуры нефти, а асфальтены представляются как полярные электрически чувствительные составляющие этой структуры.

Гипотеза. Применение электростатических полей могут способствовать увеличению нефтеотдачи пласта.

В данной работе **объектом** исследования являются электростатические поля.

Предмет – методы применения электростатических полей в нефтяной промышленности.

Цель – исследовать эффективные пути повышения нефтеотдачи пласта с помощью электростатических полей.

Задачи исследования:

1) Описать существующие методы применения, а также патентов связанных с применением электростатических полей в нефтегазовой отрасли.

2) определить пути эффективного применения электростатических полей непосредственно для нефтегазовой отрасли.

В ходе исследования нами был проведен сравнительный анализ существующих методов и патентов на изобретения.

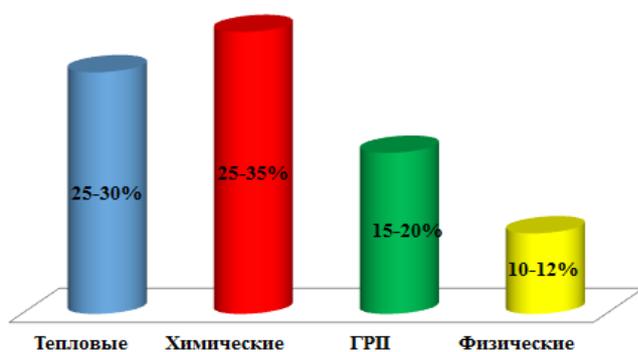


Рисунок 1. Показатели КИН для методов увеличения нефтедобычи

Исходя из рисунка 1 видно, что наибольшими показателями нефтеотдачи обладают химические, тепловые и др. Несмотря на это, данные методы негативно воздействуют на окружающую среду, что является актуальным вопросом на сегодняшний день.

Рассмотрим нетрадиционный метод бурения, электрохимический метод.

Работа энергии пара совершается как за счет его выхода из установленных на рабочем органе сопел, так и за счет воздействия струи о стенки скважины.

За счёт генерирования энергии пара внутри корпуса бурового инструмента и использования этой энергии посредством выходных каналов корпуса обеспечивается совершение механической работы. Это исключает потери на транспортирование пара. (рис.2)

Устройство для получения и реализации механической энергии – буровой инструмент, содержит полый ротор, с твердосплавными вставками, в котором выполнены каналы, с тангенциальным выходом к оси ротора. Ротор установлен на оси с возможностью вращения. В соответствии с рисунком 3 в полости ротора установлены нагревательные элементы. (рис.3)

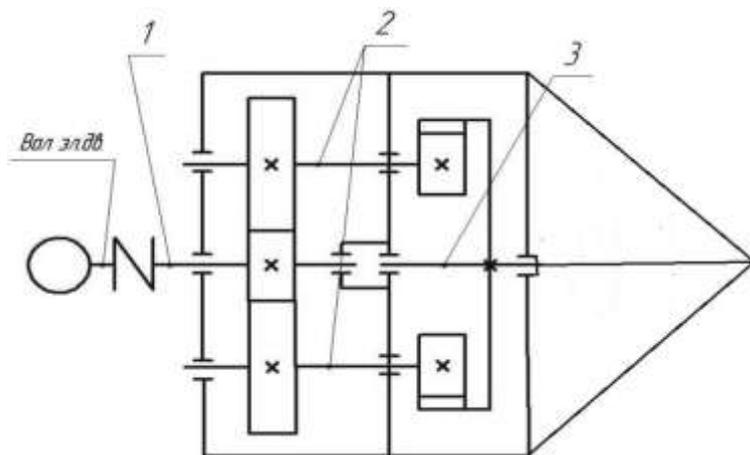


Рисунок 2. Схема валов привода:

1 - быстроходный вал; 2 - промежуточный вал; 3 - тихоходный вал

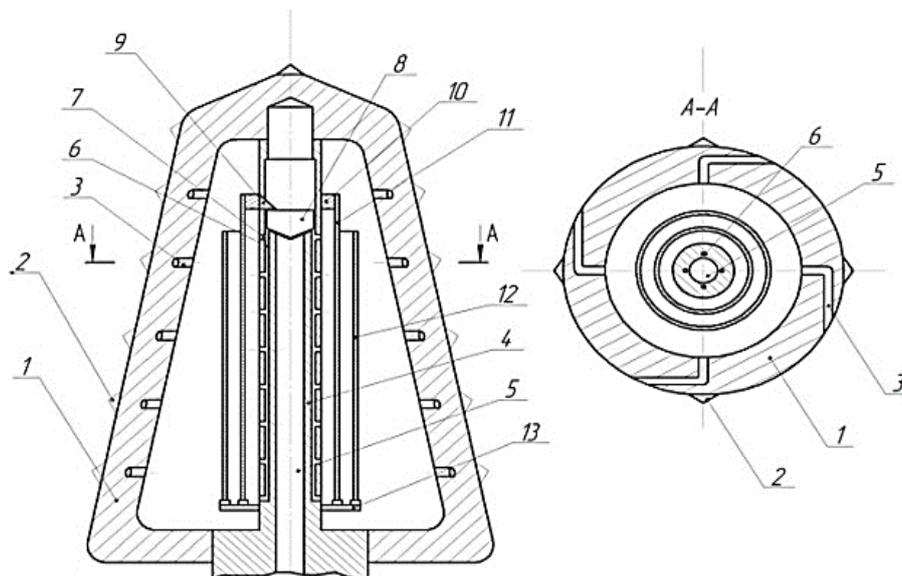


Рисунок 3. Устройство для получения и реализации механической энергии

Электрохимический метод увеличения нефтеотдачи пласта. Метод основан на дополнительном действии на пласт постоянным электрическим током, которые пропускаются в границах куста скважин через два питающих электрода, которые находится на уровне пласта. Под действием электродвижущих сил в поровом пространстве пласта появляются элек-

трокинетические и химические процессы. В итоге возрастает показатель охвата действием щелочного раствора обводняющегося неоднородного пласта, существенно уменьшается обводненность добывающих скважин в границах куста и соответственно увеличивается добыча нефти. На рисунках 4 и 5 можно увидеть схему электрохимического метода увеличения нефтеотдачи и схему монтажа электрической установки.

Вывод. Мы предлагаем объединить преимущества данных методов в один, который будет подразумевать преобразование энергии пара в механическую, воздействие пара, следственно нагревание ПЗП. А также предлагаем воздействие электромагнитных полей призабойную зону пласта.

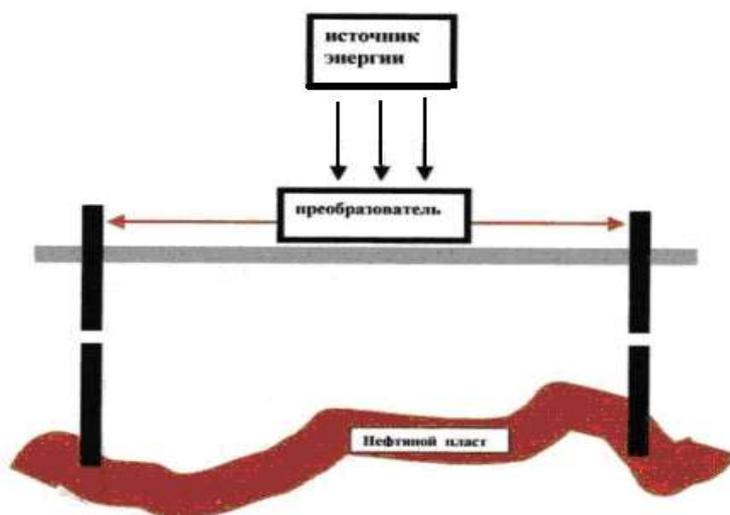


Рисунок 4. Схема электрохимического метода увеличения нефтеотдачи пласта

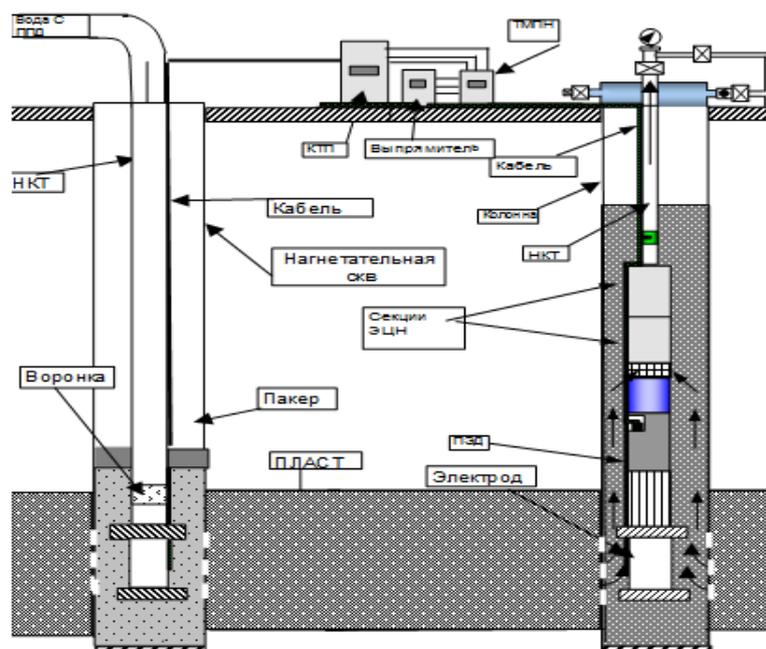


Рисунок 5. Схема монтажа электрической установки

Библиографический список

1. Буровой инструмент [Электронный ресурс] // Патентный поиск, Поиск патентов и изобретений РФ и СССР. – Режим доступа: <https://poleznayamodel.ru/model/15/155161.html>

2. Пат. 2208141 Российская Федерация. МПК E21B 43/24 Способ разработки нефтегазоконденсатных месторождений / Темерко А.В.; патенто-обладатель Темерко А.В. - № 2002128698/03; заявл. 28.10.2002; опубл. 10.07.2003, Бюл. № 19

3. Коломиец, С. С. Нетрадиционные способы бурения / С. С. Коломиец, П. М. Косьянов, В. Г. Краснов // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли: материалы V региональной научно-практической конференции обучающихся ВО, аспирантов и ученых – Тюмень, 2015. – С. 67-76.

4. Вахитов, Г. Г. Использование физических полей для извлечения нефти из пластов / Г. Г. Вахитов, Э. М. Симкин. – Москва : Недра, 1985. – 231 с.

Научный руководитель - Косьянов П.М., д-р. физ. - мат. наук, профессор

СЕКЦИЯ IV
БУРЕНИЕ, ОСВОЕНИЕ И КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

ВНЕДРЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП
С ПРИМЕНЕНИЕМ ОДНОСЕКЦИОННОГО ПАКЕРА В УСЛОВИЯХ
ОГРАНИЧЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ

Беляев О.В.,¹ Канайло А.С.²

¹Тюменский индустриальный университет;

²АО «Самотлорнефтегаз»

Цель: сокращение денежных затрат, без негативного влияния на производственные показатели, политику Компании в области ПБОТиОС и возникновения каких-либо рисков в долгосрочной перспективе:

Задачи:

- 1) поиск возможности проведения ГРП в условиях ограничения эксплуатационной колонны
- 2) оценка возможности применения новой технологии и влияние на длительность ремонта КРС
- 3) подбор кандидатов и проведение ОПИ
- 4) расчет потенциального экономического эффекта на целевой фонд и возможность применения по Компании
- 5) увеличение количества скважин-кандидатов для проведения ГРП в условиях скважин с большой длиной горизонтального участка.
- 6) увеличение количества стадий ГРП

Текущая ситуация:

С начала бурения скважин с горизонтальным окончанием эксплуатационной колонной 114 мм в АО «Самотлорнефтегаз» находится большое количество скважин кандидатов для проведения ГРП на фильтровую часть.

Для проведения ГРП на данных скважинах, предлагается использование односекционного манжетного селективного пакера (селективная пакерная компоновка - одночашечное исполнение).

Для удержания пакера от перемещения вверх при создании перепада давления под пакером, включен гидравлический якорь, устанавливаемый в ЭК 168 мм/178 мм. (принцип действия стингера).

Данная технология не имеет аналогов – основой явился селективный пакер для проведения МГРП по технологии разрывные муфты.

Применение данного оборудования позволяет проводить ГРП на фильтровую часть хвостовика 114мм, исключая воздействия давления ГРП на адаптер/подвеску хвостовика, не зависимо от угла наклона в месте посадки пакера. Имеющиеся у подрядных организаций пакера типа

ПРО-ЯМО-ЯГ не позволяют осуществлять посадку пакера в данных условиях из-за угла наклона более 65 градусов.

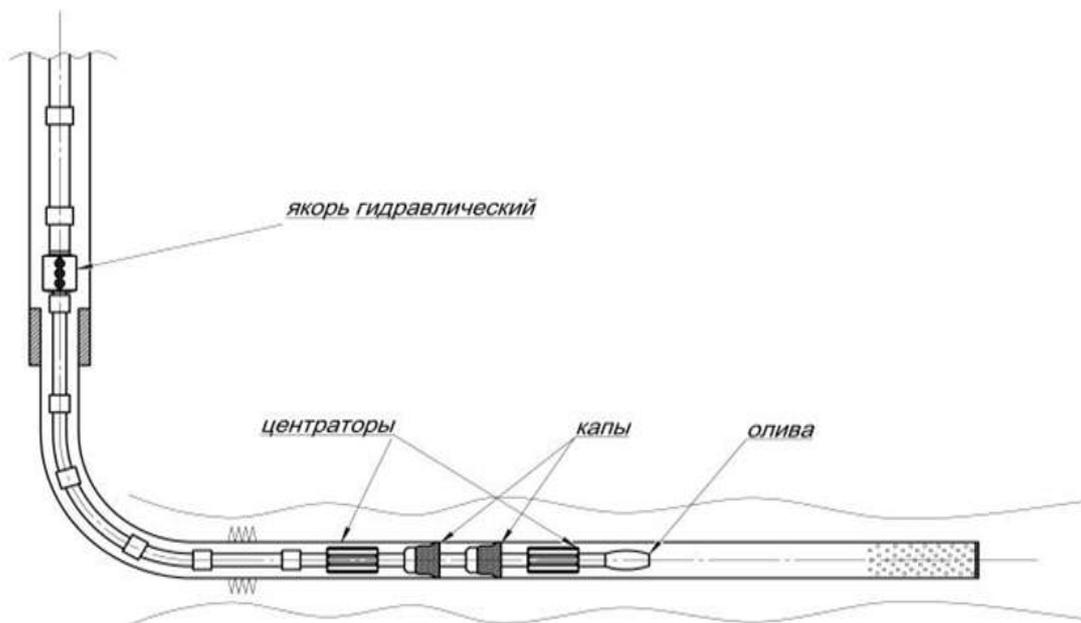
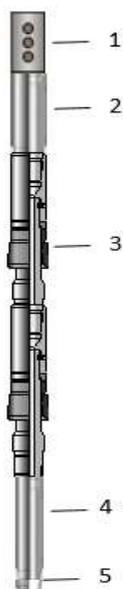


Рисунок 1. Селективная пакерная компоновка: одночашечное исполнение



ПАРАМЕТР	ЗНАЧЕНИЕ	
МАКС. НД	95.3 ММ	3.7 ДЮЙМ
МИН. ВД (ВЕРХНЯЯ ЧАСТЬ ИНСТРУМЕНТА, ДО ПОТОКООТКЛОНИТЕЛЯ)	45.7 ММ	1.79 ДЮЙМ
ДЛИНА КОМПОНОВКИ* (СРЕДНЯЯ)	3.6 -10.41 М	141.7 – 409.8 ДЮЙМА
ГАБАРИТ ОК	114.3 ММ	4 1/2 ДЮЙМ
МАКС. ПЕРЕПАД ДАВЛЕНИЯ	69 МПА	10 000 PSI
РАБОЧАЯ ТЕМПЕРАТУРА	177 °С	350 °F
МАКСИМАЛЬНАЯ ПРОЧНОСТЬ НА РАСТЯЖЕНИЕ	45.4 Т	100 000 LBS
МАКСИМАЛЬНАЯ СКОРОСТЬ ПРОКАЧКИ	2.5 - 3.5 М3/МИН	
МАТЕРИАЛЫ	P110 РЕЗИНА – НИТРИЛ (HNBR)	



№	ОПИСАНИЕ	ВД (ММ)	НД (ММ)	ДЛИНА (М)
1	ГИДРОЯКОРЬ	45.7	95.3	0.47
2	ПЕРЕВОДНИК/ CROSSOVER (2), 73ММ NU BOX X 60.3ММ EU PIN	50	89	0.117
3	СДВОЕННЫЕ ВЕРХНИЕ ЧАШИ/ TOP CUP ASSEMBLY	45.70	95.30 (102.00)*	1.06
4	ПАТРУБОК 60,3 ММ, ДЛИНА: 1 ШТ / RUP JOINTS	50.30	60.30	1.80
5	НАПРАВЛЯЮЩАЯ ВОРОНКА ("ОЛИВА")	50.1	79.00	0.15
	ОБЩАЯ ДЛИНА КОМПОНОВКИ			3.60

За время ОПИ успешно проведены операции на девяти скважинах с применением односекционного селективного пакера (селективная пакерная компоновка - одночашечное исполнение).

Набор операций КРС при подготовке скважины к ГРП с тем или иным оборудованием не меняется. К тому же для проведения ГРП на действующем фонде скважин не возможно применение стингера в условиях существующих договоров.

Дополнительных операций связанных с неисправностью нового оборудования зафиксировано не было.

	ГРП с применением односекционного манжетного селективного пакера	ГРП с применением стингера
	После подъема УЭЦН	После подъема УЭЦН
1 СПО	СПО желонка	СПО желонка
2 СПО	СПО СКМ/шаблон - проработка интервала под подвеской ЭК 114 мм	СПО СКМ/шаблон - проработка интервала в месте посадки стингера
3 СПО	СПО 2С	СПО стингер
	Нормализация после ГРП	Нормализация после ГРП

Эффект:

- Технология экологически и промышленно безопасна.
- Сокращение затрат на стоимость внутрискважинного оборудования для проведения ГРП.

- Сокращение риска отрицательного воздействия на подвеску ЭК 114мм при проведении ГРП через пакер установленный в материнской колонне, сокращение затрат на дополнительные работы по ликвидации законных перетоков при повреждении подвески ЭК 114мм.
- Возможность проведения ГРП на фильтровую часть ЭК 114мм при условии открытых верхних муфтах.
- Возможность проведения в наклонно-направленных скважинах МГРП с отсыпкой стимулируемых интервалов.
- Перспективы изготовления и внедрения нового оборудования для проведения ГРП в ЭК 102мм.

К ВОПРОСУ ПРОДЛЕНИЯ СРОКОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ APS SURESHOT

Василькив Я.М., Аксёнова Н.А., Сивилькаев К.А., Тихий М.Г.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Рост объемов наклонно-направленного бурения с горизонтальными стволами большой протяженности при строительстве многозабойных и многоствольных скважин, а так же при реконструкции и восстановлении скважин с зарезкой боковых стволов, требует применения высокоточного технологического инструмента для точной проводки ствола скважины под землей. При бурении таких скважин применяют забойные телеметрические системы обеспечивающие проводку и оперативное управление бурением.

В настоящее время, при сопровождении бурения основного ствола наклонных скважин, а так же боковых стволов широко применяются телеметрические системы компании APS Technology. С применением телесистемы APS SureShot, с гидравлическим каналом связи можно контролировать траекторию бурения, замеры расположения отклонителя, фиксировать ГАММА – каротаж или проводить резистивиметрию (WPR) в настоящее время и записывать в память прибора, проводить расчеты замеров по осям, создавать каротажные диаграммы и контролировать состояние оборудования.

Основным показателем эффективности работы телеметрической системы является доля (процент) непригодного времени (НПВ) из-за неполадок с телеметрической системой, по отношению к общему времени работ по бурению, так как этот показатель влияет на экономическую выгоду сервисных компаний. На диаграмме (рисунок 1) показано распределение причин отказов телесистем APS SureShot при бурении наклонно-направленных скважин на месторождениях Нижневартовского района.

Анализ диаграммы показал, что в 29,6 % случаев происходит отказ пульсатора. Сам по себе пульсатор достаточно капризен, плохо работает при увеличении плотности раствора, так как не хватает мощности для передачи сигнала на поверхность. Вязкие растворы так же препятствуют передаче импульса для дешифровки данных пульсатора. К поломке пульсатора может привести увеличение содержания песка и образование промывостей (рисунок 2). Поломка данного прибора является основной причиной потери телеметрического сигнала.

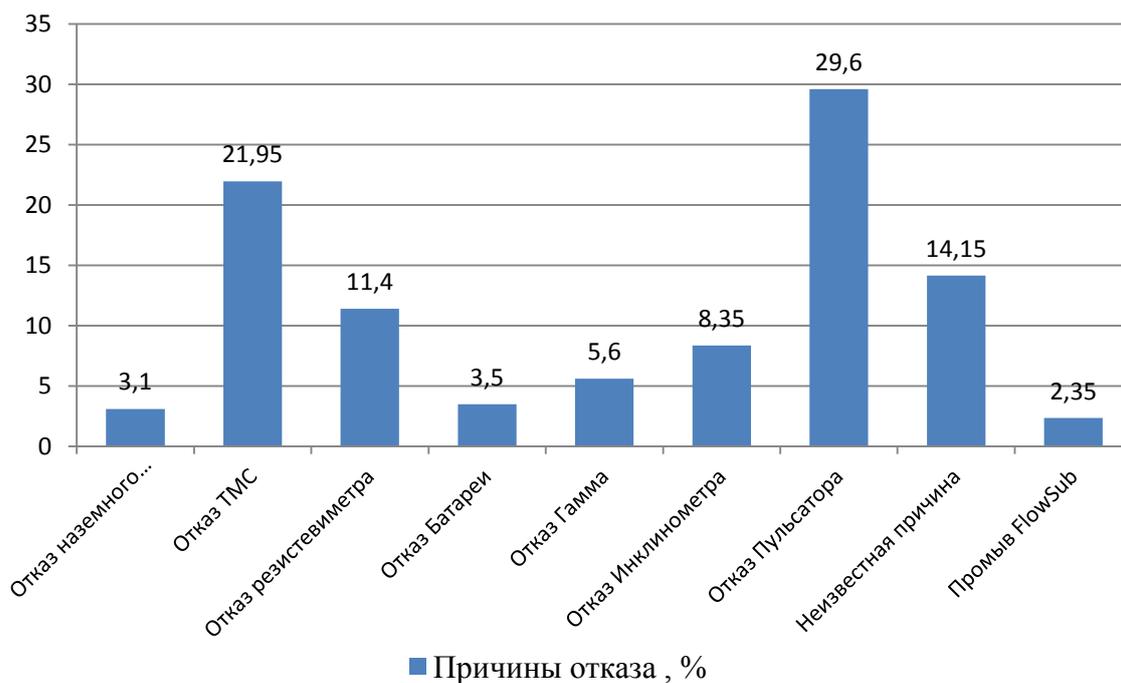


Рисунок 1. Основные причины отказов в работе телесистемы APS (%)



Рисунок 2. Фотография поврежденного (промывого) пульсатора

Второй основной причиной отказа телесистемы APS является выход из строя телескопических и соединительных приборов (L,U)-ТМС, ФТС, вследствие недостатка их конструкции и вызванного тем самым короткого замыкания цепи. Зачастую эти отказы сопровождаются не только потерей сигнала, но и поломкой приборов с последующим дорогостоящим ремонтом.

В 11,4 % случаев непроизводительное время возникало из-за отказа резистивиметра, это объясняется выходом из строя компоновки с WPR.

Нельзя не отметить что высока доля других причин отказа оборудования которые возникают редко (14,15 %), но случаются: сгорел предохранитель на батарее APS, разрушен коаксиальный разъем EEJ, сгорел резистор в цепи управления соленоидом ВН, обрыв в батарее, размытие корпуса Flow Sub APS, не качественный сервис при сборке пульсатора APS. При анализе годовых отчетов установлено, что их доля снижается с каждым годом, что говорит о более продуктивной работе сервисных компаний по выявлению причин отказов телеметрического оборудования.

Для увеличения срока работы пульсатора и предотвращения промывания стакана пульсатора и абразивного износа буровым раствором предлагается обрабатывать металлополимером WEICON (рисунки 4-5). Это универсальные составы холодного отверждения.

Металлополимеры WEICON состоят из двух компонентов (А и В), которые начинают взаимодействовать между собой в момент смешивания, образуя прочное химическое соединение. Они обладают высокой прочностью, легко наносятся и могут заполнять большие зазоры и полости (рисунки 3, 4).



Рисунок 3. Металлополимер WEICON



Рисунок 4. Обработка стакана пульсатора металлополимером WEICON

Применение

Первый компонент А на базе эпоксидной смолы с наполнителем или без наполнителя является основой. Продукты для ремонта металлических деталей имеют металлические наполнители (сталь, титан, бронза, алюминий, металл). Таким свойства отремонтированной детали максимально приближаются к свойствам новой детали. Продукты с минеральными наполнителями применяются для восстановления и защиты изношенных участков, которые подвергаются истиранию и воздействию кавитации. Компонент В – это отвердитель.

Применение металлополимера WEICON для защиты пульсатора увеличивает ресурс работы телеметрического оборудования в три раза.

Анализ эффективности работы телеметрической системы APS выявил ряд недостатков в их работе и позволил предложить следующие рекомендации:

1. Регулярно проводить техническое обслуживание и предупредительно-плановый ремонт оборудования APS.
2. Для пульсатора применять более износостойкие и эффективные ЗИП.
3. Обработать подверженные промытостям места стакана пульсатора металлополимером для продления срока службы.
4. Использовать износостойкие соединения ТМС в компоновке с резистивиметром.
5. Осуществлять постоянный контроль параметров бурового раствора.

Библиографический список

1. Современное телеметрическое оборудование с гидравлическим каналом связи // GeoTrend Pulse. - Режим доступа : <http://azimuthits.ru/fileadmin/download/GeoTrend%20Pulse%20WPR.pdf>
2. Современные технологии в нефтегазовом деле – 2018 // www.of.ugntu.ru. - Режим доступа: <http://www.aps-tech.com/documentation/technical-data-sheets-ru/APS-TDS-SureShot-MP-MWD-ru.pdf>
3. Василькив Я. М. Анализ эффективности применения телеметрических систем «APS Technology» / Я. М. Василькив // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: материалы VIII Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых: в 2 т. Т. 2. – Нижневартовск, 2018. – С. 35 - 39.

НАДУВНОЙ ПАКЕР МНОГОРАЗОВОГО ПРИМЕНЕНИЯ

Гиан Фрэнсис К.Б., Дугбее Томас Мвинсонгбу
Тюменский индустриальный университет

При проведении капитального ремонта иногда возникает необходимость постоянного или временного разобщения скважины на отдельные участки. Для этих целей применяют пакеры. Пакеры широко используются при проведении различных технологических операций: гидравлическом разрыве пластов, кислотных и термических обработках пласта, водогазоизоляционных работах и т. д.

В настоящее время все большую популярность получают наливные (надувные) пакеры, у которых герметизирующий элемент представляет собой оболочку, закрепленную на корпусе или выполненную заодно с ним. При этом оба ее конца или один неподвижны. Разобщение в скважине достигается за счет растяжения и прижатия оболочки к стенкам скважины под действием избыточного давления закачиваемой или находящейся в скважине жидкости.

Как правило, технология надувных пакеров является экономически эффективной, так как позволяет сократить количество спуско - подъемных операций при выполняемых внутрискважинных работах, а также предусматривает многократное применение самого оборудования.

На кафедре «Бурения нефтяных и газовых скважин» Тюменского индустриального университета разрабатываются технологии разобщения внутриколонного пространства скважин посредством надувных пакеров. Цель заключается в повышении эффективности внутрискважинных работ с применением надувных пакеров на этапах строительства, эксплуатации и ремонта скважин.

Задачи, на решение которых направлено техническое решение, заключаются в создании надежной и простой конструкции надувного пакера, которая позволяет многократную оперативную установку и снятие пакера в ходе одной или ряда внутрискважинных операций; создании уплотняющего узла, выдерживающего высокие давления и создающего герметичное разобщение полостей обсаженной скважины при широком диапазоне температур и давлений.

Надувной пакер многоразового применения содержит ствол; по меньшей мере один рукав манжетный с уплотнительным элементом, установленный на стволе и закрепленный с двух концов концевыми коническими крышками, препятствующими выдавливанию уплотнительного элемента и выходу армирующих стальных пластинок из выточек, расположенных с обоих концов рукава манжетного; нижнюю крышку, неподвижно закрепленную на стволе и фиксирующую манжету от осевых перемещений; верхнюю крышку, закрепленную на стволе путем соединения с манжетой и имеющую возможность перемещения вдоль оси по стволу; уплотнительный элемент, закрепленный на манжете с обоих концов и армированный двумя слоями стальных пластинок, расположенных в шахматном порядке, закрепленных на обоих концах рукава манжетного в выточках и перекрывающих весь периметр слоя армирования; рабочую кольцевую полость, расположенную между стволом и уплотнительным элементом манжеты; канал, позволяющий осуществлять подачу рабочей жидкости под давлением в рабочую полость; уплотнения, герметизирующие рабочую полость.

Надувной пакер многоразового применения функционирует следующим образом. Производится спуск пакера на рабочей колонне труб. После спуска на необходимую глубину производится подача рабочей жидкости в рабочую полость уплотнительного элемента. подача производится через канал в верхней крышке. Данный канал соединен с полостью рабочей колонны. Рабочая жидкость, подаваемая под давлением, надувает уплотнительный элемент рукава манжетного, за счет чего достигается герметичное разобщение полости скважины ниже уплотнительного элемента от полости скважины выше уплотнительного элемента. При этом прижимающие усилия тем выше, чем выше давление в рабочей колонне, что позволяет пакеру сохранять герметичность при широком диапазоне давлений. В силу того, что рабочая полость пакера в надутом состоянии не изолирована от полости рабочей колонны, изменение температурных условий в скважине не влияет на давление внутри рабочей полости при условии постоянного давления в рабочей колонне.

Для того чтобы пакер находился в надутом состоянии и обеспечивал герметичное разобщение участков в скважине необходимо поддержание давления в рабочей колонне на протяжении всей внутрискважинной работы.

Таким образом, область применения данного пакера включает в себя работы по закачке различных технологических жидкостей в пласт, такие как ГРП, закачка различных композиций для водоизоляционных работ, кислотные обработки ПЗП и др. При установке в составе рабочей колонны нескольких надувных пакеров многоразового применения с перфорированной трубой, расположенной между ними, возможна селективная обработка отдельных интервалов в скважине.

После обработки интервала в ходе проведения внутрискважинной работы, производится остановка насосов, давление в рабочей колонне падает, пакер возвращается в транспортное положение за счет упругих свойств резины уплотнительного элемента и армирующих пластинок после короткого периода релаксации. Далее возможен переход к следующему интервалу обработки и повторная активация пакера давлением в рабочей колонне.

После подъема надувного пакера на поверхность производится ревизия оборудования и замена по необходимости комплектов уплотнений рукава манжетного, уплотнительного элемента, или крышек.

Библиографический список

1. Аванесов, В. А. Пакеры для проведения технологических операций и эксплуатации скважин: учеб. пособие / В. А. Аванесов, Е. М. Москалева. – Ухта : УГТУ, 2008. – 91 с.

2. Пат. 167 386 Российская Федерация, Е21В 33/12 (2006.01). Надувной пакер многоразового применения / Светашов В. В., Фролов С. А., Леонтьев Д. С. и др.; патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Тюменский индустриальный университет" (ТИУ). – № 2016130867, заявл. 26.07.2016; опубл. 10.01.2017 Бюл. № 1.

Научный руководитель – Леонтьев Д.С., ассистент

РЕМОНТ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Горяинова А.В.

Тюменский индустриальный университет

При осуществлении полноценной работы установок нефтяной отрасли одним из обязательных условий является ремонт нефтяных скважин.

Нарушение стабильной работы скважин происходит по многочисленным причинам, которые по мере своей значимости могут привести к значительному снижению работоспособности или к полному прекращению работы скважины.

В исполнении ремонта нефтяных скважин проводятся мероприятия с целью предупреждения и устранения неполадок ствола самой скважины или подземной части нефтедобывающего оборудования [1].

Существует два типа подземного ремонта нефтяных скважин, которые представлены в таблице 1.

Таблица № 1

Типы подземного ремонта нефтяных скважин

Текущий	Капитальный
<ul style="list-style-type: none"> – восстановление работоспособности узлов, повреждённых ввиду обрыва и отвинчивания насосных штанг; – замена насоса и устранение обрывов штанг; – изменение погружения подъёмных труб; – замену труб и штанг, соответствующих насосных и компрессорных агрегатов (установок); – удаление песчаных пробок путём очистки и промывки скважин с использованием желонки; – проведение работ, связанных с испытанием вновь поставленных для скважины комплектующих; 	<ul style="list-style-type: none"> – проведение работ по укреплению породы; – восстановление после поломок оборудования; – исправление повреждённых эксплуатационных колонн; – изолирование пластовых интервалов в случае их обводнения; – переход на иной эксплуатационный объект; – очищение призабойных зон скважин; – ликвидация серьезных аварийных ситуаций и их последствий; – выполнение природоохранных задач; – прочие работы;

Как можно заметить, исходя из данных таблицы, капитальный ремонт нефтяных скважин является наиболее трудоемким. Следовательно, при выполнении работ капитального ремонта требуется наличие сложного оборудования и участие более высококвалифицированных бригад.

В таблице 2 представлены группы работ текущего ремонта, которыми характеризуется ремонт нефтяных скважин.

Таблица № 2

Группы работ текущего ремонта

Подготовительные	Ремонтные работы	Заключительные
<ul style="list-style-type: none"> – приезд бригады на место аварии; – производство глушения скважины; – размещение оборудования на устье и выполнение монтажа; – разборка устьевого оборудования; 	<ul style="list-style-type: none"> – выполнение спускоподъёмных операций; 	<ul style="list-style-type: none"> – сборка оборудования устья; – запуск в работы скважины; – сдача скважины в эксплуатацию; – очистка инструментов и оборудования от возникших загрязнений; – демонтаж оборудования и очистка рабочей территории;

В процессе добычи нефти, а также непосредственно при ремонте нефтяных скважин, в случае если призабойная зона скважины сложена слабоцементированными породами, возможен вынос песка и риск образования пробок. Это способно привести к неисправности в режиме эксплуатации скважины, поспособствовать приостановлению подачи нефти или полному её завершению [2].

Таким образом, эффективность эксплуатации после ремонтных работ, длительность безаварийных межремонтных периодов и в целом срок службы нефтяных скважин напрямую зависит от своевременности и качества проведения ремонта.

Кроме того, капитальный подземный ремонт при регулярных ремонтно-профилактических мероприятиях будет способствовать росту добычных возможностей нефтяных скважин, а также являться залогом безопасности технологического процесса.

Библиографический список

1. Подземный ремонт скважин. Виды подземных ремонтов, применяемая техника, оборудования [Электронный ресурс] // Учебные материалы. – Режим доступа: https://works.doklad.ru/view/9-b3_I4CqGo.html
2. Ремонт нефтяных скважин [Электронный ресурс] // – Режим доступа: <http://snkoil.com/tekhnologii-i-uslugi/remont-i-stroitelstvo-skvazhin/remont-neftyanykh-skvazhin/>

Научный руководитель – Стариков А.И., старший преподаватель

ОБОСНОВАНИЕ ПРОВЕДЕНИЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ (ОПЗ) ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ИЗВЛЕЧЕНИЯ И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

Исакова Е.С.

Тюменский индустриальный университет

Эффективность разработки нефтяного месторождения определяется как результат бесперебойной и рациональной работы фонда скважин, который зависит от состояния призабойной зоны пласта.

На протяжении всего времени эксплуатации скважины, происходит загрязнение призабойной зоны пласта рабочими жидкостями, связанное с циклической сменой физических и гидродинамических характеристик. Колебание термодинамических и гидродинамических характеристик также оказывает существенное влияние на изменение состояния призабойной зоны пласта.

Призабойная зона пласта подвергается кольматации (загрязнению) за счет широкого спектра существующих кольматантов, проникающих в пространство пор призабойной зоны и частично отлагающихся на филь-

трующей поверхности каналов перфорации. Абсолютная проницаемость породы-коллектора при этом снижается, работающая толщина пласта уменьшается, вследствие чего снижается продуктивность скважины, вплоть до полного прекращения работы.

Улучшение коллекторских свойств в околоскважинном пространстве пласта достигается за счет закачивания раствора кислоты в скважину. Обработка скелета породы кислотными композициями помогает добиться растворения загрязнений и обеспечить формирование новых приточных каналов в интервале от нескольких сантиметров до одного-двух метров. Рабочая жидкость закачивается при относительно низком давлении, дабы избежать разрыва пласта.

Кислотные обработки выполняются с помощью растворов, получаемых при смешивании соляной и плавиковой кислот, и других реагентов. Каждая из кислот своеобразно вступает в реакцию с породой коллектора и загрязнениями призабойной зоны пласта. Соляная - не прочищает загрязненный участок, она образует вокруг него обходные каналы, повышая при этом продуктивность. Плавиковая кислота растворяет загрязнения в каналах скважины и минералы, забивающие промежутки порового пространства. Обработка кислотой может применяться как в карбонатных породах, так и в песчаниках.

В технологии по восстановлению продуктивности добывающих скважин и приемистости нагнетательных скважин предусматривается применение следующих углеводородных растворителей, кислотных агентов и химреагентов (Рис. 1).

- 11% водный раствор ингибированной соляной кислоты;
- глинокислота (глинокислотный раствор 11% HCl +1-4% HF);
- нефтяные растворители Нефрас А 120/200, Нефрас А 150/330, Нефрас С4 130/350;
- деэмульгаторы марок сепарол, прогалит, проксамин и т.д. с концентрацией 0,5-1,0%;
- ингибиторы катапин, катионактивные ПАВ, нефтехим с концентрацией 0,5-1,0%;
- водопоглотители (этиловый спирт, полиглицерин, этиленгликоль, бутиловый спирт);
- гидрофобизаторы (ГКЖ-10, 11, ИКАП-1, Нефтенол НД), 0,5-3,0% водные растворы.

Рисунок 1. Углеводородные растворители, кислотные агенты и химреагенты, применяемые в технологии по восстановлению продуктивности скважин

Скважину запускают в эксплуатацию после последовательного закачивания в пласт химреагентов и осуществлении их выдержки в состоянии покоя для прохождения реакции. До условия достижения необходимого уровня приемистости циклически закачивают кислотные составы и неионогенные поверхностно-активные вещества.

Научный руководитель – Евдокимов И.В., канд. геол.-минерал. наук, доцент

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ПЕРФОРАЦИОННЫХ МЕТОДОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ИЗВЛЕЧЕНИЯ И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

Исакова Е.С.

Тюменский индустриальный университет

В настоящее время в области перфорационных работ на пластах нефтегазодобывающих месторождений основным из показателей эффективности является сохранение достигнутого темпа роста дополнительной добычи нефти, что осуществляется путем применения дострелов невыработанных толщин пласта, а также перестрелов интервалов пласта, которые в ходе своей работы уже утратили свою производительность.

Для вторичного вскрытия пласта, дострелов и перестрелов в скважинах, с рядом расположенной подошвенной водой, предлагается к применению гидромеханическая прокалывающая перфорация.

Отдельное место среди селективных механических перфораций занимает щадящая гидромеханическая прокалывающая перфорация, которая является наиболее эффективной, а зачастую и безальтернативной, в случае перфорации пластов с близким расположением газо- и водонепрямого контактов.

Перфорационные каналы формируются следующим образом: в скважину на колонне насосно-компрессорных труб спускается специальный перфоратор ГМПП, привязанный к нужному интервалу геофизическим методом. Путем вдавливания в стенку обсадной трубы прокалывающих резцов создается два отверстия в колонне размером 16×50 мм, до 20×80 мм. Усилие, за счет которого происходит вдавливание, должно превышать предел текучести, при котором давление столба жидкости от 13 до 15 МПа. Через сформировавшиеся отверстия струя жидкости под высоким напором без абразива оказывает воздействие на затвердевший цементный раствор, закачанный в кольцевое пространство между стволом скважины и обсадной колонной. В результате чего образовывается выработка с большой поверхностью фильтрации.

Преимущества перфоратора заключаются в исключении фугасности, ударного воздействия, прямом селективном воздействии рабочей жидкости на пласт. Также он может применяться при ремонте скважин для ограничений водопритокков и ремонтно-изоляционных работ, благодаря возможности селективно вскрывать эксплуатационную колонну. В последующем возможно проведение очистки забоя скважины или мероприятий по интенсификации притока, не поднимая компоновку.

Предложенный комплекс работ рекомендовано осуществлять в следующем порядке. Изначально устанавливаются интервалы притока воды по пласту или перетоков за колонной. Они определяются по материалам гео-

физических исследований. Также по этим данным определяется положение водонефтяного или газонефтяного контакта в конкретной добывающей скважине. После этого, к выбранному интервалу перфорации спускается прокалывающий перфоратор, производится прокол созданием давления, и в то же время через гидромониторные насадки выполняется намыв каналов в пристволовой зоне скважины, при высокой скорости струи жидкости под высоким давлением. При этом перекрывать весь перфорированный интервал цементным мостом для изоляции пластовой воды не требуется.

Далее определяют приемистость пласта через перфоратор. Ее показатель должен составлять не менее 100 м³/сут при давлении 10 МПа. Если же приемистость отсутствует, необходимо производить кислотное воздействие по созданию приемистости. Следующим этапом является селективная закачка водоизолирующей смеси. При этом создается блокирующий экран по обводненному пласту. После состав продавливается продавочной жидкостью до пласта. Затем перфоратор поднимается. При необходимости в интервале нефтенасыщенного пласта производится повторная перфорация.

Преимуществом данной перфорации является исключение смятия и деформации колонны за счет того, что прокалывающий перфоратор оставляет перемычки между проколами в обсадной колонне. Значительно сокращается время вскрытия колонны, учитывая, что прокол отверстия в обсадной колонне составляет примерно пять секунд. Гидромониторная обработка пласта проводится сразу после прокола колонны. Струи рабочей жидкости направлены под углом – вдоль и поперек, относительно оси скважины. Расположение гидромониторов в самих ножах дает возможность размывать каверны уже за колонной, благодаря чему существенно увеличивается размер каверн. Одного насосного агрегата вполне достаточно для перфорации скважин.

Научный руководитель – Евдокимов И.В., канд. геол.-минерал. наук, доцент

СИСТЕМА АВТОБУРЕНИЯ «STREAM-AUTODIGGER»

Исламгулов Д.Р.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Западная Сибирь - ключевой добывающий регион нашей страны. Его текущие извлекаемые запасы составляют почти 18 млрд. т. Однако за последние 10 лет добыча здесь сократилась на 10% из-за ухудшающейся сырьевой базы [1]. Существует множество видов геолого-

технологических мероприятий, но наиболее эффективными в нашем регионе являются ЗБС и эксплуатационное бурение. Проанализировав данную ситуацию можно сделать вывод, что нужно или повышать производительность бурения, благодаря которой можно добиться увеличения добычи нефти, или же ускорять цикл строительства скважин за счёт ускорения механической проходки бурения.

Современные буровые технологии снабжены механическим контролем тормоза лебедки, контроль над которым совершает бурильщик. Несомненно, его работа считается одной из самых тяжёлых в мире, так как бурильщику нужно совершать большие физические нагрузки, осуществлять слежение за множеством датчиков бурения под воздействием тяжёлых климатических условий: жары или холода. Следствием данных факторов является неустойчивая подача нагрузки на долото. Современные технологии позволяют автоматизировать предприятия, заводы, различные промышленные площадки. Автоматизация процесса бурения тоже возможна. Предлагается к внедрению в эксплуатацию система автоматического бурения «Stream-AutoDigger», которая превосходно справится со стабильной подачей нагрузки на долото.

Новшеством и изюминкой является то, что данная установка способствует совершенствованию современных буровых станков с механическим контролем тормоза лебедки. Механическая скорость проходки бурения будет увеличиваться в связи с уменьшением времени на настройку направления бурильного инструмента. Также система осуществляет поддержку наиболее эффективных параметров бурения. Благодаря ускорению МСП под хвостовик, эксплуатационную и технологическую колонны при помощи синергии автоматического контроля параметров бурения, таких как перепад давления в нагнетательных линиях, нагрузка на долото, уровень высоты талевого блока и др, цикл строительства скважины уменьшается на несколько дней. Технология самостоятельно поддерживает вышесказанные параметры, не допуская переход за допустимые границы значений. Также стоит отметить безопасность данной технологии. Закрепленный управляющий электрогидравлический привод, зафиксированный на рычаге тормоза лебедки, позволяет обеспечить его блокирование в аварийной ситуации. Также есть опция отключения системы и переход на ручное управление. Привод манипулирует рукоятью тормоза лебедки, реагируя на команды блока управления, который является ядром системы автоматического бурения. Блок управления постоянно анализирует получаемую от датчиков информацию и регулирует скорость движения талевого блока, воздействуя на тормоз лебедки. Для измерения движения инструмента при бурении используется высокоточный датчик оборотов лебедки. Такая система технологии обеспечивают гарантию безопасного бурения, без аварий и происшествий. Диапазон рабочих температур: -40°C до 90°C .

Бурильщик осуществляет управление системой при помощи сенсорного экрана монитора бурильщика, задавая исходные параметры (вес компоновки и давление во взвешенном состоянии и при нагрузке, предельную механическую скорость проходки или спуска КНБК). Данные параметры можно менять непосредственно в процессе работы.

В общем виде, данная система состоит из трёх составляющих:

EDR – система регистрации, сбора, обработки и учета данных о режимных параметрах бурения. Представляет собой комплекс, состоящий из определенного набора датчиков и специализированного программного обеспечения. Производится компанией «Stream Services».

Автобурение – функция системы Stream, которая позволяет увеличивать механическую скорость бурения скважины за счет поддержания постоянной нагрузки на долото или перепада давления (в зависимости от выбранного параметра), при этом используются данные собираемые системой «STREAM».

SiteWatch – приложение устанавливается на компьютер. Находясь в офисе/в городе, пользователь может в режиме реального времени отслеживать текущие процессы на буровой. В данном программном обеспечении можно посмотреть различные отчёты, такие как утренняя сводка, буровой журнал, отчет по обработке долот, журнал технологических операций, замеры телеметрии и др.

У данной системы есть ряд особенностей, а именно: данные параметров бурения обновляются каждую секунду, обновление отчётов происходит каждые 15 минут, уровень детализации технических процессов по шкале времени до 10 секунд, режим системного чата даёт возможность задокументировать переговоры сотрудников на месторождении с офисом, возможность комфортной настройки интерфейса, мониторинг эксплуатационных скважин, а также завершённых, просмотр одновременно нескольких скважин, функция архива скважин.

Более ровная нагрузка на забое приводит к уменьшению ударных нагрузок, вибрации, крутильных колебаний компоновки (улучшение управляемости КНБК и снижение микроизвилистости ствола). Исключено превышение допустимой разгрузки веса бурильной колонны на крюке при бурении и спуско - подъемных операциях, а значит, снижен риск повреждения оборудования и прихвата бурильного инструмента.

Данная технология даёт возможность:

1) Увеличить срок службы двигателя на забое и др. установок КНБК по причине уменьшения вибраций и резких ударов. Благодаря этому подача будет более ровной.

2) Повысить устойчивость долота из-за более плавной подачи, то есть исключается влияние невнимательности человека. Также благодаря этому увеличивается срок эксплуатации долота.

3) Снижение перепада давления буровых насосов благодаря более плавной подачи нагрузки на долото.

4) Увеличить максимальный показатель МСП по месторождению, вследствие уменьшения сроков строительства скважины.

5) Эффективное управление положения отклонителя за счет постоянной нагрузки на долото и перепада давления

6) Повышение качества ствола скважины (снижение извилистости).

7) Ежедневный отчет обеспечивает видимость и безопасность всех операций

Данная система автоматического бурения в 2018 году прошла испытания на промыслах, являющиеся собственностью ПАО «Варьеганнефтегаза». Ниже представлен сравнительный график МСП.

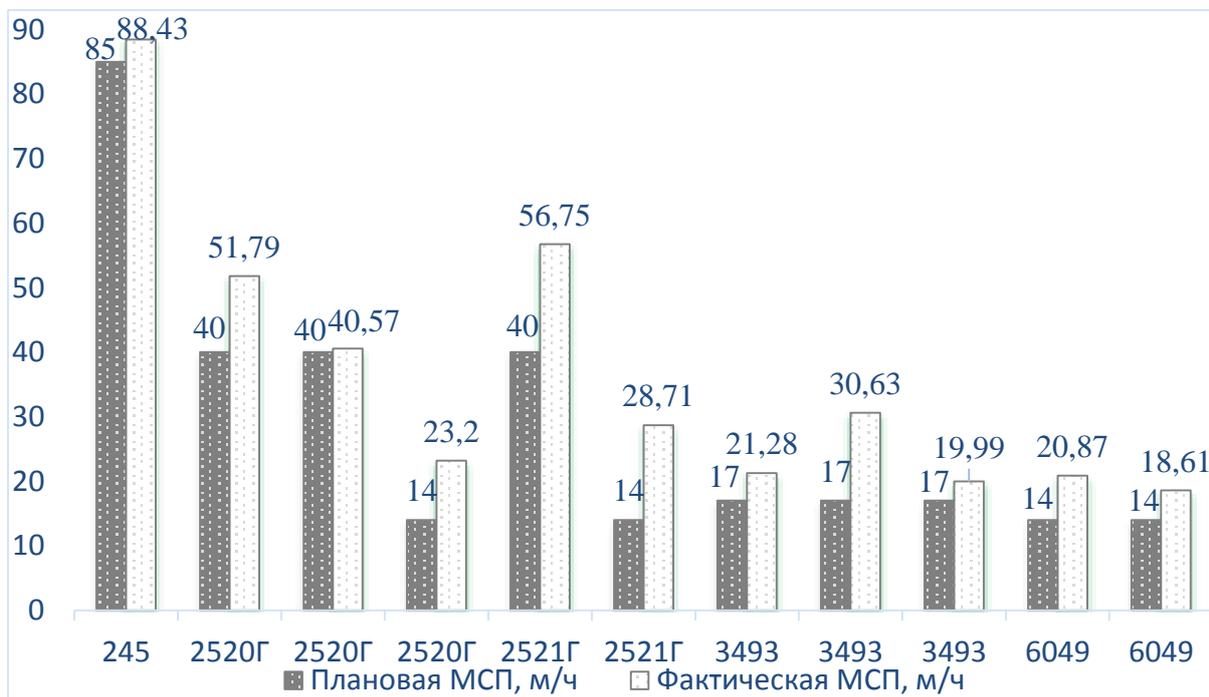


Рисунок 1. Значения МСП на различных скважинах

На основании полученных экспериментальных данных можно сделать вывод:

- Данное оборудование удачно прошло испытание на промыслах.
- Благодаря данной технологии удалось сократить цикл строительства скважины на 4 суток.
- Экономический эффект использования системы составил 308420 рублей.
- Исключение влияния человеческого фактора является залогом надёжного и безаварийного бурения.
- Использование системы «Stream-AutoDigger» является целесообразным и экономически обоснованным.

Библиографический список

1. Выгон, Г. В. Добыча нефти в Западной Сибири: перезагрузка [Электронный ресурс] / Г. В. Выгон, Д. В. Козлова // Выгон Консалтинг. – Режим доступа: http://vygon.consulting/upload/iblock/da4/vygon_consulting_western_siberia_oil_production_reboot.pdf/

Научный руководитель - Кривых И.А., начальник отдела инноваций ПАО «Варьеганнефтегаз»

РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ ЧИСТОГО СВИНЧИВАНИЯ

Корецкий К.Э., Савельева Н.Н.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

В данной статье рассмотрена актуальная тематика нефтяного производства, а именно проблема герметичности обсадных колонн. Обсадные колонны весь период эксплуатации подвергаются воздействию различных механических нагрузок, давления нефтяной жидкости, газа, а также подвержены влиянию изменению температуры и давления. Каждый день на месторождениях без перерыва происходит процесс работы обсадных колонн, где герметичность является важным фактором долгосрочной технологичности оборудования. Герметичность резьбовых соединений труб – это свойство, позволяющее при избыточном давлении и в течение долгого времени не допускать их проницаемость [1].

Герметичность может достигаться разными способами. Одним из них, является использование дополнительных уплотнительных элементов. Вторым, применение различных резьбовых смазок.

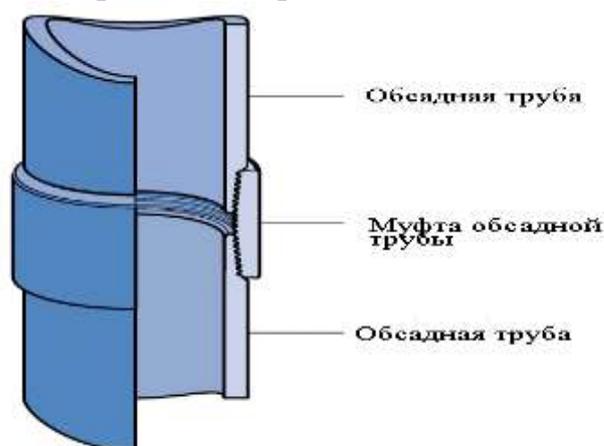


Рисунок 1. Обсадная труба с муфтой

Смазка наноситься перед сборкой обсадных труб и должна заполнить зазоры. Также одной из главных функций является предотвращать заедания резьбовых соединений труб. Поэтому к смазкам, обеспечивающим герметичность соединения обсадных труб, предъявляют следующие требования: покрывающая способность (равномерность распределения), постоянство нахождения на поверхности, заданная вязкость, предотвращение заеданий резьбовых зубьев. Для обеспечения герметичности обсадных колонн необходимо обеспечить условие сохранности смазки. Утечка данного уплотнительного элемента может возникнуть из-за избыточного давления, тем самым, конечно, потеряется сама герметичность данных изделий.

Главные свойства, которыми должна обладать данная смазка:

1) высокая подвижность уплотнительного элемента (низкой вязкостью) в процессе свинчивания данного соединения, тем самым сохраняя высокую герметичность соединений.

2) низкая подвижность данного элемента в процессе нагрузок резьбового соединения избыточным давлением [1].

Смазка в зависимости от времени должна обладать противоположными свойствами, а именно - при эксплуатации и в процессе нанесения имеет совершенно противоположные свойства, что в свою очередь этот процесс является трудоемким. Но, к счастью, сейчас время передовых технологий и никакое производство, а особенно нефтяное, не остается без движения и развития. Этим критериям в настоящее время соответствовали составы на основах полимеров, например, разработанный совместно ОАО «ТАГМЕТ» (ВТУ ТМЗ №161-65) и ОАО «ВНИИГаз» состав УС-1. Основа уплотнительного состава – эпоксидный компаунд К-153, отвердитель и антифрикционные добавки. УС-1 показал себя с положительной стороны, но требовал особо качественного обезжиривания резьбы перед нанесением. Аналогичная по составу смазка КНИИНП-2 была разработана ОАО «ВНИИТнефть» [1].

Недостаток: подвержен частым ремонтным работам, исключение автоматизации работы данного элемента, невысокие противозадирные свойства, токсичность, при низких значениях температуры исключается использование вовсе, а это важный минус для наших погодных условий и неразъемность резьбовых соединений.

Необходимо улучшить эти свойства. Особенно актуальным является решение этой проблемы в период импортозамещения. Поэтому мы предлагаем рассмотреть одно из инновационных решения данной проблемы, так называемую, технологию чистого свинчивания (Clear Make Up Technology) или СМТ.

Технология чистого свинчивания одна из новейших технологий при монтаже бурильных колонн. Она заключается в нанесении смазки в заводских условиях, что обеспечивает сухое долговечное свинчивание без нанесения дополнительных смазок. Также технология обеспечивает герметичность после нескольких развинчиваний.

Достоинства технологии чистого свинчивания:

- исключается необходимость применения уплотнительных смазок при сборе обсадных колонн;
- повышение работоспособность и тем самым качество сборки при ремонте обсадных колонн;
- исключение риска протекания или утечки смазки;
- предотвращение очистки ствола скважины;
- облегчение процесса монтажа, т.е. сборки обсадных колонн, тем самым экономя время на 15%, затраченное на данную работу;
- исключение процессов нанесения консистентных уплотнительных смазок, которые в зимнее время сами должны быть разогреты;
- технология улучшает условия труда при выполнении работ;
- снижает травматизм при буровых работах.

В настоящее время технология чистового свинчивания проходит этап внедрения в нефтяных компаниях России. По нашему мнению необходимо распространять инновационный опыт на всю отрасль.

Библиографический список

1. Емельянов, А. В. Новое решение проблемы герметичности резьбовых соединений обсадных колонн с использованием технологии чистого свинчивания [Электронный ресурс] / А. Емельянов, А. Токарев // Бурение и нефть. – 2012. – № 2. – Режим доступа : <http://burneft.ru/archive/issues/2012-02/14>. Дата обращения. 08.04.2018.

2. Ряховский, А. В. Мониторинг скважины. Технология предупреждения межколонных давлений в скважинах. Контроль герметичности устьевых 65 уплотнителей обсадных колонн / А. В. Ряховский // Бурение и нефть. - 2013. - № 11. - С. 20 - 24.

3. Савельева, Н. Н. Конструкторско-технологическая подготовка студентов машиностроителей на основе электронных образовательных ресурсов / Н. Н. Савельева, М. Н. Боголюбова, П. Ю. Проскуряков // Фундаментальные исследования. - 2012. - № 6-2. - С. 388 - 391.

4. Пат. 568380 СССР, МПК E21B17/042. Резьбовое соединение для обсадных труб / Норио Мацуки.; патентообладатель Сумитомо Метал Индастриз Лимитед. - № 1899518/03; заявл. 30.03.1973; опубл. 05.08.1977, Бюл. № 29.

5. Пат. 2163654 Российская Федерация, МПК E21B17/042 E21B17/08 F16L15/00. Способ герметизации конических резьбовых соединений труб / Калинин О. Б., Родзянко Е. Д.; патентообладатель Акционерное общество закрытого типа научно-производственное предприятие «Нефтетрубосервис». - № 99117407/03; заявл. 10.08.1999; опубл. 27.02.2001, Бюл. № 6.

6. Пат. 2499876 Российская Федерация, МПК E21B17/02. Устройство для дополнительной герметизации муфтовых и конических трубных резьбовых соединений / Копылов Г. А., Фёдорова Н. Г.; патентообладатель Копылов Г. А., Фёдорова Н. Г.; заявл. 19.06.2012; опубл. 27.11.2013, Бюл. № 33

НОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

Коцур Д.И., Кононов И.А., Эльмурзиев Д.А.
Тюменский индустриальный университет

Современная цивилизация основана на использовании ископаемых ресурсов. Для получения энергии в основном применяются углеводородные ископаемые (УВС). Они так же широко используются как сырье для химической и других отраслей промышленности.

Мы не часто вспоминаем, что запасы ископаемых источников энергии не беспредельны. Ситуация усугубляется рядом обстоятельств: взрывным ростом потребления энергии в развитых и развивающихся странах, увеличением темпов промышленного производства, увеличением количества автомобилей, тотальной электрификацией, появлением широкого спектра бытовых электрических приборов в каждом жилище.

Известные нам месторождения природных ресурсов неуклонно истощаются. Конечно, их запас подойдет к концу не через год или два. По экспертным оценкам, при существующих темпах добычи, запасы нефти могут закончиться через 80-100 лет.

Ситуация с газом чуть лучше, нежели с нефтью, учитывая недавние открытия газовых месторождений в Египте, Израиле, на Кипре, в Норвегии и на севере России. Однако, даже открытие гигантских месторождений в России и Восточном Средиземноморье не может заменить в полном объеме истощающиеся ресурсы. По экспертным оценкам, при существующих темпах потребления, запасы природного газа могут иссякнуть через 100-150 лет.

С завершением эры углеводородов перед жителями Земли встанет вопрос, как обеспечить существующий и все более увеличивающийся спрос на энергию? Очевидно, что мы обречены на использование альтернативных видов (источников) энергии (АВЭ).

Поскольку, топливо - энергетический комплекс (ТЭК) играет важную роль в экономике ряда крупных стран, будущее этих государств и мировой экономики зависит от того, как долго он сможет сохранять свои позиции. Правительства вынуждены учитывать неизбежность превращения ископаемого топлива к концу нынешнего века во «вспомогательный» источник энергии.

В экспертном сообществе в последние годы устоялось мнение, что в краткосрочной перспективе человечество в своем развитии не будет испытывать ограничений со стороны энергетических и сырьевых ресурсов, ведь до полного истощения УВС еще более века. Таким образом, перспектива исчезновения УВС не особо волнует настоящее поколение. Однако, стоит учитывать факт, что расширение масштабов добычи и потребления полезных ископаемых влечет за собой резкие изменения в окружающей среде. Добывающие, нефтеперерабатывающие, химиче-

ские, металлургические и другие предприятия, работающие в большинстве своем с использованием традиционных технологий, пагубно воздействует на состояние воздуха, почвы, водных, лесных, биологических ресурсов, приводят к климатическим изменениям, резко меняют условия существования человека. Возрастание числа аварийных ситуаций в условиях расширения районов нефтедобычи на морских шельфах, роста морских перевозок нефти, увеличения протяженности нефте- и газопроводов ведет к загрязнению поверхностей Мирового океана и суши.

Трудно рассчитывать, что процесс трансформации экономики пройдет быстро и легко. Предстоит решить немало проблем до того, как традиционное топливо этап за этапом будет полностью исключено из энергетической цепочки. Отказ от использования ископаемого топлива как источника энергии, требует революционных научно-технических открытий, которые сделают АВЭ экономически выгодной и экологически благоприятной альтернативой УВС.

Эксперты прогнозируют, что к 2070 г. ископаемое топливо составит лишь очень небольшую часть в общей структуре энергоресурсов, а основной спрос к этому моменту будет приходиться на энергию возобновляемых источников. К этому сроку страны Северной Америки и Европы планируют практически полностью отказаться от использования ископаемого топлива, притом, что сегодня все они в значительной мере зависят от него, а очевидных альтернатив пока не существует.

Рассмотрим известные нам альтернативы ископаемому топливу.

С давних пор люди пользуются солнечным теплом, приливами и отливами морей, течением рек, движением воздуха, теплом вулканов и другими природными феноменами для обогрева жилищ, выполнения механической работы, освещения и других целей.

Попробуем классифицировать природные, возобновляемые источники энергии:

- внеземные источники энергии (солнечный свет, космическое излучение);
- энергия, создаваемая действием сил гравитации и тектоники (течение рек, приливы морей, цунами);
- энергия климатических процессов (движение воздуха, молнии, торнадо);
- энергия внутренних процессов нашей планеты (вулканическая активность, гейзеры, геотермальные источники);
- энергия ядерных реакций (АЭС, термоядерный синтез);
- и другие, в том числе, культивируемые человеком, биологические источники УВС (биотопливо, синтетические УВС).

Проблемой использования перечисленных источников энергии всегда была их слабая предсказуемость и нестабильность. До сих пор челове-

чество только учится находить источники, аккумулировать и преобразовывать энергию природных явлений.

Помимо использования известных способов получения энергии, во всем мире многочисленные ученые, специалисты, эксперты, студенты работают над развитием данной сферы и разрабатывают собственные предложения для реализации новых технологий получения энергии. Данная статья также содержит подобное авторское предположение по использованию нового АВЭ.

В недрах Земли сконцентрирована гигантская энергия, создаваемая давлением горных пород и теплом ядра нашей планеты. Нефтяники научились использовать горное давление для целей добычи УВС, однако известно мало предложений по использованию земного тепла, доступного на глубинах более 2,5 км.

Цивилизация уже давно знает о выгоде энергии внутренних процессов нашей планеты. Существуют геотермальные электростанции, которые вырабатывают электрическую энергию из тепловой энергии подземных источников (гейзеров).

С окончанием эры исчерпаемых полезных ископаемых становится актуальным вопрос: «Как использовать дорогостоящие нефтяные и газовые скважины?». Одним из вариантов может стать использование уже построенных скважин для получения тепловой энергии из недр.

Как известно, с погружением в недра земли происходит монотонное увеличение температуры (градиент температуры). В среднем температура с глубиной растёт на 2,5 – 3 градуса Цельсия на каждые 100 м. На глубине 1 км тридцатиградусная жара — нормальное явление, а глубже температура ещё выше.

Идея заключается в перемещении теплоносителя (например, воды) с поверхности до забоя скважины и обратно в замкнутом цикле. Наиболее оптимальной схемой получения тепловой энергии по данному методу может быть использование двух близкорасположенных скважин, соединённых между собой одним пластом. Закачивая теплоноситель на устье скважины А, путем его фильтрации через проницаемый пласт, получаем носитель с температурой пласта в скважине В. Для снижения тепловых потерь скважина В может быть оборудована лифтом, состоящим из труб с низкой теплоотдачей. При необходимости, на выходе можно установить терморегулятор, который будет контролировать и нагревать воду до необходимой температуры в случае высоких теплопотерь. С учетом необходимых затрат энергии на перемещение теплоносителя и его дополнительный разогрев, необходимый для работы паровой турбины, получаем недорогую электрическую энергию. Помимо очевидной экономической выгоды можно отметить экологичность данного метода получения АВЭ.

В заключении отметим, что, несмотря на наличие некоторой отсрочки до момента полного исчерпания ископаемого топлива, человечество

уже сейчас обязано внедрять технологии, основанные на возобновляемой энергии, и распространять их на всех континентах. В перспективе, отказ от сжигания УВС в пользу альтернативных источников - позволит сделать акцент не только на удовлетворении растущего населения Земли необходимой энергией, но и уделить внимание формированию системы глобального контроля за состоянием экологии на нашей планете.

Библиографический список

1. Girmaa Jiima, “Master of Science in Petroleum Technology, Drilling Specialization”. - 2013

Научный руководитель – Водорезов Д.Д., канд. техн. наук, доцент

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ПОДГОТОВКИ ГРУППОВОГО РАБОЧЕГО ПРОЕКТА ДЛЯ НЕФТЯНЫХ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Магдалянов Д.А.

Российский государственный университет (НИУ) нефти и газа
имени И.М. Губкина, г. Москва

На сегодняшний день разработка групповых рабочих проектов (далее ГРП) для строительства нефтяных эксплуатационных скважин является процессом длительным и трудоёмким. Проектная документация разделяется по основным критериям: наименование месторождения, группы пластов, диаметры эксплуатационных колонн (168мм / 178мм), конструкциями скважин (3-х, 4-х 5-и колонные), тип скважин (горизонтальные / наклонные), способом бурения скважин (стационарная / мобильная), наличие «пилотного» ствола. В среднем на разработку одного ГРП затрачивается до полугодя.

Цель: разработка и внедрение уникального ГРП для группы пластов АВ, БВ, ЮВ Самотлорского месторождения с целью снижения затрат за счет снижения действующих ГРП.

Потенциальный результат:

- Сокращения затрат на разработку ГРП;
- Оптимизация производственных процессов.

На основании проведенного анализа были определены основные ГРП, применяемые на Самотлорском месторождении:

260-13;

189-10;

257-13;

262-13;
263-13;
336-16.

Частота их применяемости составляет **98%** от общего количества применяемых ГРП на Самотлорском месторождении (рис 1.).

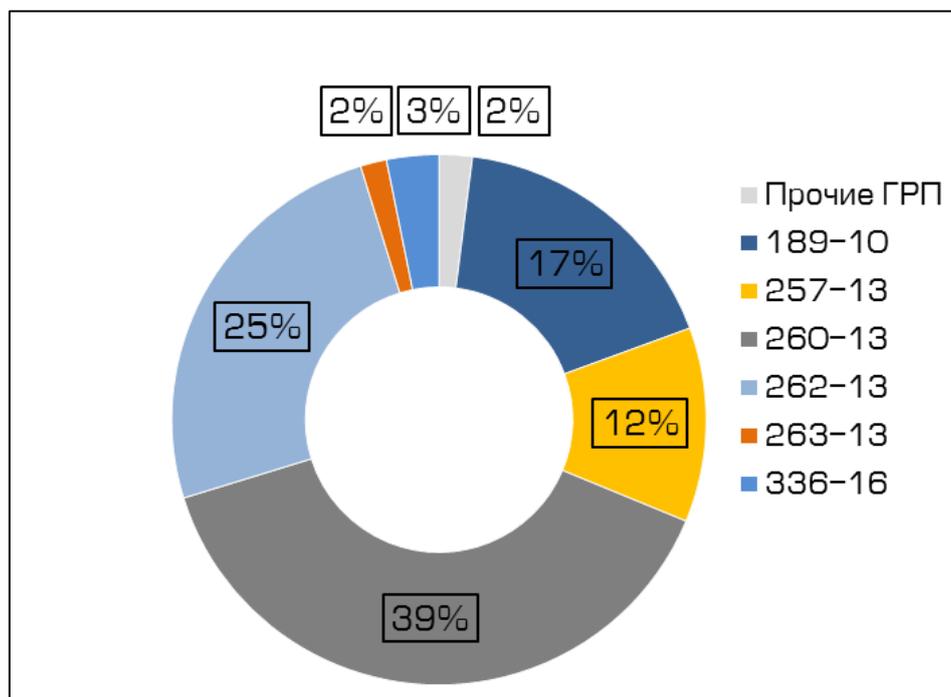


Рисунок 1. Статистика применения ГРП на Самотлорском месторождении

Решением данной задачи стала разработка ГРП на каждую группу пластов (АВ, БВ, ЮВ), с мобильными и стационарными буровыми установками, эксплуатационной колонной диаметром 168 мм и 178 мм. Было разработано техническое задание, согласно, которому был разработан ГРП. Вместо шести проектов будем использовать три проекта.

Новые проекты ГРП:

260-13;
189-10; } На группу пластов АВ

257-13;
262-13; } На группу пластов БВ

263-13;
336-16 } На группу пластов ЮВ

Результаты внедрения уникальных ГРП для группы пластов АВ, БВ, ЮВ Самотлорского месторождения:

1. Сокращение объема разработки проектов.

2. Экономическая эффективность. NPV =179 млн. руб. за период 5 лет. Сокращение затрат на 21 млн. руб. в год при актуализации ГРП.
3. В проектах учтены нормы и требования ПБОТОС.

Библиографический список

1. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности
«Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 8 Выпуск 19. - Москва: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. - 288 с.
2. Строительные нормы и правила. Часть IV, глава 2 (СНиП 4-2-82). Сборник 49. ЭСН. Скважины на нефть и газ. – Москва : Металлургия, 1983. – 34 с.
3. Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ. РД 39-01480070-007.1-2000. Тюмень, 2000 г.

Научный руководитель - Шотиди К.Х., канд. техн. наук, доцент

ТЕХНОЛОГИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ, РАЗБУРЕННОЙ СИСТЕМОЙ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ, ОБОРУДОВАННЫХ ИЗВЛЕКАЕМЫМИ ХВОСТОВИКАМИ

Мансурова М.М., Орлова А.Е.
Тюменский индустриальный университет

Задача, стоявшая перед авторами при создании технологии, состояла в реализации возможности изменения назначения скважины с горизонтальным окончанием, режима ее работы, а также последующего бурения наклонно-направленных боковых стволов из горизонтального (материнского) участка скважины в нефтенасыщенный интервал пласта с целью увеличения производительности скважины и конечного коэффициента извлечения нефти по залежи.

Технический результат заключается в разработке технологии, позволяющей извлечь хвостовик, спущенного в горизонтальный участок скважины, оборудованного центрами и зафиксированного с обсадной колонной скважины с помощью защелочных соединений. Это позволяет при необходимости извлечь существующий и спустить новый хвостовик с оборудованием, позволяющего изменить назначение скважины (к примеру, переве-

сти в нагнетательную) или режим ее работы (например, путем спуска устройств контроля или муфт ГРП и т.д.), а также провести дальнейшие работы по бурению наклонно-направленных боковых стволов из горизонтального (материнского) участка скважины в нефтенасыщенный интервал пласта, в том числе по системе «фишбон».

Технология включает разбуривание залежи добывающими и нагнетательными скважинами, в том числе с горизонтальным окончанием, причем при строительстве скважин необходимо учесть то, что они сначала скважины бурятся до кровли продуктивного пласта. Конструкция скважин подбирается исходя из конкретных горно-геологических условий залежи. После этого осуществляется спуск обсадной колонны (в нижней части которой (т.е. в стенке самой нижней обсадной трубы) имеются защелочные замки (пазы). Скважина цементируется и оставляется на ожидание затвердевания цемента. Далее производится спуск долота меньшего диаметра и скважина добурируется с горизонтальным вхождением в продуктивный пласт. Осуществляется спуск хвостовика, оборудованного центраторами, в верхней части которого расположен ловильный патрубок с левой резьбой. Ниже ловильного патрубка расположена труба с защелочными соединениями. Контур защелочных соединений совпадает с пазами защелочного замка нижней обсадной трубы. После установки и фиксации хвостовика (т.е. попадания защелочных соединений хвостовика в защелочные замки обсадной колонны) осуществляется спуск в скважину внутрискважинного оборудования (к примеру, НКТ с электроцентробежным насосом) и пакером для разобщения трубного и затрубного пространств скважины).

При необходимости изменения назначения скважины осуществляют работы по ее ремонту, включающие глушение, спуск ловильного инструмента (например, овершота) до головы ловильного патрубка, наворачивание ловильного инструмента на ловильный патрубок, срыв и подъем спущенного в горизонтальный участок скважины хвостовика. Осуществляют повторный спуск нового хвостовика с необходимым оборудованием (к примеру, с набухающими пакерами, устройствами контроля притока, муфтами ГРП и т.д.), при чем в верхней части вновь спущенного хвостовика также могут быть предусмотрены защелочные соединения, контур которых совпадает с пазами защелочного замка нижней обсадной трубы, или же возможно применение пакерно-якорной системы.

При необходимости увеличения дебита скважины и за счет увеличения ее зоны дренирования методом бурения наклонно-направленных боковых стволов из горизонтального участка скважины, извлекается внутрискважинное оборудование, хвостовик с центраторами, спускается обсадная колонна, цементируется и оставляется на ожидание затвердевания цемента (ОЗЦ). После этого в скважине проводят работы по установке клин-отклонителя в зацементированном материнском стволе,

осуществляют работы по бурению и зарезке первого наклонного ответвления, направленного в сторону нефтенасыщенной части пласта, диаметр которого меньше диаметра горизонтального материнского ствола скважины. При необходимости наклонное ответвление обсаживают по уровню сложности ТАМЛ-3. Далее по аналогии осуществляют работы по бурению последующих наклонных ответвлений, направленных в сторону нефтенасыщенной части пласта.

Применение такого способа позволит эффективно разрабатывать нефтяную залежь, увеличить конечный коэффициент извлечения нефти, производительность скважины с горизонтальным окончанием, снизить обводненность добываемой продукции, так как такой способ позволяет (для целей контроля и управления разработкой месторождения) сменить и установить хвостовик с другим оборудованием, перевести скважины на другое назначение, возможность спуска «нового» хвостовика регулирования/изоляции притока воды (глухие трубы + пакер), увеличение размера фильтра в слабопроницаемых (но крепких) коллекторах и др.

Библиографический список

1. Булатов, А. И. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебник для студентов / А. И. Булатов, Ю. М. Проселков, С. А. Шаманов. – Москва : Недра, 2003. – 1008 с.

2. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебник для студентов вузов, обучающихся по специальности «Бурение нефтяных и газовых скважин» / А. Н. Попов [и др.]; ред. А. И. Спивак. – Москва : Недра, 2003. – 510 с.

Научный руководитель – Леонтьев Д.С., ассистент

ТЕХНОЛОГИЯ ЛИКВИДАЦИИ ЗАКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ В НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЕ ИЗ НИЖЕЛЕЖАЩЕГО ВОДОНОСНОГО ГОРИЗОНТА

Ниааба Энтони Садат
Тюменский индустриальный университет

Поступление пластовой воды из выше - нижезалегающих водоносных горизонтов по негерметичному заколонному пространству (рисунок 1) приводит к резкому увеличению обводненности добываемой продукции, снижению производительности скважин, что отражается на конечной нефтеотдаче продуктивных пластов.

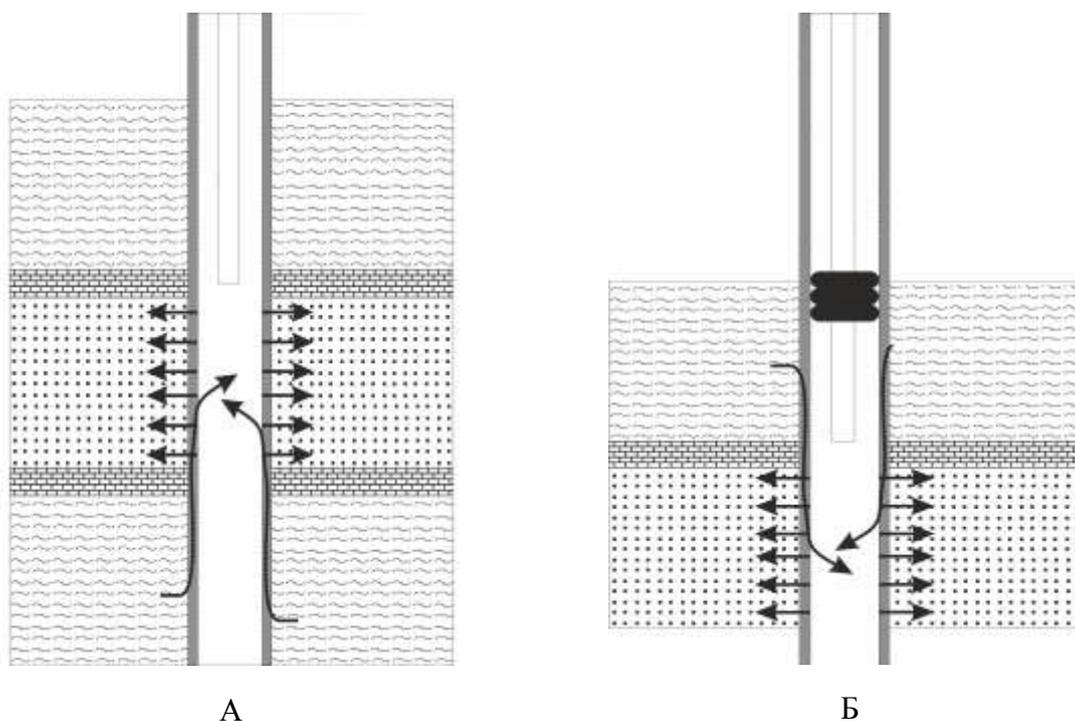


Рисунок 1. Схема формирования заколонных перетоков
 А – заколонный переток из нижележащего водоносного горизонта;
 Б – заколонный переток из вышележащего водоносного горизонта.

Задача, стоявшая перед автором, состояла в обеспечении качественной ликвидации заколонных перетоков пластовых вод из нижерасположенных водоносных горизонтов в вышерасположенный перфорированный продуктивный пласт в нефтедобывающих скважинах.

Достижимый технический результат, который получается в результате применения технологии, состоит в создании надежного барьера поступления пластовых вод по заколонному пространству между обсадной колонной и горными породами.

Технология включает глушение скважины, извлечение внутрискважинного оборудования. Установку пакер-пробки в интервале подошвы продуктивного пласта, и через спущенную колонну насосно-компрессорных труб с пакером закачивают в перфорационные каналы блокирующий состав. После этого поднимают колонну НКТ с пакером, разбуривают пакер-пробку, на колонне бурильных труб спускают щелевой перфоратор и проводят перфорацию в интервале водоносного горизонта с образованием продольных щелевых каналов. Приподнимают бурильные трубы с перфоратором и спускают компоновку, состоящую из НКТ, пера и пакера. Далее проводят закачку водоизоляционной композиции, которая прокачивается в щелевые каналы. После этого приподнимают компоновку и скважину оставляют на ОЗЦ. Далее в скважину спускают обсадную колонну меньшего диаметра от забоя до кровли водоносного горизонта, цементируют и оставляют на ОЗЦ (рисунок 2). В заключение скважину реперфорировывают в интервале продуктивного пласта, осваивают и выводят на режим.

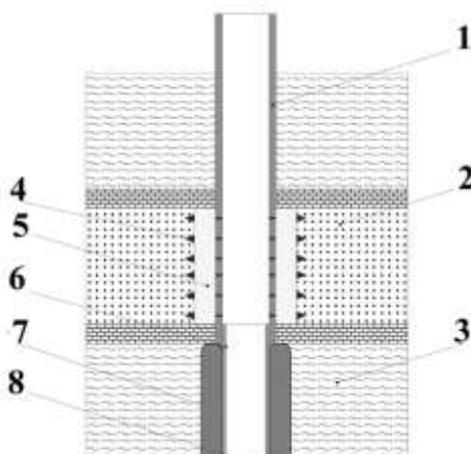


Рисунок 2. Технология ликвидации заколонных перетоков в нефтедобывающей скважине из нижележащего водоносного горизонта
 1 – Скважина; 2 – Продуктивный пласт; 3 – Водоносный горизонт;
 4 – Перфорационные отверстия; 5 – блокирующий состав; 6 – колонна меньшего диаметра; 7 – целевые каналы; 8 – забой скважины

Библиографический список

1. Демахин, С. А. Химические методы ограничения водопритока в нефтяные скважины [Текст]: учебник / С. А. Демахин, А. Г. Демахин. – Москва : Недра, 2010. – 198 с.

Научный руководитель – Леонтьев Д.С., ассистент

РАЗРАБОТКА ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО СПУСКУ ОБСАДНЫХ КОЛОНН ПРИ ВСКРЫТИИ ПЛАСТОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

Орлова А.Е.

Тюменский индустриальный университет

Как известно, при вскрытии пластов баженовской свиты с зенитными углами больше 50° возникают такие осложнения, как затяжки и посадки колонн при спуско - подъемных операциях, недохождение обсадных колонн до проектной глубины за 60 и более метров, осыпание неустойчивой породы, прихват колонн. Осложнения часто повторяются и при проработке уже пробуренного интервала под эксплуатационную колонну.

В целях предотвращения подобных осложнений при бурении пласта Ю₀ рекомендуются следующие предложения:

- при бурении под Ю₀ производительность буровых насосов должна составлять не менее $0,0032 \text{ м}^3/\text{с}$ для эффективной промывки ствола скважины;
- при бурении под проектный пласт использовать буровые растворы производства Halliburton;

- за 50 м до вскрытия баженовской свиты необходимо проводить следующее:
 - тестирование плотности бурового раствора, и, в случае необходимости, доутяжелить его в соответствии с программой бурения;
 - добавить при необходимости в буровой раствор добавить BDF-590;
 - приготовить компонент BDF-590 с учетом конечной концентрации 590 в растворе 15 кг/м³;
 - ввод добавки необходимо производить в течение полутора циклов с контролируемой скоростью добавления;
 - при достижении глубины скважины по вертикали 2980 м плотность бурового раствора должна составлять 1380 кг/м³ для дальнейшего ингибирования и кольматирования аргиллитов;
 - при достижении кровли пласта Ю₀ с целью очистки ствола скважины необходимо промыть скважины раствором в объеме десяти кубометров;
 - затем на кровле баженовской свиты необходимо прошаблонировать открытый ствол с целью проработки посадок и затяжек до свободного прохода компоновки низа бурильной колонны, для подготовки обсадной колонны диаметром 178 мм;
 - обеспечить при прохождении баженовской свиты для сохранения набора угла бурение долотом с фиксированными резцами меньшей агрессивности, при этой для утяжеления компоновки необходимо использовать четыре свечи из толстостенных бурильных труб;
 - после того, как достигнута глубина 2959 м при бурении Ю₀, необходимо промыть скважину для очистки ствола;
 - для того, чтобы оценить качество ствола скважины на глубине от 2890 м до 2959 м, необходимо провести спуско-подъемные операции;
 - для снижения трения колонны бурильных труб о стенки скважины, необходимо концентрацию смазки в растворе увеличивать при бурении с глубины 2959 м;
 - для успешного вскрытия баженовской свиты и дохождения до кровли ЮС₂ необходимо при бурении до конечного забоя 3006,4 м промывать скважину через каждые 50 м;
 - для уменьшения гидравлического и механического воздействия на зону продуктивного пласта необходимо контролировать плавность спуско-подъемных операций, а также бесступенчатое регулирование работы буровых насосов;
 - для предупреждения простоев в бурении необходимо иметь запас химических реагентов на случай утяжеления буровых растворов до плотности 1450 кг/м³ при поглощениях;
 - для исключения намывания каверн и разрушения аргиллитов при наборе угла исключить промывку абалакской свиты;
 - с целью уменьшения разрушения ствола скважины в интервалах бажена необходимо увеличить плотность раствора до 1450 кг/м³;

- для уменьшения времени вскрытия бажена необходимо проводить шаблонировку с одновременной промывкой на глубине 2880 м и до забоя, при этом до глубины 2880 м повторно не шаблонировать;
- там, где существовали интервалы затяжек и посадок, необходимо эти интервалы проработать;
- в интервалах поглощения необходимо прокачать кольматирующую пачку;
- для дальнейшей подготовки ствола скважины к спуску обсадной эксплуатационной колонны необходимо спустить компоновку бурильной колонны на забой и установить ингибирующее-смазывающую пачку;
- обсадную колонну диаметром 178 мм для уменьшения гидрораздействия на проницаемые пласты необходимо спускать со скоростью в обсаженном стволе не более 20 м/мин, а в открытом со скоростью 10 м/мин;
- для уменьшения рисков прихвата и поглощения при спуске обсадной колонны необходимо производить прокачку кольматирующей пачки.

Библиографический список

1. Герасимов, Г. Т. Разработка проектной документации на строительство скважин с учетом проекта разработки месторождения: учебное пособие для студентов вузов, обучающихся по специальности 130504 «Бурение нефтяных и газовых скважин» направления подготовки специалистов 130500 «Нефтегазовое дело» / Г. Т. Герасимов, Р. Ю. Кузнецов, П. В. Овчинников ; ТюмГНГУ. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2010. – 528 с.
2. Групповой рабочий проект на строительство наклонно-направленных эксплуатационных скважин с горизонтальным окончанием ствола на пласт ЮС 1-2 Унтыгейского месторождения [Текст]: групп. раб. пр. / – Тюмень : ОАО «Сибирский Научно-Исследовательский институт нефтяной промышленности », 2014. – 346 с.

Научный руководитель - Анашкина А.Е., канд. техн. наук, доцент.

ТЕХНОЛОГИЯ НАРАБОТКИ УСТУПА И СРЕЗКИ ОТВЕТВЛЕНИЯ ИЗ ОТКРЫТОГО ГОРИЗОНТАЛЬНОГО СТВОЛА НА ДЕПРЕССИИ

Панушин А.С.,¹ Анашкина А.Е.,¹ Анашкин А.Е.²

¹Тюменский индустриальный университет

² Total S.A., г. По (Франция)

В ПАО «Сургутнефтегаз» бригады по КРС и ЗБС используют два основных способа зарезки бокового ответвления в запланированном интервале с целью выполнения различных технологических задач, таких как:

1. Ликвидация аварий или обход аварийного участка скважины
2. Зарезка бокового ствола (ответвления) с целью увеличения дебита скважины за счет увеличения зоны дренирования.

В данной работе изучен на практике метод с использованием специальной срезной компоновки, учитывая, что срезка будет производиться из открытого горизонтального ствола с целью увеличения зоны дренирования, первый способ имеет ряд недостатков:

- Уменьшение фильтрационно-емкостных свойств.
- Потеря основного ствола (уменьшение зоны дренирования).
- Требуется специальная техника (цементировачный агрегат, смеситель, усреднительная емкость и т.д.).
- Сложность установки ЦМ в горизонтальные участки скважины.
- Значительные временные затраты.

Метод использования специальной срезной компоновки основан на многократном прохождении интервала наработки желоба от заданной точки срезки по нарастающей длине (1 м – n раз, 2 м - n раз, 3 м - n раз, ... , X м – m раз) и образование уступа для дальнейшего бурения бокового ответвления из участка открытого горизонтального ствола.

Технология процесса состоит в следующем:

Сборка КНБК включает:

- Долото срезное БИТ 142,9 ВТ 1210 Н. 10 Сп. ,
- Винтовой забойный двигатель ДГР-120 2⁰(с заломом 2⁰),
- Телеметрическая система EGSS 4 3/4'' для углубления на депрессии – забойная (нижняя) часть телесистемы EGSS (модуль сбора параметров для углубления, комплект корпусов системы с центраторами, переводники, немагнитная УБТ 4 3/4'' 9 м, модуль беспроводной передачи),
 - ТБ 88,9x9,35 мм Grand Prideco
 - ТБТ-89 мм 3-86 – до устья (устанавливать в интервале зенитных углов не более 40⁰).

Спускается КНБК до глубины срезки второго горизонтального участка (1652 м) с одновременной промывкой промывочной жидкостью.

Перед забуриванием второго горизонтального участка ствола скважины производятся контрольные замеры веса КНБК на подъеме (33тс) и спуске (18тс).

Устанавливается необходимый для забуривания расход промывочной жидкости (нефть – 560 л/мин, азот – 15 м³/мин), значение которого будет корректироваться в зависимости от режима забуривания.

Производим наработку желоба в интервале 1647 – 1652м. Нарботка желоба начинается с постановки инструмента на глубину срезки (1652 м) в положении указанным инженером телеметрической службы (180⁰).

Поднимается инструмент на 1м и спускается на глубину срезки (1652 м), ориентируясь на цель с механической скоростью 1 м за 20 минут согласно плану (процедуру повторяем 3 раза).

Поднимается инструмент на 2м и спускается на глубину срезки (1652 м), ориентируясь на цель с механической скоростью 1 м за 20 минут согласно плану (процедура повторяется 3 раза).

При наработке 2-ух метрового участка было меняют режим бурения по расходу циркуляционной жидкости (по нефти) – с 560 л/мин на 500 л/мин. При этом не удается направить инструмент в цель из-за отклоняющих сил, действующих на инструмент (при большем расходе циркуляционной жидкости на долото от ВЗД передается больше гидравлической энергии. В результате, долото, цепляясь вооружением за стенки скважины, отклоняет инструмент от заданной цели.

При наработке трех и четырех метровых участков используется скорректированный режим бурения по циркуляционной жидкости, а механическая скорость, цель и количество заходов на эти участки остаются неизменными.

При изменении режима бурения, удается направить и удерживать инструмент в цель. На последнем заходе с глубины 1651,07 м до 1652,16 наработка производится с механической скоростью 2 см за 3 минуты.

На глубине 1652, 16 м образовался уступ. Для проверки надежности наработанного уступа инструмент поднимается на высоту наработки - 5 м (1647 м). Останавливается циркуляция промывочной жидкости и производится спуск КНБК без циркуляции на уступ с последующей кратковременной (1 мин) разгрузкой 2 тс. Если инструмент не вышел с уступа в открытый ствол - это означает, что уступ надежный, и с него можно производить углубление. Для начала углубления повторяется предыдущая операция в обратном порядке. Начинается пробное углубление (2 м) с механической скоростью 2 см за 3 минуты с тем же режимом бурения.

При углублении производится контроль положения инструмента (появился реактивный момент, действующий на инструмент и отклоняющий его против часовой стрелки), рост давления (на стояке, в трубе и затрубном пространстве), вес на крюке (из-за разгрузки веса колонны на забой).

На основании показаний датчиков можно сделать следующие выводы:

- Срезка и углубление на 2м из открытого горизонтального ствола прошла успешно.

- Можно выполнить подъем КНБК для замены и настройки инструмента для дальнейшего забуривания ответвления из срезки (согласно плану работ).

При совместной работе в ПАО «Сургутнефтегаз» с комплексной бригадой по КРС и ЗБС на Талаканском НГКМ (Республика Саха-Якутия) были изучены:

1. Два основных способа (в данной структуре) зарезки бокового ответвления в запланированном интервале и условия их применения.

2. Технологический процесс метода наработки желоба и уступа для дальнейшей срезки ответвления из открытого горизонтального ствола с использованием специальной срезной компоновки.

3. Основные параметры бурения и изменения показаний датчиков при наработке уступа и срезке.

Библиографический список

1. Самигуллин, В. Х. Забойные установки для управления траекторией горизонтальных скважин // Сб. науч. тр. Башнипинефти. – Уфа – 1992. – Вып. 86. – С. 42 - 43.

2. Воздействие на призабойную зону пласта многократными депрессиями / Ю. Г. Апанович [и др.]. // Нефтяное хозяйство. – 1985. - № 4. – С. 28 - 32.

3. Справочник инженера по бурению : в 2 т. Т. 1 / Под ред. В. И. Мищевича, Н. А. Сидорова. – Москва : Недра, 1973. – 520 с.

4. Регламент по бурению боковых стволов и углублению забоев из ранее пробуренных скважин. РД-39-0147585-166 – 98. – Татнипинефть, 1998.

5. Безумов, В. В. Выбор отклоняющих компоновок для забуривания вторых стволов турбинным способом / В. В. Безумов // Нефтяное хозяйство. – 1989. – № 12. – С. 20 - 22.

ОБЗОР СТАНЦИЙ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Товсултанов М.М., Радаев Д.А., Кольчев И.Н.
Тюменский индустриальный университет

В информационном обеспечении процесса строительства скважин наиболее важную роль играют геолого-технологические исследования (ГТИ). Основные задачи ГТИ определены ГОСТ Р 53375-2009 [1]: обеспечение безопасности проведения работ при строительстве скважин, соблюдения правил недропользования, геологические задачи, технологические задачи, расширение комплекса за счет новых технологий, контроль крепления ствола скважины, контроль процессов освоения и испытания скважин, технико-экономические и научно - исследовательские задачи, построение и уточнение моделей технологических операций свойств горных пород, информационные задачи.

Для решения этих задач используются системы непрерывного сбора, обработки, контроля, передачи и хранения информации, находящиеся на станциях ГТИ и на буровой и сопровождающие весь процесс бурения скважины. Опыт, накопленный в течение 20 лет создания и производства станций ГТИ, позволил разработчикам перейти на новый уровень качества.

В станции ГТИ Геотест-5 (разработчик ООО «Геотехсервис») объединены в единый комплекс технологический модуль с расширенным набором датчиков, входящий в состав станции «Леуза-2», а также геологический модуль и блок газового каротажа, входящие в состав станции «Геогаз-1», осуществля-

ется автоматизированный сбор геолого-геохимической и технологической информации в процессе бурения, контроль параметров бурения, оценка ситуации и предотвращение аварий и осложнений, литологическое расчленение разреза, выделение коллекторов и оценка характера насыщения, документирование процесса бурения, передача данных с буровой.

Программное обеспечение включает:

- создание отчетов по бурению (DrillRep);
- обработку данных ГТИ (GeoData);
- систему удаленного мониторинга скважин («RT-Leuza»);
- регистрацию и контроль параметров бурения («Регистрация»);
- информационную систему (GeoBox).

Разработчик станции ГТИ «Гелиос», ООО «ГеоСенсор» использует программное обеспечение: GeoScape, GeoSight, GeoScetch. В станции реализованы оцифровка сигнала непосредственно в датчике, модульность и легкость конфигурирования оборудования, высокая точность измерения, помехозащищенность и многоуровневая защита от сбоев и повреждений. Применяемые датчики предварительно калибруются, имеют унифицированное подключение, что позволяет включать их в измерительную систему через любой информационный блок станции, размещенный на буровой площадке. Облегчается задача диагностики и замены неисправных датчиков на исправные.

Модульность построения станции позволяет пользователю на первом этапе приобретать базовый комплект оборудования, а не всю систему целиком. В дальнейшем имеется возможность расширения состава станции, приобретая по мере необходимости необходимые узлы и датчики.

Станция АМТ 121, разработчик ООО "ЗАО АМТ" г. Санкт-Петербург, способна в режиме советчика контролировать все виды бурения. Станция обеспечивает контроль цементирования, распознавание осложнений, аварийных ситуаций на начальной стадии их возникновения, выделение коллекторов и определение характера насыщения, прогноз и выделение зон АВПД/АНПД, определение геомеханических характеристик ствола скважины, определение параметров газового каротажа.

Перечень задач в области навигации при бурении ствола скважины не относится к требованиям ГОСТ, однако реализованы в ряде станций ГТИ, например, в ПО станций «АМТ» и «ВОЛГА» г. Самара.

Совмещение регистрации и ввода геологических, технико-технологических и телеметрических данных позволяет:

- оперативно привязывать регистрируемую и рассчитываемую информацию к глубинам по стволу и вертикали;
- определять литологическое расчленение разреза скважины в процессе углубления скважины;
- выделять пласты коллекторов и реперов для привязки и исследований по шламу и керну.

При распознавании аварийных ситуаций анализируется совокупность аномальных изменений параметров.

Автоматически распознаются ситуации: газонефтепроявление и выброс; поглощение; сальник на долоте; осыпание, обвал стенок скважины; остановка забойного двигателя; перегрузка долота; заклинка опор долота; перегрузка бурильной колонны крутящим моментом; промыв бурильной колонны; обрыв бурильной колонны (в верхней и нижней частях колонны); перегрузка манифольда по давлению; неисправность насоса и т.д.

В составе станции ГТИ «АМТ» включен Тампонажный блок в составе ГТИ с программным модулем, позволяет контроль цементирования по регистрируемым параметрам при цементировании.

Выводы

Анализ аппаратно измерительного оборудования для регистрации параметров строительства скважин показывает, что станции ГТИ практически идентичны. Идентичные функции ПО:

- создание отчетных документов, описание сводного геологического разреза, включая данные литологии, шлагограммы, стратиграфии;

- регистрация, сбор, визуализация, хранение (в графическом и табличном представлениях) и просмотр в режиме истории;

- в области обеспечения соблюдения правил недропользования ПО для ГТИ позволяет специалисту осуществлять привязку по глубине временных диаграмм для выделения коллекторов непосредственно на кустовой площадке.

Объем решения геологических задач определяет перечень лабораторного оборудования для исследования керна и шлама (битумосодержание шлама, карбонатность) и установок для определения газосодержания бурового раствора.

Библиографический список

1. ГОСТ Р 53375-2016. Скважины нефтяные и газовые. Геолого-технологические исследования. Общие требования. - Взамен ГОСТ Р 53375-2009; Введ. 2017-01-03. - Москва. Изд-во стандартов. 2016. с. 3

Научный руководитель – Шешукова Г.Н., канд. техн. наук, доцент

АНАЛИЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОПОРНО-ЦЕНТРИРУЮЩИХ ЭЛЕМЕНТОВ КОМПОНОВКИ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ДЛЯ БУРЕНИЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Уксюзов В.В., Анашкина А.Е.
Тюменский индустриальный университет

В процессе бурения скважины, подверженные естественному искривлению, могут не попасть в нефтегазоносные слои и не выполнить своей проектной задачи. Но накопленный производственный опыт по естественному

искривлению позволил установить ряд общих закономерностей, учитывая который можно проходить скважины в строго запланированной траектории.

В процессе бурения различные факторы существенно влияют на эффективность работы бурильного инструмента и технико-экономические показатели бурения. Неоднородность горных пород, особенности проходки инструмента: вибрации бурильной колонны, отскоки и скольжения долота и другие процессы ведут к преждевременному износу элементов бурового оборудования и ухудшению параметров бурения

Основными задачами компоновок низа бурильных колонн (КНБК) являются:

- проводка наклонно-направленных скважин в заданном направлении;
- предупреждение локального искривления ствола;
- формирование поперечного сечения ствола в виде правильного цилиндра;
- обеспечение максимальной стойкости долота и механической скорости бурения.

В результате многообразия условий бурения наклонно-направленных скважин при бурении используются различные модификации КНБК с учетом различия в типоразмерах.

Но каждая КНБК для наклонно-направленного бурения имеет свой равновесный угол, при котором обеспечивается стабилизация ствола, в частности, по зенитному углу скважины.

Причем, при происходящем в реальности за одно или несколько спусков бурильного инструмента в скважину износе, с потерей наружного диаметра, например, наддолотного калибратора на 1...3 мм, этот равновесный угол очевидно тоже меняется.

Соответственно, изменяется и направление траектории ствола. Для предупреждения такого отклонения каждая буровая бригада вынуждена иметь дежурный комплект из 5...7 или больше калибраторов. Но и в этом случае возможности оперативного управления траекторией ствола могут быть ограничены.

Проблема в отсутствии опорно-центрирующих элементов (ОЦЭ) с регулируемым местоположением по длине отдельных элементов КНБК[1].

При работе на месторождениях Сургутского района получила распространение практика использования КНБК с одним или двумя опорно-центрирующими элементами (ОЦЭ) для безориентированного управления траекторией стволов наклонных и горизонтальных скважин. Такие КНБК не обладают достаточно высокой устойчивостью к влиянию не только горно-геологических, но и к изменению технологических режимов проводки скважины (способ бурения, типы и радиальные люфты забойных двигателей, осевые нагрузки на забой и т.д.). При бурении участков стабилизации зенитного угла устойчивость лучше обеспечивается при равенстве нулю не только отклоняющей силы на долоте, но и

угла отклонения оси долота к оси скважины. Для обеспечения этих условий целесообразно использовать менее подверженные влиянию внешних факторов КНБК с количеством ОЦЭ не менее 3...4-Х. В результате, доминирующее распространение КНБК с 1.,2-мя ОЦЭ привело к тому, что только наиболее опытные бурильщики освоили виртуозное управление траекторией ствола наклонной скважины на участках стабилизации и малоинтенсивных набора или запада зенитного угла[2].

Проблема еще в том, что распространенные нормативные материалы по выбору КНБК часто основаны или на неполной форме исходных дифференциальных уравнений, или на чрезмерном упрощении граничных условий. В наклонной скважине потери продольной устойчивости не происходит и деформация колонны рассматривается как продольно-поперечная. А наличие поперечных сил требует решения исходного дифференциального уравнения не ниже 4-го порядка или соответствующего им по физическому смыслу интегро- дифференциального. Кроме того, в точке отрыва от нижней стенки ствола распределенная величина реакции стенки скважины эквивалентна нулю. Замена же этого условия, например, равенством нулю изгибающего момента приводит к другому конечному результату решения задачи, а попытки компенсации погрешностей результатов решения использованием, так называемого, коэффициента заделки распространения не увенчались успехом.

Кроме того, следует иметь в виду, что, например, в 215,9-мм скважине осевая нагрузка на забой обычно не менее 150...180 кН (случаи снижения ее при отборе керна и вскрытии бурением продуктивного горизонта не рассматриваются). А для УБТ 178 или 195-мм забойного двигателя потеря устойчивости в вертикальной (условно вертикальной) скважине происходит при сжимающей нагрузке не более 50...80 кН. Таким образом, можно считать, что потеря устойчивости по Эйлеру даже первого рода практического значения не имеет.

Жесткие КНБК для реальных скважин (винтообразное локальное искривление ствола на участках (стабилизации зенитного угла и т.д.) лишь условно можно считать жесткими. Видимо, именно поэтому не получил широкого практического распространения метод борьбы с кривизной ствола путем ограничения осевой нагрузки на забой.

Определенным выходом из положения явилось бурение естественно-искривленных скважин. Но в этом случае требуется профессиональное проектирование, основанное на анализе опыта бурения на каждой конкретной площади.

Кроме того, увеличение интенсивности искривления ствола снижает качество герметизации кольцевого пространства за обсадными колоннами и может привести к ухудшению условий последующей эксплуатации скважины. Экономически не оправдали себя и предпринимавшиеся, в свое время, попытки бурения (на участках стабилизации зенитного угла) при ограниченных величинах осевых нагрузок на забой (в 215,9-мм скважинах-до 100...120 кН).

Библиографический список

1. Управление и контроль параметров бурения скважин винтовыми забойными двигателями: монография / М. В. Двойников [и др.]. – Белгород : Белгородская областная типография, 2009. – 136 с.

2. Технология бурения нефтяных и газовых скважин [Текст] : учебник для студентов ВУЗов : в 5 т. Т. 1 / под общей редакцией В. П. Овчинникова. - Изд. 2-е, перераб и доп. – Тюмень : ТИУ, 2017. - 580 с.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН С ПРИМЕНЕНИЕМ СОВРЕМЕННЫХ МАТЕРИАЛОВ И ТЕХНОЛОГИЙ

Федорова В.В., Аксёнова Н.А., Шедь С.Н.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Цементированием обсадных колонн называют процесс заполнения заданного интервала скважины суспензией вяжущих материалов, с целью:

- изоляции проницаемых горизонтов друг от друга после того, как они вскрыты скважиной, и предотвращения перетоков пластовой жидкости по заколонному пространству;

- разделения интервалов, где геологические условия требуют применения промывочной жидкости с весьма различной плотностью;

- разобщения продуктивных горизонтов и изоляция их от водоносных пластов;

- образования надежного канала в скважине для извлечения нефти или газа или подачи закачиваемой в пласт жидкости;

- создания надежного основания для установки устьевого оборудования.

- защиты обсадной колонны от воздействия агрессивных пластовых жидкостей, способных корродировать ее наружную поверхность

Важной задачей процесса цементирования является регулирование свойств тампонажных растворов. Для ее решения большое значение имеет качество химических реагентов, используемых для приготовления цементного раствора.

Рассмотрим химреагенты цементажа колонн на Восточно-Таймырском Л.У., на месторождениях п/о Таймыр: Пеляткинское ГКМ и Бовоненковское ГКМ и на месторождении предприятия ООО «ВНК» Томской области на базе групп компаний «Миррико»:

Основные Заказчики – головные и дочерние предприятия ОАО “Роснефть”, ОАО “Газпром”, ОАО “НК “ЛУКОЙЛ”, ОАО “Сургутнефтегаз”, ОАО “НЛМК”, ОАО “Северсталь”, ЕВРАЗ Групп и других.

Проанализировав применение Российских химреагентов на месторождениях Восточной Сибири: Пеляткинское ГКМ и Бовоненковское ГКМ, и на предприятии ООО «ВНК» на месторождениях Казанское, Мирное, Останинское выяснилось, что задачи, поставленные по качеству цементирования обсадных колонн в данных районах, не были достигнуты и в процессе цементирования образовывались межколонные перетоки, отсутствием тампонажного раствора за колонной.

Поэтому, добывающие предприятия совместно с компанией «Миррико» разработали рецептуру с применением импортных добавочных химреагентов для качественного цементирования обсадных колонн.

Далее, проанализировав процесс строительства скважины на Восточно-Таймырском Л.У. с применением импортных технологий, мы пришли к выводу, что с внедрением специальных добавок, которые существенно изменили эксплуатационные характеристики материала были получены положительные результаты в процессе цементирования обсадных колонн.

Таблица № 1

Сравнительный анализ химреагентов для цементирования обсадных колонн

№	Российская Федерация	«Миррико»
1	Тампонажный раствор ОТМ-4 (предотвращает гидроразрыв пластов, снижает депрессию на пласт)	Atren Cem Premium (Предназначена в качестве газоблокатора и эффективного регулятора фильтрационных свойств цементных растворов)
2	Тампонажный раствор РТМ-75 (обеспечивает расширение тампонажного раствора-камня в процессе ОЗЦ)	Atren Plast С (пластифицирующая добавка к тампонажным растворам с целью регулирования реологических свойств тампонажных растворов, уменьшения гидравлического сопротивления цементного раствора)
3	Портландцемент тампонажный бездобавочный для низких и нормальных температур ПЦТ I-50 (изоляция водоносного слоя от продуктивного)	Atren Light (технологическая добавка в тампонажные растворы с целью получения облегченных цементов)
4	Портландцемент ПЦТ I-G-CC-1 (обеспечивает высокую водо- и газонепроницаемость, а также прочность)	Atren Spaser WP (промывочная композиция для улучшения качества сцепления цементного камня с породой и обсадной колонной путем разрушения и удаления глинистой корки)
5	ЦТРО-цемент тампонажный, расширяющийся, облегченный	Atren Fibre (предназначена для кольматации пласта и предотвращения потери циркуляции тампонажного и бурового раствора при продавке в затрубное пространство)

6	Портландцемент тампонажный с минеральными добавками для умеренных температур ПЦТ П-100 (изоляция водоносных слоев от продуктивных, а также при проведении мелиоративных работ)	Atren Expand (предназначена для улучшения качества крепления обсадных колонн и качества сцепления на границе «порода-цементный камень» за счет создания внутреннего давления в цементном растворе)
---	--	--

Проведя сравнительный анализ химреагентов для цементирования обсадных колонн с применением Российских технологий и импортных технологий компании «Миррико», мы выяснили, что добавленные химреагенты с новыми технологиями решили многие задачи по качеству закачивания и цементирования обсадных колонн, и являются наиболее актуальными и эффективными на сегодняшний день.

Библиографический список

1. Калинин, А. Г. Справочник инженера технолога по бурению глубоких скважин / А. Г. Калинин, Р. А. Ганджумян, А. Г. Мессер. – Москва : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2005. – 808 с.
2. Булатов, А.И. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин / А. И. Булатов, П. П. Макаренко, С. А. Шаманов. - Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 1007 с. : ил.
3. Вадецкий, Ю. В. Бурение нефтяных и газовых скважин: учебник / Ю. В. Вадецкий. – Изд. 6-е, испр. – Москва : Академия, 2011. – 352 с.
4. Коршак, А. А. Основы нефтегазового дела / А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – Изд. 3-е, испр. и доп. - Уфа : «ДизайнПолиграфСервис», 2001. – 528 с. : ил.
5. Заканчивание скважин: методические указания к изучению дисциплины «Заканчивание скважин» для студентов направления подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело» всех форм обучения / сост. Н. А. Аксёнова. – Тюмень: Издательский центр БИК ТИУ, 2017. - 38 с.

ПРИМЕНЕНИЕ КИСЛОТНЫХ КОМПОЗИЦИЙ ПРИ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ В БУРЕНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛОВ

Филатов С.В.

НПФ «Джамир», г. Нижневартовск

Добыча углеводородного сырья является одним из важнейших источников экономического развития государства. До определенного време-

ни доход, получаемый от реализации углеводородов, был основным источником пополнения бюджета страны. Несмотря на возможность появления в будущем новых источников энергии, нефть и газ, несомненно, долгое время сохранят свое исключительное значение, во-первых, как уникальное химическое сырье и, во-вторых, высококалорийное топливо, выгодное для использования в малых и автономных энергетических установках. Поддержание уровня добычи углеводородного сырья производится за счет бурения новых скважин, введения в эксплуатацию новых месторождений и восстановления бездействующего фонда скважин.

Введение в строй бездействующего фонда осуществляется за счет бурения горизонтальных стволов. Таким образом, в эксплуатацию довольно значительная часть нефтеносного горизонта по сравнению с вертикальными и наклонно – направленными стволами. Длина хвостовика (фильтра) достигает до 1000 метров.

Горизонтальное бурение выявило ряд проблем при строительстве скважин данного типа. Наиболее част осложнение при проведении бурения – это дифференциальный прихват, что представлено на рисунке 1.

В скважинах с резкими искривлениями, вращение колонны может образовать желоб в теле горной породы. Если такое вращение продолжается долго, желоб может получиться достаточно большим для прохождения через него бурильной трубы, но может перехватывать УБТ во время подъема, что показано на рисунке 1.

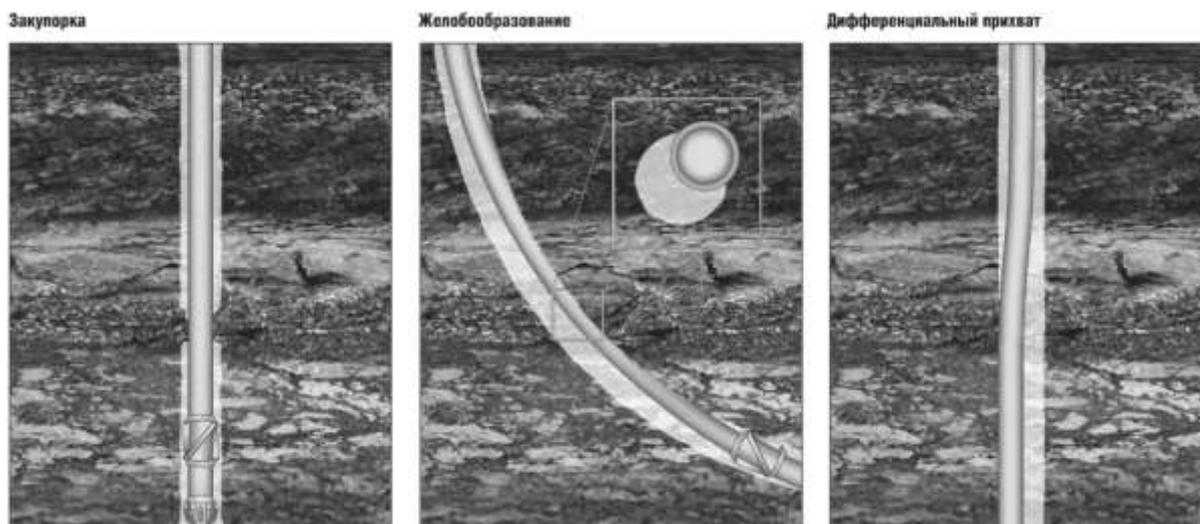


Рисунок 1. Прихваты, вследствие образования желобов на стенках скважины и дифференциальных прихватов

Само понятие дифференциального прихвата – прихват из-за перепада давления или дифференциальный прихват происходит в результате воздействия перепада давления, вызванного увеличением веса столба бурово-

го раствора, на бурильную колонну, прилегающую к проницаемому пласту с отложенной на нем фильтрационной коркой. Во многих случаях наличие прихвата инструмента объясняется воздействием перепада давления. Прихват вследствие перепада давления обычно возникает в то время, когда колонна неподвижна, например, при наращивании или во время проведения внутрискважинных исследований. В этом случае на наличие прихвата указывают такие признаки, как возможность проведения полного цикла циркуляции при том, что подвижность бурильной колонны потеряно.

Дифференциальный прихват формируется двумя факторами.

1) Гидростатическое давление бурового раствора превышает давление прилегающего пласта.

2) Наличие пористой, проницаемой породы.

В сочетании этих факторов возникает фильтрация в пласт и разрушение корки на стенках скважины. В настоящее время основным буровым раствором является раствор на биополимерной основе. Основным кольмантантом является карбонат кальция CaCO_3 .

Наравне с дифференциальным прихватом возникают проблемы и с конечным спуском фильтра (хвостовика) до проектного забоя, что означает окончание строительства скважины.

Осложнение в процессе бурения могут вызывать и проблемы с буровым раствором. Несоблюдение параметров бурового раствора приводит к слабому выносу шлама из горизонтального участка скважины, что приводит к потере подвижности инструмента при наращивании.

Анализ осложнений при бурении горизонтальных стволов привел к необходимости разработки технологии освобождения бурового инструмента физико-химическими методами. Ранее применяемые технологии-установке кислотной ванны, снижение гидростатического давления в стволовой части скважины путем перевода скважины на воду или нефть довольно часто к положительному результату не приводили.

При невозможности ликвидировать осложнение (аварию) приводит буровую компанию к значительным потерям. По предварительным оценкам потери могут составлять от 120 до 150 млн. рублей. Эти потери обуславливаются потерей части дорогостоящего оборудования и регистрирующей аппаратуры, необходимостью привлечения геофизических партий. Отстрелу части бурового инструмента, установке цементных мостов и перебуриванию потерянного участка ствола скважины.

С целью минимизации потерь буровой компании был разработан состав TF-1. Сущность его применения заключается в блокировании зоны дифференциального прихвата. Частичному разрушению породообразующего материала и созданию условий для применения технологий по проведению аварийных работ в случаях осложнений при бурении. При этом депрессия, возникшая в результате перепада давлений, переходит в репрессию за счет создания разряженной зоны на аварийном участке ствола и использовании энергии пласта для ликвидации аварии.

Применение физико-химического метода ликвидации аварий на горизонтальных стволах скважин показал свою высокую эффективность. За период 2016-2018 годы на месторождениях Южно - Приобское, Мамонтовское, Самотлорское, Мало - Балыгское, Приобское, Кошильское, Крапивинское, Ватинское, Аганское, Тайлаковское.

Всего было выполнено 186 скважинно - операций. Успешность применения технологии с использованием состава TF-1 составило 86 %.

Композиционная составляющая состава формировалась после изучения шламо-граммы, инклинометрии и условий, приведших к аварии. Также определялась технология проведения аварийных работ. Время, затраченное на ликвидацию аварий, колеблется от одного часа до двадцати четырех часов с момента проведения комплекса. Эффективность технологии просматривается на скв 41888 ГС куст 21Б Южно-Приобского месторождения. Проектный забой 3905 метров. Дифференциальный прихват получили на глубине 3890 метров. Горизонтальный участок ствола составлял 707 м. Применили состав TF-1. До применения комплекса бригада дважды устанавливала нефтяную ванну и переводила скважину на нефть. Результат отрицательный. При проведении аварийных работ с составом TF-1 время, затраченное на ликвидацию аварии, составило 9 часов. Аварийное оборудование поднято на поверхность. Стволовая часть сохранена.

В заключение можно отметить, что применение химических технологий при аварийных работах и осложнениях в бурении способствует улучшению проведения процесса бурения и сохранению материальных ресурсов буровых компаний участвующих в разработке месторождений.

Библиографический список

1. Муслимов, Р. Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности : учебное пособие для студентов вузов / Р. Х. Муслимов. – Казань : ФЭН, 2005. – 687 с.
2. Рабиа, Х. Технология бурения нефтяных скважин / Х. Рабиа ; Пер. с англ. В. Г. Григулецкого, Ю. М. Кисельмана; Под ред. В. Г. Григулецкого. – Москва : Недра, 1989. – 412 с.
3. Канзафаров, Ф. Я. Изменение свойств пластовых систем при эксплуатации нефтяных месторождений / Ф. Я. Канзафаров. – Санкт-Петербург : Недра, 2011. – 303 с.
4. Городнов, В. Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении / В. Д. Городнов. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : Недра, 1984. – 229 с.
5. Винниченко, В. М. Технология бурения геологоразведочных скважин : справочник бурильщика / В. М. Винниченко, Н. Н. Максименко. – Москва : Недра, 1988. – 149 с.

РЕШЕНИЯ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ ПРИХВАТОВ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН ПОД КОНДУКТОР НА САМОТЛОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Аксёнова Н.А., Хайбрахманов Д.Т., Сивилькаев К.А., Тихий М.Г.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

При строительстве скважин на Самотлорском месторождении в интервале бурения под кондуктор периодически возникает ситуация, когда бурильную колонну нельзя поднять, опустить или вращать, то есть возникает прихват. Ликвидация прихвата обходится дорого и вызывает осложнения. Специальные инструменты, специализированные технические услуги и специальное кондиционирование бурового раствора для освобождения трубы служат источниками расходов, не говоря о потерях рабочего времени буровой установки. За время, требуемое для освобождения трубы и возврата к бурению, может ухудшиться стабильность ствола необсаженной скважины. По этой причине предотвращение прихвата труб и ускорение их освобождения в случае его возникновения имеют важное значение для буровых операций.

Прихват бурильных труб может вызываться следующими причинами:

1. Образование желобов на стенках скважины
2. Частицы в скважине
3. Ствол скважины с диаметром меньше номинального
4. Перепад давления в стволе скважины
5. Вяжущие вещества.

Анализ промысловых данных показал, что на Самотлорском месторождении, наиболее часто случаются прихваты в интервале Люлинворской свиты 390-560 м.

Возникновению прихватов при бурении под кондуктор на Самотлорском месторождении способствуют, по нашему мнению, прежде всего глины, которые чередуются с песками, причем глинистость составляет 95 % (таблица 1). Известно, что глины характеризуются высокой дисперсностью и гидрофильностью. Гидратация глинистых минералов приводит к набуханию глин, их диспергированию и переходу в раствор, что приводит к разупрочнению пород, слагающих стенки скважины, увеличению концентрации глины в растворе, а соответственно и изменению технологических свойств растворов [1-3].

Анализ буровых растворов, применяемых при бурении скважин под кондуктор на Самотлорском месторождении по проектам на бурение скважин показал, что в большинстве случаев используются полимерглинистые растворы, содержащие в основном реагенты регуляторы рН, вязкости и водоотдачи, утяжелители, смазывающие и антисальниковые добавки. В некоторых случаях в составе бурового раствора запроектированы ингибирующие добавки «Основа – ГС» и «Кольмасил» [4].

Таблица № 1

Литологический разрез скважины при бурении под кондуктор

Индекс стратиграф. подразд.	Стратиграфическое подразд.	Интервал по вертикали		Краткое название горной породы	Глинистость, %	Вид осложненный, приводящих к прихвату
		от (верх)	до (низ)			
1	4	2	3	6	7	8
Q	Четвертичные отложения	0	125	пески глины супеси суглинки	95.0	Сальникообразование, дифференциальный прихват. Потеря устойчивости стенок ствола скважины
P _{2/3}	Журавская свита	125	140	глины супеси пески	95.0	
P _{2/3}	Новомихайловская свита	140	240	глины супеси пески	95.0	
P _{1/3}	Атлымская свита	240	350	опоки глины	95.0	
P _{1/3}	Чеганская свита	350	390	глины пески	95.0	
P _{2/2}	Люлинворская свита	390	560	песчаники опоки глины	95.0	
P 1	Талицкая свита	560	655	алевриты глины песчаники	95.0	
K ₂	Ганькинская свита	655	790	глины алевриты	95.0	

Ингибирование буровых растворов проводится путем:

- ионного обмена (хлоркалийевые, кальциевые или хлорнатриевые, сперсеновые, формиатные или калиевые растворы, Kla-Gard, Kla-Cure, Kla-Stop);

- капсуляцией частиц буримых глин и стенок скважины за счет создания полимерных покрытий (Poly Plus RD, Polypac R, SP-101);

- капсуляцией частиц буримых глин и стенок скважины за счет создания водонепроницаемых пленок (силикатной или гликолевой).

- созданием водонепроницаемого барьера в порах и каналах буримых пород (Асфасол или Гликоль).

- капсуляцией частиц буримых пород и стенок скважины за счет применения многополимерных рецептов.

- растворы на углеводородной основе, как не имеющие в рецептуре воду и, следовательно, нейтральные к разбураиваемым глинам.

Для определения наилучшей ингибирующей способности было проведено тестирование образцов глины в 20% водных растворах различных реагентов (рисунок 1). Эксперименты показали, что увеличение глинистых образцов в среде недиспергирующих буровых растворов различны и составляют от 13,6% до 56,4%.

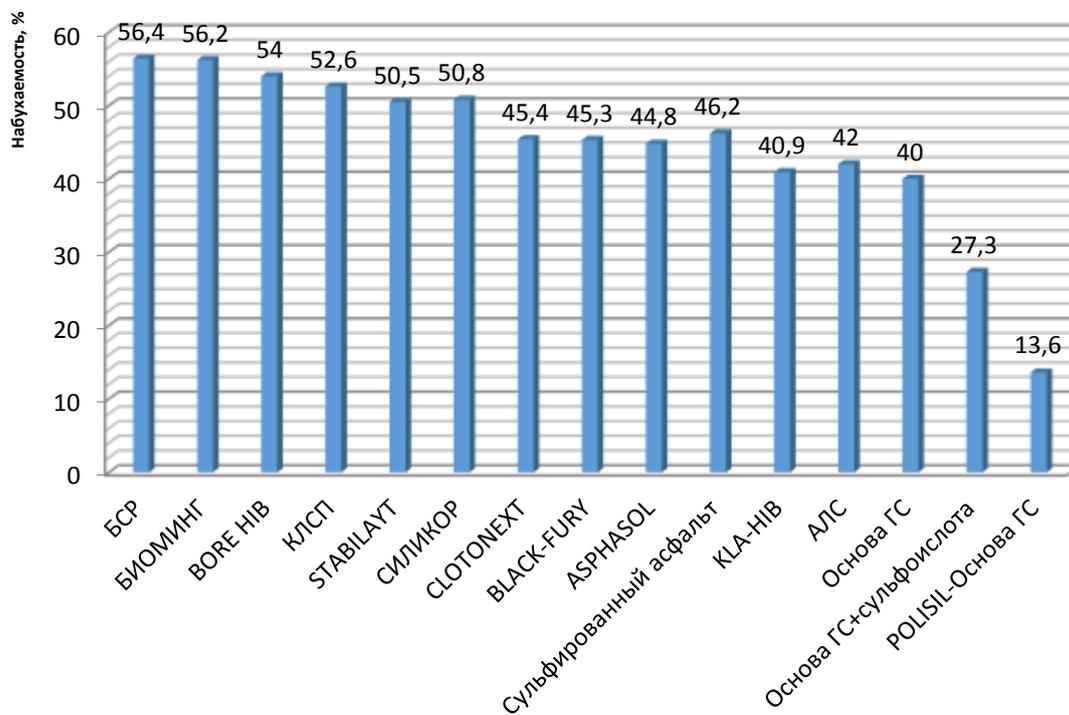


Рисунок 1. Набухание глинистой породы в зависимости от химического реагента

По полученным результатам можно судить о преимуществах растворов на основе комплексного реагента Polysil и Основа ГС с сульфокислотой. Значения конечного набухания за 12 часа данного раствора составляет 13,6%. Хорошим показателем является и то, что образцы глинистой породы после воздействия раствора остались твердыми.

Добавка «Основа-ГС» гидрофибризует поверхность глины выбуренной породы и стенок скважины. Предотвращает диспергирование шлама, стабилизирует неустойчивые горные породы, склонные к осыпям и обвалам, препятствует сальникообразованию на инструменте. Кроме того, «Основа-ГС» стабилизирует реологические и фильтрационные параметры бурового раствора, в том числе в условиях солевой агрессии.

Согласно ТУ У 26,8-34656408-002:2010 POLYSIL является комплексным реагентом, составляющими которого являются: силикат натрия или калия; модифицируемый битум; азотсодержащий полимер.

POLYSIL обладает высокой ингибирующей способностью, действие которого основано на синергетическом эффекте совокупности нескольких химических реагентов (силиката натрия или калия, модифицированного битума, азотсодержащего полимера) благодаря комплексному действию.

Действие этого реагента основано на синергетическом эффекте совокупности химических реагентов. Модифицированный битум – своим действием блокирует трещины ствола скважины, предотвращает осыпи и обвалы, а также гидратацию глинистых сланцев.

Главные составляющие битума: асфальтены – кристаллические твердые вещества, смолы – аморфные твердые вещества и нефти, которые могут содержать растворенные воски. Перечисленными составляющими химический реагент закупоривает микротрещины в осыпающихся аргиллитах. Силикат натрия – применяется для подавления гидратации и набухания глинистых материалов. Молекулы силикатного ряда адсорбируются на активных участках поверхности глин. В результате экранирования этих участков происходит подавление процессов гидратации и набухания глинистых материалов.

Азотсодержащий полимер – повышает вязкость фильтрата промышленной жидкости, что влияет на величину снижения показателя водоотдачи. Вследствие этого снижается проникновение фильтрата в трещиноватые глинистые породы. Кроме этого, азотсодержащие полимеры, обладают небольшой ингибирующей способностью.

Проведенный анализ позволяет рекомендовать:

- Для предотвращения размыва неустойчивых песков условную вязкость до глубины 350-400 метров (до Люлинворской свиты) поддерживать не ниже 70 сек.

- При бурении интервала глинистых отложений осуществлять ввод реагентов – ингибиторов POLISIL и Основа-ГС.

Талицкую свиту необходимо вскрывать с использованием бурового раствора повышенной плотности.

- Для ограничения продолжительности воздействия бурового раствора на глинистые отложения и снижения вероятности размыва стенок скважины, интервал бурения под кондуктор необходимо разбуривать с максимально возможной скоростью.

Библиографический список

1. Технология бурения нефтяных и газовых скважин : Учебник для студентов вуза : в 5 т. Т. 4 / В. П. Овчинников [и др.]. ; Под общей ред. В. П. Овчинникова. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. – 418 с.

2. Аксёнова, Н. А. Буровые промывочные жидкости и промывка скважин : учебное пособие для вузов : в 3 т. / Н. А. Аксёнова, О. В. Рожкова. - Тюмень : ТИУ, 2016.

3. Конесев, Г. В. Буровые промывочные жидкости / Г. В. Конесев, Н. А. Аксёнова // Технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник для студентов ВУЗов : в 5 т. Т. 3. – Тюмень : ТИУ, 2017. - С. 7 - 301.

4. Хайбдрахманов, Д. Т. Анализ причин возникновения прихватов при бурении скважин под кондуктор на Самотлорском месторождении / Д.

Т. Хайбдрахманов, Н. А. Аксёнова // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: материалы VIII Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых. - Нижневартовск, 2018. - С. 116 - 121.

МОБИЛЬНОЕ БУРЕНИЕ

Худайбердиев А.Т.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Аннотация. В данной работе представлен сравнительный анализ отечественных и иностранных мобильных буровых установок, а также описаны доли производителей в парке нефтяных компаний ХМАО – Югры.

Актуальность заключается в развитии нефтегазового комплекса России, которому способствуют качественное производство и использование мобильных буровых установок. А также в связи с тем, что с сентября 2014 года Евросоюз запретил своим компаниям оказывать буровые, геофизические, геологические, логистические, управленческие и иные услуги российским компаниям по разведке и добычи нефти и газа, вопрос о развитии отечественного производства остро встает на сегодняшний день.

В данной работе **объектом исследования** выбраны нефтяные компании ХМАО – Югры, а также крупные отечественные и иностранные производители мобильных буровых установок.

Предмет – развитие отечественного производства мобильных буровых установок.

Цель – выбор наиболее оптимальных МБУ для месторождений ХМАО – Югры.

Задачи исследования:

- 1) Дать определение понятию мобильные буровые установки.
- 2) Исследовать парк мобильных буровых установок компаний ХМАО – Югры.
- 3). Провести сравнительный анализ мобильных буровых установок отечественных и импортных производителей.
- 4) Определить наиболее оптимальные компоновки МБУ для эксплуатационного бурения в ХМАО – Югре.

Мобильное бурение – бурение с помощью мобильной буровой установки. МБУ - это установки с модульной компоновкой со своей собственной транспортной базой. Каждый модуль (модуль верхней вышки, модуль рабочей площадки, модуль буровой лебедки, модуль трансмиссии ротора и др.) – это отдельная транспортная единица со всем необходимым оборудованием, который прошел заводскую сборку и полностью готовый к монта-

жу и эксплуатации. Данный метод построения БУ дает возможность уменьшить сроки монтажа и транспортировки оборудования.

Транспортировка модулей осуществляется по дорогам общего пользования. В свою очередь модули имеют гидродомкратные устройства, позволяющие осуществлять монтаж БУ без крановой техники.

Первые МБУ начали производить на ВЗБТ (Волгоградский завод буровой техники) в 1996 г. Согласно данным RPI в настоящее время в российском парке МБУ лидирующие позиции принадлежат отечественным производителям - 60% (УралМаш, ВЗБТ, Кунгурский маш.завод, БОЭЗ) далее идут китайские компании - 17% (RG Petro Machinery, Shenya Group). На рынке также присутствуют европейские производители (SATVIA, Prime Drilling).

Далее нами был исследован парк мобильных буровых установок компаний ХМАО – Югры.

В АО «Самотлорнефтегаз» 67% отечественных и 33% импортных МБУ.

Из них установки для ЗБС (иностранные: Kremco-k125 - 1шт, Nov-75-200 - 4шт, Kremco-160 - 2шт, Zj-20-125 - 4шт; российские: АЕ-520-125 - 2шт, МБУ 125; 140; 160 - 15шт, МБК-140 - 5шт.).

Установки для эксплуатационного бурения (иностранные: ZJ-40 - 27шт, Mr-I-ER - 4шт, Kremco-220 - 1шт, Drillmec Mr-7000 - 2шт, NOV-900 - 4шт, Cooper tr-900 - 3шт; российские: БУ-3000-ЭУК - 2шт, БУ-320 - 1шт, БУ-3200 - 1шт, БУ-5000 - 1шт.)

В группе компаний ПАО «Варьеганнефтегаз» и АО «ННП» 70% отечественных и 30% импортных МБУ.

Из них установки для ЗБС (иностранные: Cooper 750, ZJ 30; российские: K160, МБУ-140, 160).

Установки для эксплуатационного бурения (иностранные: ZJ 40,50, Drillmec Mr - 8000; российские: ЭУК 3200, БУ 4000,4500,3000,3200).

Проведен сравнительный анализ технических характеристик мобильных буровых установок отечественных и импортных производителей, применяемых в нашем регионе (табл.1).

Таблица № 1

Сравнительный анализ используемых мобильных буровых установок

Наименование обозначения	Оптимальные значения	МБУ 180 (КУНГУР)	ZJ-40 (Beijing Jianxin)	БУ-3200 (УралМаш)	МБУ 170 ИЖДрил	БУ-3200 (ВЗБТ)
Мощность двигателя (-ей)(л.с.)	1200	1200	650	580	792	560
Скорость подъема крюк-блока (м/с)	2	2	1,3	1,5	1,3	1,55

Высота до подроторных балок, (м)	6	6	5	6	4,8	6
Длина подни-маемой свечи, (м)	25	25	30	18	24	18
Максимальная нагрузка на крюке, (кН)	2000	1900	2200	1900	1700	1900
Глубина бурения, (м)	3500	3500	3500	3200	2500	3200
Масса подъемного блока, (т)	72	72	82	110	72	122
Время монтажа буровой установки, (ч)	32	32	72	56	44	52

Исходя из анализа, наиболее оптимальными были выбраны мобильные буровые установки МБУ 180 и ZJ-40. Далее представлена сравнительная таблица данных установок.

Таблица № 2

Сравнительный анализ МБУ 180 и ZJ-40

Наименование обозначения	Оптимальные значения	МБУ 180	ZJ-40
Типы двигателя (-ей)	Один основной и второй дополнительный двигатели	1) Дизельэлектр. Caterpillar C18 ACRT - 2шт. 2) Эл. дв. 50 кВт	Дизельэлектр. CAT 3412 – 2шт
Базовая комплектация			
Лебедка гидравлического типа		Включена	Включена
Устройства аварийной эвакуации верхового рабочего и бригады с бурового основания		Включена	За дополнительную плату
Радиосвязь между членами бригады		Включена	Включена
Комплекты контроля и регистрации параметров бурения с черным ящиком и датчиками измерения усилий натяжений ветровых и силовых оттяжек		Включена	Не входит даже в дополнительную комплектацию

	Централизованная система смазки подшипников палубного оборудования; Автоматическая система смазки подшипников шкивов кронблока.	Не входит даже в дополнительную комплектацию
Каркасно-тентовые укрытия лебедочного блока, рабочего пространства на буровом основании, подроторного пространства, балкона верхового	Включены	Включены
Кабина и приборный блок для оператора	За дополнительную плату	За дополнительную плату
Кабины бурильщика и буровой бригады (с обогревом)	Включены	Не входит даже в дополнительную комплектацию
Циркуляционная система	За дополнительную плату	За дополнительную плату
	- Предусмотрена возможность утилизации шлама. - Электрооборудование во взрывозащищенном исполнении.	
Цена (средняя рыночная)	200 млн. руб.	317 млн. руб.

Вывод. Исходя из сравнительного анализа, я предлагаю использовать мобильную буровую установку МБУ 180 производства «Кунгурский машиностроительный завод» для нефтедобывающих компаний ХМАО-Югры. Считаю что данное предложение экономически эффективно из-за сравнительно низкой цены, более высокой мощности, лучшей комплектации и ряда других преимуществ (табл.1,2)

Библиографический список

1. Буровое оборудование : Справочник : в 2-х т. Т. 2. - Москва : Недра, 2003. - 494 с.: ил
2. Палагичев, Н. Б. Группа компаний «Кунгур» выводит на рынок новую модель буровой установки УРБ-ЗА3 / Н. Б. Палагичев // Территория Нефтегаз. – 2008. – № 6. – С. 136 - 139.
3. Буровое оборудование: учебное пособие / В. Г. Крец [и др.]. – Томск : Изд-во Томского политехнического ун-та, 2011. – 121 с.

Научный руководитель - Чебыкина Ю.Б., младший научный сотрудник.

АНАЛИЗ ПРИЧИН НЕКАЧЕСТВЕННОЙ КРЕПИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН И СПОСОБОВ ЕЕ УЛУЧШЕНИЯ

Шлеин Г.А.,¹ Семенов А.Ф.,¹ Симикин А.В.,¹ Коротков С.А.²

¹Тюменский индустриальный университет;

²ООО «СибГеопроект», г. Тюмень

Строительство эксплуатационных скважин с высокой и долговременной герметичностью крепи является достаточно сложной технико-технологической задачей, решение которой в полном объеме до настоящего времени не достигнуто ни в одном добывающем регионе. На месторождениях Западной и Восточной Сибири по-прежнему происходят аварии и осложнения, связанные с некачественным цементированием скважин: смятия обсадных колонн, межколонные давления (МКД), растепление мерзлых пород и грифоны, коррозия, нефтегазоводопроявления. Во избежание этих негативных явлений и для повышения качества крепления скважин необходимо полное и правильное соблюдение проектных решений, а также применение рациональных технологий и эффективных технических средств.

Учитывая возрастающий объем строительства горизонтальных и наклонно направленных скважин с большими зенитными углами [1], научно-исследовательскими институтами и центрами постоянно ведутся разработки принципиально новых составов тампонажных растворов. Заводами-изготовителями трубной продукции выпускается большое количество обсадных труб с новыми резьбовыми соединениями класса «Премиум», предприятиями по изготовлению технологической оснастки – элементы и оборудование для качественного крепления скважин.

Например, ООО «ТюменНИИгипрогаз» разработаны облегченные тампонажные растворы на основе комплексной облегчающей добавки КОД-1, а также составы цементов нормальной плотности с повышенными изолирующими характеристиками для цементирования в интервале глубоководных продуктивных пластов типа ЦТРС.

Сухие облегченные тампонажные смеси, включающие тампонажный портландцемент, комплексную облегчающую добавку КОД-1 и специальные компоненты, выпускаются под общим названием «цемент тампонажный облегченный стабилизированный» ЦТОС. Разработаны две разновидности данного цемента: ЦТОС-4 и ЦТОС-5, соответственно предназначенные для приготовления облегченных тампонажных растворов плотностью 1400 ± 20 кг/м³ и 1500 ± 20 кг/м³. Для цементирования обсадных колонн в скважинах с субгоризонтальным и горизонтальным окончанием предусмотрены модификации ЦТОС и ЦТРС со специальными армирующими волокнами и расширяющимися добавками.

Облегченные цементы типа ЦТОС и ЦТРС нормальной плотности прошли промысловые испытания и являются основными материалами для

цементирования обсадных колонн, в том числе, и в глубоких скважинах. Составы с армирующими волокнами позволяют предотвратить поглощения тампонажного раствора в процессе цементирования даже при наличии больших интервалов высокопроницаемых пород и повысить стойкость камня к растрескиванию при значительных деформациях обсадной колонны.

Физико-механические показатели принципиально новых облегчённых и нормальной плотности тампонажных растворов и камня с расширяющимися и армирующими добавками, а также результаты их применения приведены в работах [2, 3].

Как показал анализ акустической цементометрии и промысловых данных по результатам эксплуатации скважин, при наличии обсадных труб с высокогерметичными резьбовыми соединениями, применении стабилизированных низкоусадочных составов тампонажных растворов и включения в компоновку заколонных пакеров обеспечивается полное исключение МКД [4]. В целом, количество скважин с межколонными проявлениями увеличивается на 29 - 47 % от всех действующих, при этом все они относятся к случаям крепления обсадными трубами с резьбовыми соединениями типа ОТТГ. Учитывая высокие значения давлений в 25 % скважин с МКД, свидетельствующих о нарушении герметичности первичных и вторичных уплотнений колонной головки, можно говорить, что основной причиной МКД является все же нарушение герметичности труб с резьбовыми соединениями типа ОТТГ в приустьевой части. Кроме того, недоподъемы тампонажного раствора за обсадными колоннами, некачественные тампонажные материалы, нарушение режимов цементирования и, как следствие, плохое сцепление цементного камня с колонной и породами – все это приводит к возникновению МКД и ухудшению качества крепи скважины.

Очевидно, что сопоставлять качество сцепления камня с колонной для различных по плотности систем некорректно и, к тому же, данный показатель является косвенным и не позволяет в полной мере судить о надежной изоляции затрубного пространства при дальнейшей эксплуатации скважин. Поэтому для оценки надежности технологий и применяемых тампонажных систем более объективным показателем для скважин является наличие МКД. В особенности это касается газовых скважин.

Таким образом, опыт крепления обсадных колонн в скважинах показывает, что для качественного разобщения продуктивных пластов и создания герметичной крепи по всему интервалу цементирования требуется, в первую очередь, применение высоко стабилизированных универсальных тампонажных систем с расширяющимися и армирующими добавками и обсадных труб с высокогерметичными резьбовыми соединениями. Однако следует особо отметить, что указанные мероприятия могут быть в полной мере эффективными только при обязательном выполнении всего комплекса подготовительных работ к цементированию обсадных колонн.

В настоящее время применяемый комплекс технико-технологических решений при цементировании обсадных колонн совершенствуется в плане

повышения качества подготовки ствола скважины к спуску колонны, оптимальной оснастки колонны новыми опорно-центрирующими элементами, кондиционирования бурового раствора после спуска колонны для снижения реологических показателей и обеспечения условий его полного вытеснения буферным и тампонажным раствором.

В связи с усложнением составов тампонажных составов требуется также совершенствование технических средств приготовления гомогенных многокомпонентных сухих смесей и тампонажных растворов на их основе для обеспечения эффективного применения и получения ожидаемой герметичности крепи.

Библиографический список

1. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: справочник / А. Г. Калинин [и др.]. – Москва : Недра, 1997. – 648 с.

2. Белей, И. И. Новые тампонажные материалы для цементирования обсадных колонн в скважинах с различными термобарическими условиями (часть I) / И. И. Белей, Л. М. Каргапольцева, Н. Е. Щербич // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – № 6. – С. 33 - 37.

3. Белей, И. И. Новые тампонажные материалы для цементирования обсадных колонн в скважинах с различными термобарическими условиями (часть II) / И. И. Белей, Л. М. Каргапольцева, Н. Е. Щербич // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – № 7. – С. 47 - 49.

4. Коротков С. А. Анализ возникновения МКД и способы их предотвращения / С. А. Коротков // Проблемы развития газовой промышленности Западной Сибири: материалы XIV науч. - практ. конф. – Тюмень, 2008. – С. 14 - 17.

Научный руководитель – Шлеин Г.А., канд. техн. наук, доцент

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ИССЛЕДОВАНИЙ ОБРАЗЦОВ АЗОТСОДЕРЖАЩИХ РЕАГЕНТОВ

Шлеин Г.А.,¹ Семенов А.Ф.,¹ Симикин А.В.,¹ Стадухин А.В.²

¹Тюменский индустриальный университет;

²ООО «Газпром геологоразведка», г. Тюмень

Наряду с реагентами из природных материалов и продуктов их модифицирования в буровых растворах получили распространение и реагенты синтетического происхождения. Применение этих продуктов открыло возможности синтеза реагентов с заданными свойствами в соответствии с тре-

бованиями бурения. Наиболее широкое использование из реагентов этой группы получили азотсодержащие полимеры, которые были впервые применены в США в 1949 г. [1]. Азотсодержащие реагенты благодаря содержанию активных групп, различных по своей природе, и атомов водорода с повышенной способностью к образованию водородных связей склонны к различным химическим превращениям и взаимодействиям с другими реагентами.

Авторами статьи проведена сравнительная оценка исследований некоторых образцов азотсодержащих полимеров 1 группы. Результаты исследований приведены в таблице 1.

Все представленные образцы обладают хорошими псевдопластичными свойствами, показатель нелинейности степенной реологической модели 0,27-0,41. Это свойство необходимо для улучшения очистки ствола скважины при разбурировании неустойчивых отложений и многолетнемёрзлых пород горизонтальными скважинами.

Таблица № 1

Сравнительный анализ некоторых полимеров 1 группы

Наименование полимера	Оптимальная добавка, %	Эффективность флокуляции	Влияние ионов кальция	Увеличение фильтрации при повышении давления и температуры	Показатель нелинейности реологической модели для водных растворов
StabVisco APM	0,0005-0,0007	468	При 0,3% CaCl ₂ разжижение, увеличение Ф в 4 раза	в 3 раз	0,27 - 0,32
BauDF РНРА	0,001-0,050	390	При 0,3% CaCl ₂ разжижение, увеличение Ф в 3 раза	в 5 раз	0,31 - 0,37
Poly Mud H	0,0005-0,0007	390	При 0,3% CaCl ₂ разжижение, увеличение Ф в 4,5 раза	в 6 раз	0,29 - 0,31
Poly Mud FL	0,05 - 0,1	41	При 0,3% CaCl ₂ разжижение, увеличение Ф в 5,0 раза	в 6 раз	0,38 - 0,41
BW Rheocap S	0,04 - 0,07	72	При 0,2% CaCl ₂ без изменения, с 0,3% коагуляция	в 4 раза	0,46 - 0,50
DKS Extender V5	0,03 - 0,07	48	При 0,3% CaCl ₂ разжижение, увеличение Ф в 4 раза	<< в 4 раза	0,48 - 0,50
Cydril	0,05 - 0,10	44	При 0,1% CaCl ₂ резкое загустевание до н/т	в 5 раз	0,35 - 0,32
EZ Mud DP	0,05 - 0,10	63	При 0,3% CaCl ₂ разжижение, увеличение Ф в 3,5 раза	в 6 раз	0,34 - 0,40
Poly-Kern D	0,05 - 0,15	132	При 0,1% CaCl ₂ и выше загустевание до н/т	в 5 раз	0,29 - 0,50
Seurvey FL	0,3 - 0,4	27	При 0,3% CaCl ₂ разжижение в 1,2 раза, увеличение Ф в 1,7 раза	в 3,3 раза	0,85

Примечания:
1. Оптимальная добавка полимеров приведена для глинистой суспензии из г/п с выходом 7 м³/т;
2. Эффективность флокуляции оценена в отношении 4% суспензии из глины с выходом 2,4 м³/т;
3. Фильтрация на УИВ-2 замерена при 70 °С и 50 атм.; практически не происходит.

Из таблицы 1 следует, что исследованные реагенты малоустойчивы к ионам кальция. Наиболее устойчивым в этом отношении является образец «BauDF РНРА», при 0,3 % - ной добавке CaCl_2 отмечается увеличение фильтрации в 3 раза, этот результат близок к устойчивости к ионам кальция реагента Seurvey FL (0,3 % добавка CaCl_2 вызывает увеличение фильтрации в 1,7 раза). Образцы StabVisco АРМ, Poly Mud Н, Poly Mud FL при 0,3 % содержании CaCl_2 разжижаются и изменяют фильтрацию глинистой суспензии в 4,0, 4,5 и 5 раз соответственно.

Авторами исследована флокулирующая способность представленных образцов по отношению к грубодисперсным частицам в среде 4%-ной суспензии из глины с выходом 2,4 м³/т. Установлено, что не все образцы являются эффективными флокулянтами. Наиболее ярко выражены эти свойства в сравнении с гранулированным полиакриламидом, реагентами Cydril и Seurvey FL, у реагентов марок «BauDF РНРА», Poly Mud Н и StabVisco АРМ, эффективность флокуляции выше до двух раз.

Изменение динамической фильтрации при 70 °С и 5 МПа в наибольшей степени характерно для Poly Mud Н и Poly Mud FL (увеличение в 6 раз), а в наименьшей степени – для StabVisco АРМ, так как увеличение динамической фильтрации изменяется не более чем в 3 раза. Остальные реагенты занимают промежуточное положение (увеличение в 5-6 раз).

Также были проведены исследования ингибирующей способности реагентов. В качестве критерия оценки ингибирующей способности полимеров использовали степень набухания образца комовой глины (глина с выходом глинистого раствора 2,4 м³/т) в динамических условиях в среде 0,5 %-ных водных растворов полимеров. Исследования проводились на тестере линейного набухания при температуре (22±2) °С в соответствии с СТО Газпром 7.3-034-2015 [2]. Таким образом, было выявлено, что лучшими ингибирующими свойствами обладает реагент марки Stab Visco АРМ, степень набухания образца комовой глины снижается в сравнении с дистиллированной водой на 41 %. Реагенты Poly-Mud Н, BauDF РНРА по степени набухания занимают вторую и третью позиции по ингибирующей способности, степень набухания образца в среде их водных растворов снижается 37 % и 36 % соответственно. Худшие ингибирующие свойства отмечены для реагента Poly-Mud FL, образец комовой глины набухает в среде водного раствора этого реагента меньше лишь на 15 %, в сравнении с дистиллированной водой.

Таким образом, после исследования образцов азотсодержащих реагентов можно сделать вывод, что самыми эффективными ингибиторами являются полимеры акрилового ряда: Poly Mud Н и BauDF РНРА.

Библиографический список

1. Новый справочник химика и технолога. Сырьё и продукты промышленности органических и неорганических веществ: под ред. Поко-

новой Ю.В. – Санкт-Петербург : АНО НПО «Профессионал», 2005. – Ч.П. – С. 1054 - 1057.

2. СТО Газпром 7.3-034-2015. Документы нормативные для строительства скважин. Буровые растворы. Методика выполнения измерений ингибирующих свойств буровых растворов в динамических условиях. – Москва: ООО «Газпром экспо», 2015. – 28 с.

Научный руководитель - Шлеин Г.А., канд. техн. наук, доцент

ЛИКВИДАЦИЯ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Эльмурзиев Д.А., Кононов И.А., Фаттахов Э.Р.
Тюменский индустриальный университет

На сегодняшний день актуальна проблема, связанная с ликвидацией негерметичности обсадных колонн, отключением обводнившихся продуктивных пластов и сложностью конструкции применяемого оборудования для решения данных проблем.

Актуальность проблемы заключается в том, что на рынке требуются оборудования с упрощенной и надежной конструкцией, с минимальным количеством деталей, затратами на изготовление и ремонт, так как существующие пакер-пробки имеют более сложную конструкцию и требуют значительные расходы на ремонт и изготовление, высокую сложность сборки.

Известен пакер (рис.1), содержащий полый ствол с заглушкой и упором, установочный фиксатор, приводной корпус и шток установочного гидроцилиндра.

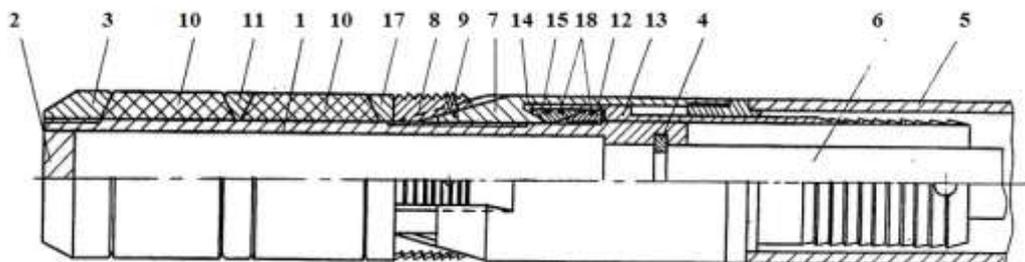


Рисунок 1. Пакер (Патент РФ №2137901)

Ствол-1; заглушка- 2; упор- 3; стопорное кольцо кольцевыми проточками- 4; корпус-5; шток-6; полый ствол- 1; конус- 7; шлицы- 8; срезные штифты- 9; уплотнительные элементы- 10 с разделительным кольцом- 11 между ними; фиксатор положения уплотнительного элемента с удерживающими губками- 12 и съемным кожухом- 13; коническая опорная поверхность- 14; конические вкладыши- 15; толкатель- 16; упорное кольцо- 17; Удерживающие губки 12 и конические вкладыши 15 относительно съемного кожуха 13; уплотнены уплотнениями- 18

Основным недостатком данного пакера является его сложность конструкции, за счет наличия сложных деталей, как конус, фиксатор положения уплотнительного элемента с удерживающими губками, конические вкладыши, требующие точности изготовления и существенно усложняющие сборку, несоблюдение которых чревато снижением надежности устройства.

Так же известен гидравлический пакер (рис.2), который состоит из корпуса и жестко связанных с ним патрубка и ствола, уплотнительного элемента в виде упругорасширяющегося рукава. В пакере для обеспечения пакерования и распакерования установлены нагнетательные и обратные клапаны для сообщения рабочей камеры уплотнительного элемента с нагнетательной камерой и кольцевой полостью под дополнительным поршнем.

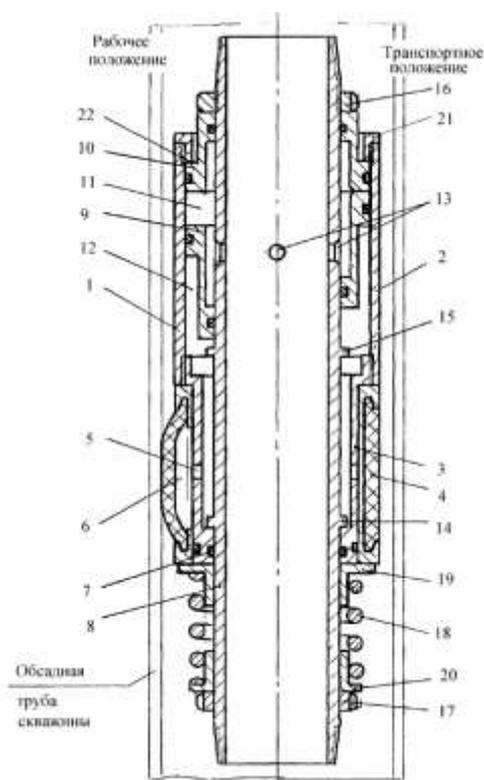


Рисунок 2. Гидравлический пакер

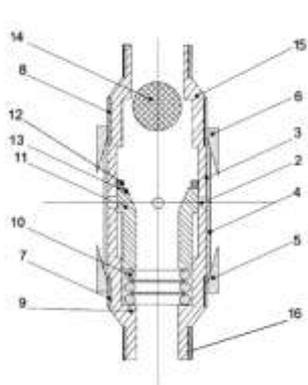
Корпус- 1; наружная гильза- 2; втулка- 3; уплотнительный элемент- 4; радиальные окна- 5; внутренняя полость- 6 уплотнительного элемента; уплотнительное резиновое кольцо- 7; полый ствол- 8; два поршня – основной- 9; и наружный- 10; камера- 11; полость- 12; радиальные отверстия- 13; в стволе; буртик- 14,15,22; стопорные элементы- 16 и 17; пружина- 18; центрующие шайбы- 19 и 20; гайка-ограничитель- 21

Рассмотренный гидравлический пакер имеет следующий недостаток: для перевода пакера в рабочее положение (пакерование) необходимо установить его хвостовую опору на забой, что является значительным недостатком, который ограничивает его применение.

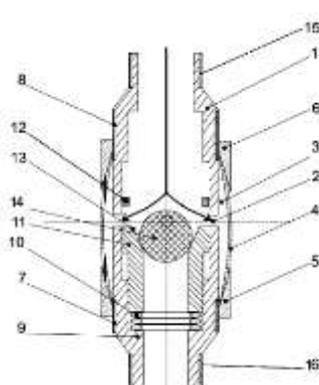
Предлагаемая модель преследует следующую цель- это разработка надежного внутрискважинного пакера-пробки надувного действия, позволяющего разобщить ствол в скважине при проведении технологических операций, распакование которого должно производиться за счет сброса шара и создания избыточного гидравлического давления технологической жидкости внутри спускаемых труб. Пакер-пробка спускается в собранном виде в скважину на колонне НКТ. При достижении необходимой глубины в скважине, во внутреннюю полость НКТ сбрасывается. Шар попадает в специальный паз подвижной втулки, находящейся внутри пакер-пробки. При закачивании технологической жидкости через колонну НКТ во внутреннюю полость пакер-пробки, шар закрывает внутреннюю полость пробки, сдвигает подвижную втулку, происходит сжатие пружины, расположенной над буртиком, и тем самым открываются специальные каналы для нагнетания технологической жидкости в полость между корпусом пакер-пробки и уплотнительным элементом. При закачивании технологической жидкости в каналы происходит растяжение уплотнительного элемента пакер-пробки, закрепленного к корпусу с помощью стопорных колец на резьбовых соединениях.

При окончании закачивания технологической жидкости необходимо произвести сброс давления, для того чтобы внутренняя подвижная втулка встала в исходное положение. При этом происходит разжатие пружины, втулка приподнимается до буртика.

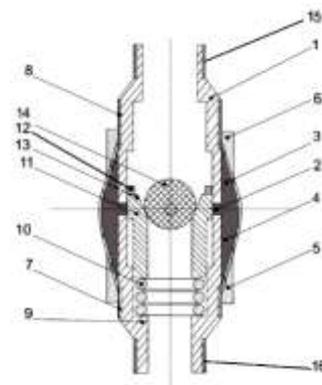
Сущность предлагаемой полезной модели представлена на чертежах (фиг. 1, 2 и 3). На фиг. 1 представлен чертеж пробки в транспортном положении, на фиг. 2 – в процессе распаковки (надувания), на фиг. 3 – в рабочем (распакованном) положении.



Фиг.1



Фиг.2



Фиг.3

Пакер-пробка надувного действия состоит из корпуса 1, в котором имеются специальные каналы (отверстия) 2 для нагнетания технологической жидкости во внутреннюю полость 3, находящейся между резиновым уплотнительным элементом 4 и непосредственно корпусом 1 пробки.

Уплотнительный элемент 4 пробки закреплен к корпусу 1 с помощью нижних 5 и верхних 6 стопорных колец, накрученных к корпусу пробки с помощью резьбовых соединений 7 и 8. Внутри пакер-пробки над буртиком 9 расположена пружина 10, сверху которой находится подвижная втулка 11. Сверху подвижная втулка 11 внутри пробки подпирается выступом 12. Подвижная втулка 11 имеет специальные пазы 13 под диаметр сбрасываемого шара 14. Сверху и снизу пакер-пробка имеет резьбовые соединения 15 и 16 для присоединения труб НКТ.

Исходя из выше сказанного, можно сделать вывод, что предлагаемый пакер имеет более простую и надежную конструкцию позволяющий разобщить ствол в скважине при проведении технологических операций.

Библиографический список

1. Girmaa Jiima, “Master of Science in Petroleum Technology, Drilling Specialization”. – 2013

Научный руководитель – Водорезов Д.Д., канд. техн. наук, доцент

РАЗРАБОТКА МЕТОДА ОЦЕНКИ ЗАБОЙНЫХ ДАВЛЕНИЙ В ХОДЕ БУРЕНИЯ С УЧЕТОМ ПРОЦЕССА ВЫНОСА ШЛАМА И ДИНАМИЧЕСКИХ ЭФФЕКТОВ

Эльмурзиев Д.А., Кононов И.А., Румянцев А.О.
Тюменский индустриальный университет

Аннотация:

В статье описан подход к вычислению оптимального расхода буровой промывочной жидкости при бурении в осложненных геологических условиях с математической интерпретацией.

The article describes the way to calculate the optimal consumption of drilling mud during the drilling on complicated geological conditions using the mathematical interpretation.

В настоящее время актуальна проблема, связанная с поглощениями в процессе строительства скважин в неустойчивых породах.

Как уже известно, породы склонные к поглощению это в основном породы, обладающие высокой поровой трещиной проницаемостью. Чаще всего буровой раствор поглощается в карбонатных (особое внимание имеют известняки) породах.

При прохождении участков склонных поглощению могут возникнуть в дальнейшем ряд осложнений, такие как потеря стабильности стенок скважины, к прихвату колонны, которые в дальнейшем могут приве-

сти к авариям. Условиями возникновения перечисленных проблем являются: параметры бурового раствора, скорость спуска колонны, скорость подачи промывочной жидкости, горно-геологические особенности (пласты с высокой проницаемостью и пористостью, наличие трещин и каверн в интервале поглощения, пласты после продолжительной эксплуатации с низким пластовым давлением).

Проблема возникает в результате увеличения гидростатического давления в процессе бурения скважины за счет повышения плотности бурового раствора из-за наличия в нем выбуренной породы и увеличения эквивалентной плотности промывочной жидкости по причине потерь давления в кольцевом пространстве при циркуляции.

Для того чтобы буровой раствор в процессе бурения не загрязнялся выбуренной породой, но даже при правильном подборе режимов спуска колонны и плотности бурового раствора проблема поглощения может возникать из-за превышения гидростатического давления за счет зашламления бурового раствора и увеличения эквивалентной плотности промывочной жидкости по причине потерь давления в кольцевом пространстве при циркуляции. Данная работа посвящена определению оптимального расхода бурового раствора, который позволил бы достичь минимальной эквивалентной плотности при минимальном содержании шлама в растворе в кольцевом пространстве.

Т.к. в процессе бурения буровой раствор загрязняется выбуренной породой, то происходит увеличение плотности, что непосредственно увеличивает давление гидростатическое. Содержание шлама в буровом растворе и, соответственно, его плотность, тесно связано со скоростью оседания частиц. Для того чтобы в скважине у нас находился “чистый” буровой раствор необходимо увеличить скорость подачи промывочной жидкости в скважину, но увеличение скорости подачи приводит к повышению гидродинамического давления. Таким образом, решаемая задача сводится к поиску минимума функции

$$F(x) = \Delta P(x) + \Delta PG(x),$$

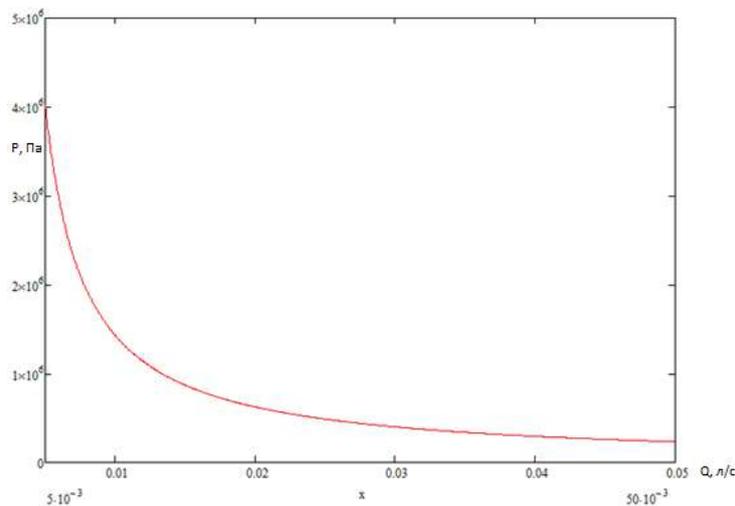
где x – расход буровой промывочной жидкости, л/с, ΔP – потери давления в кольцевом пространстве, Па, ΔPG – разница в гидростатическом давлении между чистым и загрязненным раствором, Па, находится по формуле

$$\Delta PG(x) = PG_{гр}(x) - PG_{ч},$$

где $PG_{гр}(x)$ – гидростатическое давление грязного раствора Па, которое является функцией от расхода буровой промывочной жидкости, $PG_{ч}$ – гидростатическое давление чистого бурового раствора.

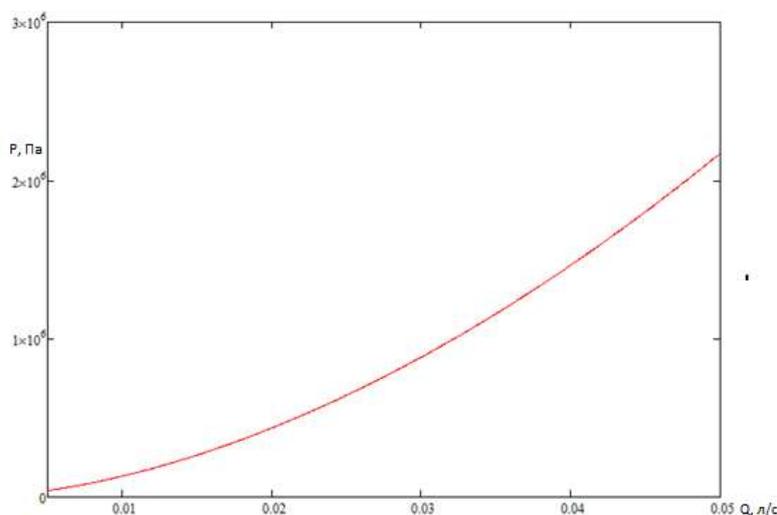
Разницу в гидростатическом давлении между чистым и загрязненным раствором $\Delta PG(x)$ вычисляем по корреляции Мура, которая учитывает изменение скорости межфазного скольжения в зависимости от ре-

жима течения [1]. Для расчета была выбрана вертикальная скважина высотой 3000 м, средний диаметр частиц шлама был принят 3 мм, буровой раствор плотностью 1,05 г/см³ с вязкостью 10 мПа*с. Скважина принята диаметром 215,9 мм, длина бурильной колонны диаметром 127 мм составляет 2920 м, длина УБТ диаметром 152 мм составляет 70 м. В результате расчетов $\Delta P_G(x)$ получен следующий график. Как видно из графика, при расходах менее 15 л/с прирост забойного давления составляет более 10 атм., что является значительной величиной.

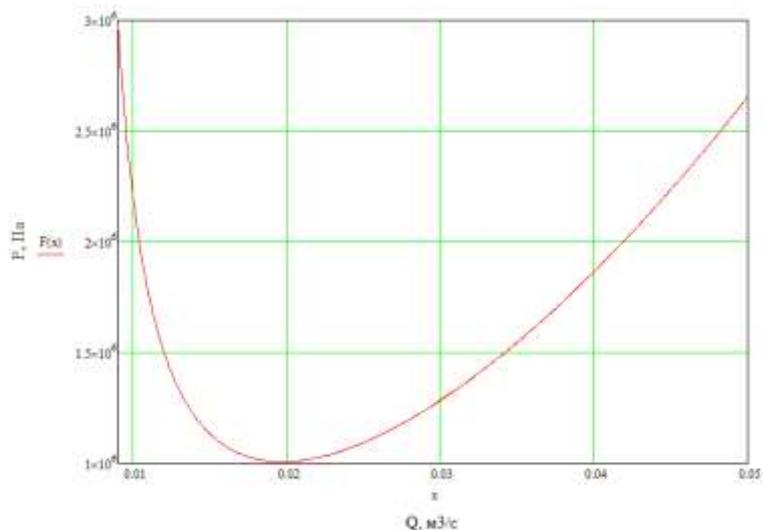


Потери давления в кольцевом пространстве $\Delta P(x)$ рассчитаны по формуле Дарси-Вейсбаха [2]. Для расчета использовалась та же скважина, что и при реализации корреляции Мура. В результате получен следующий график

$$\Delta P = \lambda * \frac{\left[\left(\rho * \frac{4 * Q}{\pi * (D_{СКВ})^2 - \pi * (D_{УБТ})^2} * (D_{СКВ} - D_{УБТ}) \right) * \rho * \left[\frac{4 * Q}{\pi * (D_{СКВ})^2 - \pi * (D_{УБТ})^2} \right]^2 * D_{БТ} \right]}{2(D_{СКВ} - D_{УБТ})}$$



Находя значения функции $F(x)$, которая показывает суммарный прирост давления на забой, исходя из двух обозначенных факторов, получен следующий график.



Согласно предложенному подходу найден минимум прироста давления, он составляет 10,6 атм. и соответствует расходу бурового раствора в 19,6 л/с.

Предложенный подход позволяет оптимизировать гидравлическую программу бурения, вскрытие продуктивного пласта и дает возможность с большей эффективностью пробурить скважину.

Библиографический список

1. Girmaa Jiima, "Master of Science in Petroleum Technology, Drilling Specialization". - 2013

Научный руководитель – Водорезов Д.Д., канд. техн. наук, доцент

СЕКЦИЯ V ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРАНСПОРТНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МАШИН И КОМПЛЕКСОВ

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РЕЖИМОВ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ АВТОМОБИЛЕЙ

Гасымов Э.А.
филиал ТИУ в г. Нижневартовске

В статье обсуждается проблема совершенствования технического обслуживания (ТО) и ремонта (Р) автомобильной продукции, график проведения мероприятий, связанных с проверкой состояния автотранспортных средств. Данная работа позволит выбрать оптимальную методику проверки транспорта и целесообразное использование ресурсов производства и технической оснащенности машиностроительных предприятий.

В Российской Федерации давно используется планово-предупредительная система (ППС) ТО и Р машин, правила которой сложены и зафиксированы в «Положении о техническом обслуживании и ремонте подвижного состава автомобильного транспорта». У такого метода обслуживания есть основная недоработка – неподходящие режимы обслуживания для некоторых автомобилей. Однако на данный момент ППС используется как единственное средство, помогающее по плану следить за техническим обслуживанием автомобилей. Основным способом определения времени ТО в данном методе являются статистические данные разработанные для старых моделей автомобилей и не отвечающее современным стандартам. За этот период появились новые направления, действующее на техническое обслуживания, в числе которых можно выделить следующее.

1) В различных сводках и нормативах предполагали со временем увеличение технического обслуживания и ремонта автомобилей, так как это является признаком прогресса технологий. Но за последние двадцать лет поменялась структура парка, механизм работы авто, уход за их состоянием, экономическая составляющая. Все это повлияло на ТО парка. Данные перемены не использовались в базе. Поэтому стали использоваться необъективные методы к технологическому обустройству предприятий отрасли.

2) Новые модели автомобилей не соответствуют образцам стандарта технического обслуживания и ремонта старых машин.

3) В данных условиях, при которых создавалась ППС, которая является практически основной системой планового технического обслуживания и ремонта авто, начала работать еще в дорыночных условиях. Тогда были абсолютно другие соотношения цен на производство товара, грузовые перевозки и собственную стоимость машины, которые использовались в данной работе. Вся эта система ППС создавалась для таких условий, для

которых нормативы и регламенты, которые используются на данный момент, не актуально в наше время и зачастую не доводит до полного использования ресурса авто.

К примеру, по этим причинам в сложную ситуацию попал общественный транспорт, где по причине не полного использования ресурсов техники и его деталей при предупредительном обслуживании, приходится в несколько раз больше, чем в прежние времена.

Сейчас в ППС повторяемость и кропотливость технического обслуживания и ремонта транспорта регулируются благодаря коэффициентам, которые зависят от следующих данных [1]:

- категории условий эксплуатации - K1;
- модификации подвижного состава и организации его работы - K2;
- природно-климатических условий эксплуатации - K3;
- пробега с начала эксплуатации - K4;
- масштаб автотранспортного предприятия (АТП) и числа совместимых групп парка - K5.

Также данные коэффициенты при различных обстоятельствах определяют при произведении разных коэффициентов при следующих составляющих:

- периодичности ТО - K1 K 3;
- ресурса (пробега до КР) и расхода запасных частей - K1 K2 K3;
- трудоемкости ТО - K2 K5;

Пример таблицы коэффициента K3 приведен в таблице 1.

Такой способ технического обслуживания и ремонта подвижных машин является достаточно ограниченным и пользуется ею нечасто.

В основном, не следуя экономической целесообразности, современные транспортные предприятия ориентируются на ТО по календарным графикам, которые почти не используют стандарты. Иногда по графикам используют одинаковые сроки ТО для разных типов транспорта, и разного пройденного пробега. Такое обслуживание, конечно, не является правильной.

Также, ТО иногда проводят по фактическому пробегу на основании показателей спидометра. Однако данный метод тоже невыгоден, ведь избежать недопробега и перепробега очень сложно.

Таким образом, проанализировав вышесказанное, в теории и на практике самым целесообразным методом является ТО основанном на графике, составленном с учетом среднесуточных пробегов.

Так каждая машина ставится на обслуживание в определенный для него календарный период проведения технического обслуживания $D'_{ТО}$ ($D_{ТО}$ – периодичность в рабочих днях)

$$D'_{ТО} = \frac{L'_{ТО}}{L_{СС} * a}$$

где $L'_{ТО}$ – нормативная изменённая периодичность обслуживания, в км;
 a – предполагаемый или подлинный коэффициент использования автомобилей.

Предполагаемая средняя периодичность ТО составит

$$L'_{ТО} = L_{СС} * D_{ТО} * a$$

Таким образом, составив график проведения ТО и Р по этим данным позволит значительно увеличить время между корректировками данных. Благодаря стабильности, которую приобретает система, улучшается дисциплина водителей и в целом других работников персонала в части ТО.

Библиографический список

1. Корректирование нормативов технического обслуживания и ремонта подвижного состава [Электронный ресурс] // Судебные и нормативные акты РФ – Режим доступа: <https://sudact.ru/law/polozhenie-o-tekhnicheskom-obsluzhivanii-i-remonte-podvizhnogo-polozhenie/2/korrektirovanie-normativov-tekhnicheskogo-obsluzhivaniia-i-tablitsa-2.10/>

Научный руководитель - Бабюк Г.Ф., старший преподаватель.

УРОВНИ УПРАВЛЕНИЯ ПРОЕКТОМ НА АВТОТРАНСПОРТНЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

Ефимова С.В.,¹ Закиров Э.А.,² Мусаев Э.А.,² Санчило Я.А.²

¹ Кемеровский государственный университет;

² Тюменский индустриальный университет

Основные факторы влияния на эффективность методологии управления проектами. Значительная часть успеха реализации проектов на современных автотранспортных предприятиях (АТП) зависит от выбранного подхода управления, что предусматривает особый пакет инструментов проектного менеджмента и способов их применения. Подход управления является основополагающим элементом системы управления проектом, эффективность применения которой определяет уровень достижения целей проекта при заданных ограничениях ресурсов проекта (предприятия).

Подходы к управлению в пределах и за пределами горизонта планирования проекта отличаются, поскольку они предусматривают выполнение процессов на различных уровнях управления. Несбалансированное распределение уровней управления приводит к невозможности применять процессы интеграции проекта и, как следствие, неэффективного управления в целом.

Основным фактором влияния на эффективность методологии управления проектами и в зависимости от этого на выбор подхода к управлению

является уровень неопределенности в проекте. Учитывая это, проблема контроля уровня неопределенности и осуществления действий по его уменьшению являются главным приоритетом при реализации проектов на современных АТП в сложных экономических условиях.

Таким образом, вопрос выбора правильного подхода к управлению в пределах и за пределами горизонта планирования проекта с различным уровнем неопределенности в проекте является ключевым фактором достижения эффективности применения системы управления проектом.

Уровни управления проектом. Успешность реализации проектов на АТП в значительной степени зависит от возможности выполнять достоверное планирование и соответственно организовывать ресурсы предприятия на его осуществление. Значительное влияние внешних и внутренних факторов влияния, порожденных инновационной природой проектов, также определяет уровень неопределенности. Это требует применения новых подходов управления, которые дадут возможность преодолевать негативное влияние значительного уровня неопределенности на процесс реализации проекта.

Процесс применения инновационных подходов, не имеющих многочисленных примеров использования и четко прописанных стандартов, остается высокорискованным. В связи с этим возникает необходимость их всестороннего системного анализа с целью выявления критериев эффективного их применения и адаптации к современным условиям реализации строительных проектов.

Одной из приоритетных задач решения этого вопроса является разработка принципов формирования и оптимизации пакета инструментов инновационных подходов к управлению с целью снижения неопределенности в проекте. Однако эту задачу невозможно реализовать, не определив предварительно условия, при которых применение таких подходов будет целесообразным.

Эффективность применения подхода проектного менеджмента определяют как степень достижения целей проекта, обеспеченного путем управления, так и оптимизации ресурсов проекта. В свою очередь уровень оптимизации ресурсов зависит от возможности построения и выполнения долгосрочных планов в проекте.

Поскольку проектам с высоким уровнем неопределенности присуща неопределенность и изменения, то запланированной оптимизации ресурсов невозможно достичь. В связи с этим применение подхода проектного менеджмента в данных проектах часто критикуют за свою неэффективность. Причины снижения эффективности в проектах с высоким уровнем неопределенности можно проанализировать, разделив процесс реализации проекта на уровне управления и определив горизонт планирования проекта.

Управление проектами осуществляют на трех уровнях [1]: 1. Управление бизнес идеями. 2. Управление проектом. 3. Оперативное управление.

К функциям управления бизнес идеей входит управление целями, содержанием и экономическими показателями проекта. На этом уровне происходит стратегическое управление проектом и функция управления содержанием проекта для достижения финансово-экономических целевых показателей проекта. Соответственно на уровень приходится 50% ответственности за результаты проекта [1].

Уровень управления проектом отвечает за реализацией поставленных целей проекта в заданных ограничениях. Основные функции уровня заключаются в подготовке информации для построения стратегических планов и выполнения тактического планирования с дальнейшей координацией и оптимизацией ресурсов с целью снижения затрат на их применение. Таким образом, данный уровень управления проектом устанавливает взаимосвязь технологического прогнозирования и стратегического планирования для выработки результативной системы стратегического управления.

Функция уровня оперативного управления обеспечивает выполнения задач, поставленных на кратковременный период реализации проекта. Именно этот уровень ответственен за эффективность использования ресурсов для осуществления каждой отдельной задачи, но при этом уровень оперативного управления не учитывает влияние от реализованных задач на среднесрочные и долгосрочные цели проекта [2].

Задача расширения горизонта планирования проекта заключается в заблаговременном предупреждении о возможности получения нежелательного результата, чтобы тем самым обеспечить достаточный запас времени для выполнения действий, направленных на коррекцию ситуации для предотвращения отрицательных результатов [2]. Ведь только при наличии достаточного запаса времени на выполнения проектных действий можно достичь заметного эффекта от координации ресурсов и команды проекта. Расширение горизонта планирования проекта существенно повышает эффективность реализации проекта.

Особенно остро задача расширения горизонта планирования проекта и принятия решений предстает в инновационных проектах предприятий [3], а также при разработке корпоративных систем ТОиР автомобилей [4], характерной чертой которых является неопределенность и большое количество изменений при их реализации, что приводит к необходимости применения более коротких итераций процесса планирования.

Предложенная методология может быть распространена на цели и задачи предприятий нефтегазовой отрасли при планировании обновления или ремонта гидравлического оборудования [5] или при внедрении новых технологий.

Библиографический список

1. Воропаев, В. И. Математические модели проектного управления для заинтересованных сторон / В. И. Воропаев, Я. Д. Гельруд // Управление проектами и программами. – 2012. – №4 (32). – С. 258 - 269.

2. Креативные технологии управления проектами и программами / С. Д. Бушуев [и др.]; под ред. С. Д. Бушуева; Укр. ассоц. упр. проектами. – Киев : Саммит-Книга, 2010. – 763 с.

3. Лазарев А. В. Принятие проектных решений в нефтегазовой отрасли с использованием методологии структурирования функции качества А. В. Лазарев, Ю. И. Казаринов // 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.

4. Казаринов Ю. И. Методология построения корпоративной системы технического обслуживания и ремонта автомобилей на сервисном предприятии / Ю. И. Казаринов, Е. Ю. Казаринова // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса : материалы VIII Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых. – Тюмень, 2018. – Т.2. – С. 148 - 151.

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

ПРИНЦИПЫ РАЗРАБОТКИ И ВНЕДРЕНИЯ КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ПРОЕКТАМИ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ АВТОСЕРВИСА

Ефимова С.В.,¹ Закиров Э.А.,² Мусаев Э.А.,² Санчило Я.А.²

¹ Кемеровский государственный университет;

² Тюменский индустриальный университет

Технология проектного менеджмента доказала свою способность внедрять социальные, технические и инвестиционные проекты в различных отраслях деятельности человечества. Продуктом проекта являются материальные и нематериальные объекты, а объектами проекта - процессы и системы. Во всех типах проектов принимаются и реализуются различного рода решения. Формально весь жизненный цикл проекта состоит из двух основных процессов, связанных с разработкой продукта проекта и непосредственно с процессами управления проектом, направленных на достижение проектных целей и решения задач. Доминирующей и стратегической целью в технических проектах является решение технической проблемы, поэтому все управленческие решения внутри проекта направлены на эффективное управление всеми проектными ресурсами для успешного и своевременного завершения всех фаз жизненного цикла (поэтапное разработку продукта проекта) с соблюдением всех рекомендаций стандартов по управлению проектов.

Основной проблемой внедрения методов проектного менеджмента на предприятиях автосервиса заключается в недоверии руководства компаний к новым методам управления. Осознание необходимости внедрения инновационных технологий управления (в частности проектного менеджмента), как и внедрение всего нового и передового» в различных сферах деятельности общества, подчиняется эволюционному закону развития. С другой стороны, известно [1], что методы проектного менеджмента при использовании их в компаниях и в организациях более эффективны и менее затратны по сравнению с другими современными методами управления предприятиями.

Методология проектного менеджмента позволяет построить четко определенную последовательность событий на предприятиях автосервиса от проблемы (замысла) до получения продукта проекта в виде материального или нематериального объектов и услуг.

Корпоративное управление проектами. Под термином «корпорация» принято понимать особую форму организации предпринимательства, с самостоятельным юридическим лицом, с долевой собственностью на свой капитал и распределенной в виде акций между владельцами капитала.

Как показывает практика, корпорации в большинстве случаев представлены крупными акционерными обществами, имеют разветвленную структуру управления. Управлять подобными организациями – задача не из легких. Свое влияние на это оказывает как сложность корпоративных структур, так и масштабы их деятельности. В таких условиях эффективное управление проектами приобретает особое значение.

Всем проектам независимо от сферы их применения, свойственны определенные характеристики, позволяющие относить тот или иной вид деятельности к проектам. Такими характеристиками являются:

- уникальность и/или улучшает характер;
- ограничения во времени;
- последовательность разработки.

Это означает, что проекты должны порождать уникальные достижения, а их реализация должна иметь четко обозначенные рамки и осуществляться поэтапно.

Применительно к корпоративным формам хозяйствования могут быть применены различные виды проектов. Чаще всего они носят масштабный характер и ориентированы на средне - и / или долгосрочную перспективу. При этом они могут затрагивать различные сферы деятельности (производство, управление, сбыт и др.).

Несколько проектов, реализуемых внутри корпорации, могут быть объединены в программу проектов с целью обеспечения достижения единого результата, или в портфель проектов ради более эффективного управления их осуществления. Портфель проектов, в свою очередь, может включать программы проектов.

Особенности корпоративного управления проектами. Управление проектом в общем смысле принято отождествлять с принятием решений и управлением процессами его реализации [2]

Корпоративное управление проектами – это методология планирования, организации, руководства, координации и контроля материальных и человеческих ресурсов всей совокупности проектов корпорации.

Основной целью корпоративного управления проектами выступает обеспечение эффективного достижения целей проектов посредством применения системы современных управленческих техник, технологий и методов по достижению результатов, определенных в проекте. Это касается как состава и объемов работ, так и времени, стоимости и качеству.

Сам процесс управления проектами предусматривает необходимость последовательного прохождения ряда этапов, начиная от инициирования (зарождения) идеи проекта и заканчивая контролем за ходом его управления и оценкой достигнутых результатов.

Особая роль в корпоративном управлении проектами уделяется использованию современных программных средств и технологий. Определяющая роль отводится корпоративным системам управления проектами (КСУП) [3].

Корпоративная система управления проектами как основной элемент проектного управления. КСУП - специализированный комплекс методических, программных, технических и информационных средств, направленных на оптимизацию процессов планирования и управления проектами.

Составляющими элементами корпоративной системы управления являются:

- локальные нормативные документы, регламентирующие управление проектной деятельностью (например, корпоративные стандарты);
- организационные структуры, с помощью которых осуществляется управление и координация проектной деятельности компании;
- информационная система управления проектами, непосредственно используемая для централизованного сбора, хранения и анализа проектных данных;
- система обучения и аттестации участников проекта.

Пользователями КСУП является широкий круг стейкхолдеров корпорации. Это и акционеры, финансовые службы, и высший менеджмент и даже подрядные организации. В то же время она имеет четко определенный объект и субъект воздействия.

В роли объектов корпоративной системы управления проектами выступают непосредственно сами проекты, их элементы и характеристики. Субъектами же являются активные участники проектов, которые взаимодействуют между собой в процессах выработки и принятия управленческих решений [2].

Использование КСПУ в процессе корпоративного управления проектами на предприятиях автосервиса способствует организации взаимодействия озвученных выше субъектов и объектов управления с помощью построения управленческих процессов согласно ролевым особенностям проекта и его организационной структуре, которые определяются соответствующим регламентом. Использование данного инструмента играет огромную роль в управленческом процессе и несет в себе немало плюсов.

Использование КСУП обеспечивает выполнение проектов по объемам и составу работ, сроков, ресурсов, качества и бюджета. Она повышает эффективность взаимодействия между сотрудниками и подразделениями корпорации, минимизирует вероятность возникновения конфликтов между участниками проекта и обеспечивает единство управленческого формата. Более того, она позволяет управлять портфелем проектов, оценивать вклад каждого сотрудника в реализацию проекта, сохранить и передать накопленный в ходе реализации проекта опыт для следующих проектов.

Библиографический список

1. Лавров, Г. И. Управление проектами : учебное пособие / Г. И. Лавров. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2012. – 196 с.

2. Лазарев А. В. Принятие проектных решений в нефтегазовой отрасли с использованием методологии структурирования функции качества / А. В. Лазарев, Ю. И. Казаринов // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса : материалы V региональной научно-практической конференции обучающихся ВО, аспирантов и ученых (Нижневартовск, 21-22 апр. 2015 г.). – Тюмень, 2015. – Т.2. – С. 372 - 377.

3. Казаринов Ю.И. Методология построения корпоративной системы технического обслуживания и ремонта автомобилей на сервисном предприятии / Ю. И. Казаринов, Е. Ю. Казаринова // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса : материалы VIII Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых (Нижневартовск, 27 апр. 2018 г.). – Тюмень, 2018. – Т.2. – С. 148 - 151.

ПРИНЦИПЫ ЭФФЕКТИВНОЙ МОДЕРНИЗАЦИИ АВТОСЕРВИСНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

Закиров Э.А., Мамедов Р.Ф., Чорпитюк Е.А.
Тюменский индустриальный университет

Современный автосервис – это промышленное предприятие, подчиняющееся всем требованиям, предъявляемым к классическим предприя-

ям (организациям и заводам). Основное отличие состоит в объемах производства и привлекаемых ресурсах для обновления и модернизации их мощностей. На модернизацию автосервисного предприятия привлекаются относительно небольшие ресурсы для обновления материальной базы.

Модернизация технического оснащения автосервиса является основой политики руководства предприятия. При этом успех реализации плана по обновлению предприятия во многом определяется эффективностью его проведения. На сегодняшний день одними из лучших методов управления процессами на предприятии, основанными на полном учете всех значимых факторов и законов, являются методы управления проектами. Недостаточный учет таких факторов приводит к срыву выполнения планов модернизации и не выполнению поставленных целей.

Для решения задач управления проектами для обновления технического оснащения автосервиса рассмотрена возможность применения прикладного пакета Microsoft Project. Указанный прикладной пакет позволяет производить перераспределение ресурсов проекта для сокращения затрат и времени на его проведение. На сегодня существует актуальность создания методических подходов по модернизации автосервиса в условиях недостаточности ресурсного обеспечения предприятия.

В работе рассматриваются вопросы исследования основных задач управления проектами при модернизации автосервисного предприятия, разработки подходов к оптимизации управления проектами в условиях недостаточного ресурсного обеспечения и соответствующих алгоритмов управления проектами.

Разработка таких алгоритмов базируется на выполнении целого комплекса работ, включающих разработку модели проведения модернизации автосервиса, назначение ресурсов работам, оценку стоимости проекта, оптимизация параметров проекта, оценку и управление рисками, управление сроками выполнения работ проекта, контроль и корректировка трудозатрат и др. Решение поставленных задач проводится на основе средств автоматизации управления проектами, к которым принадлежит прикладной пакет MS Project.

Основными взаимосвязанными задачами, которые решаются в рамках управления проектом модернизации автосервиса, являются такие, как: соблюдение директивных сроков завершения проекта; рациональное распределение материальных ресурсов и исполнителей между задачами проекта, а также за время; своевременная коррекция исходного плана проведения модернизации автосервиса с учетом реального состояния и т. д.

Рассматриваются три главные фазы успешной реализации проекта: формирование плана модернизации и разработка модели проведения модернизации, контроль за реализацией плана и завершения проекта. Модель проведения модернизации автосервиса строится на основе методов сетевого планирования и управления проектами. Ресурсное планирование проекта проводится на основе назначения ресурсов на работы проекта, получе-

ния начальных оценок и более детального анализа различных вариантов распределения ресурсов.

Одна из главных задач управления проектом заключается в контроле его выполнения согласно плану. Если процесс выполнения работ отстает от плана, то необходимо или заменить план, либо принять меры для ликвидации задержки. Прикладной пакет Microsoft Project откорректирует план в соответствии с внесенными изменениями. Программа также предоставляет информацию о том, какие ресурсы перегружены и какие работы не могут быть выполнены вовремя. Наличие многих режимов отображения информации о проекте и отчетов помогает быстро определить виды работ, выполнение которых задерживается или стоимость которых превышает бюджет [1].

В процессе исследований разработана последовательность основных работ, которые должны выполняться при управлении проектом модернизации автосервиса.

Основными этапами работ являются: формирование перечня задач с исходными данными о необходимых временных (ресурсные, и др.) расходах. Затем производится расчет суммарных затрат ресурсов, определяются проблемные места, характеризующиеся недостаточностью ресурсов и на заключительном этапе проводится перераспределение ресурсов, которое позволяет уменьшить временные (ресурсные и др.) расходы. Для решения основных задач алгоритма был разработан соответствующий проект.

Разработанный проект включает в себя перечень этапов и подэтапов. Основными этапами данного проекта являются: общие условия; начало выполнения модернизации автосервиса; проверка установленного оборудования.

На первом этапе выполняется предварительная проектная подготовка, т. е. разработка плана модернизации автосервиса, расчеты относительно необходимого финансового и материального обеспечения, а также распределение средств производства.

На втором этапе проводится подготовка производственных мощностей предприятия и непосредственная модернизация АО. Заключительным этапом является проверка установленного оборудования.

На этапе проведения модернизации могут возникать проблемы с нехваткой различных типов ресурсов. К ним относятся ресурсы исполнителей работ, финансовые и временные ресурсы, ресурсы производственных мощностей предприятия.

Результаты определения параметров расчета проекта модернизации автосервиса в среде Microsoft Project позволяют определить проблемные места в проекте. Они связаны с недостатками в распределении ресурсов, которые приводят к появлению промежутков с ожиданием, что, в свою очередь, вызывают рост сроков выполнения проекта.

При нахождении таких проблемных мест выполняется процедура оптимизации проекта, которая базируется на перераспределении имеющихся

ресурсов, направленных на обновление оборудования, благодаря чему происходит минимизация времени ожидания.

Результатом оптимизации является сокращение времени ожидания до некоторого минимального значения и, соответственно, уменьшение затрат времени на выполнение проекта модернизации в целом. Предложенный подход применим также к задачам в нефтегазовой отрасли при эксплуатации и ремонте оборудования [2-4] или при внедрении корпоративных систем ТОиР автомобилей [5].

Библиографический список

1. Лавров, Г. И. Управление проектами : учебное пособие / Г. И. Лавров. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2012. – 196 с.

2. Малиновский М. И. Анализ применения шестеренных гидромашин в нефтяной и газовой промышленности / М. И. Малиновский, И. Т. Сулейманов, И. А. Погребная // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса : материалы V региональной научно-практической конференции обучающихся ВО, аспирантов и ученых. – Тюмень, 2015. – С.343 - 347.

3. Погребная, И. А. Основы гидравлики и гидропневмопривода : учебное пособие / И. А. Погребная, С. В. Михайлова, Ю. И. Казаринов. – Ставрополь : Логос, 2018. – 90 с.

4. Лазарев А. В. Принятие проектных решений в нефтегазовой отрасли с использованием методологии структурирования функции качества / А. В. Лазарев, Ю. И. Казаринов // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса : материалы V региональной научно-практической конференции обучающихся ВО, аспирантов и ученых. – Тюмень, 2015. – С. 372 - 377.

5. Казаринов Ю. И. Методология построения корпоративной системы технического обслуживания и ремонта автомобилей на сервисном предприятии / Ю. И. Казаринов, Е. Ю. Казаринов // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса : материалы VIII Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых. – Тюмень, 2018. – С. 148 - 151.

Научный руководитель – Перепелкина А.Н., ассистент

МОДЕЛИРОВАНИЕ ГИДРОДИНАМИКИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА РЕКТИФИКАЦИОННОЙ КОЛОННЫ

Захарова Д.Н.

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Оптимальная работа ректификационной колонны требует однородного распределения входящего потока сырья по ее сечению. Однако конструкция

устройств ввода в секции питания является одним из наиболее часто игнорируемых аспектов при проектировании колонны, что может снижать производительность ее работы, а так же качество получаемого продукта.

В колоннах устройства ввода являются проблемной зоной, так как высокие скорости входящего потока могут способствовать плохому распределению. Это часто происходит из-за недостаточно разработанных входных распределителей, которые допускают локализовано высокие скорости и унос жидкости на верхние контактные устройства [1].

Одним из наиболее эффективных распределительных устройств для потоков, содержащих более 70% газа, является лопастное устройство ввода. Оно обеспечивает наименьшее гидравлическое сопротивление среди существующих устройств ввода газожидкостного потока и может быть использовано как в насадочных, так и в тарельчатых колоннах [2].

Основные функции распределителя – это разделение газа и жидкости и распределение пара по сечению колонны. Лопастное устройство ввода выполняет эти задачи путем «разрезания» входящего потока на ряд плоских струй при помощи правильно расположенных на распределителе лопастей, благодаря чему пар поступает более плавно и равномерно [3].

Методы вычислительной гидродинамики (Computational Fluid Dynamics – CFD) дают возможность оптимизировать конструкцию устройства и найти устойчивые гидродинамические режимы работы устройства в критических условиях. Определение оптимальной конструкции с помощью CFD моделирования позволит повысить эффективность распределения без дополнительных материальных затрат.

Для расчетов был смоделирован ряд конструкций распределителя, различающихся между собой различными параметрами. Далее модели были экспортированы в модуль создания расчетной сетки. Число элементов сетки составило порядка 2,5 млн. элементов.

Расчет осуществлялся в модуле ANSYS CFX при скорости входящего потока (газа) в 20 м/с, после чего исходя из полученных результатов проводилось сравнение геометрий по усредненным по сечению колонны скоростям и качеству распределения.

Геометрия лопастного устройства представлена на рисунке 1.

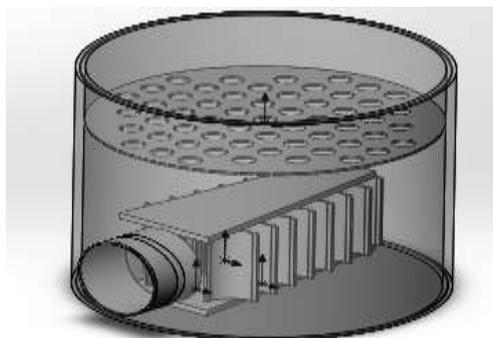


Рисунок 1. Геометрия лопастного устройства

На рисунке 2 показано, что максимальное значение средней скорости было получено при расстоянии от лопастей до грани основания в 36 мм. Однако здесь по сечению колонны получено ассиметричное распределение и имеются застойные зоны. Более же равномерное распределение было получено при расстоянии от лопастей до грани в 46 мм.

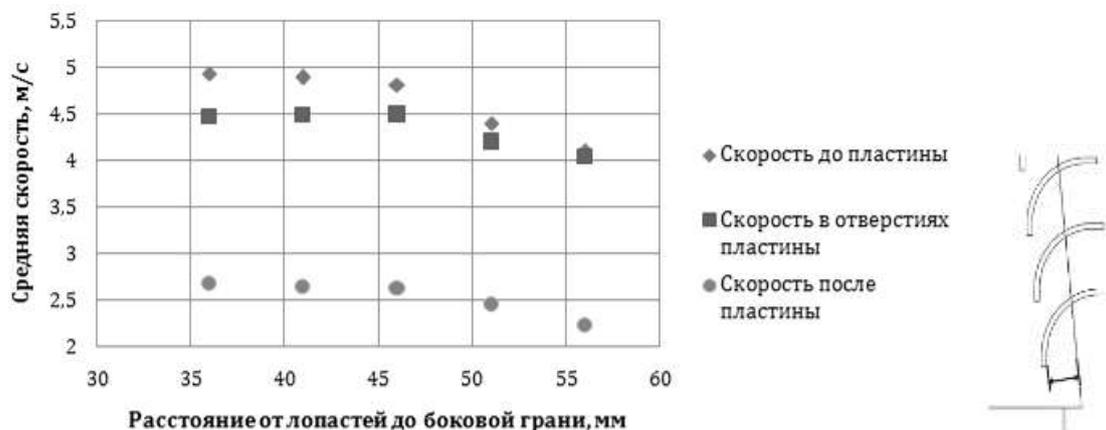


Рисунок 2. График зависимости усредненной по площади скорости потока от ширины расположения лопастей

На рисунке 3 мы видим, что максимальное значение средней скорости было получено при угле наклона боковой грани основания устройства и угле линии расположения лопастей в 83 градуса. Так же данной геометрии получено равномерное распределение потока по сечению колонны.

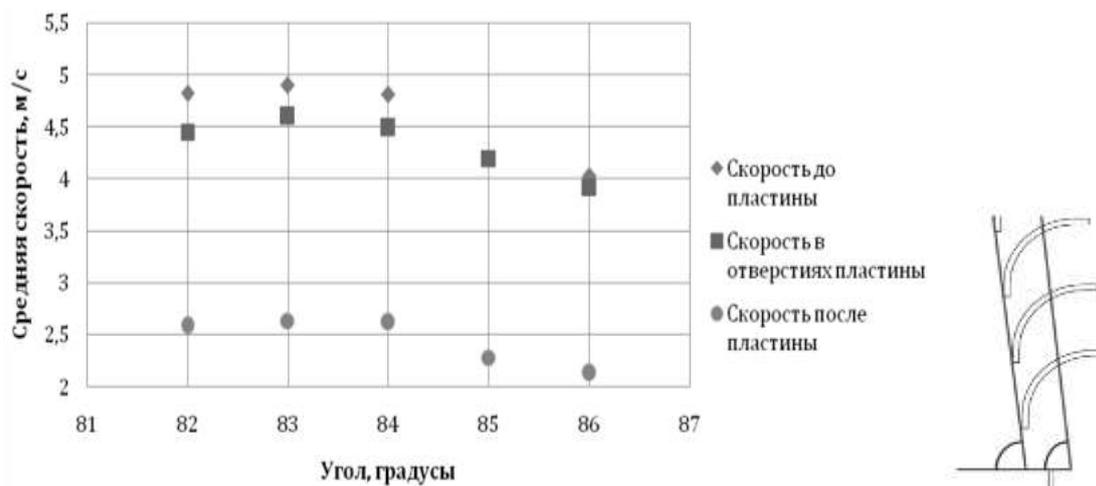


Рисунок 3. График зависимости усредненной по площади скорости потока от угла наклона боковой грани основания устройства и угла линии расположения лопастей

Из рисунка 4 видно, что максимальное значение средней скорости было получено при количестве лопастей 16 штук. Так же для данной геометрии получено равномерное симметричное распределение потока.

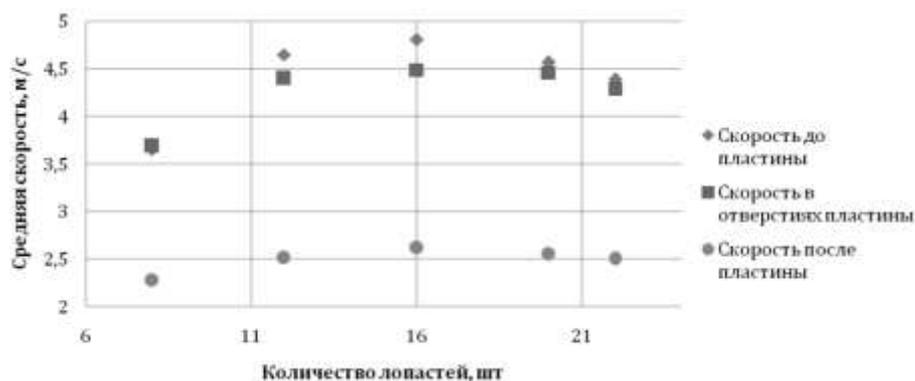


Рисунок 4. График зависимости усредненной по площади скорости потока от количества лопастей

Таким образом, были определены зависимости усредненных скоростей потока от угла наклона боковой грани основания, угла линии расположения лопастей, ширины их расположения, а так же количества лопастей. Оптимальным для данного устройства является количество лопастей равное 16, угол наклона боковой грани основания и угла линии расположения лопастей равный 83° .

Библиографический список

1. Hung H.P. Hydrodynamics and design of gas distributor in large-scale amine absorbers using computational fluid dynamics / H.P. Hung, L. Young-II, H. Sungu. K. Hyun-Shin // Korean Journal of Chemical Engineering. – 2018. – № 5. – P. 1073 - 1082
2. «Равномерное распределение с ассортиментом Shell Schoepentoeter» [Электронный ресурс] // Sulzer. – Режим доступа: <https://www.sulzer.com/en/shared/products/2017/03/28/13/45/shell-schoepentoeter-and-schoepentoeter-plus>
3. Mosca G. The new Schoepentoeter Plus / G. Mosca, P. Schaeffer, B. Griepsma // Sulzer Technical Review. – 2010. – № 3. – P. 6 - 9

Научный руководитель – Ахметов Р.Ф., канд. техн. наук, доцент

ЭФФЕКТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ТРЕБОВАНИЯМИ В ПРОЕКТАХ АВТОТРАНСПОРТНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Овсянкин А.М.,¹ Казаринов Ю.И.²

¹ Национальный авиационный университет, г. Киев (Украина);

² Тюменский индустриальный университет

Методы управления проектами на предприятиях высоко себя зарекомендовали при внедрении новых технологий, при реструктуризации

производства и других мероприятиях [1]. Для успешного планирования и реализации проекта на начальном этапе необходимо сформулировать к нему требования, на основании которых специалисты смогут составить перечень проектных характеристик. Работа с требованиями, обеспечение их полноты, реализуемости и других необходимых характеристик является неотъемлемой частью деятельности специалистов, занятых разработкой, производством, испытаниями, модернизацией сложных инженерных объектов. Это позволяет существенно снизить риски превышения стоимости и несоблюдения графика выполнения проектов, а также повысить качество результатов работы. Решение таких задач обеспечивается разделом системной инженерии в рамках инженерии требований.

В центре внимания инженерии требований находятся как технические, так и социотехнические системы (транспортные, энергетические, ИТ-системы, гидравлические и другие [2-4]). Уровень решения задач инженерии требований обеспечивается использованием соответствующих инструментов и методов.

Актуальным является выбор и использование моделей в инженерии требований, которые позволяют реализовать предметный и функционально-ориентированный подходы при работе с требованиями. Моделирование выполняется путем разбиения системы на компоненты при движении от одного уровня требований к другому при повышении их детализации. Моделирование помогает при анализе требований: для обсуждения характеристик системы, разрабатываемой с заказчиком проекта; для проведения анализа системных свойств и в отсутствие нежелательных свойств; для понимания характеристик результатов проекта, включая промежуточные.

Новые применяемые методы расширяют концепцию моделирования, например, такие как объектно-ориентированные методы моделирования.

Потребитель формулирует свои пожелания в абстрактной форме, но разработчику этого недостаточно, ему необходимо четко определить размеры, материалы, параметры, требования к обработке, требования к программному обеспечению и прочее. Задача разработчика (производителя) состоит в том, чтобы с помощью различных методов превратить требования потребителя в инженерные характеристики продукта. В результате такой работы требования потребителя могут быть развернуты в технические требования к продукту, а затем в его конкретные показатели.

Для проекта это связано с определением наиболее объективных исходных данных, связанных с этапами развертывания функции качества и этапами проекта, а также с формализацией данных для принятия оптимальных решений [3].

Процессы, которые необходимо реализовать для разработки требований к системам и продуктам определяет Международный стандарт ISO/IEC 29148 [5]. Стандарт содержит руководство по применению процессов, связанных с требованиями, определяет необходимое информационное обеспечение для реализации процессов.

Если требования по какой-либо причине невыполнимы, их необходимо пересматривать и согласовывать до тех пор, пока не принимаются заказчиком и исполнителем.

Инженерия требований является инструментом, применяемым с самого начала жизненного цикла разработки проекта, и его влияние на качество определяется надлежащим управлением требованиями.

В настоящее время для прогнозирования развития различных систем широко применяются имитационные модели. Эти модели позволяют моделировать количественные и качественные факторы. В таких моделях тем или иным способом разыгрываются (имитируются) случайные воздействия, с которыми неизбежно связана любая практическая деятельность, в том числе производственная и экономическая. К методам имитационного моделирования относятся такие подходы решения задач, которые не укладываются в рамки вероятностных методов,

Для решения задач структурирования, исключения дублирования и пропуска требований целесообразно использовать методологию имитационного моделирования с разработкой подходов и путей к определению содержания и развертывания модели. Условиям обеспечения полноты требований, их трансформации с учетом взаимосвязей на уровне системного управления наиболее отвечают объектно-ориентированные методы имитационного моделирования, в частности метод ООА (object-oriented analysis), который был выбран для исследований.

Как исходная позиция исследования, принято, что такие модели могут служить менеджерам в качестве вспомогательного средства, но не классифицируются как абсолютное знание. Они способствуют лучшему пониманию реальных проблем.

Базой для разработки модели был принят подход, при котором ожидаемое значение вероятности достижения результата $E(x)$ является средневзвешенным всех возможных вероятностных значений результатов: $E(x) = p_1 X_1 + p_2 X_2 + \dots + p_n X_n$, где p_1, p_2 – вероятность достижения соответствующего результата, X_1, X_2 – значения возможных результатов.

Результат управления требованиями может быть представлен функцией от выбранных компонентов (объектов) управления и уровня их детализации: $V = F(V_1, V_2, \dots, V_n)$.

В большинстве случаев наикратчайшим путем к улучшению процесса управления требованиями является подход, при котором оперируют меньшим количеством требований (групп требований), главным образом тех, которые принесут наибольшую пользу заказчику.

В прессе преобразования осуществляется корректировка, систематизация и оценка важности требований с формированием формализованного перечня, который далее будет использоваться для принятия решений по проекту и его продукту. Такой перечень может быть представлен в виде матрицы согласно методологии QFD. На основе формализованного и си-

стематизированного перечня разрабатывается перечень проектных решений (инженерных характеристик продукта проекта), что является базовым документом для разработки техзадания проекта.

Сформированный на основе этих стандартов перечень требований также представляется в виде матрицы с обозначением ранга важности.

Использование объектно-ориентированных методов имитационного моделирования системы управления требованиями в проектах позволяет упорядочить действия с требованиями, начиная с определения их видов и групп, необходимой степени детализации до их реализации в виде проектных решений.

Предложенный метод позволяет:

- рассматривать требования во взаимосвязи, как на уровне групп, так и отдельных требований
- выявить недостатки и дублирования;
- уменьшить общее количество требований;
- убрать противоречия между требованиями;
- произвести оценку реализуемости требования;
- прослеживать требования от их формирования до изменения и реализации,
- повторно использовать требования в последующих проектах.

По мере накопления информации по управлению требованиями подобных проектов рассмотренный подход позволит оценивать достигнутый уровень управления требованиями проекта в зависимости от составляющих модель объектов управления. Графическое представление объектов и действий с ними по методологии ARIS дает возможность наглядного представления системы управления и повышения ее информативности.

Предложенный метод формирования целевого пространства транспортного предприятия (как проектно-ориентированной организации) позволяет рассматривать его движения к цели в ходе реализации портфеля проектов.

Библиографический список

1. Лавров, Г. И. Управление проектами : учебное пособие / Г. И. Лавров. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2012. – 196 с.
2. Тихонов Д. Е. Гидравлический удар в инженерных системах / Д. Е. Тихонов, И. А. Погребная // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса : сборник материалов V региональной научно-практической конференции обучающихся ВО, аспирантов и ученых (Нижевартовск, 21 - 22 апр. 2015 г.). – Тюмень, 2015. – Т.2. – С. 364 - 368.
3. Казаринов Ю. И. Методология построения корпоративной системы технического обслуживания и ремонта автомобилей на сервисном предприятии / Ю. И. Казаринов, Е. Ю. Казаринова // Опыт, актуальные пробле-

мы 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.

4. Малиновский М. И., Сулейманов И.Т., Погребная И.А. Анализ применения шестеренных гидромашин в нефтяной и газовой промышленности / М. И. Малиновский, И. Т. Сулейманов, И. А. Погребная // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса : сборник материалов V региональной научно-практической конференции обучающихся ВО, аспирантов и ученых (Нижневартовск, 21 - 22 апр. 2015 г.). – Тюмень, 2015. – Т.2. – С. 343 - 347.

5. ISO/IEC/IEEE 29148 Systems and software engineering – Life cycle processes – Requirements engineering (на русс. яз.: Разработка систем и программного обеспечения. Процессы жизненного цикла. Разработка требований). ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ». Интернет-магазин стандартов. Адрес интернет ссылки (дата обращения 10.04.2019): <http://www.standards.ru/default.aspx>

ТОПЛИВНЫЕ ПРИСАДКИ В РОССИИ

Тулбаева З.А.

Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Современные топлива и масла невозможно изготовить без высокоэффективных функциональных присадок. Наличие собственного производства топлив и масел имеет стратегическое значение, а независимость страны от импорта присадок — проблема её военной, технической и экономической безопасности.

До начала 1990-х гг. Россия полностью обеспечивала себя присадками всех типов, но после перемен в политической и экономической жизни страны в 1990-е гг. российский рынок тоже претерпел перемены. Во-первых, появилась техника, предъявляющая к свойствам топлив и масел более жёсткие требования, чем те, что были в стране до этого. Во-вторых, ужесточились и экологические требования: в топливах ограничивалось содержание серы, в маслах — некоторых элементов, отравляющих катализаторы дожигания отработавших газов (фосфора, цинка и др.).

Отечественные разработчики топлив, масел и присадок не были к этому готовы, а их финансовое положение не способствовало быстрой организации необходимых работ. Поэтому на российский рынок вышли иностранные фирмы, постепенно чуть ли не целиком заполнившие эту нишу. Их продукты отличались высоким качеством и поставлялись на выгодных условиях.

Обилие предложений от западных фирм поначалу успокоило производителей горючесмазочных материалов, но понимание необходимости собственных разработок пришло быстро. Заметим при этом, что импортозамещение не является самоцелью. Оно может быть осуществлено только рыночными методами. Разработка нового продукта, способного заменить импортный, с экономической точки зрения должна быть выгодна для его использования в производстве. Таким образом, импортозамещение — это лишь рабочий термин, удобный для постановки задачи. Более корректно говорить о возможности отечественной промышленности обеспечить себя необходимыми материалами, что предусматривает: отечественные технологии, отечественное сырьё, отечественные производственные мощности. Это идеал, к которому надо стремиться, но достичь его не всегда удаётся (чаще всего из-за отсутствия необходимого сырья). К топливам требуются присадки пяти основных типов, представлены в таблице:

Таблица № 1

Типы присадок для топлива

Присадки	Вид топлива	Доля импорта %
Антиоксиданты	Все виды	0
Противоизносные	Дизельные топлива	60
Противоизносные	Реактивные топлива	100
Промоторы воспламенения	Дизельные топлива	→ 0
Антистатические	Дизельные и реактивные топлива	100
Депрессорно-диспергирующие	Дизельные топлива	~ 100

Среди них только антиоксиданты на базе экранированных фенолов традиционно вырабатываются в требуемом количестве на Стерлитамакском нефтехимическом заводе и поставляются за рубеж. Производства других присадок появились в 2009 г. На двух заводах компании «Роснефть» было освоено производство противоизносных присадок к кат (г. Ангарск) и Комплексал Эко-Д (г. Новокуйбышевск). Параллельно на Бийском олеумном заводе и заводе имени Я.М. Свердлова (г. Дзержинск) было начато промышленное производство 2-этилгексилнитрата, используемого в качестве промотора воспламенения — присадки, повышающей цетановое число дизельных топлив. Объёмы ее производства в настоящее время способны полностью удовлетворить потребности отечественных потребителей. Российские присадки, как и большинство зарубежных, в качестве активного компонента содержат жирные кислоты

талловых масел, получаемые ректификацией дистиллированных талловых масел, в процессе которой отделяются так называемые смоляные кислоты, ухудшающие качество целевого продукта.

В России объём выработки указанных кислот может обеспечить до 40% потребности производителей присадок. Закупить необходимое сырьё можно и за рубежом, тогда российские изготовители присадок полностью обеспечат своими присадками топливную промышленность. Для более полного перехода на отечественное сырьё возможны два пути: увеличение мощностей по ректификации дистиллированных талловых масел и привлечение альтернативного сырья. В первом случае возникает проблема утилизации большого количества отходов, в частности, жидких смоляных кислот и канифоли. Во втором — необходимость принципиально новых технических решений. Ведутся научные разработки присадок на основе кислот, выделяемых из непищевых отходов производства растительных масел. Их жирнокислотный состав близок к составу талловых масел, но непосредственно в состав присадки по разным причинам их вовлекать нельзя. Поэтому разрабатываются технологии их переработки в сырьё требуемого качества.

Библиографический список

1. Балабанов, В. Автомобильные присадки и добавки / В. Балабанов, В. Болгов. – Москва : ЭКСМО, 2011. – 152 с.
2. Данилов, А. М. Присадки к топливам / А. М. Данилов // Химия и технология топлив и масел. - 2007. - № 2. - С. 47 - 56
3. Данилов, А. М. Присадки и добавки. Улучшение экологических характеристик нефтяных топлив / А. М. Данилов. – Москва : Химия, 1996. – 230 с. : ил.

Научный руководитель - Бабюк Г.Ф., старший преподаватель.

СЕКЦИЯ VI ПОДГОТОВКА СПЕЦИАЛИСТОВ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ПРОФЕССИОНАЛЬНАЯ ПЕРЕПОДГОТОВКА СПЕЦИАЛИСТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО И НЕФТЕХИМИЧЕСКОГО ПРОФИЛЯ В СИСТЕМЕ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ

Александрова И.В.

Тюменский индустриальный университет, филиал в г. Тобольске

Образовательные услуги в России в части дополнительного образования в настоящее время представляют и государственные и негосударственные учреждения, а также промышленные предприятия. Ключевую роль при этом начинает играть профессиональная переподготовка [1]. В новых современных, постоянно изменяющихся условиях, учреждения дополнительного профессионального образования должны своевременно реагировать на них, учитывая изменение спроса населения и потребности производственных предприятий на определенный тип и качество подготовки специалистов, в первую очередь, технической направленности. Сегодня в Тюменской области и других регионах страны существует высокий спрос на специалистов нефтегазового и нефтехимического профиля.

Программа «Специалист лабораторного анализа в сфере нефтепереработки и нефтехимии», реализуемая в Профессиональном учебном центре филиала ТИУ в г. Тобольске, регламентирует цели обучения, ожидаемые результаты, содержание, условия и технологии реализации образовательного процесса, оценку качества подготовки специалиста по программе переподготовки. Программа переподготовки включает в себя: учебный и тематический планы, рабочие программы учебных дисциплин, комплект контрольно-оценочных средств, календарный учебный график и методические материалы.

Цель программы - формирование у слушателей профессиональных компетенций, необходимых для профессиональной деятельности в области нефте- и газопереработки и нефтехимии и для осуществления эффективного управления, организации лабораторного контроля качества нефти и продуктов ее переработки.

Задачами программы являются: приобретение слушателями практических навыков и умений работы в области подготовки нефти и газа, нефтепереработки, газопереработки и нефтехимии с учетом содержания модулей в соответствии с Профессиональным Стандартом «Специалист по контролю качества нефти и продуктов»; комплексное освоение слушателями видов профессиональной деятельности с учетом требований работодателя.

Результатом освоения программы является получение специального профессионально-профилированного образования, позволяющего слушателю-выпускнику успешно работать в избранной сфере деятельности, обладать профессиональными компетенциями, т.е. способностью применять знания, умения, навыки соответствующих квалификации В/6 профессионального стандарта «Специалист по контролю качества нефти и нефтепродуктов» и требований федерального государственного образовательного стандарта по направлению подготовки 18.03.01 «Химическая технология».

Форма обучения слушателей – заочная с применением дистанционных технологий. Дистанционные технологии обучения включают в себя все основные формы организации учебного процесса: вебинары – лекции и практические занятия, виртуальные лабораторные работы, самостоятельную работу слушателей, систему контроля и оценки знаний. Все эти формы организации учебного процесса позволяют осуществить на практике гибкое сочетание самостоятельной познавательной деятельности слушателей с различными источниками информации, оперативного и систематического взаимодействия с ведущим преподавателем курса.

Дистанционное образование осуществляется с преобладанием в учебном процессе дистанционных образовательных технологий, форм, методов и средств обучения, а также с использованием информации и образовательных массивов сети Интернет. Посредством телекоммуникационных систем, например ADOBE CONNECT им доступны образовательные электронные ресурсы. Данная технология интерактивна: в режиме реального времени слушатели присутствуют on-line на лекциях и практических занятиях, задают вопросы, общаются в чате.

Обучение программе профессиональной переподготовки «Специалист лабораторного анализа в сфере нефтепереработки и нефтехимии» завершается сдачей итогового экзамена.

При условии успешного прохождения всех установленных видов аттестационных испытаний слушателю присваивается соответствующая квалификация и выдается диплом установленного образца Тюменского индустриального университета о профессиональной переподготовке.

Качество подготовки слушателей контролируется на всех этапах обучения. По каждой дисциплине учебного плана разработана система текущего и итогового контроля знаний и умений, необходимая для оценки усвоения слушателями учебного материала и своевременного вскрытия недостатков образовательного процесса.

Результаты проверки знаний, умений и навыков оцениваются преподавателем кафедры, куратором программы и ведущим специалистом Центра. Анализ результатов тестирования, опросов слушателей позволяет выявить по каждой дисциплине разделы и темы, вызывающие наибольшее затруднение при изучении.

Используемая электронная система поддержки учебного процесса EDUCON, дает возможность преподавателям использовать единую базу контрольных заданий для текущего, промежуточного и итогового контроля знаний слушателей.

Оценочные средства текущего, промежуточного и итогового контроля являются достаточными для оценки приобретаемых в процессе обучения слушателями профессиональных и профессионально-специализированных компетенций.

Содержание программы соответствует требованиям Федерального государственного образовательного стандарта третьего поколения. Учебная деятельность по программе хорошо организована, это позволяет обеспечивать необходимый аккредитационный уровень.

Качество кадрового обеспечения, уровень учебно-методического оснащения и материально-техническая база обеспечивают организацию и реализацию программы в соответствии с лицензионно-аккредитационными требованиями Федерального государственного образовательного стандарта и Профессионального стандарта.

Профессиональный учебный центр филиала ТИУ в г. Тобольске широко сотрудничает с предприятиями нефтегазового комплекса при реализации программы профессиональной переподготовки «Специалист лабораторного анализа в сфере нефтепереработки и нефтехимии». В настоящее время квалификационные требования в отношении работников нефтегазовой сферы, а так же сфер изысканий, разработки недр и переработки углеводородного сырья чрезвычайно высоки. В результате обучения специалисты компаний повышают свой профессиональный уровень, что позволяет контрольным лабораториям предприятий успешно аккредитовываться. Направляют на обучение своих сотрудников такие предприятия, как АО «Транснефть-Дружба», АО «Транснефть-Верхняя Волга», ООО «СИБУР Тобольск», ООО «КанБайкал» и другие.

Достоинством программ профессиональной переподготовки является выбор перспективной формы обучения, заочной с применением дистанционных технологий. Дистанционные технологии обучения включают в себя все основные формы организации учебного процесса и позволяют осуществлять высокий уровень подготовки слушателей.

Библиографический список

1. Приказ Минобрнауки России от 23.08.2017 N 816 «Об утверждении Порядка применения организациями, осуществляющими образовательную деятельность, электронного обучения, дистанционных образовательных технологий при реализации образовательных программ» [Электронный ресурс] // КонсультантПлюс. - Режим доступа: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=LAW&n=278297&fld=134&dst=100001,0&rnd=0.7456269480005634#05942805545179962>

МОТИВЫ УЧЕНИЯ СТУДЕНТОВ - ПЕРВОКУРСНИКОВ ТЕХНИЧЕСКОГО ВУЗА

Бабюк Г.Ф., Чебыкина Ю.Б.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Выбор профессии сложный мотивационный процесс. Профессиональная деятельность является основной в самоутверждении и самореализации человека. Влюбленный человек в свою работу создает для себя финансовую основу благополучия, ощущает себя полезным для общества.

Анализ практики высших учебных заведений показывает, что выпускники школы выбирают профессиональную деятельность с затруднением. Это связано с неумением проектировать свой жизненный и профессиональный путь с личностными качествами самих студентов. Проблема формирования мотивации является неотъемлемой частью развития личности, что характерно для студенческого возраста.

Сегодня любой молодой человек стремится получить высшее образование, потому что это один из способов построить успешную карьеру.

Правильное выявление профессиональных мотивов, интересов и склонностей личности, является важным прогностическим фактором удовлетворенности профессией в будущем.

Изучением проблем мотивации, ее роли, видов мотивов, содержанием и их развитием занимались Б.Г. Ананьев, Л.С. Выготский, Е.П. Ильин, А.Н. Леонтьев, М.Г. Ярошевский, В.В. Давыдов, Л.И. Божович, А.К. Маркова и другие. Разработка вопросов связанных с мотивацией учения велись в основном по отношению к обучающимся школьникам. А вот мотивация студентов вузов разрабатывалась учеными в меньшей степени. Мотивация студентов вуза актуальна сегодня, так как молодежь возраста 17-22 года является самой апатичной частью современного общества. У большинства студентов отсутствует регулярная целенаправленная учебная деятельность. Преподавателям, кураторам групп необходимо постоянно мотивировать студентов.

Мотивационными процессами в обучении студентов можно и нужно управлять: создавать условия для развития внутренних мотивов, стимулировать студентов. Скрупулёзное изучение мотивов выбора будущей профессии даст возможность корректировать мотивы учения и влиять на профессиональное становление обучающихся.

С целью изучения особенностей мотивационной сферы студентов - первокурсников, получающих высшее образование по разным направлениям, нами был выбран следующий диагностический инструментарий: тестирование по диагностике мотивации к обучению, уровня развития профессиональных мотивов.

В исследовании приняли участие 40 человек: студенты - первокурсники, направление 21.03.01. Нефтегазовое дело (профиль - Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти) и направление 23.03.03 Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов (профиль - Автомобили и автомобильное хозяйство), средний возраст 17-18 лет.

В результате проведения исследования групп НДб-16, АТХб-16 были выявлены следующие результаты характеризующие уровень развития мотивов, которые представлены в виде диаграмм на рисунке 1, 2.

Характеристика внутренней мотивации учения, связанной с учебной деятельностью и ее содержанием

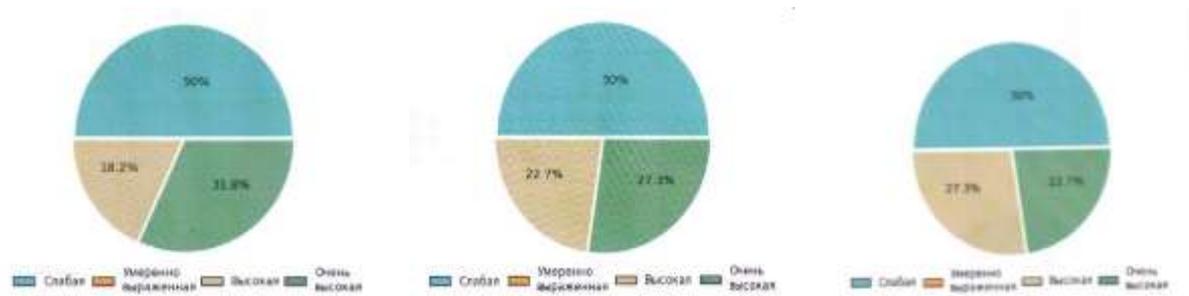


Диаграмма уровня развития:

доминирующих
мотивов поступления в вуз

реально действующих
мотивов учения

релевантных
профессиональных мотивов

Характеристика внешней мотивации учения, не связанной с учебной деятельностью и ее содержанием, но обусловленной внешними факторами и обстоятельствами

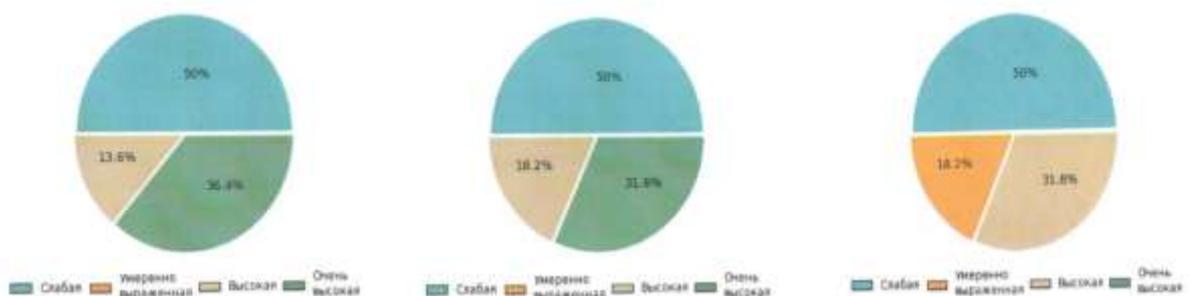


Диаграмма уровня развития:

мотивов поступления в вуз

реально действующих
мотивов учения

иррелевантных
профессиональных мотивов

Рисунок 1. Результаты диагностирования группы НДб-16

Характеристика внутренней мотивации учения, связанной с учебной деятельностью и ее содержанием

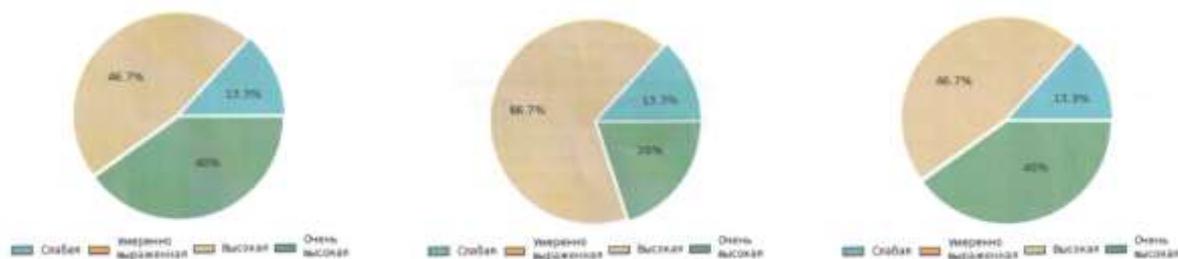


Диаграмма уровня развития:

доминирующих мотивов поступления в вуз

реально действующих мотивов учения

релевантных профессиональных мотивов

Характеристика внешней мотивации учения, не связанной с учебной деятельностью и ее содержанием, но обусловленной внешними факторами и обстоятельствами

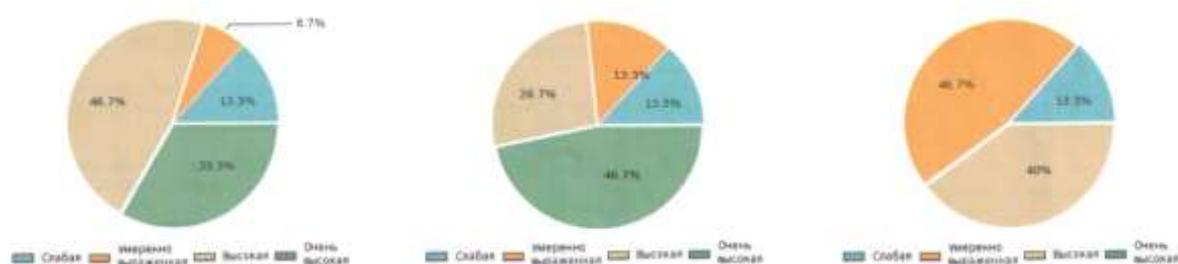


Диаграмма уровня развития:

мотивов поступления в вуз

реально действующих мотивов учения

иррелевантных профессиональных мотивов

Рисунок 2. Результаты диагностирования группы АТХб-16

Анализируя данные исследования, мы выявили, что в группе НДб-16 внутренняя и внешняя мотивация средняя. В группе АТХб-16 внутренняя мотивация высокая:

- по уровню развития *доминирующих и релевантных профессиональных мотивов*: 46,7% - высокая; 40% - очень высокая и только 13,3% - низкая);

- по уровню развития *реально действующих мотивов учения* (широкие учебно-познавательные мотивы и мотивы самообразования): 66,7% - высокая; 20% - очень высокая и только 13,3% - низкая);

Внешняя мотивация группы АТХб-16:

- по уровню развития *мотивов поступления в вуз*: 46,7% - высокая 33,3% - очень высокая, 13% - низкая и 6,7% - умеренно выражена;

- по уровню развития *иррелевантных профессиональных мотивов*: 40% - высокая; 46,7% - умеренно выражена и только 13,3 % - низкая);
- по уровню развития *реально действующих мотивов учения* (узкие учебно-познавательные мотивы: 46,7% - очень высокая; 26,7% - высокая и только 13,3 % - слабая);

Для повышения внешней мотивации первокурсников к обучению (вызвать интерес студентов к профессии) кураторами групп студенты были направлены на следующие мероприятия, организованные нефтегазодобывающими предприятиями: ознакомительная экскурсия на учебный полигон в рамках учебной практики, экскурсия в корпоративный музей Роснефти, экскурсия на производственные объекты, участие в профориентационных мероприятиях.

Для повышения внутренней мотивации учения многие студенты участвовали в предметных олимпиадах и международных научно-практических конференциях.

Способы повышения мотивации студентов: объяснять, что полученные знания, пригодятся им в будущем; открывать возможность практического применения знаний; заниматься целеполаганием; вести самостоятельный поиск (заниматься самопроверкой знаний при объяснении не подготовленным сокурсникам); балльно-рейтинговая система оценки знаний студентов.

Библиографический список

1. Ильин, Е. П. Мотивация и мотивы / Е. П. Ильин. – Санкт - Петербург, 2006. – 512 с.
2. Мильман, В. Э. Мотивация и творчество / В. Э. Мильман. – Москва : Миря и Ко, 2005. – 165 с.

АНАЛИЗ МОТИВАЦИИ УЧЕБНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ СТУДЕНТОВ ВУЗОВ

Константинович Э.А., Леонова А.Е.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Одна из главных проблем современной педагогики высшей школы - отсутствие интереса студентов учиться, получать знания. Изначально поступаая в вуз, абитуриенты стремятся получить знания, овладеть выбранной профессией, но со временем тяга к учебному процессу исчезает.

Современному выпускнику высшего учебного заведения необходимо не только владеть специальными знаниями и навыками, но и быть востребованным на рынке труда. Современный мир нуждается в квалифицированных специалистах. Поэтому студентам нужно прививать интерес к при-

обретению знаний, самостоятельной работе и самообразованию. Для того, чтобы достичь эти цели, студенты должны обладать мотивацией учения.

Мотивация - это система внутренних и внешних мотивов, которые заставляют человека поступать определенным образом. Таким образом, проблема мотивации студентов к обучению является актуальной в современном обществе.

В 2015 году был проведен опрос среди студентов ВУЗов России, Сербии и Германии [1]. В опросе участвовали 97 студентов: 34 российских студента, 30 - сербских и 33 — немецких. Результаты опроса показали, что только 11,8 % российских студентов предпочитают заниматься самообразованием, 58,8 % проводят время за компьютером и 41,2 % — смотрят телевизор. Данные результаты свободного времени у российских студентов говорят о низкой мотивации учебной деятельности.

В филиале ТИУ в г. Нижневартовске были проведены исследования по изучению мотивационной сферы студентов очного отделения на разных курсах групп ЭДН в разные периоды обучения. Исследования проведены по тест-опроснику Т.И. Ильиной «Изучение мотивации обучения в ВУЗе». Результаты были проанализированы с результатами опроса 2006 года [2] и занесены в таблицу.

Год	Курс	Приобретенные знания	Овладение профессией	Получение диплома
2006	1-й	50,39 %	42,8 %	82,6 %
	2-й	51,7 %	40 %	80 %
	3-й	52,9 %	46,4 %	86,8 %
	4-й	48,4 %	47,2 %	77,8 %
2019	1-й	51 %	43 %	84 %
	2-й	50,41 %	39,7 %	81 %
	3-й	52 %	47,1 %	86,5 %
	4-й	49 %	47 %	80 %

Из данных таблицы следует, что отношение студентов к учебе не сильно изменилась по сравнению с 2006 годом. Шкала “Получение диплома” занимает лидирующее положение. Результаты первых двух шкал говорят об адекватном выборе профессии и удовлетворенности ею. Из таблиц следует, что не все студенты сделали адекватный выбор. Скорее всего, большинство студентов поступили в ВУЗ, в основном, только ради диплома о высшем образовании, получение знаний и овладение профессией не имеет большого значения для них. По данным таблицы можно сделать вывод, что у нынешних студентов присутствуют мотивация к учебной деятельности, но в большинстве случаев она обусловлена получением диплома.

Для повышения познавательной мотивации в филиале ТИУ в г. Нижневартовске существует интеллектуальный клуб «Индустриальный интеллект». В рамках клуба проводятся различные семинары, нацеленные на обучение студентов и расширения их кругозора. Например, первый семинар для первокурсников проводится на тему «Порядок проведения и написания научной работы». Для студентов старших курсов проводится семинар «Актуальные проблемы и перспективы нефтегазовой отрасли», благодаря которому студенты находят себе тему для написания научной статьи, которую используют в дальнейшем для написания ВКР. У участников интеллектуального клуба есть возможность посещать научные и специализированные выставки. Ежегодно члены клуба посещают выставку «Нижневартовск. Нефть. Газ», на которой получают актуальную информацию о своей профессии, узнают о последних новинках техники и технологиях в нефтегазовой отрасли, а также общаются с ведущими специалистами нефтяных компаний. Студенты принимают участие в региональных научно-технических конференциях Самотлорнефтегаза и Варьеганнефтегаза. Каждый год филиал ТИУ в г. Нижневартовске организует международные конференции «Инновационные процессы в науке и технике XXI века», «Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса», где студенты выступают со своими докладами.

Еще одним хорошим мотиватором учебы является стипендия и гранты. Стипендии служат отличным прагматическим мотивом. Цель стипендии усилить мотивацию к повышению качественного освоения профессиональных образовательных программ. Студенты дополнительно участвуют в олимпиадах, научных конференциях, в интеллектуальных, творческих и спортивных мероприятиях ради получения именной стипендии. Именная стипендия — это поддержка талантливым студентам, которая организована различными фондами и организациями. Данная стипендия назначается в дополнение к основной государственной академической стипендии за достижения в учебе, в различных областях науки, художественного творчества и спорта.

Для повышения профессионально-ценностных и коммуникативных мотивов студенты проходят производственную практику. Производственная практика проводится с целью приобретения профессиональных умений и опыта профессиональной деятельности. Целями данной практики является закрепление теоретических знаний и приобщение студента к социальной среде предприятия. Также прохождение производственной практики в дальнейшем помогает при трудоустройстве, так как у студента есть возможность зарекомендовать себя как хорошо и целеустремленного будущего сотрудника. У них появляется стремление к теоретическому обучению потому, что в дальнейшем, они понимают, что смогут применить приобретенные знания на практике.

Самообразованию не является приоритетом для современных студентов. Поэтому для развития утилитарно-практического мотива в филиале ТИУ в г. Нижневартовске для студентов оборудован кабинет для

самостоятельной работы. Он оснащен компьютерами, книгами и учебными пособиями. В этом кабинете студенты могут в свободное время заниматься и выполнять задания, необходимые им по учебной деятельности. Также следует проводить различные тренинги и курсы, которые помогут повысить мотивацию учебной деятельности и социально-психологическую адаптацию студентов к самостоятельной жизни в обществе и формирование конкурентоспособности через развития навыков, которые востребованы на рынке труда.

Таким образом, вышеперечисленное является мотиваторами для успешной учебной деятельности студента, способствует повышению его мотивации. Если студент будет ощущать, что он востребован как специалист, то он будет стремиться закончить ВУЗ не только ради диплома, но получения качественного образования. Но самое главное чтобы задачи и цели, которые студенты ставят перед собой в ходе учебы, были внутренне приняты ими. Так как истинный источник мотивации человека находится в нем самом. Именно поэтому основным мотивом для учения является внутренняя побудительная сила.

Библиографический список

1. Шагивалеева Г. Р. Мотивация учебной деятельности студентов вузов различных стран [Текст] / Г. Р. Шагивалеева, В. Ю. Калашникова // Теория и практика образования в современном мире: материалы VII Международ. науч. конф. (г. Санкт-Петербург, июль 2015 г.). – Санкт-Петербург, 2015. – С. 43 - 47.

2. Бабюк Г. Ф. Мотивация учебной деятельности студентов ВУЗов / Г. Ф. Бабюк ; Отв. ред. В. Д. Макаренко // Надежность. Транспорт. Экономика: Сборник научных трудов. Вып. 1 – Нижневартовск: Нижневартовский филиал Тюменского государственного нефтегазового университета, 2006. – С. 256 - 259.

Научный руководитель – Бабюк Г.Ф., старший преподаватель

ПРОБЛЕМЫ КАДРОВОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Мухаметшина Э.Р.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Аннотация. Сегодня в России существуют системы среднего профессионального (СПО) и высшего образования (ВО), также достаточно хорошо развиты сети дополнительного и дистанционного образования и ши-

роко распространены внутрикорпоративные центры подготовки и переподготовки кадров, существующие для повышения квалификации кадров. Однако проблемы качественного кадрового обеспечения нефтегазового комплекса достаточно остро стоят в нашей стране.

В статье проводится анализ ситуации с кадрами нефтегазовой отрасли, существующих проблем и возможных путей их решения.

Введение. Для того чтобы обеспечить качественное развитие нефтегазового комплекса, необходимо осуществить переход отечественной промышленности на инновационный путь развития, однако при реализации крупномасштабных проектов отрасль сталкивается с немаловажной проблемой – нехваткой высококвалифицированных специалистов. При этом большой резонанс между научно-техническим прогрессом и кадровым обеспечением отрасли может привести к снижению темпов экономического роста и развития нефтегазового комплекса РФ и нашей экономики в целом [2].

В ходе исследования был проведён анализ направлений, в специалистах которых нуждается нефтегазовая отрасль России [1]:

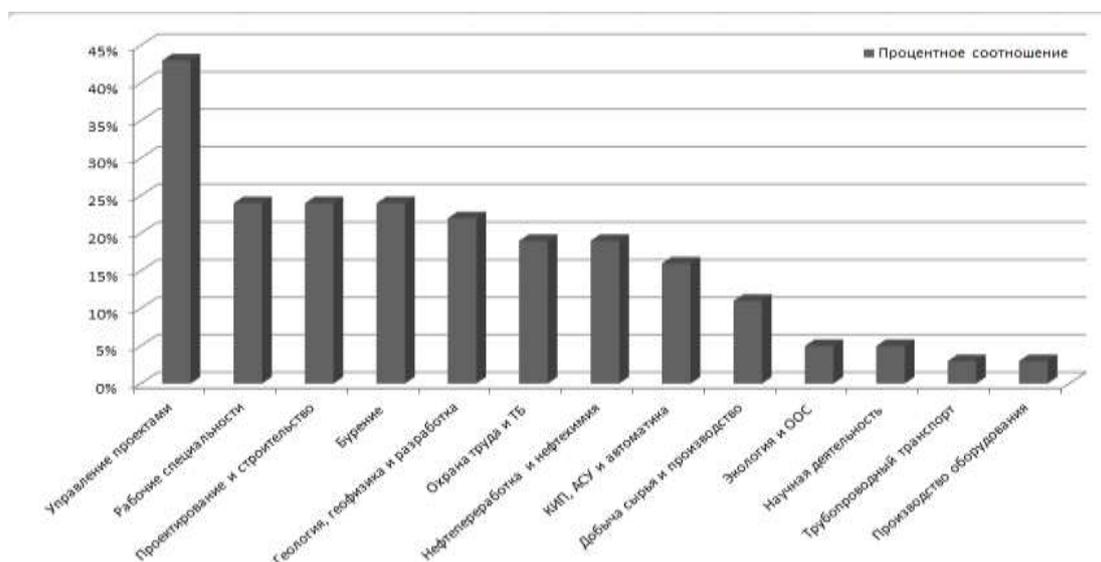


Рисунок 1. Недостаток специалистов в нефтегазовой отрасли РФ

Затем был проведён анализ открытых источников и баз данных, в ходе которого были выявлены следующие причины нехватки квалифицированных специалистов в нефтегазовой отрасли РФ:

1. Очень тяжёлые условия труда (особенно в районах Крайнего Севера, Якутии, ХМАО, на Сахалине);
2. Отказ выпускников СПО и ВО работать по полученной профессии;
3. Недостаточно эффективная подготовка выпускников учебных заведений;
4. Достаточно низкий уровень мотивации специалистов нефтегазового комплекса [3].

Исходя из выше сказанного, можно сделать вывод, что обозначенные выше проблемы подчёркивают актуальность требований непрерывного развития кадров, что помогло бы обеспечить повышение производительности труда и дало бы возможность достижения благоприятных экономических результатов.

В 2016 году специалистами компании «АНКОР-Энерджисервисез» было проведено исследование среди 45 нефтяных компаний на тему «Кадровый потенциал в сфере нефтегаза и энергетики». Исследование показало, что почти 60% опрошенных считают, что проблемы в поиске и найме высококвалифицированных специалистов достаточно ярко выражены в нефтегазовом комплексе РФ, при этом большинство отметили, что низкий уровень образования кадров и высокие требования комплекса к специалистам являются основными проблемами. Однако нужно отметить, что количества учебных учреждений, в которых готовят специалистов для нефтегазового комплекса, более чем достаточно для полноценного удовлетворения потребностей рынка, но, несмотря на это, уровень и качество образования остаются на не высоком уровне.

Помимо этого, в нефтегазовом комплексе РФ, как и во многих других секторах национальной экономики, серьёзное влияние на качество кадров влияют следующие обще-рыночные факторы:

1. «Старение» кадров;
2. Отсутствие преемственности поколений среди специалистов;
3. Отсутствие у нефтяных и газовых предприятий связей с профильными учебными организациями;
4. Отток специалистов из традиционных регионов эксплуатации и обслуживания нефтяных и газовых месторождений [4].

В настоящее время подготовка специалистов нефтегазового комплекса осуществляется в России почти в 50 вузах и их филиалах. На сегодняшний день компании стараются отбирать самых лучших из всех, при этом во многих компаниях всё больше и больше растёт потребность в специалистах «редких» специальностей, таких, как, например, бурение на шельфе. Причём отрасль остро нуждается в специалистах не только с теоретическими знаниями, но и с практическими навыками. Это тоже является своеобразной проблемой, т.к. у большинства выпускников практические навыки в рабочей сфере почти отсутствуют.

Заключение. Подводя итоги, нужно сказать, что, по нашему мнению, учреждениям среднего профессионального (СПО) и высшего образования (ВО) в подготовке специалистов необходимо ориентироваться на действительные требования НК РФ. Преподавателям нужно проходить стажировку на предприятиях нефтегазовой направленности, при этом необходимо адаптировать обучающие программы под новые инновационные технологические процессы, которые внедряются на нефтегазовых предприятиях. Образовательным организациям нужно разрабатывать про-

граммы не только для формирования профессиональных навыков, но и для формирования и развития управленческих и творческих знаний. Необходимо внедрение практико-модульного обучения для того, чтобы связать теоретические знания с практическими навыками.

Мы считаем, что нужно вернуть на нефтегазовые предприятия давно забытую систему наставничества – передачи опыта и навыков молодым специалистам. Непрерывное образование способствует наиболее качественному развитию профессионального потенциала у сотрудников.

Библиографический список

1. Мячин, И. Нехватка профессионалов / И. Мячин // ТЭК России. – 2012. – № 6. – С. 40 - 41.
2. Балаба, В. И. Вопросы нефтегазового образования в России / В. И. Балаба // Промышленная и экологическая безопасность. – 2010. – № 8. – С. 6 - 9.
3. Временные методические рекомендации по разработке отраслевой рамки квалификаций на основе Национальной рамки квалификаций Российской Федерации (утв. Минздравсоцразвития России 22.12.2011 г.).
4. Балаба, В. И. Формирование механизмов оценки соответствия в нефтегазовом образовании / В. И. Балаба // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2012. – № 3. – С. 16 - 19.

Научный руководитель – Чебыкина Ю.Б., младший научный сотрудник

ОРГАНИЗАЦИЯ ПСИХОЛОГО-ПЕДАГОГИЧЕСКОГО СОПРОВОЖДЕНИЯ АДАПТАЦИИ СТУДЕНТОВ- ПЕРВОКУРСНИКОВ В НИЖНЕВАРТОВСКОМ ФИЛИАЛЕ ТЮМЕНСКОГО ИНДУСТРИАЛЬНОГО УНИВЕРСИТЕТА

Мухаметшина Э.Р., Чебыкина Ю.Б.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Важнейшим социальным требованием к высшим учебным заведениям является ориентация образования не только на усвоение обучающимся определенной суммы профессиональных знаний, но и на развитие его личности, познавательных и созидательных способностей, успешной социализации в обществе и активной адаптации на рынке труда.

Проблемы качественного и количественного кадрового обеспечения современного рынка труда достаточно остро стоят в нашей стране. На сегодняшний день рынок труда переполнен профессиями, связанными с юрисдикцией, банковскими делами и пр. Зато не хватает в нашей стране инженеров и специалистов технических профессий.

На сегодняшний день российский рынок труда нуждается в высококвалифицированных специалистах. Таких специалистов готовят, как и в высших учебных заведениях, так и в учреждениях среднего профессионального образования. Однако у работодателей различных сфер труда весьма высокие требования к потенциальным работникам, но при этом не каждый выпускник того или иного учебного заведения может им удовлетворить.

Для системы образования на передний план выходит проблема учебной адаптации студентов, одной из разновидностей социальной адаптации. От успешности учебной адаптации на младших курсах вуза во многом зависят дальнейшая профессиональная карьера и личностное развитие будущего специалиста.

Поступив в новое учебное заведение, молодой человек уже имеет некоторые сложившиеся установки, стереотипы, которые при начале обучения начинают изменяться, ломаться. Новая обстановка, новый коллектив, новые требования, часто - оторванность от родителей, неумение распорядиться «свободой», денежными средствами, коммуникативные проблемы и многое другое приводят к возникновению психологических проблем, проблем в обучении, общении с сокурсниками, преподавателями.

В эффективной адаптации к вузу заинтересованы не только обучающиеся первого курса, но также преподаватели и сотрудники вуза. Успешное начало обучения может помочь студенту в его дальнейшей учебе, позитивно повлиять на процесс построения отношений с преподавателями и однокурсниками, привлечь к нему внимание руководителей студенческих объединений и творческих студий.

Итак, первокурсникам в вузе предстоит пройти несколько уровней адаптации:

- войти в коллектив однокурсников;
- адаптироваться в студенческой среде вообще, вжиться в новое социальное положение, в роль студента;
- адаптироваться к коллективу старшекурсников;
- адаптироваться к профессии.

В Нижневартовском филиале Тюменского индустриального университета созданы условия для эффективного протекания адаптационного периода у студентов - первокурсников:

- выявление и учет личностных особенностей студентов (анкетирование, интересы, таланты);
- организация взаимодействия преподавателей и студентов;
- осознание первокурсников процесса своего продвижения в профессию.

Психолого-педагогическое сопровождение в филиале осуществляется по следующим направлениям:

1. Диагностическое.

Проведение следующих исследований:

- интернет - тестирование «Диагностика мотивации студентов-первокурсников к обучению в вузе» (внутренняя мотивация учения, свя-

занная с учебной деятельностью и ее содержанием и внешняя мотивация учения, не связанная с учебной деятельностью и ее содержанием, но обусловленной внешними факторами и обстоятельствами); «Диагностика интеллектуальных способностей студентов-первокурсников»; «Диагностика качеств личности студентов – первокурсников»

- анкетирование «Итоговое исследование уровня адаптации студентов – первокурсников»,

- анкетирование «Удовлетворенность обучающихся различными направлениями деятельности филиала» и др.

2. Психоконсультативное.

Организация консультативной помощи в вопросах:

- построения взаимоотношений с коллективом студентов и преподавателей;

- консультации по запросу.

3. Психолого-педагогическое просвещение:

- ознакомление с Уставом ТИУ, с нормативными документами, с правилами внутреннего распорядка;

- знакомство с историей базового вуза, филиала, кафедрами;

- знакомство с сотрудниками и профессорско-преподавательским составом;

- формирование знаний о работе с учебно-методическими и научными источниками информации и т.п.

На примере группы ЭДНб-18-1 рассмотрим, насколько успешно прошли период адаптации студенты - первокурсники в филиале ТИУ в городе Нижневартовске.

В ходе работы нами было проведено анкетирование «Итоговое исследование уровня адаптации студентов – первокурсников» среди 26 студентов.

Обработка анкет по исследованию уровня адаптации студентов-первокурсников представлена на круговых диаграммах:

Трудно ли было привыкнуть к студенческой жизни?

- Да, процесс адаптации был трудным и долгим
- Нет, процесс адаптации был нетрудным и недолгим
- Никакая адаптация не требовалась, сразу почувствовал(-а) себя студентом
- Затрудняюсь ответить

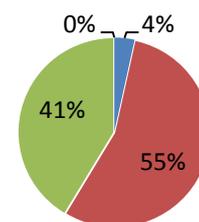


Рисунок 1. Сложность и продолжительность процесса адаптации

Какова Ваша общая удовлетворённость студенческой жизнью?

- Полностью удовлетворён
- Скорее удовлетворён, чем нет
- Скорее неудовлетворён, чем удовлетворён
- Полностью неудовлетворён
- Затрудняюсь ответить

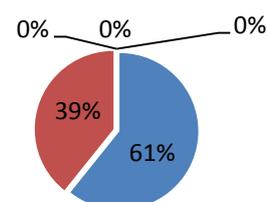


Рисунок 2. Общая удовлетворённость студенческой жизнью

Кто или что помог или помогло адаптироваться в новой социальной роли студента?

- Куратор
- Однокурсники
- Старшекурсники
- Студенческий профсоюз
- Преподаватели
- Массовые мероприятия в филиале
- Друзья, подруги, знакомые
- Никто и ничто
- Совместное участие в смотрах, соревнованиях
- Другое

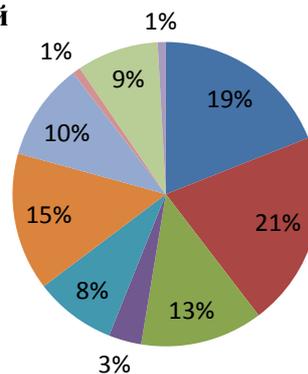


Рисунок 3. Помощь в адаптации

Как Вы оцениваете студенческие отношения в группе?

- Сложился дружный коллектив
- Выделились активные, но большинство пассивные
- Все разделились на компании
- Равнодушные, у многих интересы вне группы
- Присутствуют конфликтные ситуации

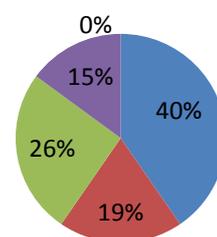


Рисунок 4. Оценка взаимоотношений в группе

Что вызвало наибольшие проблемы в студенческой жизни?

- Недостаток свободного времени
- Перегруженность учебными занятиями, неудобное расписание
- Недостаточный уровень довузовской подготовки
- Неумение организовывать себя
- Особых проблем не было
- Нехватка средств, неумение их расходовать
- Отсутствие привычного круга общения
- Невозможность найти занятие по душе, интересное дело
- Мало внимания со стороны методиста, куратора
- Низкая техническая оснащённость аудиторий, лабораторий
- Плохие санитарно-гигиенические условия
- Сложно привыкнуть к новой обстановке, сходитьсь с новыми людьми
- Низкое качество преподавания
- Другое

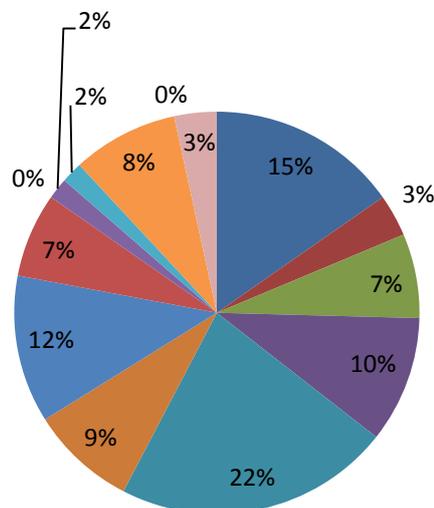


Рисунок 5. Проблемы в студенческой жизни

В ходе исследования мы проанализировали уровень адаптации студентов – первокурсников.

По рис. 1 видно, что основной части студентов - первокурсников адаптироваться в новой среде было легко, и лишь 4% ответили, что адаптация для них прошла трудно. При этом 61% опрошенных полностью удовлетворены студенческой жизнью, 39% скорее удовлетворены, чем нет (рис. 2). В успешном процессе адаптации студентов - первокурсников значительную роль сыграли куратор и одногруппники, а также проведение массовых мероприятий в филиале (рис.3), таких как, торжественная встреча первокурсников «День знаний», посвящение в студенты - квест-игра «Тайные недра ТИУ», дни здоровья с выездом на тур. базу, турнир по боулингу, торжественное мероприятие «Дебют первокурсника» и др.

Исходя из данных рис. 5 необходимо отметить, что у большинства студентов не возникло особых проблем в студенческой жизни.

Результаты диагностики позволили нам выделить следующую проблему адаптации первокурсников (рис. 4): не смотря на то, что в группе нет конфликтных ситуаций, всего 40 % считают, что в группе сложился достаточно дружный коллектив, мнение остальных студентов разделились, кто-то говорит, что в группе больше пассивных студентов, чем активных, а есть вообще равнодушные, также есть мнение, что все разделились на компании и у многих интересы вне группы.

Благодаря полученным данным, мы пришли к выводу о том, что в целом адаптация для первокурсников в университете прошла успешно.

Но для того, чтобы группа стала более дружная и активная, куратору группы с помощью актива группы необходимо дополнительно использовать следующие методы воздействия:

- беседы, упражнения на сплочение, творческую активизацию, сотрудничество;
- контроль, стимулирование;
- тренинги, деловые и ролевые игры на развитие личностных качеств студентов;
- вовлечение студентов во внеучебную деятельность филиала.

И далее оценивать проведенную работу по следующим критериям:

- педагогическая эффективность (отсутствие неуспевающих и дезадаптированных студентов, активное участие студентов в учебно-воспитательных мероприятиях филиала, бесконфликтное взаимодействие с сокурсниками и педагогами);

- психологическая эффективность (субъективное ощущение у студента комфорта и уверенности в себе и в своих действиях; удовлетворенность отношениями с сокурсниками и преподавателями, своим местом в коллективе; высокая работоспособность и успешность учебно-профессиональной деятельности).

Библиографический список

1. Адаптация студентов первого курса [Электронный ресурс] // Diplomba. – Режим доступа : <http://diplomba.ru/work/112191>

О ПРАКТИКО-МОДУЛЬНОМ ОБУЧЕНИИ В ТЮМЕНСКОМ ИНДУСТРИАЛЬНОМ УНИВЕРСИТЕТЕ

Савельева Н.Н.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Согласно современных исследованиям одно из направлений реформирования высшего образования является практико-модульное обучение. В Тюменском индустриальном университете также проходит эксперимент по внедрению в образовательный процесс новейших образовательных технологий, которые способны качественно повысить уровень подготовки бакалавров, сформировать профессиональные компетенции в будущей профессиональной области [2]. Очень важным является приобретение практических навыков, которые востребованы на предприятиях работодателей [1].

В настоящее время университеты не обеспечены материальной базой для обучения студентов, т.к. уровень техники и технологий в нефтегазовой области шагнул далеко вперед, Большинство технологических процессов проводятся с использованием информационных технологий, прикладных профессиональных программ, современного высокотехнологичного оборудования. Для работы в будущем на рабочих местах, оснащенных по последнему слову техники, необходима практическая подготовка на реальных рабочих местах на предприятиях нефтегазового комплекса.

Для решения этой проблемы в Тюменском индустриальном университете внедряется практико-модульное обучение на базе предприятий партнеров ПАО НК "Роснефть". Первым опытом по практико-модульному обучению студентов стало сотрудничество с крупнейшим предприятием Ханты-Мансийского автономного округа по добыче нефти АО «Самотлорнефтегаз». В плотном сотрудничестве с ведущими специалистами предприятия была спроектирована система практического обучения студентов Тюменского индустриального университета в подразделениях АО «Самотлорнефтегаз». Общая идея проекта такова: теоретическое обучение проходит в стенах университета, а практическое ведется на предприятие партнере, где студенты получают практические навыки и умения, знакомятся с реалиями своей будущей профессии. В 2018-2019 учебном году обучение в практико-модульном формате прошло на 3 курсе по направлению «Нефтегазовое дело». В следующем 2019-2020 году к эксперименту присоединиться еще один курс, то есть старшие курсы (третий и четвертый курс) будут проходить практическую подготовку на реальных рабочих местах, формируя профессиональные компетенции, нужные им в будущем, на рабочих местах при трудоустройстве после окончания вуза.

Обучение ведется по модулям [3]. Рассмотрим схему обучения на примере направления «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти», В учебном плане предусмотрены четыре модуля, Один модуль проходит в одном семестре и распределены по третьему и четвертому курсам (5,6,7 и 8 семестрам). Обучение длится четыре модуля – четыре семестра. Рассмотрим организацию обучения одного из модулей.

Модуль «Информационные основы эксплуатации объектов добычи нефти» изучается обучающимися в шестом семестре на третьем курсе и включает в себя следующие дисциплины «Численные методы», «Прикладные программные продукты», «Компьютерное проектирование».

Теоретический курс студентам читают преподаватели университета, практические занятия вынесены в подразделения АО «Самотлорнефтегаз». Причем по модулю «Информационные основы эксплуатации объектов добычи нефти» студенты изучали прикладные профессиональные программы в отделе «» и включало в себя следующие вопросы:

1. Изучение прикладной программной программы, которая используется для автоматизированного управления фондом скважин. Изучение интерфейса, основных функций, команд программы

2. Ознакомление с процессом занесения оперативных данных по скважинам: суточных показателей по добыче жидкости, нефти, обводненности, давления и др.

3. Знакомство с режимами скважин, оборудованием, спущенным в скважину.

4. Изучение при выгрузке скважинных данных, по какому либо месторождению, параметру и т.д., как анализируют информацию и дают рекомендации для дальнейшей эксплуатации скважин.

Преподаватели совместно с сотрудниками предприятия-партнера не занимаются изучением абстрактного теоретического материала, а имеют в своем распоряжении реальные производственные объекты, профессиональные прикладные продукты и изучают управление технологическими процессами на конкретном предприятии. Это способствует качественному формированию профессиональных компетенций.

Теоретические знания, которые студенты получают на лекционных занятиях, на базе действующего предприятия по добычи нефти, воплощаются в инструмент для решения реальных практических задач. Образовательная среда способствует адаптации обучающихся к будущей профессиональной деятельности, что, безусловно, повышает интерес и мотивацию студентов к освоению дисциплин и своей специальности.

В результате практического обучения на предприятии студенты получили неоценимый практический опыт работы на предприятии, изучили корпоративную прикладную программу МРМ [4]. Большинство студентов были мотивированы на дальнейшее трудоустройство в компании АО НК «Роснефть». Этот опыт для филиала оказался очень ценным и показал повышение качества образования. Мы планируем продолжить эксперимент по внедрению практико-модульного обучения в филиале Тюменского индустриального университета на будущий учебный год.

Библиографический список

1. Дульзон, А. А. Реформы высшего образования и вузовское сообщество / А. А. Дульзон // Инженерное образование. – 2017. – № 21. – С. 8 - 17.

2. Пивень, В. В. Практико-модульное обучение как технология формирования профессиональных компетенций в инженерном образовании [Электронный ресурс] / В. В. Пивень, С. И. Челобитко // Современные проблемы науки и образования. – 2019. – № 1. – Режим доступа: <http://science-education.ru/ru/article/view?id=28531> (дата обращения: 03.05.2019).

3. Савельева, Н. Н. Подготовка будущих бакалавров-нефтяников к профессиональной деятельности на высокотехнологичных предприятиях: монография / Н. Н. Савельева. – Тюмень: ТИУ, 2017. – 122 с.

4. Савельева Н. Н. Применение информационных технологий при организации процесса подготовки студентов для высокотехнологичных предприятий / Н. Н. Савельева // Информационные ресурсы в образовании : материалы международной научно-практической конф. 17-19 апр. 2013 г. - Нижневартовск, 2013. - С.68 - 71

ПРОБЛЕМЫ ПОДГОТОВКИ ВЫСОКОКВАЛИФИЦИРОВАННЫХ КАДРОВ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Худайбердиев А.Т.
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Актуальность связана с существующей учебной программой и системой прохождения практики на предприятиях нефтегазового комплекса. В последнее время замечается тенденция нехватки подготовленных кадров на объектах нефтегазодобычи, а также переработки нефти и газа. Причиной этому может служить снижение качества подготовки профессиональных кадров в учебных заведениях высшего образования.

Мы считаем, что существующая система учебной программы и прохождения практики не позволяет подготовить качественных выпускников, действительно нужных для потенциального работодателя. Мы предлагаем ввести систему параллельного дополнительного образования, а также новую форму прохождения практики студентами на предприятиях нефтегазового комплекса.

В данной работе **объектом исследования** являются учебные заведения высшего образования (Тюменский индустриальный университет филиал в г. Нижневартовске)

Предмет – улучшение учебной программы и усовершенствование системы прохождения практики студентами.

Цель – разработать и предложить новую форму прохождения практики студентами, а также улучшить учебную программу.

Задачи исследования:

- 1) Описать ныне существующую: систему прохождения практики, учебную программу;
- 2) Проанализировать опыт других учебных заведений;
- 3) Предложить новую форму прохождения практики;

4) Добавить в учебную программу систему дополнительного образования.

Практическая часть

Тюменский индустриальный университет включен в федеральную программу. В настоящее время на прохождение практики отводиться на 1 курсе 30 часов, а для последующих курсов по 60 часов. Чаще всего практика проходит в летнее время.

Со 2 курса, начинается производственная практика, для прохождения которой обязательно наличие удостоверения рабочей специальности (корочка). Чаще всего обучающиеся пользуются услугами учебных образовательных центров и большинство попросту их покупают. В лучшем случае читаются лекции, предусмотрена и практика, но по факту ее нет. Соответственно ухудшается общее качество подготовки.

Мы провели исследования в данном направлении. Проанализировали спрос на рабочие профессии в нефтегазовой отрасли в организациях предоставляющих дополнительное образование в г. Нижневартовск:

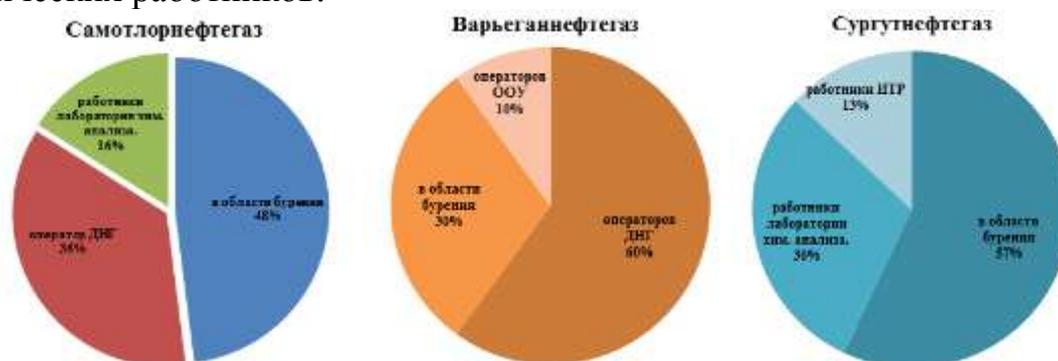
- Региональный учебный центр-Нижневартовск (анализ за последние 2 года):

Оператор по добыче нефти и газа 4 разряд (переподготовка, повышение квалификации) – 43,5% контингента; Оператор обезвоживающей и обессоливающей установки –27,6% контингента; Лаборант химического анализа – 11,1% контингента; Слесарь-ремонтник 4 разряд (переподготовка, повышение квалификации) – 5,6%; Оператор товарный 3,4 разряд (переподготовка, повышение квалификации) - около 4%;

- Дополнительное образование в “Нижневартовский строительный колледж”:

- Слесарь по ремонту автомобилей- 37,4%; Электрогазосварщик – 23,5%; Парикмахер -26,7%; Каменщик – 12,3;

Провели опрос в ведущих нефтяных компаниях в нашем городе. В ходе опроса представителей организаций выяснилось, что в нефтегазовой отрасли в большей степени не хватает качественных инженерно-технических работников.



Недостатки существующей системы:

- Низкое качество образования (были случаи, что недавно выпустившийся студент не мог объяснить, что такое скважина, даже нарисовать её).

- Руководитель практики от ВУЗа и руководитель практики от предприятия не связаны напрямую друг с другом.
- Студенты не имеют профессионального образования или удостоверения

Предлагаю ввести новую форму параллельного дополнительного образования в следующих формах:

- 1) Дополнительное образование лицензируется непосредственно в филиале, и образование получается в стенах филиала нашими преподавателями.
- 2) Университет заключает договор с учебным центром на базе, которого, студенты получают дополнительное образование, но согласно этому договору занятия проводят также наши преподаватели в стенах университета без отрыва от учебы. Также в практический курс обучения в дополнительного образования могут входить дисциплины, включенные в учебный план ВО. По итогам обучения, включающего в себя и практику, создается комиссия из представителей обучающих организаций, ВУЗа и представителей предприятия.

Наиболее востребованные направления для переподготовки:

Оператор по добыче нефти и газа 4 разряд (переподготовка, повышение квалификации); Лаборант химического анализа 3 разряд(переподготовка); Лаборант химического анализа 4,5 разряд" (повышение квалификации); Слесарь ремонтник 4 разряд (переподготовка, повышение квалификации); Слесарь по ремонту автомобилей 4 разряд(переподготовка); Основы проектирования в AutoCad (базовый уровень); Трехмерное моделирование в AutoCad (повышение квалификации);

Преимущества:

Для учебного заведения:

- Увеличение заработной платы преподавателей за счет повшения нагрузки;
- Повышение качества обучения
- Выпуск квалифицированных кадров

Для работодателя:

- Преобретение профессиональных специалистов

Для студента:

- Студент может определиться, в зависимости от его работоспособности, в каком направлении ему нравится работать.

Также в ходе работы с данной темой нами предлагалось изменить вид прохождения практики, а именно не 1 месяц полностью, как проходят практику на данный момент, а в течение года в раз неделю.

Данный вид практики хорошо зарекомендовал себя в вузах страны

Преимущества:

- Написание диплома
- Работодатель может целенаправленно готовить себе кадры на какую либо должность.

- Студент может определиться, в зависимости от его работоспособности, в каком направлении ему нравится работать.
- Получение студентом опыта и навыка в своем направлении, что является из важнейшей составляющей квалифицированного работника.

Выводы. Проведя анализ социального нами опроса представителей организаций, мы пришли к выводу, что в графике работы 1 раз в неделю для рабочих профессий возникают осложнения связанные с вахтовым методом работы, временем заезда бригад. Нет возможности еженедельно доставлять работников на месторождения.

Со стороны представителей предприятия поступило предложение о прохождении практики два-три раза в течение года по 2-3 недели по 2-3 недели. На основании проведенного анализа можно сделать вывод, что для прохождения практики в качестве помощника инженерно-технического работника можно внедрить данный проект. А для рабочих профессий оптимальна график два-три раза в течение года по 2-3 недели.

Все опрошенные представители организаций одобрили проект по введению получения рабочих профессий и готовы к сотрудничеству и коллаборации.

Огромный шквал положительных отзывов получил проект о параллельном включении в учебную программу дополнительного образования.

В рамках проекта выступаем с предложением оформлять трудовые книжки с внесением стажа работы (практики) в общий стаж работы по данной профессии либо должности. Данное предложение также нашло одобрительные отзывы со стороны представителей организаций.

Экономическая эффективность: В случае включения предложенной нами формы прохождения практики в филиале, финансирование будет осуществляться за счет средств федерального бюджета или за дополнительную оплату обучающимися. Если мы заключаем договор с организациями, не все организации будут сотрудничать бесплатно. Но существенный плюс в том, что занятия будут проводиться в стенах филиала нашими либо сторонними преподавателями. Если, согласно договору, ППС филиала, то дополнительная учебная нагрузка ППС.

Научный руководитель - Белокурова Е.В., канд. экон. наук, доцент

УНИКАЛЬНАЯ СРЕДА ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ МОЛОДОГО СПЕЦИАЛИСТА: СТУДЕНЧЕСКОЕ НАУЧНОЕ ОБЩЕСТВО

Широких А.В., Зубченко Д.А.
Тюменский индустриальный университет

Научная деятельность студентов – это неотделимая часть процесса саморазвития студента в университете. Связано это с тем, что за время получе-

ния образования он может выявить выдающиеся способности в научной сфере и эффективно продолжить свою деятельность, уже работая по своей специальности, приумножая научный потенциал, как общества, так и государства.

Для профессионала, стремящегося после получения высшего образования построить успешную карьеру, особенно актуальным становится умение ориентироваться в потоке научной информации, овладение фундаментальным багажом знаний, составляющих теоретические основы профессиональной деятельности, освоение и применение научных познаний на реальной практике.

Авторы статьи считают неотъемлемым условием включенности студентов в научную жизнь университета участие в Студенческих Научных Обществах, как в объединениях единомышленников, заинтересованных научной деятельностью. Результаты первых исследований, работа в лабораториях, моделирование процессов, выход на новый уровень познаний в теории, освоение знаний путем участия в производственных практиках - всё это может дать возможность получившим образование молодым студентам начать свои первые самостоятельные действия в будущей специальности, закладывает путь для дальнейшего развития по карьерной лестнице.

В связи с этим создание и развитие студенческих научных сообществ является для каждого вуза актуальной задачей. Здесь студенты учатся работать с научной литературой, анализировать и обобщать результаты собственных исследований, представлять свои работы с докладами на конференциях, отстаивать свое мнение в дискуссиях, применять на практике новые информационные и цифровые технологии. Нетрудно заметить, что всё это, несомненно, выходит за рамки стандартного учебного плана и способствует подготовке современных инженерных специалистов [1].

Когда молодой профессионал получает ученую степень, то перед ним могут открыться возможности как открытия собственного дела или работы в управленческих структурах, так и двери высших учебных заведений и научно-исследовательских институтов, в которых он может найти применение своим знаниям и вести научную работу уже в статусе ученого.

Наш университет успешно предоставляет все возможности для того, чтобы научной деятельностью занималось как можно больше людей. Для раскрытия внутреннего потенциала студентов в нашем Тюменском индустриальном университете функционирует Студенческое научное общество Arctic Research Community.

Arctic Research Community – это молодая постоянно действующая организация студенческого самоуправления Тюменского Индустриального Университета, объединяющая студентов, занимающихся научно-исследовательской, внедренческой, творческой деятельностью, посвященной изучению проблем освоения Арктических зон. Организация, объединившая усилия 15 студентов, была основана в феврале 2018 года, в своей

деятельности она руководствуется законодательством Российской Федерации, Уставом ТИУ и Положением о Студенческом научном обществе.

Задачей Arctic Research Community является повышение качества подготовки высококвалифицированных специалистов за счёт дополнительного углубленного освоения студентами учебного материала и профессиональной литературы по изучению проблем освоения нефтегазовых месторождений Арктической Зоны РФ, экологических и геополитических проблем. Мы показываем свою целенаправленность на то, чтобы студенты знали методику и средства самостоятельного решения научных и технических кейсов, имели навыки работы в научных коллективах, осуществляем содействие успешному решению научных и технических задач.

Ежегодно молодые люди охвачены разными формами научно-исследовательской работы. Силами Arctic Research Community и партнерами ТИУ был организован цикл образовательных лекций по популяризации арктической проблематики. Для их проведения приглашались известные ученые из Института криосферы Земли, Тюменского государственного университета, а так же компания Мессояханефтегаз и Тюменнефтегаз. С целью налаживания международных межвузовских научных контактов Тюменский индустриальный университет с официальным визитом посетил профессор Китайского университета океанологии Го Пейцин.

Одной из задач Студенческого Научного Общества является внедрение в учебно-педагогический процесс цикла семинаров для студентов по подготовке и написанию научных работ. На лекциях осуществляется знакомство с методами работы над научной статьей, а на старших курсах – написание и защита курсовых работ. Члены общества регулярно участвуют в научно-практических конференциях и занимают там призовые места. Принимают участие в олимпиадах и интеллектуальных играх.

Одним из самых интересных аспектов работы ARC является участие его членов в экспедициях и производственных практиках. Летом 2018 года молодые люди из ТИУ отправились в экспедицию, организованной Институтом Криосферы Земли СО РАН совместно с Российским Центром Освоения Арктики, на полуостров Ямал, в район Бованенковского месторождения. А также один член научного общества прошел производственную практику на месторождении «Русское» в ЯНАО. В 2019 году уже все участники общества пройдут свою производственную практику на нефтегазовых месторождениях арктических территорий. Ожидается участие членов СНО в международных форумах и поездках, связанных с обсуждением проблем освоения Арктики, геополитики в данном регионе и большого количества других узких тем. Так, например, один из его участников отправится на НИС «Профессор Молчанов» в международную научно-образовательную экспедицию «Арктический плавучий университет – 2019». Это еще раз доказывает, что членство в различных студенческих научных обществах дает их участникам огромные преимущества.

Не смотря на то, что ARC является молодой организацией, деятельность нашего общества освещается в СМИ, вышла статья в журнале «Сибирское богатство», «ХОЛОДОК», «Sozvezdye». Таким образом, научная деятельность в настоящее время является неотъемлемой частью обучения и продвижения активных студентов, обеспечивает возможность для каждого молодого человека реализовать свое право на творческое развитие личности в соответствии с его способностями и потребностями. Благодаря труду преподавателей и студентов СНО «ARC» будет непрерывно развиваться и готовить специалистов для нефтегазовой отрасли.

Библиографический список

1. Баранов, А. А. Студенческое научное общество: прошлое, настоящее, перспективы / А. А. Баранов, В. Н. Малашенко, Н. А. Мурашова // Высшее образование в России. – 2010. – № 2. – С. 95 - 100.

Научный руководитель – Колева Г.Ю., д-р. ист. наук, профессор

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

*IX Международной научно-практической конференции
обучающихся, аспирантов и ученых*

В авторской редакции

Подписано в печать 19.11.2019. Формат 60x90 1/16. Усл. печ. л. 17,81.
Тираж 500 экз. Заказ № 1664.

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.