

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

| Тема работы |
|--|
| Совершенствование технологии процесса добычи трудноизвлекаемых запасов нефти на месторождениях Западной Сибири. |

УДК 622.276.72(571.1)

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|----------------------|---------|------|
| 2Б6П | Лобач Илья Сергеевич | | |

Руководитель

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент | Шарф Ирина Валерьевна | Д.Э.Н. | | |

Консультант

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|-----------------------------|------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель | Карпова Евгения Геннадьевна | | | |

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|---------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент | Якимова Татьяна Борисовна | К.Э.Н. | | |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|----------------------------|------------------------|---------|------|
| Ассистент | Сечин Андрей Александрович | К.Т.Н. | | |

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

| Руководитель ООП | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|----------------------------|------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель | Максимова Юлия Анатольевна | | | |

Томск – 2020 г.

Планируемые результаты обучения прикладного бакалавра

| № | Результаты обучения | Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон |
|------------|--|--|
| 1 | 2 | 3 |
| P1 | Применять <i>базовые</i> естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики) | ОК-1, ОК-3, ОК-8, ОК-9, ОПК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-11 |
| P2 | Применять <i>базовые профессиональные знания</i> в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>междисциплинарных инженерных задач</i> нефтегазовой отрасли | ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-1, ППК-3, ППК-4, ППК-6 |
| P3 | Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; | ОК-6, ОК-8, ОПК-2, ППК-4, ППК-6 |
| P4 | Проявлять <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> , уметь <i>использовать новые знания при обучении сотрудников</i> | ОК-1, ОК-3, ОПК-1, ОПК-3 ППК-4, ППК-6, |
| P5 | Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов | ОК-4 ОПК-6, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-11 |
| P6 | Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i> , обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> | ОК-3, ОК-4, ОК-9, ОПК-5, ППК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-8, ППК-9, ППК-11 |
| P7 | Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов | ОК-5, ОК-6, ОК-5, ОПК-4, ППК-3, ППК-4, ППК-7, ППК-10 |
| P8 | Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> | ОПК-5, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-8, ППК-9 |
| P9 | Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i> | ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-8, ОПК-6, ППК-2, ППК-5, ППК-7, ППК-10, ППК-11 |
| P10 | Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности | ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-6, ППК-8, ППК-10 |

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

| |
|--|
| Бакалаврской работы |
| (бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации) |

Студенту:

| Группа | ФИО |
|--------|------------------------|
| 2Б6П | Лобачу Илье Сергеевичу |

Тема работы:

| | |
|--|------------------------|
| «Совершенствование технологии процесса добычи трудноизвлекаемых запасов нефти на месторождениях Западной Сибири» | |
| Утверждена приказом директора (дата, номер) | 59-120/с от 28.02.2020 |

| | |
|--|------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 20.06.2020 |
|--|------------|

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

| | |
|---|--|
| Исходные данные к работе | Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы. |
| Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов | 1.1. Геологическое строение месторождений АО «Томскнефть» 1.2. Свойства и структура продуктивных пластов основное направление работы предприятия 2.1. Анализ применяемых в работе методов и их влияния на качество эксплуатации месторождений 2.2. Моделирование месторождений, прогнозирование эффективности эксплуатации месторождений 2.3. Применяемые скважинные технологии 3.1 Анализ эффективности работы установки ЭЦН и REDa |

| | |
|--|---|
| | 3.2. Эффективность работы скважинного оборудования 3.3. Повышение показателей МРП и СПО 3.4. Экологичность и безопасность 4. Оценка потенциала применяемых технологий и аппаратуры 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение 5.1. Расчет экономической эффективности гидравлического разрыва пласта на Крапивинском месторождении 5.2. Расшифровка затрат по калькуляции на одно ГРП 5.3. Расчет показателей ПДН и ЧТС 5.4. Анализ чувствительности проекта к риску 6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 6.2. Производственная безопасность на Крапивинском нефтяном месторождении 6.3. Экологическая безопасность 6.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях |
|--|---|

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

| Раздел | Консультант |
|---|---|
| Геологическое строение Томского нефтяного комплекса | Старший преподаватель Карпова Евгения Геннадьевна |
| Месторождения и применяемые на них технологии по добыче нефти | |
| Анализ и сравнительные характеристики применяемого скважинного оборудования | |
| Оценка потенциала применяемых технологий и аппаратуры | |
| Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Доцент, д.э.н. Якимова Татьяна Борисовна |
| Социальная ответственность | Ассистент, к.т.н. Сечин Андрей Александрович |
| Названия разделов, которые должны быть написаны на русском: | |
| Геологическое строение Томского нефтяного комплекса | |
| Месторождения и применяемые на них технологии по добыче нефти | |
| Анализ и сравнительные характеристики применяемого скважинного оборудования | |
| Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | |
| Социальная ответственность | |

| | |
|--|------------|
| Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику | 02.03.2020 |
|--|------------|

Задание выдал руководитель / консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|--------------------------------|---------------------------|---------|------|
| Доцент | Шарф Ирина Валерьевна | д.э.н. | | |
| Старший преподаватель | Карпова Евгения Геннадьевна | | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|----------------------|---------|------|
| 2Б6П | Лобач Илья Сергеевич | | |

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: бакалавр
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: весенний семестр 2019 /2020 учебного года
 Форма представления работы:

| |
|---------------------|
| Бакалаврская работа |
|---------------------|

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

| | |
|--|------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 20.06.2020 |
|--|------------|

| Дата контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования) | Максимальный балл раздела (модуля) |
|---------------|---|------------------------------------|
| 25.03.2020 | Геологическое строение Томского нефтяного комплекса | 10 |
| 12.04.2020 | Месторождения и применяемые на них технологии по добыче нефти | 15 |
| 28.04.2020 | Анализ и сравнительные характеристики применяемого скважинного оборудования | 20 |
| 15.05.2020 | Оценка потенциала применяемых технологий и аппаратуры | 10 |
| 31.05.2020 | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | 20 |
| 10.06.2020 | Социальная ответственность | 15 |
| 16.06.2020 | Оформление работы | 10 |

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент | Шарф Ирина Валерьевна | Д.Э.Н. | | |

Консультант

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|-----------------------------|------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель | Карпова Евгения Геннадьевна | | | |

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|----------------------------|------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель | Максимова Юлия Анатольевна | | | |

Реферат

Ключевые слова: месторождение, фонд скважин, механизированная добыча, межремонтный период, белая скважина, гидроразрыв пласта, мониторинг залежей, коэффициент проницаемости.

Данная аттестационная работа написана на 107 страницах, содержит 11 рисунков и 28 таблиц.

Темой данной работы является оценка потенциала и технологии реализации добычи трудноизвлекаемых запасов нефти на месторождениях АО «Томскнефть».

Цель: анализ потенциала применяемых технологий на различных месторождениях (Советско-Соснинское, Кондаковское и Трайгородское, Ломовое, Озерное и других) и их экономической целесообразности в использовании.

В первой части работы автором проведен анализ основных особенностей разработки месторождений, выделены основные проблемы, которые необходимо решить при помощи капитального ремонта скважин и внедрений новых технологий.

Во второй части подробно анализируются виды проводимых операций и их роль в разработке месторождения: добыча ведется уже более 50 лет с 18 объектов, все это требует контроля за качеством технического состояния скважин. Также капитальный ремонт позволяет вести добычу при помощи перевода скважин с одного объекта разработки на другой. В работе оценена дополнительная добыча, полученная от данных методов.

В завершении работы говорится о необходимости поиска эффективных технологий по борьбе с засоленностью, проводится анализ методов, применяемых на месторождениях-аналогах и даются рекомендации об использовании новых технологий и проектов АО «Томскнефть».

Обозначения и сокращения

УЭЦН - установка электроцентробежного насоса

СНО - средняя наработка на отказ

МРП - межремонтный период

КВЧ - количество взвешенных частиц

ПЭД - подземный электродвигатель

ППД - поддержание пластового давления;

ШГН - штанговая глубинно-насосная установка;

РЭДА - русский электрический двигатель системы Арутюнова;

ГТМ - геолого-технические мероприятия;

НКТ - насосно-компрессорные трубы;

СПО - спускоподъемные операции;

АСПО - асфальто-смоло-парафиновые отложения;

ПАВ - поверхностно-активные вещества;

ГРП - гидравлический разрыв пласта;

УПСВ - установка предварительного сброса воды;

КИН - коэффициент извлечения нефти;

ТКРС - текущий капитальный ремонт скважины

СМР - система мониторинга регулирования

МУН - метод увеличения нефтеотдачи

ОГЛАВЛЕНИЕ

| | |
|---|----|
| ВВЕДЕНИЕ | 12 |
| 1 ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ТОМСКОГО НЕФТЯНОГО КОМПЛЕКСА | 13 |
| 1.1 Геологическое строение месторождений АО «Томскнефть» | 14 |
| 1.1.1. Стратиграфия..... | 15 |
| 1.1.2 Тектоника..... | 21 |
| 1.2 Свойства и структура продуктивных пластов | 26 |
| 1.2.1 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов | 27 |
| 1.2.2 Состав и основные физические свойства нефти, газа и попутной воды..... | 29 |
| 1.2.3 Анализ запасов нефти и газа..... | 30 |
| 1.3 Трудноизвлекаемые запасы, как основное направление работы предприятия..... | 31 |
| 2 МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ПРИМЕНЯЕМЫЕ НА НИХ ТЕХНОЛОГИИ ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ..... | 32 |
| 2.1 Анализ применяемых в работе методов и их влияния на качество эксплуатации месторождений | 32 |
| 2.2 Моделирование месторождений, прогнозирование эффективности эксплуатации месторождений | 33 |
| 2.3 Применяемые скважинные технологии | 35 |
| 3 АНАЛИЗ И СРАВНИТЕЛЬНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРИМЕНЯЕМОГО СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ..... | 38 |
| 3.1 Анализ эффективности работы установки ЭЦН и REDa | 38 |
| 3.1.1 Выбор способа эксплуатации | 38 |
| 3.1.2 Эксплуатация скважин с использованием УШГН, ЭВН, ГПН, УЭДН .. | 41 |

| | |
|---|----|
| 3.1.3 Назначение и устройство ЭЦН | 42 |
| 3.1.4 Кривые производительности насоса | 49 |
| 3.1.4.1 Ствол скважины..... | 49 |
| 3.1.4.2 Расчет данных инклинометрии..... | 50 |
| 3.1.4.3 Уравнение притока | 50 |
| 3.1.4.4 Критерии проектирования | 55 |
| 3.1.5 Анализ преждевременных отказов УЭЦН | 56 |
| 3.2 Эффективность работы скважинного оборудования | 58 |
| 3.3 Повышение показателей МРП и СПО..... | 59 |
| 3.4 Экологичность и безопасность | 61 |
| 4 ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛА ПРИМЕНЯЕМЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И АППАРАТУРЫ | 63 |
| 5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСНАБЖЕНИЕ | 65 |
| 5.1 Расчет экономической эффективности гидравлического разрыва пласта на Крапивинском месторождении | 66 |
| 5.2. Расшифровка затрат по калькуляции на одно ГРП | 68 |
| 5.3. Расчет показателей ПДН и ЧТС | 72 |
| 5.4. Анализ чувствительности проекта к риску | 74 |
| 6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ | 77 |
| 6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности | 79 |
| 6.2. Производственная безопасность на Крапивинском нефтяном месторождении | 81 |
| 6.2.1. Анализ выявленных вредных факторов при проведении гидравлического разрыва пласта..... | 82 |

| | |
|--|-----|
| 6.2.2. Анализ выявленных опасных факторов при проведении гидравлического разрыва пласта..... | 86 |
| 6.3. Экологическая безопасность | 96 |
| 6.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях | 103 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 105 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ | 106 |

Введение

На сегодняшний день значительную роль в добыче нефти по Томской области выполняет компания АО «Томскнефть». Месторождения компании являются передовыми в отрасли и ведущими по разработке технологий, повышающих качество выработки, увеличивающих продолжительность эксплуатации скважин и их дебит.

При сохранении существующих объемов добычи на уровне 10,3–10,4 млн тонн нефти в год «Томскнефть» обеспечена сырьем на 30 лет вперед. Запасы компании на территории Томской области — порядка 300 млн тонн. При этом в целом региональная ресурсная база ограничена. Дело в том, что месторождения с существенными запасами разрабатываются давно, а эксплуатация участков недр с запасами до 5 млн тонн не всегда экономически оправдана из-за сложного геологического строения недр, труднодоступности залежей и их отдаленности от основных инфраструктурных объектов. Предприятие решает вопрос с нефтеизвлечением с помощью технологий.

Целью данной аттестационной работы является анализ потенциала применяемых технологий на различных месторождениях (Советско-Соснинское, Кондаковское и Трайгородское, Ломовое, Озерное и других) и их экономической целесообразности в использовании.

При написании решались следующие задачи:

- 1) Рассмотреть и проанализировать геологического строения Васюганского региона, свойств продуктивных пластов. Анализ запасов нефти и газа;
- 2) Анализ месторождений и применяемых на них технологий по добыче нефти, выделение наиболее перспективных проектов;
- 3) Анализ и сравнительные характеристики применяемого скважинного оборудования, на примере Западно-Моисеевского месторождения;
- 4) Оценка потенциала применяемых технологий и аппаратуры.

1. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ТОМСКОГО НЕФТЯНОГО КОМПЛЕКСА

Необходимым условием успешного изучения недр и поисков месторождений полезных ископаемых является относительно правильное представление о геологическом прошлом области и ее современном состоянии, хотя бы в самом общем виде. Всю историю геологического прошлого нашей земли ученые разделили на эры, периоды и эпохи, которым соответствуют определенные группы, системы и отделы слоев земной коры.

Геологи считают, что до девонского периода палеозойской эры территория, занимаемая теперь Томской областью, была покрыта морем (осадков этого додевонского моря до сих пор пока в пределах области не обнаружено). В девонском периоде территории области в целом продолжала оставаться морским дном, но на юге области, в районе современного водораздела Томь – Яя, уже появилась суша, на которой произрастала первая наземная растительность — псилофиты. Морские отложения этого периода встречаются в южной части нашей области в виде выходов известняков и песчаников.

Таким образом, собственно геологическая летопись Томской области начинается с девона, и отложения этого периода являются самыми древними из всех пород, слагающих недра Томской области.

В каменноугольном периоде в южной части области суша занимала уже большее пространство. В этом же периоде начались горообразовательные процессы. В пермском периоде горообразование продолжалось. Возникла горная страна, которая захватила и юг Томской области. Она получила название Томь-Колыванских складок. Горообразование сопровождалось внедрением магмы в толщу земной коры и излиянием ее на дневную поверхность.

В течение всей мезозойской эры, шло разрушение этой горной страны. К началу третичного периода кайнозойской эры Томская область представляла собой сушу. Это была равнина с множеством озер и рек.

В первой половине третичного периода западная половина области опять покрывалась морем. Во второй половине область вновь представляла собой сушу. В третичном периоде на территории Томской области произрастала разнообразная субтропическая растительность, из остатков которой образовались бурые угли. В течение этого периода отложились мощные толщи рыхлых пород — глины, пески.

В следующем, четвертичном, периоде произошло похолодание климата, которое привело к тому, что огромная площадь на севере Сибири подверглась оледенению. Ледник продвигался к югу и доходил до северной границы Томской области. На юге, в горной системе Алтая, оледенение также получило широкое развитие. Затем наступило потепление, ледники начали таять. Территория области стала местом, куда направлялись потоки талых вод. Потоки несли с собой разрушенные рыхлые породы и отлагали их по всей Западной Сибири, в том числе и по территории области. Так образовались мощные четвертичные рыхлые отложения, покрывшие все более древние образования.

1.1. Геологическое строение месторождений АО «Томскнефть»

Основная группа месторождений сосредоточена на разработке 4 продуктивных пластов, приуроченных $Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^м$, $Ю_1^3$. Последний из которых разделен на две пачки: высокопроницаемую $Ю_1^{2A}$ и низкопроницаемую $Ю_1^{2B}$. По своим запасам месторождения АО «Томскнефть» на территории Томской области составляют более 300 млн тонн, в разработке находится 29 активов, 17 участков обеспечены нормативной документацией и 5 месторождений находятся на стадии подготовки. (рис. 1)

Стоит отметить, что по сейсмической активности (опасности) район относится к 5-балльной зоне, т.е. неопасной.

Основной из рассматриваемых структур является Междуреченская, на которой сосредоточены 4 из рассматриваемых месторождений. Структура

выявлена и подготовлена под поисковое бурение в 1987 году сейсморазведочными работами МОГТ Томским геофизическим трестом [7].



Рисунок 1 – Карта рассматриваемых месторождений АО «Томскнефть»

1.1.1. Стратиграфия

В геологическом строении изучаемого района основную роль составляют терригенные отложения различного литолого-фациального состава мезозойско-кайнозойского платформенного чехла, а также в различной мере метаморфизированные и дислоцированные породы доюрского

складчатого фундамента. Средняя мощность отложений чехла составляет 2400-3200 м и более, породы залегают на денудированной и выветрелой поверхности фундамента несогласно, со стратиграфическим перерывом.

Стратиграфическое расчленение разреза осуществлено по данным глубоких скважин (Западно-Моисеевское месторождение) на основании корреляционных схем (рис. 2), утверждённых Межведомственным стратиграфическим комитетом в 1968 году, имеющих поправки в последующие годы (корреляционные схемы, утвержденные МСК в г. Тюмени в 1991 г.). [9]

Палеозойская группа – PZ

Доюрские образования. Доюрские образования вскрыты скважиной 10П в интервале 2844-2877 м (забой скважины). По керну образования представлены эффузивной породой, мелкокристаллической, с порфировой структурой, выветрелой, трещиноватой, карбонатизированной.

На соседних площадях (Мелимовской, Моисеевской, Южно-Моисеевской) доюрские образования также представлены эффузивами кислого и среднего состава.

Мезозойская группа – MZ

Юрская система – J. Юрские отложения в описываемом районе представлены разнофациальными осадками средней и верхней юры общей мощностью 200-310 м и более. Они подразделяются на три свиты – тюменскую, васюганскую и баженовскую.

Тюменская свита. Отложения тюменской свиты залегают несогласно на размытой и выветрелой поверхности доюрских образований и вскрыты на полную толщину скважиной 10₁^м, пробуренной в своде Междуреченского поднятия. Здесь ее толщина составила 141 м.

Свита сложена континентальными отложениями – аргиллитами, алевролитами, песчаниками, углистыми аргиллитами и углями с преобладанием в разрезе глинисто-алевролитовых пород. Верхняя часть свиты более песчаная, здесь выделяются песчаные пласты Ю₁², Ю₁³ и Ю₁⁴, из

которых наиболее мощным является последний. Песчаные пласты, в силу их континентального происхождения, характеризуются резкой фациально-литологической изменчивостью, невыдержанностью по простиранию и по разрезу.

Васюганская свита. Отложения васюганской свиты вскрыты всеми скважинами описываемой зоны. Она залегает на глубинах 2616-2750 м, четко выделяется в разрезах скважин и хорошо прослеживается по простиранию. Свита сложена разнофациальными отложениями от морских до континентальных, которые формировались в процессе двух трансгрессий: келловейской и верхнеюрско-валанжинской и кратковременного периода континентального режима осадконакопления между ними. Свита подразделяется на две подсвиты – нижневасюганскую и верхневасюганскую, которые отличаются фациальной принадлежностью и литологическим составом. Мощность свиты составляет 56-69 м.

Георгиевская свита. Породы васюганской свиты перекрываются глубоководно-морскими глинами георгиевской свиты. В пределах описываемой зоны мощность свиты незначительна и составляет 0,8-5,0 м.

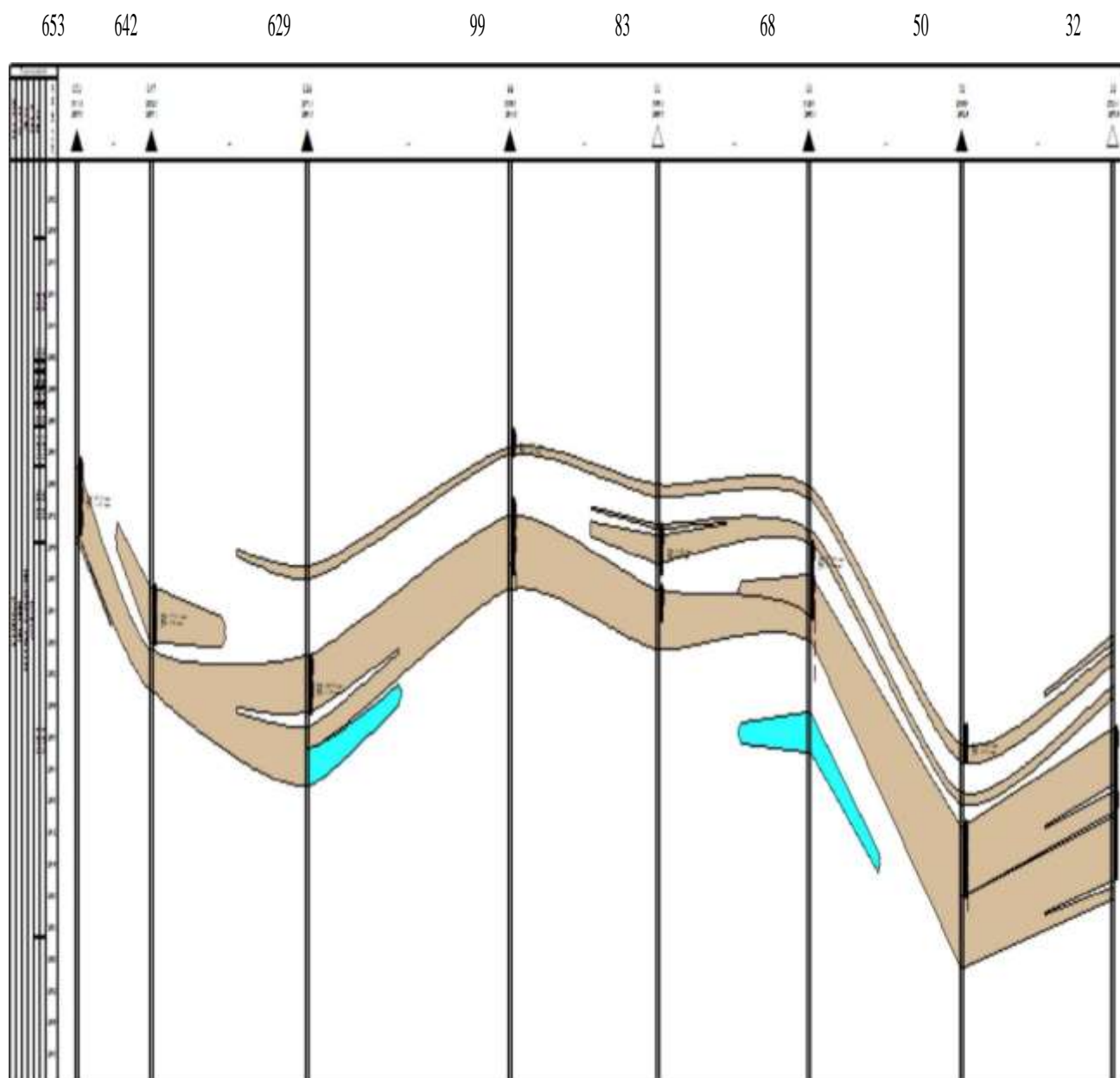


Рисунок 2 – Геологический разрез по линии 653,647,629,99,93,68,50,32

Западно-Моисеевского месторождения

Масштаб вертикальный 1:25000. Масштаб горизонтальный 1:500

Баженовская свита. Породы георгиевской свиты перекрываются глубокоководно-морскими битуминозными аргиллитами темно-бурыми, плотными, крепкими, участками плитчатыми, иногда карбонатизированными, с включениями пирита и обломков раковин белемнитов, брахиопод и пелеципод. Породы свиты входят в состав региональной верхнеюрско-меловой покрывки юрского нефтегазоносного комплекса. Толщина свиты 15-18 м.

Меловая система – К. Меловая система в составе платформенных отложений является наиболее полной и мощной. В районе описываемой зоны ее мощность составляет 1990-2070 м.

Нижнемеловые отложения – К₁. Нижнемеловые отложения подразделяются на четыре свиты - куломзинскую, тарскую, киялинскую и алымскую и частично входят в состав покурской свиты.

Куломзинская свита. Сложена морскими, преимущественно глинистыми отложениями, согласно перекрывающими верхнеюрские. Свита сложена, в основном, аргиллитами серыми, темно-серыми, плотными, крепкими, алевроитистыми, иногда плитчатыми, с тонкими пропластками алевролита. Толщина свиты 300-340 м.

Тарская свита. Представляет собой опесчаненные отложения завершающей стадии верхнеюрско-валанжинской трансгрессии моря. Основной состав свиты – серия песчаных пластов группы Б⁷-Б¹⁰ с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов. Толщина свиты 78-100 м.

Киялинская свита. Сложена континентальными отложениями и представлена неравномерно переслаивающимися глинами, алевролитами и песчаниками с преобладанием в разрезе первых. Песчаные пласты в составе свиты относятся к группе пластов Б⁰-Б⁶ и А. Толщина свиты 470-510 м.

Алымская свита. Представляет собой отложения кратковременной морской трансгрессии в раннем апте. Она сложена базальным песчаным пластом А¹ и залегающей на нем кошайской пачкой аргиллитов и аргиллитоподобных глин. Толщина свиты 56-69 м.

Нижне-верхнемеловые отложения – К₁₋₂. Нижне-верхнемеловые отложения в объеме апт-альб-сеномана объединены в покурскую свиту, которая является наиболее мощной. Она сложена континентальными отложениями, представленными переслаиванием глин, алевролитов и песчаников. Глины серые, буровато-серые, зеленовато-серые, участками алевроитистые, комковатые, косослоистые.

Песчаные пласты покурской свиты, относимые к группе ПК, по простиранию невыдержанные, толщина их колеблется в пределах от нескольких метров до 20 м, иногда достигает 40 м. Нижняя часть свиты более опесчанена. Мощность свиты в пределах описываемой зоны 767-795 м.

Верхнемеловые отложения – К₂. Верхнемеловые отложения представлены толщей морских, преимущественно глинистых пород и подразделяются на четыре свиты: кузнецовскую (турон), платовскую (верх.турон + коньяк +ниж.сантон), славгородскую (верх.сантон + кампан) и ганькинскую (маастрихт + даний).

Кузнецовская свита – сложена глинами серыми, темно-серыми, плотными, листоватыми, иногда известковистыми или алевритистыми и слюдистыми. Мощность свиты 11-17 м.

Ипатовская свита – представлена переслаиванием алевролитов, опоковидных глин и опок. Алевролиты серые, темно-серые, слабосцементированные, иногда глауконитовые, участками слоистые; опоковидные глины серые, светло-серые и голубоватовато-серые, алевритистые; опоки светло-серые, горизонтально- и волнистослоистые, с раковистым изломом. Мощность свиты 70-75 м.

Славгородская свита – сложена преимущественно глинами серыми, зеленовато-серыми, однородными, жирными на ощупь, пластичными, иногда с редкими маломощными прослойками песчаников и алевролитов, с включениями глауконита и пирита. Мощность свиты 55-60 м.

Ганькинская свита – сложена мергелями серыми, зеленовато-серыми, кремнистыми, неслоистыми, и глинами серыми, участками известковистыми или алевритистыми, с тонкими прослойками алевритов и песков. Мощность свиты 138-146 м.

Палеогеновые отложения – Р. Палеогеновая система включает морские, в основном, глинистые отложения талийкой (палеоцен), люлинворской (эоцен), чеганской (в. эоцен - ниж.олигоцен) свит и континентальные отложения некрасовской серии (ср.-верх. олигоцен).

Талицкая свита – сложена глинами темно-серыми до черных, плотными, участками вязкими, жирными на ощупь, иногда алевритистыми с пропластками и присыпками алевритов и песков мелкозернистых, кварц-полевошпато- глауконитовых с включениями пирита. Мощность свиты 50-59 м.

Люлинворская свита – сложена глинами зеленовато-серыми, желто-зелеными жирными на ощупь, в нижней части - опоковидными, местами переходящими в опоки. В глинах встречаются прослойки серых слюдистых алевритов и разномзернистых кварц-глауконитовых песков и слабосцементированных песчаников. Мощность свиты 220-230 м.

Чеганская свита – представлена глинами голубовато-зелеными, зеленовато-серыми, плотными, с гнездами, присыпками и линзовидными прослойками песков серых кварцевых и кварц-полевошпатовых, разномзернистых и алевритов. Мощность свиты 140-145 м.

Некрасовская серия – сложена песками серыми, светло-серыми, мелкозернистыми, кварцевыми и кварц-полевошпатовыми, иногда уплотненными, с подчиненными прослоями глин. Мощность серии 190-200 м.

Четвертичные отложения – Q. Отложения четвертичной системы представлены песками серыми, темно-серыми, мелко-среднезернистыми, реже - более крупнозернистыми, иногда глинистыми, суглинками, глинами буроватосерыми с пропластками лигнита и почвенно-растительным слоем. Мощность отложений до 30 м.[11]

1.1.2. Тектоника

Тектоника является одним из решающих факторов при формировании ловушек углеводородов, особенно в регионах со сложной геодинамикой, влияющей как на строение крупных тектонических блоков фундамента, так и на последующие локальные структурные элементы чехла.

В региональном тектоническом плане мезозоя Западно - Сибирской плиты рассматриваемые месторождения расположены на юге Каймысовского

свода – в зоне сочленения трех структурно-тектонических элементов второго порядка – Моисеевского к.п., Карандашовского к.п. и Нововасюганского вала. Пространственно сопряжено с Междуреченским локальным поднятием (структурой третьего порядка), являющимся составным осложняющим элементом юго-восточного склона прогиба.

Нижневасюганская антеклиза, в составе которой выделены 2 положительных структуры I порядка – Верхнедемьянский мегавал и Каймысовский свод, в административном отношении расположена на юго-западе Томской области и сопредельных территориях Омской и Тюменской областей и имеет площадь 30300 км². В рельефе баженовской свиты антеклиза оконтурена на отметке минус 2560 м и имеет площадь 30330 км². С юго-запада надпорядковая положительная структура ограничена Виссийским и Итюгасским мезопрогинами, с востока – Нюрольской мегавпадиной, входящей в состав Колтогорско-Нюрольского желоба, с севера – Северо-Демьянской мегамоноклиной.

Каймысовский свод – положительный тектонический элемент I порядка изометричной формы расположен в северо-восточной части Нижневасюганской антеклизы.

В пределах Каймысовского свода выделены Нововасюганский мезовал, осложненный Первомайским и Лонтыньяхским валами, Ларломкинское и Катильгинское куполовидные поднятия и Южно-Турьяхская впадина.

Нововасюганский мезовал имеет линейную форму и вытянут в северо-северо-западном направлении. По отражающему горизонту Па амплитуда структуры, ограниченной изогипсой, проведенной на отметке минус 2430 м, составляет 80 м, площадь – 1330 км². В рельефе доюрского основания мезовал, сохраняя форму и незначительно уменьшаясь в размерах, выражен несколько контрастней. Структура оконтурена на глубине 2700 м, имеет площадь 1080 км² и амплитуду 180 м.

Западный и восточный склоны Нововасюганского мезовала осложнены серией тектонических нарушений, секущих юрские отложения. Аналогичные

нарушения, обеспечивающие ступенчатое погружение территории в направлении Колтогорского мезопрогиба, выделены на северо-восточном крыле Катильгинского куполовидного поднятия, осложняющего северо-восточный склон положительной структуры I порядка.

К югу от свода расположен Северо-Карандашовский врез, отделяющий от структуры I порядка Карандашовское и Крапивинско-Моисеевское куполовидные поднятия.

В рельефе кровли и подошвы юры Карандашовское куполовидное поднятие имеет площадь, соответственно, 220 и 380 км², амплитуду – 30 и 120м.

Крапивинско-Моисеевское куполовидное поднятие расположено в зоне сочленения Каймысовского свода и Нюрольской мегавпадины. Площадь структуры по отражающему горизонту Па составляет 940 км², амплитуда - 180м, оконтуривающая изогипса проведена на отметке минус 2600 м. Структура несколько вытянута в северо-восточном направлении и ориентирована параллельно западному борту Нюрольской мегавпадины.

В состав структуры II порядка входит серия локальных поднятий, наиболее крупными из которых являются Моисеевское и Крапивинское. Моисеевская структура приурочена к контрастному выступу доюрского основания, сложенному кислыми эффузивами, на склоны которого выклиниваются отложения базальных горизонтов чехла, до байоса включительно. Тектоническая активность эрозионного выступа на различных этапах формирования осадочного чехла предопределила наличие значительного количества разрывных нарушений, проникающих в меловые горизонты. Крапивинская структура, расположенная в несколько более погруженной зоне, характеризуется спокойным режимом развития как в юрский, так и в последующие периоды.

В рельефе доюрского основания Крапивинско-Моисеевское куполовидное поднятие сохраняет конфигурацию и характеризуется

следующими параметрами: площадь – 850 км², амплитуда – 320 м, оконтуривающая изогипса – минус 2880 м.

Колтогорско-Нюрольский желоб – отрицательная надпорядковая надрифтовая структура, «рассекающая» территорию Томской области в северо-северо-восточном направлении, расположена к востоку от Нижневартовского и Каймысовского сводов. Желоб объединяет серию депрессий различных порядков. В качестве самостоятельных тектонических элементов, осложняющих непосредственно желоб, выделено 4 разнопорядковых структуры: Колтогорский мезопрогиб, Черемшанская мезоседловина, Нюрольская мегавпадина, и Западно-Крапивинский прогиб. В структурном плане баженовской свиты надпорядковая депрессионная зона ограничена на глубине 2640 м и имеет площадь 36000 км², амплитуда структуры составляет 360 м.

В локальном структурном плане по отражающему сейсмогоризонту Междуреченское поднятие представляет собой сложно построенную линейно-куполовидную антиклинальную складку, простирающуюся с юго-запада на северо-восток. Размеры складки (по оконтуривающей изогипсе – 2580 м) составляют: 13,7 * 5 км при высоте 50 м. Отмечается существенное увеличение площади структуры на восточном участке Западно-Крапивинского месторождения.

Результаты последних обобщающих региональных исследований территории Западно - Сибирской мегасинеклизы и описание истории её тектонического развития приведены в работах В.А.Конторовича (2000), В.А.Конторовича С.Ю. Беляева. А.Э. Конторовича и других исследователей (2001).

Структурный план платформенного чехла построен сложно, что обусловлено наложением на складчатые структуры фундамента, имеющие здесь северо-западное простираие, глубинные разломы растяжения меридионального направления. В пределах крупнейших разломов в начале мезозоя в фундаменте образовались грабен-рифты.

Анализ мощностей показывает, что наиболее интенсивный рост Крапивинско - Двуреченской куполовидной структуры происходил в юрское время, к концу которого амплитуда поднятия достигла 45-50 % современного значения. В последующие эпохи происходило постепенное снижение интенсивности роста структуры и к концу турона ее развитие практически завершилось.

Междуреченские локальные поднятия находятся в депрессионной зоне между Карандашовским и Моисеевским куполовидными поднятиями. Они сочленяются между собой довольно узкой седловиной, осложнённой небольшим локальным поднятием – Лесмуровским, которое условно можно отнести к четвёртому порядку. Все три структуры образуют единую приподнятую зону общего субмеридионального простирания, которая лишь на юге изменяет направление на юго-восточное. Характерной особенностью приподнятой зоны является значительная крутизна восточных склонов у слагающих её меридиональную часть локальных поднятий. Западные склоны, напротив, гораздо более пологие и имеют ответвления в юго-западном направлении. Через наиболее крупное из ответвлений — от юго-западной части Двуреченского лок.под. — вся приподнятая зона (группа лок.под.) соединяется с восточными отрогами Карандашовского к.п. через седловинообразную перемычку выше а.о. – 2585 в районе скважины 14Р. От Моисеевской гр.под. Вся приподнятая зона отделяется более отчётливо — довольно узким приразломным жёлобом (шириной до 3 км) вдоль крутых восточных склонов приподнятой зоны. Но и здесь можно говорить о трёх (выше уровня а.о. – 2605) или даже о пяти (выше а.о. – 2610) седловинообразных перемычках, соединяющих всю зону с Моисеевским к.п.

Вся зона локальных поднятий не может быть оконтурена единой изогипсой, хотя, с учётом реальной точности структурных построений, на роль оконтуривающей могла бы претендовать изогипса в диапазоне от -2585 до -2580 м.

Двуреченское лок.под. III порядка вместе со своим юго-западным ответвлением оконтуривается изогипсой -2575 м и включает до 7 небольших куполов, условно относимых нами к структурам V порядка. Из шести надёжно картируемых куполов пять могут быть объединены в два локальных поднятия IV порядка:

1) Центральное- Двуреченское трёх- (возможно 4-х) купольное лок. под. в районе скважин ЮР, ПР и 13Р, оно оконтуривается изогипсой -2560 м и имеет амплитуду 35 м;

2) Западно-Двуреченское двухкупольное лок.под., в меньшем куполе которого пробурена скв. 12Р. а больший купол возвышается на 10-12 м над оконтуривающей изогипсой -2560 м.

Детальный анализ современного структурного плана данного участка по реперному горизонту IIa позволяет констатировать следующие основные особенности его тектонического строения (в свете перспектив нефтегазоносности):

- приуроченность участка к зоне сочленения трёх крупных куполовидных поднятий и расположенность его на пересечении двух прогибов (субмеридионального и северо-восточного направлений);

- наличие глубинного разлома меридионального направления, контролирующего субмеридиональную ориентацию всей приподнятой зоны и её основных поднятий III и IV порядков;

- наличие локальных антиклинальных поднятий, ненарушенных дизъюнктивной тектоникой.

Всё это создаёт благоприятные условия для образования, накопления и сохранения УВ в ловушках антиклинального типа. [9]

1.2. Свойства и структура продуктивных пластов

Свойства и структура продуктивных пластов определяют возможность извлечения углеводородов, а также применяемые технологии и оснащение. По своей структуре большая часть месторождений АО «Томскнефть» относятся к

сложным около 78 %, что дает стимул предприятию к построению новой технологичной площадки по добыче нефти и газа.

1.2.1. Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Показатели продуктивности пластов приводятся по четырем основным показателям:

- 1) толщина пласта (общая, эффективная, нефтенасыщенная);
- 2) коллекторские свойства пласта (проницаемость и открытая пористость);
- 3) неоднородность (песчанистость и расчлененность);
- 4) нефтенасыщенность.

Оценка показателей проводилась на месторождениях Крапивинской группы. Все данные обобщены в таблице 1.

Все представленные запасы относятся к трудноизвлекаемым, что связано со структурой вмещающей породы и свойствами коллектора. [2]

В целом по площади распространения продуктивных коллекторов наибольшая проницаемость отмечается в отложениях гребней барьерных островов, а по разрезу наибольшие значения отмечаются в пласте Ю₁³⁻⁴. Минимальные средние значения проницаемости отмечены в пласте Ю₁^м – 5.9 мД по керну, 7.3 мД по ГИС. По керновым данным максимальные значения проницаемости отмечаются на Западно-Моисеевском – в скважине 25 – 2392 мД, на Лесмуровском – в скважине 215-3584 мД.

По имеющимся данным можно говорить о высокой зональной неоднородности продуктивных пластов по проницаемости и необходимости дальнейшего изучения гидродинамических их характеристик.

Таблица 1 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Крапивинской группы месторождений

| Месторождение | Толщина | Наименование | Пласты | | |
|---------------------------------|--------------------------------------|--------------|-------------------------------|-------------------------------|-----------------------------|
| | | | Зоны пласта Ю. ¹⁻² | Зоны пласта Ю. ³⁻⁴ | Зоны пласта Ю. ^М |
| | | | по пласту в целом | по пласту в целом | по пласту в целом |
| Крапивинское | Общая | Средняя, м | 3 | 13,6 | |
| Зап. - Моисеевское | Общая | Средняя, м | 2,7 | 11 | |
| Двуреченское | Общая | Средняя, м | 6 | 10 | 3.8 |
| Среднее по группе месторождений | | | 3.90 | 11,53 | 3,80 |
| Крапивинское | Эффективная | Средняя, м | 2,57 | 12,6 | |
| Зап.-Моисеевское | Эффективная | Средняя, м | 2,6 | 8,2 | |
| Двуреченское | Эффективная | Средняя, м | 0,9 | 5,2 | 3,4 |
| Среднее по группе месторождений | | | 2,02 | 8,67 | 3,40 |
| Крапивинское | Нефтенасыщенная | Средняя, м | 2,57 | 9,5 | |
| Зап.-Моисеевское | Нефтенасыщенная | Средняя, м | 2,6 | 8,2 | |
| Двуреченское | Нефтенасыщенная | Средняя, м | 0,9 | 5,2 | 3,4 |
| Среднее по группе месторождений | | | 2,02 | 7,63 | 3,40 |
| Крапивинское | Коэффициент песчанистости, доли ед. | | 0,87 | 0,91 | |
| Зап.-Моисеевское | Коэффициент песчанистости, доли ед. | | 1 | 0,75 | |
| Двуреченское | Коэффициент песчанистости, доли ед. | | 0,74 | 0,53 | 0,63 |
| Среднее по группе месторождений | | | 0,87 | 0,73 | 0,63 |
| Крапивинское | Коэффициент расчлененности, доли ед. | | 0,65 | 0,35 | |
| Зап.-Моисеевское | Коэффициент расчлененности, доли ед. | | 1 | 4,5 | |
| Двуреченское | Коэффициент расчлененности, доли ед. | | 1,25 | 3,3 | 2 |

Продолжение таблицы 1

| | | | | |
|---------------------------------|---------------------------------|--------|-------|-------|
| Среднее по группе месторождений | | 0,97 | 2,72 | 2,00 |
| Крапивинское | Проницаемость, мкм ² | 0,004 | 0,038 | |
| Зап.-Моисеевское | Проницаемость, мкм ² | 0,024 | 0,028 | |
| Двуреченское | Проницаемость, мкм ² | 0,0056 | 0,024 | 0,034 |
| Среднее по группе месторождений | | 0,01 | 0,03 | 0,03 |
| Крапивинское | Пористость, доли ед. | 0,15 | 0,18 | |
| Зап.-Моисеевское | Пористость, доли ед. | 0,15 | 0,15 | |
| Двуреченское | Пористость, доли ед. | 0,15 | 0,18 | 0,19 |
| Среднее по группе месторождений | | 0,15 | 0,17 | 0,19 |
| Крапивинское | Нефтенасыщенность, доли ед. | 0,56 | 0,6 | |
| Зап.-Моисеевское | нефтенасыщенность, доли ед. | 0,62 | 0,55 | |
| Двуреченское | нефтенасыщенность, доли ед. | 0,7 | 0,69 | 0,72 |
| Среднее по группе месторождений | | 0,63 | 0,61 | 0,72 |

1.2.2. Состав и основные физические свойства нефти, газа и попутной воды

По составу томская нефть является разнообразной, неся в себе различные смолы, парафины, газы, окиси и щелочи. Это все определяет ее плотность, цветовую гамму.

Анализ имеющегося материала показывает, что все нефти обладают низким газосодержанием и, следовательно, низким давлением насыщения и объемным коэффициентом. Газонасыщенность нефтей в обширных пределах (9-37 м³/т). Что говорит о различной консистенции и плотности. От легких нефтей до тяжелых.

Диапазон изменения плотности поверхностных проб нефтей достаточно широк. При этом наблюдается неплохое соответствие между анализами глубинных и поверхностных проб.

На Чкаловском месторождении, к примеру, нефть светло-рыжего цвета, она как раз легкая. На Советском месторождении чаще встречается тяжелая

нефть. В ней много парафинов, солей. Существует нефть из еще более тяжелых соединений.

Попутный газ, поступающий с нефтью, также отличается по своему составу. В разных долях он включает пропан, бутан, метан, другие компоненты и при определенных условиях может представлять опасность при извлечении.

Химический состав углеводородного сырья в первую очередь оказывает влияние на оборудование, которое эксплуатируется при добыче. Технологические разработки дают возможность разрабатывать оборудование, не подвергающееся сильному воздействию агрессивной среды (ощелачивание /окисление и т.д.).

Информация о физико-химических свойствах и составе пластовых вод месторождений немногочисленна, в настоящее время в некоторых образцах она достигает 43 г/л, при этом заметно повышено содержание хлорид-ионов и увеличилась кислотность воды (рН 6,4- 6,6).

1.2.3. Анализ запасов нефти и газа

На территории Томской области находится 161 месторождение (по данным 2016 г.), 84 % из которых принадлежат АО «Томскнефть». Распределенный фонд недр, представленный недропользователями Томской области составляет 72,8 тыс. км² и охватывает 131 месторождение, из которых 102 – нефтяные, 21 – нефтегазовое, 8 – газо-конденсатные.

Средний показатель добычи в год с месторождений АО «Томскнефть» составляет около 10,6-11,7 млн. т. Что превышает прирост запасов на 2,8-4 млн. т (с 2014 по 2017 г.). На данный момент по прогнозам запасов ресурсов месторождений хватит на 30-45 лет, что является стимулом для активации разработки месторождений нетрадиционными способами, задействуя новые технологии. [9]

1.3. Трудноизвлекаемые запасы, как основное направление работы предприятия

Большая часть запасов предприятия являются трудноизвлекаемыми, что связано с нахождением углеводородов в пластах с низкой проницаемостью, высокой обводненностью, пониженным нефтенасыщением, а также расположением запасов в малых толщинах. В случае АО «Томскнефть» – это связано с тем, что большинство месторождений давно введены в эксплуатацию и достигнутые запасы в большей мере исчерпаны.

В связи с чем на территории Томской области создан федеральный опытный полигон по разработке технологий для поиска и освоения трудноизвлекаемых запасов.

2. МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ПРИМЕНЯЕМЫЕ НА НИХ ТЕХНОЛОГИИ ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ

«Томскнефть» сегодня располагает 51 лицензией на геологическое изучение и разработку месторождений: 29 активов уже разрабатывается, 17 участков обеспечены проектной документацией, проекты освоения еще 5 месторождений находятся в стадии подготовки.

Основные месторождения: Крапивинское, Оленье, Советское, Нижневартовское, Стрежевское, Вахское, Лугинецкое, Двуреченское, Игольско-Таловое, Первомайское.

2.1. Анализ применяемых в работе методов и их влияния на качество эксплуатации месторождений

Для сохранения существующих объемов добычи нефти на уровне 10,6-11,7 млн т нефти в год на АО «Томскнефть» полноразмерно применяются различные технологии по увеличению дебита скважин, сохранения продуктивности пластов и т.д.

На данный момент обводненность участков некоторых месторождений составляет до 89 %, что для показателей 2000-2007 года являлись критическими, однако, в настоящее время предприятие имеет опыт добычи углеводородов даже на таких сложных участках.

Оснащённость месторождений предприятия новыми технологиями превышает 40%, что показывает высокий уровень организации. Но и при таких темпах оснащения рентабельна разработка лишь 100 из 300 млн. тонн сырья, прогнозируемых на 2019-2025 годы.

Рассмотрим некоторые применяемые технологии по увеличению дебитов скважин и извлекаемости природных ресурсов.

Одной из передовых технологий является применение методик моделирования месторождений, позволяющая проецировать каждую скважину как в малом масштабе, так и в масштабах всего месторождения. Эта

технология дает возможность специалистам прогнозировать ее дебит, состав жидкости, уровень обводненности в любой временной период разработки (в отрезке до 10-15 лет). Данный подход позволяет более эффективно и экономически выгодно проводить разработку месторождений.

Еще одним распространённым методом увеличения притока углеводорода к стволу скважины является гидроразрыв пласта (ГРП). Свое широкое распространение метод получил из-за сложной структуры коллектора. Все структуры коллекторов на месторождениях АО «Томскнефть» являются низкопроницаемыми, что делает их малопригодными для промышленной разработки. Однако, метод ГРП позволяет увеличить приток и расширить коллекторы. Операция ГРП применяется на всех скважинах предприятия сразу после завершения эксплуатационного бурения.

Передовой разработкой АО «Томскнефть» является проект «Белая скважина», реализуемый совместно с Челябинским трубопрокатным заводом (ЧТПЗ) и нацеленный на повышение наработки на отказ нефтедобывающего оборудования в осложненных скважинных условиях. Основная задача проекта обеспечить максимальный безаварийный срок службы добывающего оборудования за счет увеличения качества оборудования с применением «белых» металлов и полимеров. Технология реализуется на данный момент на месторождениях Ломовое, Озерное, Катылогинское и др.

Средний срок службы без ремонта скважин увеличился до 873-1107 дней. Что почти в десять раз превышает показатели обычного оборудования.

2.2. Моделирование месторождений, прогнозирование эффективности эксплуатации месторождений

Применение компьютерного моделирования пластовых систем, а также скважин и месторождений в целом является ведущим инструментом прогнозирования рентабельности разработки месторождений и мониторинга эксплуатации. (рис. 3)

При продолжительной эксплуатации месторождения значительно усложняется поиск невыработанных участков, что ведет к увеличению экономических затрат на эксплуатацию. Для снижения затрат применяется методика моделирования рассредоточенных зон с подвижными остаточными запасами флюида.

Основные требования к модели:

- Проста в понимании и восприятии;
- Включает в себя данные сейсмических исследований, ГИС, лабораторные данные, интерпретационные данные гидродинамических исследований;
- Включает данные анализа результатов разработки и структуры залежей, данные по скважинам;
- Включает ряд необходимых специальных исследований.

Основные исходные данные для моделирования: определение геометрических размеров пласта; информация о насыщенности и капиллярном давлении; данные о пористости; данные об абсолютной проницаемости; данные об относительных фазовых проницаемостях.

По данным АО «Томскнефть» в период с 2012 года по 2017 затраты на месторождениях, где применялось моделирование пласта снизились на 14-17 %.

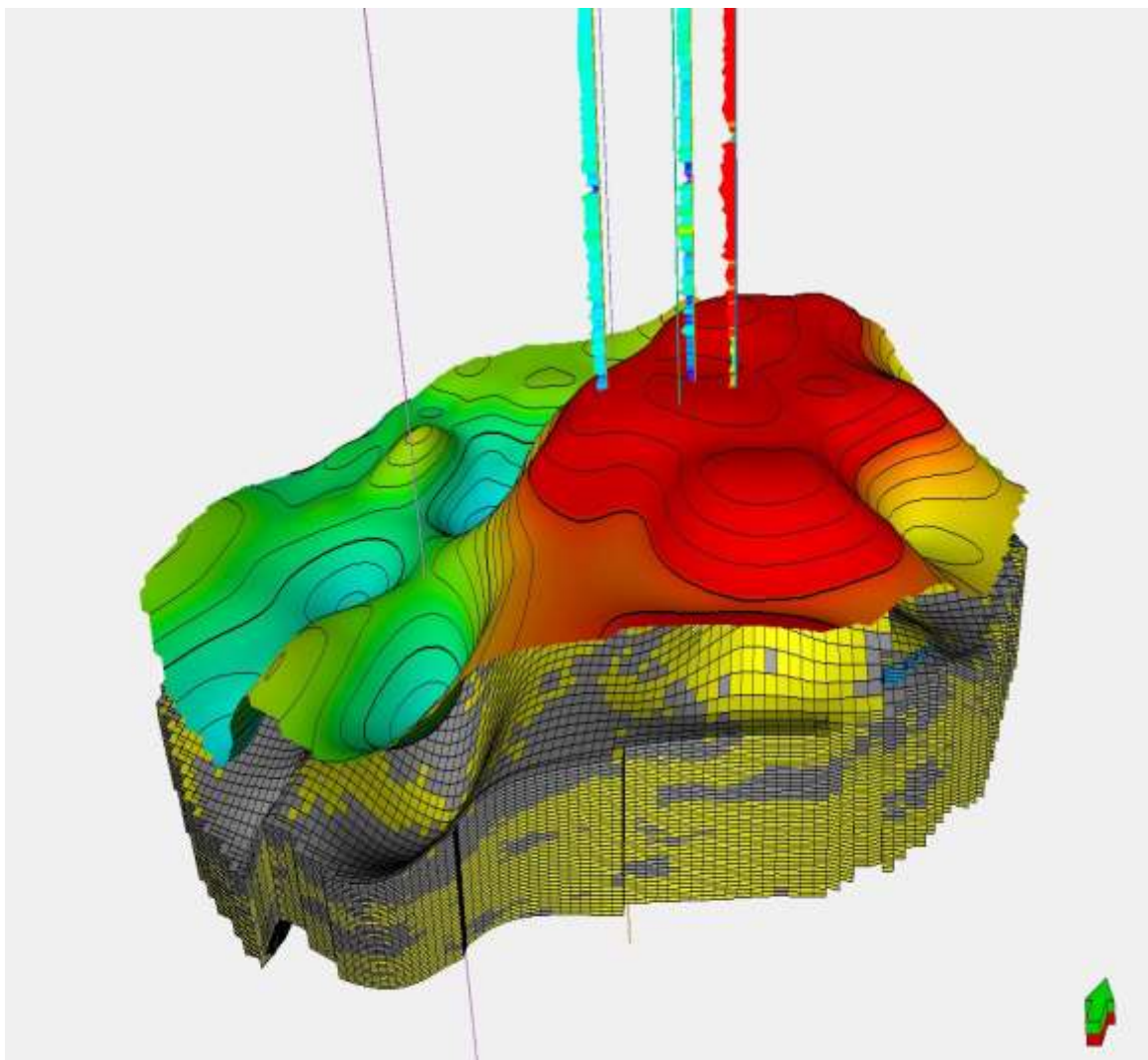


Рисунок 3 – Моделирование участка Озерного месторождения

2.3. Применяемые скважинные технологии

Наиболее часто применяемой технологией, как и говорилось ранее, является гидроразрыв пласта. В своем арсенале АО «Томскнефть» имеет множество модификаций этой технологии.

Цель любого ГТМ – получение дополнительной добычи нефти и максимальное её извлечение из пласта. Как известно, к наиболее эффективным из них относится ГРП, который обеспечивает больший прирост дебита по сравнению с другими мероприятиями. (рис.4)

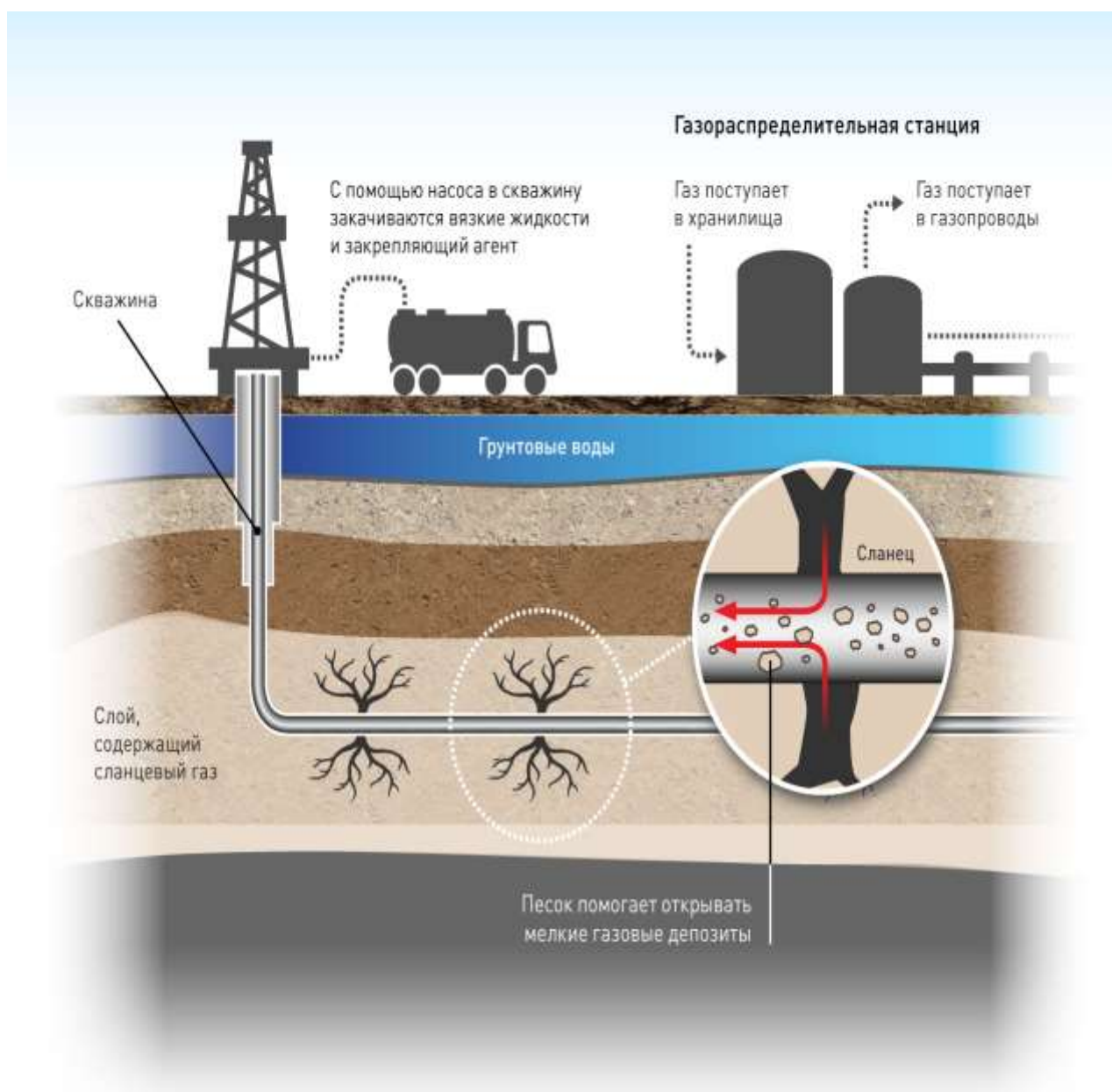


Рисунок 4 – Пример проведения гидроразрыва пласта на газо-конденсатных месторождениях.

На сегодняшний день в арсенале компании 8 методик ГРП:

- большеобъемный метод;
- кислотный метод, с применением кислотного состава, как реагента;
- метод концевого экранирования;
- метод с применением комбинированных брейкеров;
- метод на линейном геле;

- метод с частичной отсыпкой интервала перфорации;
- метод на вторых стволах с применением «стрингера».

Еще одной методикой является применение разработки «Роснефть – НТЦ», комплекса РН-ГРИД, являющегося симулятором гидравлического разрыва пласта. Симулятор позволяет точно описать ложную геометрию трещины, возникающей в породе при проведении ГРП, и обеспечивает выполнение всех операций и инженерных расчетов, необходимых для проектирования гидроразрыва, в частности: визуализацию исходных данных, создание геомеханической модели пласта, анализ диагностических закачек, расчет дизайна и анализ фактически проведенных операций ГРП с использованием обширной базы данных технологических жидкостей и пропантов.

Еще одним не менее интересным методом является увеличение дебита скважины за счет увеличения срока службы скважинного оборудования. Данная методика реализуется в проекте «Белая скважина», созданном АО «Томскнефть» совместно с ЧТПЗ.

Основными аспектами являются композитные материалы, применяемые в создании погружных частей установки скважины, устойчивые к агрессивной среде. Они позволяют продлить срок эксплуатации до 800-1000 дней без ремонта, что в 6-10 раз больше, по сравнению с менее технологичными предшественниками.

На данный момент в ассортименте производства установки УЭЦН, УШГН и другие.

Новые разработки по проекту «Белая скважина» превышают срок службы скважинного оборудования до 12-15 раз. Данные технологии опробованы на двух тестовых скважинах и включены в план реализации до 2021 года.

3. АНАЛИЗ И СРАВНИТЕЛЬНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРИМЕНЯЕМОГО СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В данной главе рассмотрены наиболее часто применяемые технологии на месторождениях АО «Томскнефть». К сожалению, большинство из них еще не претерпели модификаций и ждут обновления программной и технической базы.

Анализ применяемой техники произведен на примере месторождений Васюганской свиты.

3.1. Анализ эффективности работы установки ЭЦН и REDa

Промышленная продуктивность месторождений васюганской свиты связана с песчаными пластами. Нефть лёгкая (плотность в нормальных условиях 856 кг/м^3), сернистая (0,8 % S), парафинистая (3 % парафинов), малосмолистая. Попутный газ содержит 65 % метана, иначе говоря жирный. Средняя величина газосодержания по всем пластам $32,0 - 36,0 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

В настоящее время российские заводы выпускают по большей мере насосы широких диапазонов производительности ($10-2000 \text{ м}^3/\text{сут}$) и развиваемых напоров (500-3000 м). Однако российские насосы высокой производительности пока отстают по показателям от западных аналогов, они имеют недостаточные напорные характеристики и более низкое качество сборки, что снижает срок эксплуатации (не рассмотрены насосы ЧТПЗ, разработанные по проекту «Белая скважина»). Поэтому АО «Томскнефть» на большом количестве месторождений применяет импортные насосы REDa серий EZ. DN, SN, GN, DR. GR и Centrilift серии FC, GC производительностью до $1590 \text{ м}^3/\text{сут}$.

3.1.1. Выбор способа эксплуатации

Все применяемые зарубежные установки месторождений васюганского типа рассчитываются при использовании специализированного программного обеспечения по подбору ЭЦН SUBPUMP 8.0 (PSG - IHS Energy). Расчеты

проводятся с использованием известных корреляций Хайгедорна-Брауна для вертикального многофазного (нефть-газ-вода) потока, что позволяет корректно выбирать подходящий режим эксплуатации в соответствии с его паспортными данными и нормативами. При эксплуатации учитывается режим течения, инклинометрию скважины, физико-химические характеристики флюида и другие технические параметры.

Характеристики притока определяются по уравнениям Дарси и Вогеля с поправкой на обводненность продукции.

Ввиду низкого газового фактора у скважин с обводненностью 5 % и выше, количество свободного газа на приеме насоса незначительно. Такие результаты расчетов показывают возможность добычи жидкости из скважин установками УЭЦН даже при минимальной обводненности продукции (от 0.1 % и выше). Результаты оптимизации условий работы УЭЦН, обеспечивающие приемлемые для насоса и погружного электродвигателя режимы при заданном забойном давлении 6 МПа (принятом теперь и в НК «РОСНЕФТЬ»), приведены в таблице 2.

Для достижения запланированных проектом объёмов добычи жидкости на месторождениях рекомендуется применение установок ЭЦН импортного исполнения производительностью от 25 до 1500 м³/сут, в зависимости от коэффициента продуктивности каждой конкретной скважины. [12]

Начиная 2013 года началась разработка нового скважинного оборудования компанией «Римера–Сервис». К сожалению, найти данные по их разработкам не удалось, в связи с чем, они не представлены в данной аттестационной работе.

Таблица 2 – Результаты расчета условий работы УЭЦН при $P_{заб}=6$ МПа [12]

| | | | |
|------------------|--------------|---|---------|
| Исходные данные | Обозначение | Наименование параметра, размерность | ЭЦН |
| | L_c | Глубина скважины, м | 2700 |
| | $P_{пл}$ | Пластовое давление, МПа | 26,6 |
| | $P_{нас}$ | Давление насыщения нефти газом, МПа | 5,4 |
| | $P_{зао}$ | Забойное давление (проектное), МПа | 6 |
| | P_b | Давление на буфере, МПа | 1,5 |
| | P_l | Давление в линии, МПа | 1,5 |
| | G_0 | Газовый фактор, м ³ /т | 36 |
| | ν | Обводненность, доли ед. | 0,1 |
| | ρ_g | Плотность газа в поверхностных условиях, кг/м ³ | 1,193 |
| | $\rho_{пов}$ | Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м ³ | 855,5 |
| | $\rho_{пл}$ | Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³ | 776,7 |
| Расчетные данные | ρ_v | Плотность воды, кг/м ³ | 1002 |
| | Q | Минимальная производительность установки, м ³ /сут | 18-1500 |
| | $P_{пр}$ | Давление на приеме насоса, МПа | 6,0 |
| | $H_{ей}$ | Глубина спуска насоса, м | 2400 |
| | $H_{дин}$ | Динамический уровень, м | 1800 |
| | $H_{нап}$ | Напор насоса, м | 1700 |
| | DP | Депрессия на пласт. МПа | 20,6 |
| | $K_{пр}$ | Минимальный коэффициент продуктивности, м ³ /сут * атм | 0,8 |

3.1.2. Эксплуатация скважин с использованием УШГН, ЭВН, ГПН, УЭДН

В настоящее время на изучаемых месторождениях Крапивинского комплекса скважины с УШГН не эксплуатируются. Глубина спуска штангового насоса ограничивается нагрузками на головку балансира и на полированный шток от веса штанг и поднимаемой жидкости, силами трения, величиной утечек, потерей полезного хода плунжера в результате циклических нагрузок и др. Для условий эксплуатации месторождения рекомендуемая глубина спуска ШГСН составляет 1400-1500 м. [14]

Применение погружных винтовых насосов (ЭВН) целесообразно преимущественно в условиях повышенной вязкости и газосодержания, не характерных для исследуемого типа месторождений. Опыт применения штанговых винтовых насосов в ОАО «ТН» ВНК показал низкую надежность применения такого оборудования в следствие, в основном быстрого выхода из строя эластомера в рабочих узлах насосов. Поэтому при возможности применения обычных ЭЦН и ШГН на месторождении применение винтовых насосов не рекомендуется.

Применение гидропоршневых насосов (ГПН) оправдано в условиях глубоких и наклонно-направленных скважин, они отличаются достаточно высоким КПД 0,65 – 0,7 и относительно низким удельным расходом электроэнергии на тонну продукции 3,8 – 5,4 кВт/ч по сравнению с традиционными насосными методами. К преимуществам ГПН также относят возможность замены насоса без глушения скважин и проведения подземного ремонта скважин.

Гидроструйные установки (ГСН) отличает низкая чувствительность к различным осложнениям (газосодержание, АСПО, мехпримеси), возможность замены насосов без глушения и СПО, возможность контроля динамического уровня и забойного давления для установок с двухрядной компоновкой. Однако они имеют весьма низкий КПД и, по опыту эксплуатации в ОАО

«Томскнефть» ВНК, достаточно низкую надежность, особенно в холодное время года из-за перемерзания коммуникаций и наземной арматуры.

Кроме того, все гидроприводные установки для подготовки рабочей жидкости и обеспечения гидропривода на каждом кусте скважин требуют довольно сложного и дорогого комплекта наземного оборудования высокого давления (от 15 до 25 МПа), что значительно ограничивает их применение.

Диафрагменные погружные насосы (УЭДН), обеспечивающие широкий диапазон регулирования производительности при малых дебитах (4-28 м³/сут) и развивающие напор 1700-2000 м, эффективны в скважинах с высоковязким флюидом при большой концентрации мехпримесей. Преимуществ перед УШГН и УЭЦН не наблюдается ни по возможностям дополнительной добычи, ни по наработке на отказ. На Западно-Моисеевском месторождении закладывать УЭДН нецелесообразно из-за большой глубины скважин и ограничений по допустимым напорам насосов.

Существенных осложнений, препятствующих применению традиционных насосных способов добычи, не предвидится, поэтому использование нетрадиционных способов не рекомендуется.

Таким образом, наиболее рентабельным методом является добыча углеводородов механизированным способом, в основном с использованием высоконапорных импортных высокопроизводительных ЭЦН типа REDa или Centrilift. Так как, к сожалению, рассматриваемые установки российских производителей имеют низкое качество сборки и короткий срок безремонтного использования.

3.1.3. Назначение и устройство ЭЦН

Установки погружных центробежных насосов модульного типа УЭЦНМ и УЭЦНМК предназначены для откачки из нефтяных скважин, в том числе и наклонных, пластовой жидкости, содержащей нефть, воду, газ, механические примеси.

По свойствам установки имеют два типа исполнения:

- обычное, предназначенное для эксплуатации в скважинах с нейтральной или близкой к нейтральной кислотной среде;
- коррозионно-стойкое, предназначенное для скважин с агрессивной средой.

Каждый из типов имеет свою маркировку и отличается свойствами, подачей, напором, комплектацией. Например, при заказе: УЭЦНМ5-125-1200 ВК02 ТУ 26-06-1486 – 87 / в технической документации: УЭЦНМ5-125-1200 ТУ 26-06-1486 – 87.

где У – установка; Э – привод от погружного двигателя; Ц – центробежный; Н – насос; М – модульный; 5 – группа насоса; 125 – подача, м³/сут; 1200 – напор, м; ВК – вариант комплектации; 02 – порядковый номер варианта комплектации по ТУ. [12]

Для установок коррозионно-стойкого исполнения перед обозначением группы насоса добавляется буква «К».

Показатели назначения по перекачиваемым средам следующие:

- среда – пластовая жидкость (смесь нефти, попутной воды и нефтяного газа);
- максимальная кинематическая вязкость однофазной жидкости, при которой обеспечивается работа насоса без изменения напора и к.п.д. - 1 мм²/с;
- водородный показатель попутной воды рН 6,0 - 8,5;
- максимальное массовое содержание твердых частиц - 0,01 % (0,1 г/л);
- микротвердость частиц - не более 5 баллов по Моосу;
- максимальное содержание попутной воды – 99 %;
- максимальное содержание свободного газа у основания двигателя – 25%, для установок с насосными модулями-газосепараторами (по вариантам комплектации) - 55 %, при этом соотношение в откачиваемой жидкости нефти и воды регламентируется универсальной методикой подбора УЭЦН к нефтяным скважинам

- максимальная концентрация сероводорода: для установок обычного исполнения - 0,001 % (0,01 г/л); для установок коррозионно-стойкого исполнения - 0,125 % (1,25 г/л);

- температура перекачиваемой жидкости в зоне работы погружного агрегата – не более 90 °С.

Установки УЭЦНМ и УЭЦНМК (рис. 5 и 6) состоят из: погружного насосного агрегата, кабеля в сборе, наземного электрооборудования – комплектной трансформаторной подстанции (индивидуальной КТПН или кустовой КТПНКС). [13]

Рассмотрим комплектующие установки. Стоит отметить, что вместо подстанции можно использовать трансформатор и комплектное устройство.

Насосный агрегат, состоящий из погружного центробежного насоса и двигателя (электродвигатель с гидрозащитой), спускается в скважину на колонне насосно-компрессорных труб. Насосный агрегат откачивает пластовую жидкость из скважины и подает ее на поверхность по колонне НКТ. [1]

Подвод электроэнергии к двигателю осуществляет кабель электропитания, крепление которого осуществляется к гидрозащите, насосному комплексу и другим подводящим частям установки.

Преобразующим напряжением элементом является комплектная трансформаторная подстанция. Она преобразует напряжение промышленной сети до значения оптимального напряжения на зажимах электродвигателя.

Для предотвращения обратного движения ротора насоса важную роль в установке имеет обратный клапан под воздействием столба жидкости в колонне НКТ при остановках и облегчения, тем самым, повторного запуска насосного агрегата. Кроме этого установка оборудуется сливным клапаном.

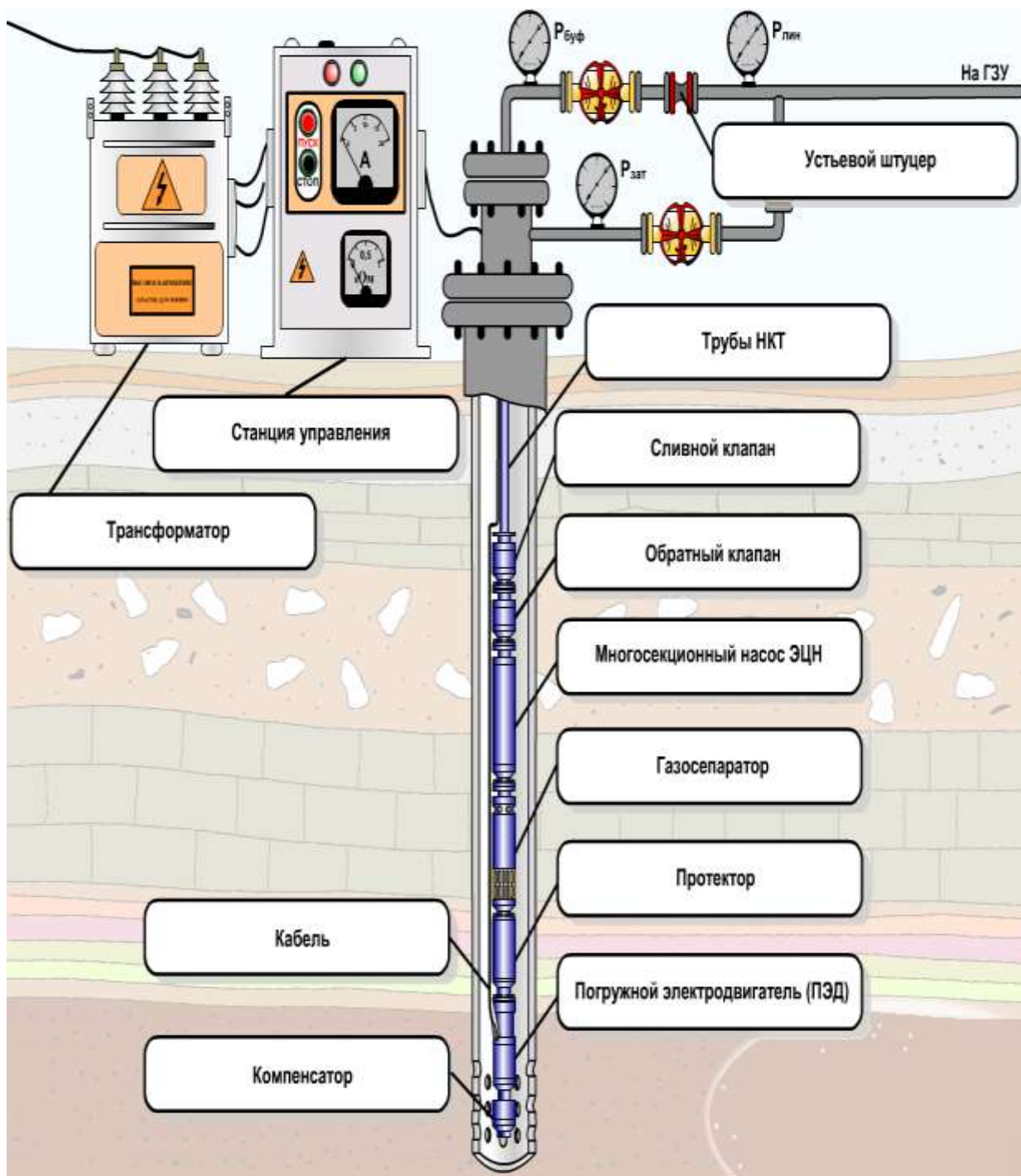


Рисунок 5 – Устройство УЭЦН

Установки могут комплектоваться двигателями типа ШЭД по ТУ 16-652.031 - 87, оснащенными системой контроля температуры и давления пластовой жидкости.

Погружной центробежный модульный насос (в дальнейшем именуемый «насос») – многоступенчатый вертикального исполнения. Насос изготавливают в двух исполнениях: обычном ЭЦНМ и коррозионно-стойком ЭЦНМК.

Насос состоит из входного модуля, модуля-секции (модулей-секций), модуля-головки, обратного и спускного клапанов (рис. 6). Допускается уменьшение числа модулей-секций в насосе при соответствующем укомплектовании погружного агрегата двигателем необходимой мощности.

Для откачивания пластовой жидкости, содержащей у сетки входного модуля насоса свыше 25 % (по объему) свободного газа, к насосу следует подсоединить газосепаратор.

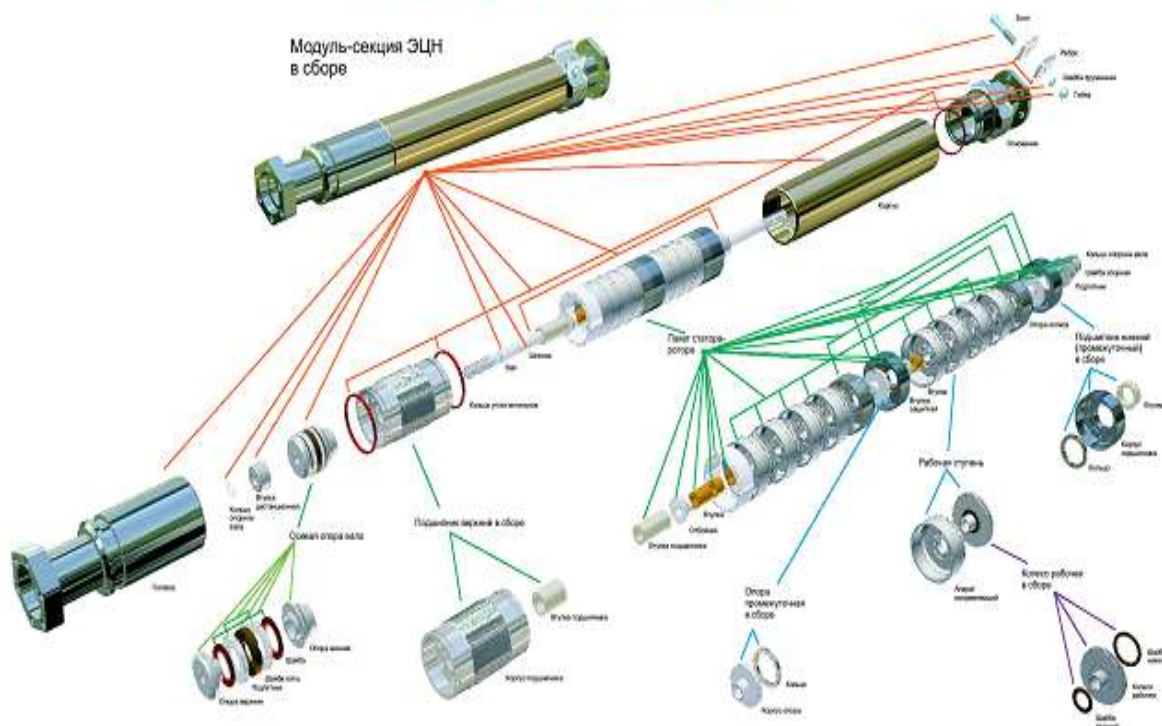
Газосепаратор устанавливается между входным модулем и модулем-секцией.

Наиболее известны две конструкции газосепараторов:

- газосепараторы с противотоком;
- центробежные или роторные газосепараторы.

Для первого типа, применяемого в некоторых насосах REDa, при попадании жидкости в газосепаратор, она вынуждена резко менять направление движения. Некоторые газовые пузырьки сепарируются уже на входе в насос. Другая часть, попадая в газосепаратор, поднимается внутри его и выходит из корпуса. В отечественных установках, а также насосах фирмы Centrilift и REDa, используются роторные газосепараторы, которые работают аналогично центрифуге. Лопатки центрифуги, вращающиеся с частотой 3500об/мин, вытесняют более тяжелые жидкости на периферию, и далее через переходной канал вверх в насос, тогда как более легкая жидкость (пар) остается около центра и выходит через переходной канал и выпускные каналы обратно в скважину.

(На примере МС с пакетной сборкой)



Газосепаратор сепарирует пластовый флюид и отделяет попутный газ для стабильной работы ЭЦН. Газосепаратор в составе УЭЦН снижает риск образования газовой пробки в рабочих колесах и, как следствие, срыва подачи.

Соединение модулей между собой и входного модуля с двигателем - фланцевое. Соединения (кроме соединений входного модуля с двигателем и входного модуля с газосепаратором) уплотняются резиновыми кольцами.

Соединение валов модулей-секций между собой, модуля-секции с валом входного модуля, вала входного модуля с валом гидрозащиты двигателя осуществляется шлицевыми муфтами.

Соединение валов газосепаратора, модуля-секции и входного модуля между собой также осуществляется при помощи шлицевых муфт.

Входной модуль состоит из основания с отверстиями для прохода пластовой жидкости, подшипниковых втулок и сетки, вала с защитными втулками и шлицевой муфты для соединения вала модуля с валом гидрозащиты.

При помощи шпилек модуль верхним концом подсоединяется к модулю-секции. Нижний конец входного модуля присоединяется к гидрозащите двигателя.

Двигатели трехфазные асинхронные короткозамкнутые двухполюсные погружные унифицированной серии ПЭД в нормальном и коррозионно-стойком исполнениях, климатического исполнения В, категории размещения 5 работают от сети переменного тока частотой 50 Гц и используются в качестве привода погружных центробежных насосов в модульном исполнении для откачки пластовой жидкости из нефтяных скважин.

Двигатели предназначены для работы в среде пластовой жидкости (смесь нефти и попутной воды в любых пропорциях) с температурой до 110 °С, содержащей:

- механические примеси с относительной твердостью частиц не более 5 баллов по шкале Мооса – не более 0,5 г/л;
- сероводород: для нормального исполнения - не более 0,01 г/л; для коррозионно-стойкого исполнения – не более 1,25 г/л;
- свободный газ (по объему) – не более 55 %. Гидростатическое давление в зоне работы двигателя не более 25 МПа.

Допустимые отклонения от номинальных значений питающей сети: по напряжению – от минус 5 % до плюс 10 %; по частоте переменного тока - $\pm 0,2$ Гц; по току – не выше номинального на всех режимах работы, включая вывод скважины на режим. В качестве линии связи и энергопитания ПДТ используется силовая сеть питания погружного электродвигателя. [1]

Для запуска и остановки насоса в установке используется станция управления. В случае необходимости включения/отключения, а также аварийной ситуации механизм управляет насосом. При аварийных случаях

станция отключает силовое питание тока и перезапускает установку. УЭЦН имеет два режима работы – автоматический и ручной. При ручном режиме перезапуск системы нужно производить вручную оператору.

Новые системы позволяют также контролировать давление и температуру на приеме ЭЦН, а также замерять уровень вибрации.

3.1.4. Кривые производительности насоса

Кривые производительности насоса – это информация, представляемая производителем погружного насоса, характеризующая максимальный напор, КПД и тормозную мощность одной ступени как функции расхода жидкости.

Производитель обязан опубликовать данную информацию в каталоге кривых производительности для различных типов и размеров оборудования.

Кривые производительности насоса измеряются для пресной воды на определенных оборотах (обычно 3500 об/мин.) и частоте (50 или 60 Гц). Эта информация используется наряду с информацией о скважине и флюиде для составления списка возможных насосов для окончательной конструкции.

У многих насосов рабочие диапазоны перекрываются, что означает, что мы можем получить большой список подходящих насосов, которые могут нормально работать в нашей скважине. [10]

Для всей системы насоса в комплексе значения тормозной мощности и напора, определенные по кривым производительности суммируются для всех ступеней насоса. Строится кривая для производительности всего насоса в целом, с учетом всех ступеней. Общий расход считается как сумма расходов через все ступени, деленная на общее количество ступеней.

3.1.4.1. Ствол скважины

Для конкретной конфигурации ствола скважины, рассчитываются соответствующие показатели насосной системы, в итоге чего разрабатывается насосный комплекс.

Измеряются следующие параметры для каждой скважины. В частности, давление в насосно-компрессорных трубах, инклинометрия, свойства обсадной колонны и соответствующая информация о глубине.

3.1.4.2. Расчет данных инклинометрии

Данные инклинометрии вводятся в виде пар данных измеренной глубины и фактической вертикальной глубины или в виде измеренной глубины точек отклонения и углов отклонения. В большинстве случаев используются для расчета угла скважины (необходимо для конкретных секций НКТ и обсадных труб). Далее производится преобразование из фактической вертикальной глубины в измеренную и обратно. Значения фактической вертикальной глубины учитываются в расчетах с использованием градиентов флюида, поскольку градиенты всегда параллельны вектору вертикали, направленному к центру Земли. Расчеты трения и расположения оборудования, например, глубины установки насоса, основываются на значениях измеренной глубины поскольку в них используется длина трубы, которую представляет измеренная глубина. [3]

Данные инклинометрии применяются при описании с поднимающимся и падающим профилем. В этом случае угол с вертикалью может быть больше 90 градусов.

3.1.4.3. Уравнение притока

Дебит скважины и ее основные характеристики определяются уравнением притока.

Отношение дебита скважины к давлению в забое называется уравнением притока резервуара. По мере работы скважины уравнение притока меняется, но в длительный отрезок времени, поэтому уравнение притока принято считать, как постоянное. Стоит отметить, что в большинстве случаев уравнение притока также считают независимым от влияния перфорации или

же гравийной набивки. Мы будем также предполагать, что уравнение притока не зависит от влияния закачивания. [4]

Ключ к оптимизации продуктивности скважины – это эффективное использование уравнения притока для достижения максимально длительной эксплуатации при высоких значениях дебита.

Для уравнения притока в основном используют 4 основные модели, мы рассмотрим некоторые из них.

Уравнение Вогеля с поправкой на обводненность (иногда также называют комбинированным методом), уравнение коэффициента продуктивности, комбинированное уравнение притока.

В методе определения уравнения притока с использованием коэффициент продуктивности поведение коэффициента (PI) выражается в стандартных баррелях в день на фунт/квадратный дюйм снижения давления. Это соотношение описывает прямую линию на графике зависимости забойного давления добывающей скважины от дебита (рис. 7), начинающуюся с нулевого дебита при статическом забойном давлении резервуара. Дебит связан с динамическим забойным давлением (давление в добывающей скважине) следующим соотношением:

$$Q = PI \times (Pr - P_{wf}) \quad (1)$$

где Q – Дебит, м³/сут.

PI – Коэффициент продуктивности, м³/сут * атм

Pr – Среднее статическое забойное давление в резервуаре, атм

P_{wf} – Динамическое забойное давление, атм

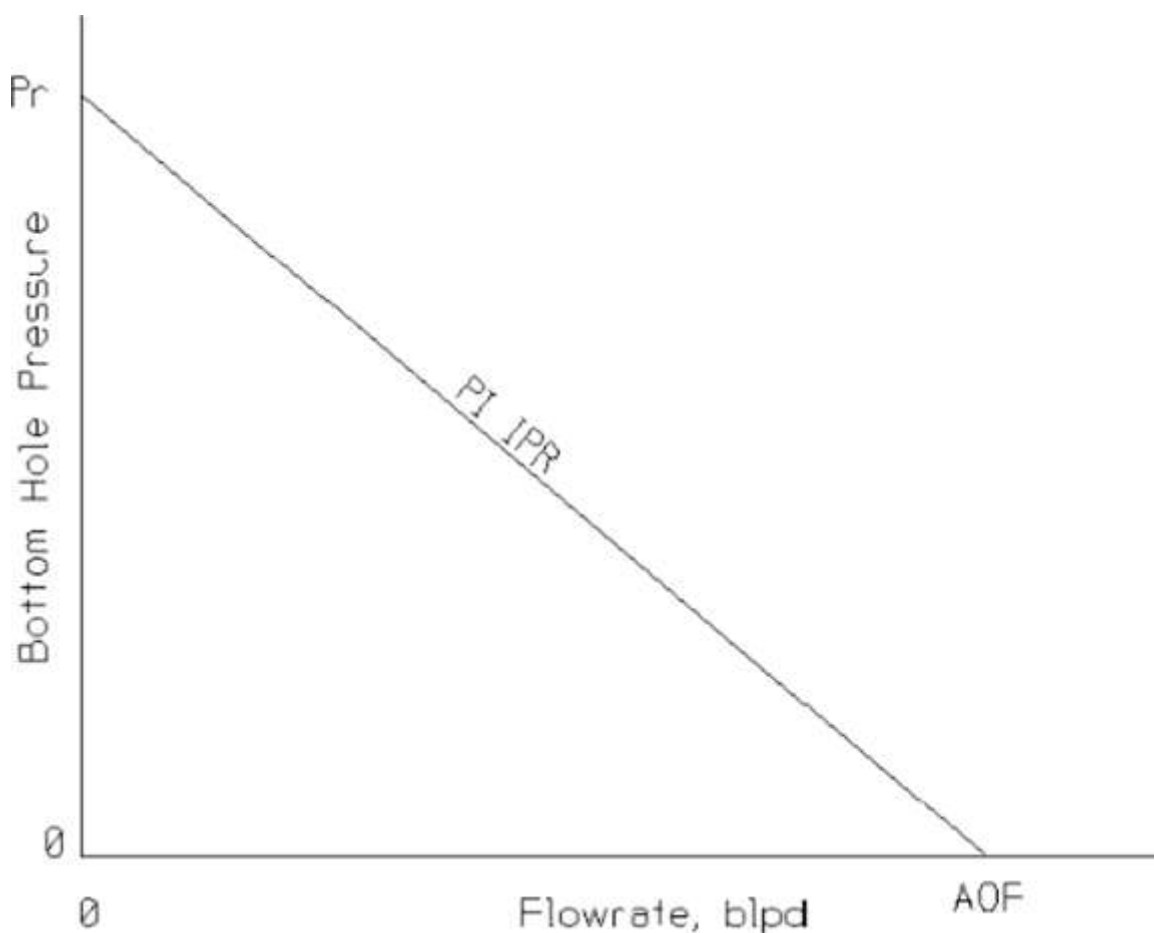


Рисунок 7 – Уравнение притока на основе коэффициента продуктивности.

Для данного уравнения принято считать, что свойства флюида и резервуара неизменны, особенно для однофазных течений. [5]

Нефтяная фаза водонефтяного флюида содержит растворенный газ, который приводит к нарушению соотношения, когда флюид достигает точки насыщения. В этом случае свойства флюида меняются и больше не являются независимыми от давления, как предполагалось. Таким образом, наличие во флюиде нефти и связанного с ней газа пропорционально уменьшает общий потенциальный приток. [5]

Уравнение Вогеля для притока разработано в предположении нулевой обводненности (100 % нефть) и может давать ненадежные результаты, если обводненность превышает 60 %. По мере увеличения обводненности скважины количество свободного газа, способного выделиться из нефтяной фазы, уменьшается, поскольку уменьшается содержание нефтяной фазы в

флюиде. Если предположить, что метод коэффициента продуктивности является адекватным для скважины со 100 % обводненностью, то скважина с обводненностью между 0 % и 100 % будет иметь уравнение притока, промежуточное между уравнением Вогеля (100 % нефть) и уравнением коэффициента продуктивности (100 % вода), это видно на рисунке 8.

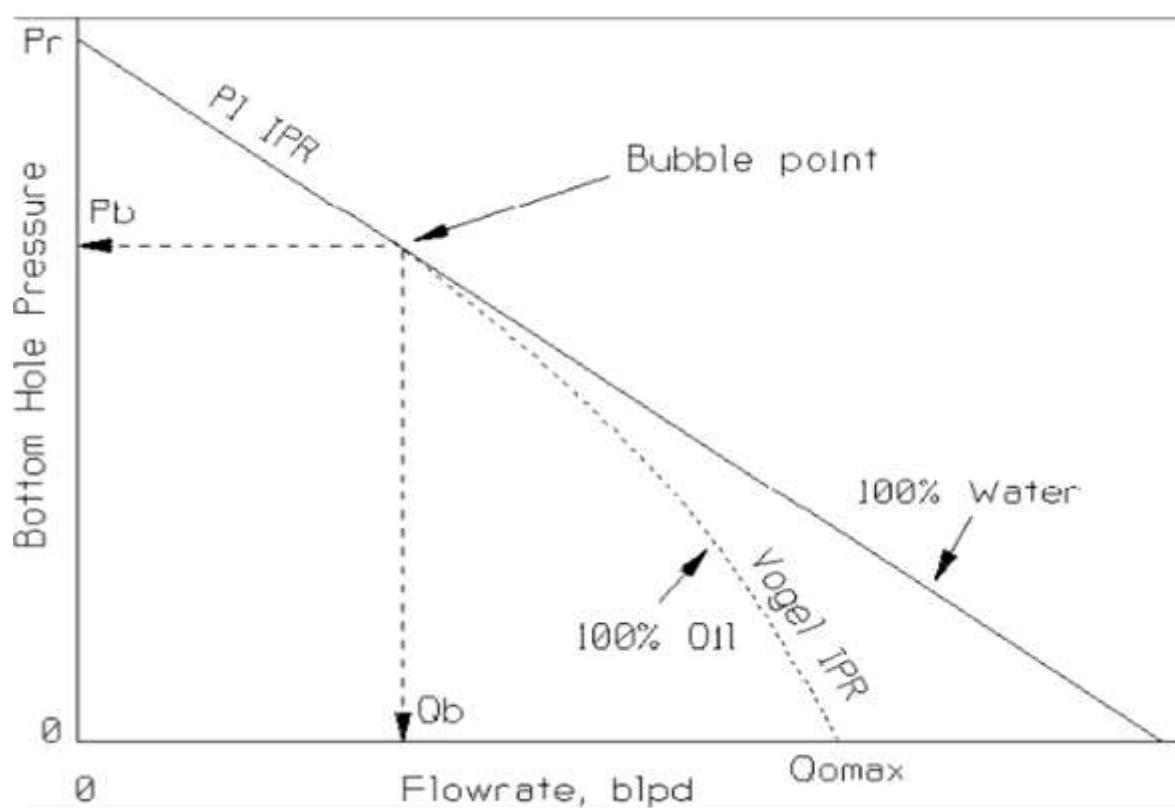


Рисунок 8 – Уравнение притока Вогеля

Комбинированное уравнение представляет из себя уравнение Вогеля с поправкой на обводненность. Если обводненность (доля водной фазы во всем флюиде) равна нулю, этот комбинированный метод точно совпадает с методом Вогеля. Если обводненность равна 100 %, комбинированный метод совпадает с методом коэффициента продуктивности (рис. 9).

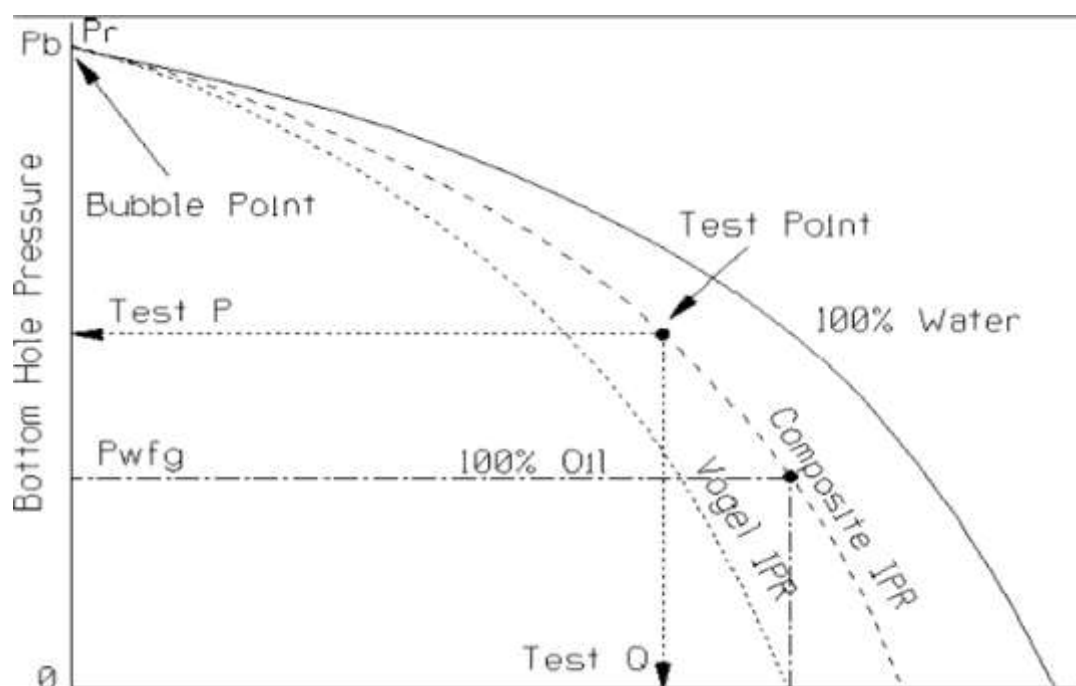


Рисунок 10 – Уравнение притока с учетом коэффициента продуктивности.

3.1.4.4. Критерии проектирования

Скважинная система характеризуется тремя основными давлениями, которые остаются неизменными на протяжении всего процесса проектирования. Это давление на устье добывающей скважины, давление в обсадной трубе, а также статическое забойное давление. Можно также ввести другие важные параметры конструкции, такие как глубина установки насоса, высота флюида над насосом, суммарный динамический напор, потери на трение и напор в НКТ.

При расчете притока следует учитывать, где именно установлен насос – выше или ниже перфорация, так как уровень флюида может опускаться в обсадной трубе до глубины установки насоса. Максимально возможный же дебит принято вычислять для уровня флюида на глубине верха перфорации. [6]

Если же это условие не выполнено, то рассчитать максимальный дебит не представляется возможным.

3.1.5. Анализ преждевременных отказов УЭЦН

Анализ преждевременных отказов УЭЦН производился на примере Западно-Моисеевского месторождения по данным за 2017 год.

Фонд действующих добывающих скважин на Западно-Моисеевском месторождении на 1.01.17 года составлял 66 единиц. Все оборудованы УЭЦН. Из них ЭЦН Россия - 23 ед. (34 %); ЭЦН фирмы «REDA» - 43 ед. (66 %).

Добыча нефти напрямую связана с эксплуатацией фонда скважин, оборудованных УЭЦН и увеличение сроков службы погружного оборудования является залогом стабильности добычи нефти и снижения затрат на обслуживание фонда скважин.

При анализе учитывалось, что отказом оборудования считалась любая неисправность, повлекшая за собой замену (или ремонт) подземного оборудования или его части на работоспособный комплект или его часть.

При этом принята следующая классификация ремонтов скважин:

- затянувшийся ремонт – УЭЦН не запускалась в работу после монтажа;
- повторный ремонт – УЭЦН не отработала 2 суток после первого запуска;
- преждевременный ремонт – УЭЦН не отработала от 2 до 30 суток;
- преждевременный ремонт – УЭЦН не отработала от 30 до 180 (365) суток.

Рассмотрены причины преждевременных отказов УЭЦН на фонде скважин Западно-Моисеевского месторождения (рис. 11).

Анализ причин выхода из строя УЭЦН на Западно-Моисеевском месторождении за весь период разработки показывает, что основная часть отказов происходит из-за $R=0$ - более 50 %, это вызвано нарушением изоляции кабеля и двигателя. [8]

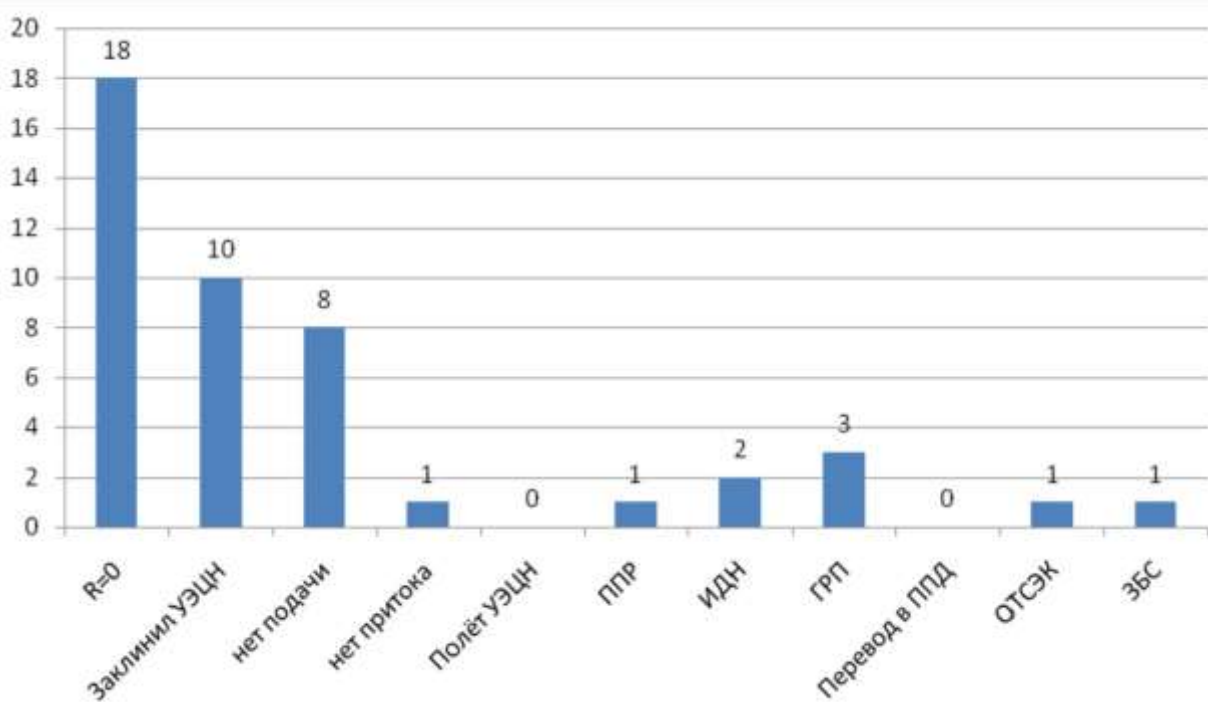
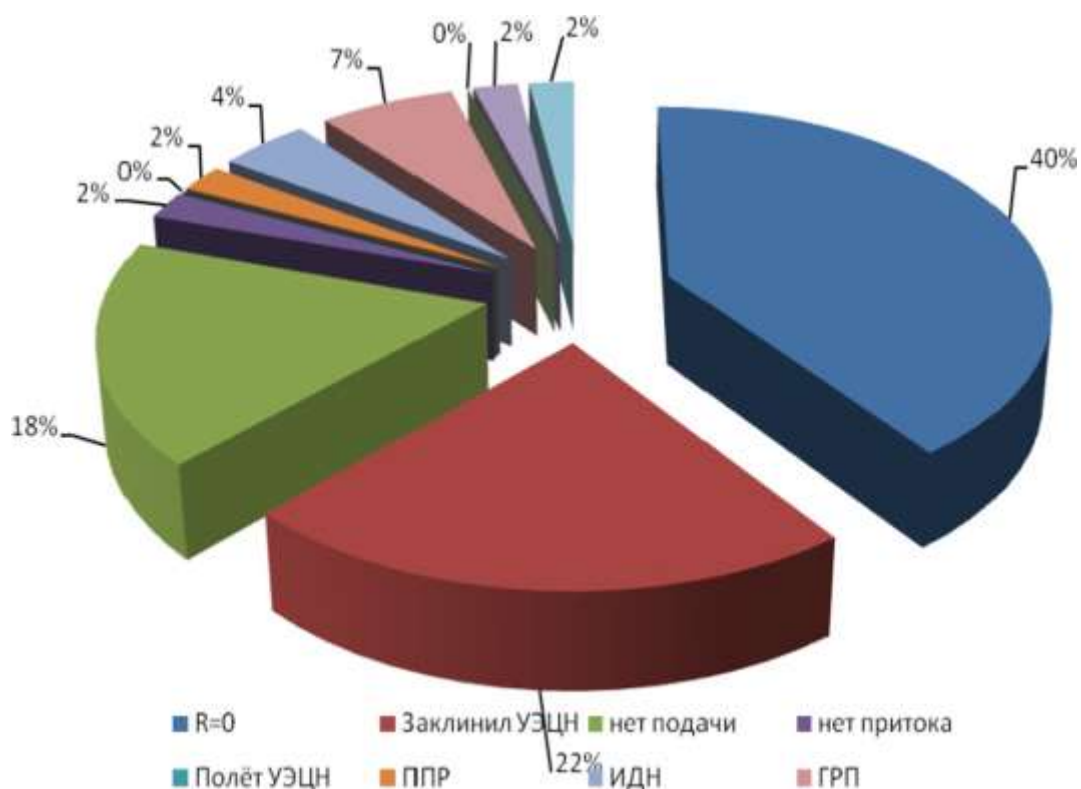


Рисунок 11– Анализ причин отказов оборудования на 2016 год
(57 скважин. СНО – 194 суток, 53 отказа)

Значительная часть отказов - порядка 18-25 % происходит в результате заклинивания насоса, что связано с наличием механических примесей, кальцита в секциях насоса и приёмной сетке насоса. В основном на скважинах, на которых проводится ГРП нет интенсивного выноса проппанта, т.к.

последние 5 лет на последней стадии проведения ГРП применяется закачка RSP – проппанта, который «спекается» в призабойной зоне продуктивного пласта скважины, закупоривает интервал перфорации. [8]

3.2. Эффективность работы скважинного оборудования

Эффективность работы скважинного оборудования определяется качеством разработки, длительностью межремонтного периода, экономической выгодой от его использования.

Рассмотрены основной из показателей – длительность межремонтного периода. Данный признак определяется в зависимости от способа эксплуатации (фонтан. УЭЦН. УЦПК, ШСНУ, газлифт и др.) и говорит о экономической выгоде эксплуатации скважины в целом. При расчете МРП работы скважин пользуются формулой:

$$\text{МРП} = T / N \quad (2)$$

где T – суммарное отработанное время с момента вывода на режим внутрискважинного оборудования до момента его отказа, сут.;

N – Количество отказов скважинного оборудования за отчётный период (месяц, скользящий год), шт.

Под отказом внутрискважинного оборудования для расчёта МРП понимается любая остановка для его ремонта. При подсчёте МРП учитываются скважины, остановленные по ППР, и не учитываются ГТМ, повторные ремонты и остановки по геологическим и технологическим причинам. Учёт работы и отказов ведётся отдельно по каждой скважине, независимо от способа эксплуатации или вида эксплуатационного оборудования. [6]

Рассмотрим средние показатели межремонтного периода площадей Западно-Моисеевского месторождения за период 2013-2017 гг. (табл. 3).

Таблица 3 – Динамика МРП месторождения за 2013-2017 гг. [8]

| МРП | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|-----------------------------|------|------|------|------|------|
| Западно-Моисеевская площадь | 166 | 206 | 185 | 202 | 225 |

Таким образом, межремонтный период скважин Западно-Моисеевского месторождения на конец 2017 года в среднем составляет 225 суток. Подобные показатели являются недостаточно высокими для ЦДНГ-10, так как гарантийный срок составляет для импортного оборудования 365 суток, средний показатель наработки на отказ по отрасли составляет 600 суток

Можно отметить, что показатели являются очень низкими, что снижает экономическую эффективность месторождения и повышает затраты.

3.3. Повышение показателей МРП и СНО

Для повышения дебитов скважин и экономической выгоды месторождения необходимо внедрение передовых технологий отрасли, что поднимет уровень экономической выгоды от работы месторождений.

Так, например, внедренные на Советско-Соснинском месторождении методы моделирования месторождений и противокоррозионного оборудования увеличили продуктивность месторождения на 28 %.

При рассмотрении данных поломок по Западно-Моисеевскому месторождению можно увидеть, что большинство проблем и поломок связаны с агрессивной средой по отношению к скважинному оборудованию. Это выражается в быстром износе оплетки, осолонении ствола скважины и т.д.

Эффективными программными решениями являются:

- закуп и внедрение фильтров-насадок от мехпримесей STRONG ФНТ - 75-150-4500-85-НКТ-73-Н по фонду скважин, осложнённых повышенным содержанием мехпримесей;
- закуп и внедрение входных модулей ЖНШ от мехпримесей на скважинах ЧРФ осложнённых повышенным содержанием мехпримесей (производство ООО «НОВОМЕТ»);
- организация на скважинах после ГРП и новых скважинах из бурения проведение освоения с помощью газобустертой или азотной установками;

- удаление солеотложений с помощью кислотных обработок с ЭПО (программа «Солезащита»);
- покрытие рабочих органов ЭЦН полимерами с низкой адгезией к солям (программа «Солезащита» в рамках комплексной программы ОАО «НК Роснефть», работает группа Системы Новых Технологий);
- применение ЭЦН со ступенями ЖКП (жидкокристаллический полимер);
- добавление в раствор глушения ингибиторов солеотложений при глушении скважин, осложнённых солеотложениями и на скважинах с раствором плотностью выше 1,05 г/см³;
- внедрение погружных контейнеров для предотвращения солеотложений (конструкция «контейнер-насадка с ингибитором + ПЭД») производства ЗАО «НОВОМЕТ-Пермь»;
- закачка в пласт больше объёмных ингибирующих композиций SQUEEZE (по программе «Солезащита», в рамках комплексной программы ОАО «НК Роснефть», работает группа Системы Новых Технологий);
- внедрение системы мониторинга и регулирования (СМР УЭЦН) на базе существующей телемеханики и программного обеспечения SEMACv1.3 на кустовых площадках Западно-Моисеевского месторождения;
- проведение на скважинах, осложненными выносом мехпримесей, контрольных отбивок текущего забоя, очистки призабойной зоны пласта (ПЗП) с применением установки гидроимпульсного воздействия (УГИВ), очистка ПЗП с УГИВ с пакером, спуск пера с промывкой скважины и отбором глубинных проб на КВЧ;
- очистку ствола скважины путем скрепирования внутренней поверхности НКТ с последующей промывкой;
- внедрение безостановочной технологии вывода на режим УЭЦН малых типоразмеров (от 18 до 70 м³/сут);
- регулярное проведение диагностики работающего оборудования позволяет не только предотвратить отказы, но и получить достоверные данные по

эксплуатации, на основании которых производятся работы по снижению эксплуатационных затрат и т.д. [15]

3.4. Экологичность и безопасность

Рассматривая работу АО «Томскнефть», можно сказать, что во многом работа предприятия направлена на обеспечение безопасности работы труда на скважинах и экологичности добычи нефти и газа.

За период с 2012 по 2018 год успешно введена в работу интегрированная система управления, соответствующая мировым стандартам ISO 14001:2004 «Системы экологического менеджмента. Требования и руководство по применению» и OHSAS 18001:2007 «Системы менеджмента профессионального здоровья и безопасности».

Основными направлениями деятельности в сфере охраны труда и промышленной безопасности являются:

- контроль за соблюдением требований промышленной безопасности;
- страхование опасных производственных объектов;
- аттестации работников в области промышленной безопасности;
- профилактическая работа в области противофонтанной безопасности;
- консультации с работниками опасных производственных объектов и их представителями по вопросам обеспечения промышленной безопасности;
- контроль, организация и осуществление производственного контроля на объектах Общества;
- методическое сопровождение и актуализация локальных нормативных документов в области промышленной безопасности;
- взаимодействие с федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору, по вопросам промышленной безопасности на опасных производственных объектах;
- декларирование опасных производственных объектов.

Также в отношении безопасности и экологии предприятие вкладывает большую часть в переоснащение скважин и месторождений новыми

технологиями, снижающими уровень загрязнения. Да, на данный момент, этот процент составляет всего около 40%, однако, за последние 5 лет введены технологии мониторинга выбросов и экосреды на месторождениях, устанавливается оборудование с антикоррозионными свойствами, обеспечивающее более длительный период эксплуатации оборудования и как следствие уменьшение выбросов и загрязнений пластовыми водами, нефтеотходами и газом.

4. ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛА ПРИМЕНЯЕМЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И АППАРАТУРЫ

В данной главе обобщены описанные ранее методы и технологии, применяемые на АО «Томскнефть»

Для сохранения существующих объемов добычи нефти на уровне 10,3-10,4 млн т нефти в год на АО «Томскнефть» полноразмерно применяются различные технологии по увеличению дебита скважин, сохранения продуктивности пластов и т.д.

На данный момент обводненность участков некоторых месторождений составляет до 89 %, что для показателей 2000-2007 года являлись критическими, однако, сейчас предприятие имеет опыт добычи углеводородов даже на таких сложных участках.

По данным АО «Томскнефть» на 2018 год оснащённость месторождений предприятия новыми технологиями превышает 40 %, что показывает высокий уровень организации. Если учесть, что переоснащение комплекса началось в 2012 году, то можно сказать, что темпы оснащения являются весьма высокими. Но и при таких темпах оснащения рентабельна разработка лишь 100 из 300 млн тонн сырья, прогнозируемых на 2019-2025 годы.

Рассмотрим некоторые применяемые технологии по увеличению дебитов скважин и извлекаемости природных ресурсов.

Одной из передовых технологий является применение методик моделирования месторождений, позволяющая проецировать каждую скважину как в малом масштабе, так и в масштабах всего месторождения. Эта технология дает возможность специалистам прогнозировать ее дебит, состав жидкости, уровень обводненности в любой временной период разработки (в отрезке до 10-15 лет). Данный подход позволяет более эффективно и экономически выгодно проводить разработку месторождений.

Еще одним распространённым методом увеличения притока углеводородов к стволу скважины является гидроразрыв пласта (ГВП). Свое широкое распространение метод получил из-за сложной структуры

коллектора. Все структуры коллекторов на месторождениях АО «Томскнефть» являются низкопроницаемыми, что делает их малопригодными для промышленной разработки. Однако, метод ГРП позволяет увеличить приток и расширить коллекторы. Операция ГРП применяется на всех скважинах предприятия сразу после завершения эксплуатационного бурения.

Передовой разработкой АО «Томскнефть» является проект «Белая скважина», реализуемый совместно с ЧТПЗ, нацеленный на повышение наработки на отказ нефтедобывающего оборудования в осложненных скважинных условиях. Основная задача проекта обеспечить максимальный безаварийный срок службы добывающего оборудования за счет увеличения качества оборудования с применением «белых» металлов. Данная технология реализуется на данный момент на месторождениях Ломовое, Озерное, Катильгинское и др.

Средний срок службы без ремонта скважин увеличился до 850 - 1070 дней. Что почти в 8-10 раз превышает показатели обычного оборудования.

При таких темпах оснащения и капитального ремонта скважин, можно с уверенностью говорить, что предприятие является ведущим в отрасли.

Однако не стоит забывать о месторождениях, которые на данный момент являются малорентабельными или же приносят убыток предприятию. Во многом это связано с невозможность добычи углеводородов или же низким качеством оснащения, которое ведет к большим затратам на ремонт.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

| | |
|---------------|------------------------|
| Группа | ФИО |
| 2Б6П | Лобачу Илье Сергеевичу |

| | | | |
|----------------------------|--|------------------------|-------------------|
| Школа | Инженерная школа природных ресурсов | Отделение школы | ОНД |
| Уровень образования | Бакалавр | Направление | Нефтегазовое дело |

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

| | |
|--|--|
| 1. Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих | Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами |
| 2. Нормы и нормативы расходования ресурсов | Нормы расхода материалов, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др. |
| 3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования | Общий налоговый режим Отчисления во внебюджетные фонды (30,2 %) |

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|--|--|
| 1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения | Обоснование перспективности проведения зарезки боковых стволов на Верхнечонском газоконденсатном месторождении |
| 2. Планирование и формирование бюджета научных исследований | Составление плана проекта зарезки боковых стволов с учетом необходимых эксплуатационных затрат. Расчет бюджета по стоимости проведения ЗБС |
| 3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования | Оценка наиболее подходящих подрядных организаций для проведения ЗБС, стоимостная оценка аренды оборудования |

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

| | | | | |
|------------------|---------------------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
| Доцент ОСГН | Якимова Татьяна Борисовна | К.Э.Н | | |

Задание принял к исполнению студент:

| | | | |
|---------------|----------------------|----------------|-------------|
| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
| 2Б6П | Лобач Илья Сергеевич | | |

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСНАБЖЕНИЕ

5.1. Расчет экономической эффективности гидравлического разрыва пласта на Крапивинском месторождении

Таблица 4 – Исходные данные

| | |
|---|------------------|
| Месторождение. | Крапивинское |
| Скважина / куст. | 188 / 3 |
| Пласт | Ю ₁ 2 |
| Дебит жидкости Q _ж , м ³ /сут. | 12 |
| Дебит нефти Q _н , т/сут. | 7,2 |
| Обводненность % воды | 40 |
| Коэффициент эксплуатации. | 0,65 |
| Дебит жидкости после ГРП (Q _{жГРП}), м ³ /сут. | 50 |

1. Определяем годовую добычу жидкости до ГРП.

$$Q_{ж1} = Q_{ж} * 30,4 * K_{экспл} * K_{кр}. \quad (3)$$

где 30,4 – количество дней в месяце;

K_{кр} – коэффициент кратности, соответствует коэффициенту увеличения дебита (табличный) = 11,688.

$$Q_{ж1} = 12 * 30,4 * 0,65 * 11,688 = 2\,856,73 \text{ м}^3$$

2. Находим чистую нефть за год по формуле:

$$Q_{н1} = Q_{ж1} * \%н / 100 \quad (4)$$

$$Q_{н1} = 2\,856,73 * 60 / 100 = 1\,714,04 \text{ т.}$$

3. Находим годовую добычу жидкости после ГРП:

$$Q_{ж2} = Q_{жГРП} * 30,4 * K_{экспл} * K_{кр} \quad (5)$$

$$Q_{ж2} = 50 * 30,4 * 0,67 * 11,688 = 11\,903,06 \text{ м}^3$$

4. Находим чистую нефть за год после ГРП:

$$Q_{н2} = Q_{ж2} * \%н / 100 \quad (6)$$

$$Q_{н2} = 11\,903,06 * 60 / 100 = 7\,141,84 \text{ т.}$$

5. Себестоимость одной тонны нефти до ГРП по калькуляции составляет:

Таблица 5 – Калькуляция себестоимости 1 тонны нефти.

| Наименование статей затрат на 1т. нефти | Руб. |
|---|---------------|
| Расходы на энергию | 128,1 |
| Расходы по искусственному воздействию на пласт | 70,3 |
| Основная заработная плата рабочих | 142,5 |
| Отчисление на соц. страхование | 27,1 |
| Амортизация скважин | 378,8 |
| Расходы по сбору и транспортировке нефти | 58,7 |
| Расходы по технологической подготовке нефти | 127,1 |
| Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования | 112 |
| НДПИ | 306,3 |
| Цеховые расходы | 61,3 |
| Общепроизводственные расходы | 158,4 |
| ИТОГО | 1264,3 |

Расчет себестоимости одной тонны нефти после ГРП:

$$C_{н2} = Z_{о2} = Z_{ГРП} / Q_{н2} \quad (7)$$

где $Z_{о2}$ – затраты на добычу нефти после ГРП с обычными эксплуатационными затратами;

$Z_{ГРП}$ – затраты на гидравлический разрыв пласта;

$$Z_{о2} = Z_{у.пер.} - Z_{у.пост.} \quad (8)$$

где $Z_{у.пост.}$ и $Z_{у.пер.}$ – условно-постоянные и условно-переменные затраты.

$$Z_{у.пер.} = (Ст.1 + Ст.2 + Ст.5 + Ст.9 + Ст.11) * Q_{н2} \quad (9)$$

где Ст.1-11 – статьи затрат на одну тонну нефти.

$$З_{у.пер.} = (128,1 + 70,3 + 378,8 + 306,3 + 10,2 + 158,4) * 7\,141,84 = 9029428,3 \text{ руб.}$$

$$З_{у.пост.} = (C_{т.3} + C_{т.4} + C_{т.6} + C_{т.8} + C_{т.10}) * Q_{н2} \quad (10)$$

$$З_{у.пост.} = (1,4 + 0,5 + 8,7 + 12 + 11,3) * 7\,141,84 = 2868162,9 \text{ руб.}$$

$$З_{о2} = 9029428,3 - 2868162,9 = 6161265,4 \text{ руб}$$

$$C_{н2} = 6161265,4 + 333856 / 7\,141,84 = 909,56 \text{ руб.}$$

Годовой экономический эффект рассчитываем по формуле:

$$\Theta_{г} = (C_{н1} - C_{н2}) * Q_{н2} \quad (11)$$

$$\Theta_{г} = (1264,3 - 909,56) * 7\,141,84 = 2533496 \text{ руб.}$$

Прирост прибыли находим по формуле:

$$\Pi = (\Pi - C_{н1}) * Q_{н2} - (\Pi - C_{н1}) * Q_{н1} \quad (12)$$

где Π – цена тонны нефти 17639 руб.

$$\Pi = (17639 - 1264,3) * 7\,141,84 - (17639 - 1264,3) * 1\,714,04$$

$$\Pi = 5629714,16 \text{ руб.}$$

Затраты на один рубль товарной продукции:

1. До ГРП

$$З_1 = C_{н} * Q_{н1} / \Pi_1 * Q_{н1} \quad (13)$$

$$З_1 = 1\,714,04 * 1264,3 / 17639 * 1\,714,04 = 0,716 \text{ руб./руб.}$$

2. После ГРП

$$З_2 = З_{о2} + З_{ГРП} / \Pi * Q_{н2} \quad (14)$$

$$З_2 = 6495121,40 / 125974915,8 = 0,606 \text{ руб./руб.}$$

5.2. Расшифровка затрат по калькуляции на одно ГРП

1.Переезд:

Таблица 6 –Транспортные расходы

| п/п | Техника | Кол-во ед. | Кол-во час. | Стоим. 1 час, руб. | Сумма руб. |
|-----|---------------|------------|-------------|--------------------|------------|
| 1 | Насос-Кенворт | 4 | 4,9 | 698,833 | 3424,28 |
| 2 | Блендер | 1 | 4,4 | 578,160 | 2543,90 |

Продолжение таблицы 6.

| | | | | | |
|--------|---------------|---|----------|---------|---------|
| 3 | Манифольд | 1 | 3,7 | 510,790 | 1889,92 |
| 4 | Компьютер | 1 | 3,1 | 336,823 | 1044,15 |
| 5 | Песковоз | 1 | 3,4 | 234,229 | 796,37 |
| 6 | Вакуум | 1 | 2,3 | 162,238 | 373,14 |
| 7 | К – 40 | 1 | 2,9 | 146,295 | 424,25 |
| 8 | Т – 815 пож. | 1 | 2,8 | 234,229 | 655,84 |
| 9 | ЦА – 320 | 1 | 2,8 | 380,409 | 1065,1 |
| 10 | Скорая помощь | 1 | | 199,872 | 199,87 |
| 11 | Хайлакс | 1 | 6,7 | 118,991 | 1467,24 |
| 12 | АДП | 1 | 2,9 | 381,018 | 1104,95 |
| 13 | Химмашина | 1 | 2,1 | 334,618 | 702,69 |
| ИТОГО: | | | 15691,78 | | |

Справочное:

- Расстояние база - скважина - база – 30 км
- Время в пути – 1,3 часа
- Средняя технич. скорость – 27 км/час

Таблица 7 – Амортизация комплекта

| п/п | Техника | Кол-во | Баланс.стоим. 1 един. (руб) | Норма аморт. (%) | Сумма аморт. руб. |
|--------|------------------|--------|--------------------------------|---------------------|-------------------------|
| 1 | Насос–Кенворт | 4 | 4 642,1 | 17,6 | 3 890,5 |
| 2 | Блендер–Кенворт | 1 | 3 268 | 17,6 | 684,7 |
| 3 | МанифольдКенворт | 1 | 2 833,5 | 17,6 | 593,6 |
| 4 | КомпьютерКенворт | 1 | 2 789,1 | 14,3 | 474,8 |
| 5 | Песковоз | 1 | 2 224,3 | 14,3 | 378,6 |
| ИТОГО: | | 8 | 29 684 | | 6 022,4 |

Таблица 8 – Затраты ГСМ на работу комплекта.

| п/п | ГСМ | Един. изм. | Кол-во | Цена руб. | Сумма руб. |
|--------|----------------|------------|---------|-----------|------------|
| 1 | Диз. топливо | кг | 2 974 | 1,8 | 5 519 |
| 2 | Смазочные мат. | кг | 131,2 | 7,1 | 943,5 |
| ИТОГО: | | | 6 462,5 | | |

Таблица 9 – Работа спецтехники.

| п/п | Техника | Кол-во | Срок экспл. час. | Стоимость 1 часа, руб. | Сумма, руб. |
|--------|--------------|--------|------------------|------------------------|-------------|
| 1 | Химмашина | 1 | 9 | 81,8 | 737 |
| 2 | Вакуум | 1 | 9 | 116,5 | 1 049,2 |
| 3 | К – 40 | 1 | 9 | 85,5 | 769,9 |
| 4 | Т – 815 пож. | 1 | 9 | 167,6 | 1 508,5 |
| 5 | ЦА – 320 | 1 | 9 | 132,6 | 1 193,8 |
| 6 | АДП | 1 | 9 | 151 | 1 208,7 |
| ИТОГО: | | | 6467,1 | | |

Таблица 10 – Транспортные расходы на завоз и заполнение емкостей.

| п/п | Техника | стоимость 1 км, руб. | Срок экспл. час. | Стоимость 1 часа, руб. | Сумма, руб. |
|--------|----------|----------------------|------------------|------------------------|-------------|
| 1 | К – 700 | 4,3 | 236 км / 8,8 час | 109,1 | 1974,88 |
| 2 | АЦН – 12 | 2,7 | 278 км / 9,8 час | 98 | 1711 |
| ИТОГО: | | 3685,88 | | | |

Заработная плата рабочих:

- Средняя заработная плата – 3000 рублей
 - Численность – 14 человек
2. Налоги – 1215 рублей.
 3. Расходы химреагентов:

Таблица 11 – Нефтяной гель

| п/п | Наименование | Ед. изм. | Кол-во | Цена, руб. | Стоимость, тыс.руб. |
|--------|--------------|----------|--------|-------------------|---------------------|
| 1 | HGA – 37 | л | 800 | 3091 | 2472,8 |
| 2 | HGA – 48 | л | 680 | 3155 | 2145,4 |
| 3 | PH – Breaker | кг | 120 | 3074 | 368,8 |
| 4 | FL – 100 | кг | 120 | 1171 | 140,5 |
| 5 | Проппант | ТН | 4 | 70000 | 280,5 |
| ИТОГО: | | | | 5407,6 тыс.руб | |

Таблица 12 – Затраты на прочее оборудование

| п/п | Наименование | Срок экспл. час | Стоимость, руб. | Норма амортиз. (%) | Сумма, руб. |
|--------|---------------------|-----------------|-----------------|--------------------|-------------|
| 1 | Устьевая армат. | 144 | 44 160 | 18,6 | 8213,7 |
| 2 | Пакер | 144 | 37 649,8 | 17,2 | 6475,8 |
| 3 | Скрепер | 72 | 77 718,6 | 17,2 | 13367 |
| 4 | Труба НКТ - 3 1/2 | 240 | 183 800,3 | 11,6 | 21320,8 |
| 5 | Емкость ГРП – 2 ед. | 72 | 33 219,7 | 14,3 | 4750,4 |
| ИТОГО: | | | 54127,7 | | |

6. Смета затрат на ГРП:

Таблица 13 – Затраты на ГРП

| п/п | Наименование статей | Ед. изм. | Стоимость ГРП 1 |
|-----|--------------------------|----------|-----------------|
| 1 | ТРАНСПОРТНЫЕ РАСХОДЫ | РУБ. | 31 097,2 |
| 2 | Фонд оплаты труда | руб. | 3 000 |
| 3 | Налоги на ФОТ – 40,2 % | РУБ. | 1 215 |
| 4 | Химреагенты | Руб. | 100 465,2 |
| 5 | Амортизация оборудования | Руб. | 4 419,9 |
| 6 | ИТОГО: | Руб. | 140 332,5 |

Продолжение таблицы 13.

| | | | |
|----|---------------------------------------|---------|-----------|
| 7 | Накладные расходы 15 % | Руб. | 21 049,8 |
| 8 | Рентабельность 20 % | Руб. | 32 276,4 |
| 9 | Стоимость 1 ГРП с переездом | Руб. | 193 658,8 |
| 10 | Продолжительность ремонта (справочн.) | бр. час | 9 |

5.3. Расчет показателей ПДН и ЧТС

Произведем расчет ПДН и ЧТС на 5 ближайших лет

1. Прирост выручки от реализации:

$$B_p = Q * Ц \quad (15)$$

,где Q – дополнительно добытая нефть, тыс. т.

Ц – цена реализованной нефти, руб за 1 т.

2. Текущие затраты:

$$З_{тек} = З_{д.доб.} + З_p \quad (16)$$

,где $З_{д.доб.}$ – затраты на дополнительную добычу;

$З_p$ – затраты на мероприятие.

$$З_{д.доб.} = Q * C_c * Д_{у.п.} / 100 \quad (17)$$

,где C_c – себестоимость 1 т. нефти.

$$p = (C_{ГРП} * N_{ГРП}) + (N_{бр/ч} * N_{бр/ч}) \quad (18)$$

где $C_{ГРП}$ – стоимость 1 ГРП;

$N_{ГРП}$ – количество ГРП;

$C_{бр/ч}$ – стоимость 1 бригадо/часа:

$N_{бр/ч}$ – количество бригадо/часов на проведение 1 ГРП.

3. Налоги.

$$H = H_{им} + H_{пр} \quad (19)$$

где $H_{им}$ – налог на имущество, но т.к. работы производились силами бригад КРС ЗАО СП «МеКаМиннефть» на собственном оборудовании, которое эксплуатируется уже длительный срок, то при расчете остаточная стоимость оборудования, амортизационные отчисления равны нулю.

Поэтому:

$$H = H_{пр} = П_{р.обл.н.} * 0,35 \quad (20)$$

4. Прибыль облагаемая налогом:

$$\Pi_{\text{р.обл.н.}} = \Pi_{\text{р.реал.}} = \text{Выр} - \text{З}_{\text{тек.}} \quad (21)$$

5. Поток денежной наличности:

$$\text{ПДН} = \text{Выр} - \text{З}_{\text{тек}} - \text{Н}_{\text{пр}} \quad (22)$$

Накопленный ПДН:

$$\text{НПДН} = \sum \text{ПДН}_i \quad (23)$$

Коэффициент дисконтирования:

$$\alpha_t = (1 + E_n)^{t_p - 1} \quad (24)$$

,где E_n – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений (0,1)

t_p – расчетный год, предшествующий технологическому эффекту;

t – текущий год.

Дисконтированный поток денежной наличности:

$$\text{ДПДН} = \text{ПДН} * \alpha_t \quad (25)$$

Чистая текущая стоимость:

$$\text{ЧТС} = \sum \text{ДПДН}_i \quad (26)$$

Таблица 14 – Показатели НПДН и ЧТС.

| Показатели | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|---------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Прирост добычи, тыс. т. | 150,6 | 250,4 | 366,7 | 450,8 | 500,7 |
| Прирост выручки, млн. р. | 72,3 | 122,9 | 175,9 | 216,4 | 204,3 |
| Затраты на мероприятие, млн. р. | 22,4 | 22,4 | 22,4 | 22,4 | 22,4 |
| Затраты на доп. доб., млн. руб. | 29,1 | 46,6 | 68,2 | 83,9 | 93,2 |
| Затраты на текущие, млн. руб. | 51,5 | 69 | 90,6 | 106,3 | 115,6 |
| Прибыль, млн. руб. | 20,7 | 53,9 | 85,3 | 110,1 | 124,7 |
| Налоги на прибыль, млн. руб. | 7,3 | 18,9 | 29,9 | 38,5 | 43,6 |
| ПДН, млн. руб. | 13,5 | 35 | 55,4 | 71,5 | 81 |

Продолжение таблицы 14.

| | | | | | |
|------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| НПДН, тыс. руб. | 13,5 | 48,5 | 104 | 175,5 | 256,6 |
| Коэфф. дисконтирования | 0,909 | 0,827 | 0,751 | 0,683 | 0,621 |
| ДПДН, млн. руб. | 12,3 | 29 | 41,6 | 48,9 | 50,3 |
| ЧТС, млн. руб. | 123 | 412 | 829 | 131,7 | 180,1 |

5.4. Анализ чувствительности проекта к риску

Произведем проверку, как изменится ЧТС, если поменяются факторы состояния, которые составляют:

Изменение добычи (- 40%, + 20%);

Изменение текущих затрат (- 10%; + 10%);

Изменение цены на нефть (- 10%, + 10%);

Изменение налогов (- 10%, + 10%).

Результаты расчетов приведены в таблицах 15 – 22.

Таблица 15 – Падение добычи нефти на 40%

| Показатели | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|---------------------------------|------|-------|-------|-------|-------|
| Прирост добычи, тыс. т. | 90,3 | 150,3 | 220 | 270,5 | 300,4 |
| Прирост выручки, млн. руб. | 43,5 | 72,1 | 105,7 | 130 | 143,9 |
| Текущие затраты, млн. руб. | 39,4 | 50,1 | 63,6 | 73,2 | 78,4 |
| Затраты на ГРП, млн. руб. | 22,3 | 22,3 | 22,3 | 22,3 | 22,3 |
| Затраты на доп. добычу, млн. р. | 16,8 | 28 | 41 | 50,3 | 55,9 |
| Прибыль от реализации, млн.р. | 4,1 | 21,7 | 42,2 | 57,1 | 65,9 |
| Налог на прибыль, млн. руб. | 1,4 | 7,6 | 14,8 | 20 | 23 |
| ПДН, млн. руб. | 3 | 14,1 | 27,4 | 37,1 | 42,8 |
| ДПДН, млн. руб. | 2,4 | 11,7 | 20,6 | 25,3 | 26,6 |
| ЧТС, млн. руб. | 2,4 | 14,1 | 34,7 | 60,1 | 86,7 |

Таблица 16 – Увеличение добычи нефти на 20%

| Показатели, млн. руб. | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|-------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Прирост добычи, тыс. т. | 180,7 | 300,5 | 440 | 541 | 600,8 |
| Прирост выручки | 86,7 | 144,2 | 211,2 | 259,7 | 288,4 |
| Текущие затраты | 56 | 78,3 | 104,3 | 123,2 | 134,3 |

Продолжение таблицы 16.

| | | | | | |
|------------------------|------|------|-------|-------|-------|
| Затраты на ГРП | 22,4 | 22,4 | 22,4 | 22,4 | 22,4 |
| Затраты на доп. добычу | 33,6 | 55,9 | 81,9 | 100,8 | 111,9 |
| Прибыль от реализации | 30,7 | 65,9 | 106,9 | 136,5 | 154,1 |
| Налог на прибыль | 10,7 | 23,1 | 37,4 | 47,8 | 83,9 |
| ПДН | 19,9 | 42,8 | 69,4 | 88,7 | 100,2 |
| ДПДН | 18,3 | 35,4 | 52,2 | 60,6 | 62,2 |
| ЧТС | 18,3 | 53,7 | 106 | 166,5 | 228,7 |

Таблица 17 – Уменьшение текущих затрат на 10%

| | | | | | |
|-----------------------|------|------|------|-------|-------|
| Показатели, млн. руб. | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
| Текущие затраты | 46,9 | 62,1 | 81,6 | 95,7 | 104 |
| Прибыль от реализации | 25,9 | 60,8 | 94,4 | 120,7 | 136,3 |
| Налог на прибыль | 9,1 | 21,3 | 33 | 42,2 | 47,7 |
| ПДН | 16,8 | 39,5 | 61,3 | 78,5 | 88,6 |
| ДПДН | 15,3 | 32,7 | 46,1 | 53,6 | 55 |
| ЧТС | 15,3 | 48 | 94 | 147,6 | 202,6 |

Таблица 18 – Увеличение текущих затрат на 10%

| | | | | | |
|-----------------------|------|------|------|-------|-------|
| Показатели, млн. руб. | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
| Текущие затраты | 56,7 | 78 | 99,7 | 117 | 127,1 |
| Прибыль от реализации | 15,6 | 47 | 76,2 | 99,4 | 113,1 |
| Налог на прибыль | 5,5 | 16,4 | 26,7 | 34,8 | 39,6 |
| ПДН | 10,1 | 30,5 | 49,6 | 64,6 | 73,5 |
| ДПДН | 9,2 | 25,2 | 37,2 | 44,1 | 45,7 |
| ЧТС | 9,2 | 34,5 | 71,7 | 115,8 | 161,5 |

Таблица 19 – Снижение цены на нефть на 10%

| | | | | | |
|-----------------------|------|-------|-------|-------|-------|
| Показатели, млн. руб. | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
| Цены на нефть, руб/т | 432 | 432 | 432 | 432 | 432 |
| Прирост выручки | 65 | 108,2 | 158,3 | 194,8 | 216,3 |
| Текущие затраты | 51,5 | 69 | 90,6 | 106,3 | 115,6 |
| Прибыль от реализации | 13,5 | 39,2 | 67,7 | 88,4 | 100,7 |

Продолжение таблицы 19.

| | | | | | |
|------------------|-----|------|------|------|------|
| Налог на прибыль | 4,7 | 13,7 | 23,7 | 31 | 35,2 |
| ПДН | 8,8 | 25,4 | 44 | 57,5 | 65,4 |

Таблица 20 – Повышение цены на нефть на 10%

| | | | | | |
|-----------------------|------|-------|-------|-------|-------|
| Показатели, млн. руб. | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
| Цены на нефть, руб/т | 528 | 528 | 528 | 528 | 528 |
| Прирост выручки | 79,5 | 132,2 | 193,6 | 238 | 264,3 |
| Текущие затраты | 51,5 | 69 | 90,6 | 106,3 | 115,6 |
| Прибыль от реализации | 28 | 63,2 | 103 | 131,7 | 148,7 |
| Налог на прибыль | 9,8 | 22,1 | 36 | 46,1 | 52,1 |
| ПДН | 18,2 | 40,7 | 66,9 | 85,6 | 96,7 |
| ДПДН | 16,5 | 33,9 | 50,3 | 58,4 | 60 |
| ЧТС | 16,5 | 50,4 | 100,7 | 159,2 | 219,2 |

Таблица 21 – Понижение налогов на прибыль на 10%

| | | | | | |
|-----------------------|------|------|------|-------|-------|
| Показатели, млн. руб. | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
| Налог на прибыль | 6,5 | 17 | 26,9 | 34,7 | 39,3 |
| ПДН | 14,2 | 36,9 | 58,4 | 75,4 | 85,4 |
| ДПДН | 12,9 | 30,5 | 43,9 | 51,5 | 53,1 |
| ЧТС | 12,9 | 43,4 | 87,3 | 138,8 | 191,8 |

Таблица 22 – Повышение налога на прибыль на 10%

| | | | | | |
|-----------------------|------|------|------|-------|-------|
| Показатели, млн. руб. | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
| Налог на прибыль | 8 | 20,7 | 32,8 | 42,4 | 46 |
| ПДН | 12,8 | 33,1 | 52,5 | 47,7 | 76,6 |
| ДПДН | 11,6 | 27,4 | 39,4 | 46,2 | 47,6 |
| ЧТС | 11,6 | 39 | 78,4 | 127,6 | 172,3 |

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

| | |
|---------------|------------------------|
| Группа | ФИО |
| 2Б6П | Лобачу Илье Сергеевичу |

| | | | |
|---------------------|--|------------------|-------------------|
| Школа | Инженерная школа природных ресурсов | Отделение | ОНД |
| Уровень образования | Бакалавр | Направление | Нефтегазовое дело |

Тема ВКР:

| | |
|---|---|
| Совершенствование технологии процесса добычи трудноизвлекаемых запасов нефти на месторождениях Западной Сибири. | |
| Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»: | |
| 1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения | Объектом исследования являются геологические и технологические риски при проведении операции гидравлического разрыва пласта Ю ₁ ² Крапивинского нефтяного (Томская область) |
| Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке: | |
| 1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: | Рабочее место при проведении гидравлического разрыва пласта должно соответствовать нормам и правилам в области промышленной безопасности («Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»). |
| 2. Производственная безопасность 2.1. Анализ выявленных вредных факторов при проведении гидравлического разрыва пласта. 2.2. Анализ выявленных опасных факторов при проведении гидравлического разрыва пласта. | Вредные факторы: неудовлетворительные метеоусловия района при проведении работ на открытом воздухе, недостаточная освещенность рабочей зоны, повышение уровней шума, повышение уровня вибрации, повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны, утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу. Опасные факторы: электрический ток, пожаровзрывоопасность, движущиеся машины и механизмы производственного оборудования, сосуды и аппараты работающие под давлением. |
| 3. Экологическая безопасность: | Воздействие на атмосферу: загрязнение воздуха при сгорании газа в факелах. Воздействие на литосферу: загрязнение промышленными и бытовыми отходами |
| 4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: | Наиболее возможные ЧС на объекте: пожар. |

| | |
|---|--|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | |
|---|--|

Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------|-------------------------------|---------------------------------------|----------------|-------------|
| Ассистент | Сечин Андрей Александрович | к.т.н | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|---------------|----------------------|----------------|-------------|
| 2Б6П | Лобач Илья Сергеевич | | |

6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Данный раздел рассмотрен на примере Крапивинского месторождения компании АО «Томскнефть» ВНК.

Основные производственные цеха и участки расположены непосредственно на месторождении. Основными функциональными задачами управления его цехов является добыча и подготовка нефти и газа, перекачка нефти в магистральные нефтепроводы. Под разработкой нефтяных месторождений понимается осуществление процесса движения жидкостей (нефть, вода) и газа в пластах к эксплуатационным скважинам. Управление процессом движения жидкостей и газа достигается размещением на месторождении нефтяных, нагнетательных и контрольных скважин, количеством и порядком ввода их в эксплуатацию, режимов работы скважин и балансом пластовой энергии.

Нефтедобывающее оборудование состоит из наземных и подземных сооружений – скважин, нефтепроводов, водоводов, емкостей, находящихся в соприкосновении с влажными грунтами, грунтовыми водами, а также с протекающими в них газами и жидкостями. Эти сооружения, контактируя с окружающей средой, подвергаются постоянному разрушению в следствии коррозии. Процесс разрушения металла под воздействием окружающей среды для объектов нефтегазодобывающего управления, как и в целом для нефтяных районов Западной Сибири, наносит серьезный экологический и экономический ущерб.

6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В соответствии с нормами и правилами в области промышленной безопасности («Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности») техника безопасности при производстве ГРП заключается в следующем: к работам по ГРП допускаются лица, прошедшие обучение и проверку знаний по технике безопасности по проводимой работе.

Перед началом работ участникам операции производится инструктаж на рабочем месте;

- Общее руководство процессом ГРП осуществляет ответственный руководитель - представитель подрядчика, в соответствии с планом и регламентом принимает решения о проведении работ не предусмотренных этим планом и несет ответственность за их выполнение
- Руководитель должен спланировать размещение оборудования таким образом, чтобы свести к минимуму возможное воздействие вредных производственных факторов от силовых установок, агрегатов, химреагентов, нефти на рабочий персонал, а также взрыва и пожара;
- Имеющиеся в наличии трубы, шланги и инструмент должны быть уложены в штабель с противораскатными стойками на рабочих мостках. Рабочая площадка должна быть освобождена от посторонних предметов;
- Руководитель и его помощники оборудуются портативными средствами связи;
- Опасная зона с трубопроводами и линиями высокого давления обозначаются специальными сигнальными знаками с надписями;
- Работы по ГРП, включая подготовительные работы, должны проводиться рабочими в специальной одежде и касках;
- В темное время суток ГРП разрешается проводить только в случае если обеспечивается освещенность устья скважины и зоны высокого давления не менее 26 лк и шкал контрольно-измерительных приборов - 50 лк.
- Все транспортные средства, не задействованные в проведении ГРП должны быть удалены на безопасное расстояние - не менее 50 метров от зоны линий высокого давления;
- Все оборудование должно соответствовать техническим и технологическим требованиям норм и правил, находиться в исправном, рабочем состоянии и использоваться только по назначению;
- При проведении ГРП рабочий персонал должен быть удален за пределы опасной зоны;

- При работе с химреагентами персонал должен быть экипирован в спецодежду и обязан пользоваться средствами индивидуальной защиты: резиновые перчатки, кирзовые или резиновые сапоги, очки для химической защиты слизистой оболочки глаз, респиратор либо многослойная марлевая повязка.

Нормативная документация

1. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ
2. ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ
3. СН 2.2.4/
4. 2.1.8.566-96
5. СП 52.13330.2011
6. ПБ 035762003
7. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ
8. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ

6.2. Производственная безопасность на Крапивинском нефтяном месторождении

В процессе эксплуатации нефтяных месторождений могут возникать различные аварии, при ликвидации которых возникают опасные и вредные производственные факторы (таблица 23). Все работы, которые выполняют цеха добычи, непосредственно связаны с добычей нефти и газа и являются неотъемлемой частью деятельности месторождения. Поэтому состояние травматизма, профессиональных заболеваний и вызывающих их причин, а также степень риска берется по месторождению в целом.

Таблица 23 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

| Наименование видов работ | Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999г.) | | Нормативные документы |
|---|---|---|--|
| | Вредные | Опасные | |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| Промывочные работы на скважинах. Работы в емкостях, блоках автоматики. Ремонт скважин | 1. Неудовлетворительные метеоусловия 2. Недостаточная освещенность рабочей зоны 3. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны 4. Повышенные уровни шума | 1. Статическое электричество 2. Электрический ток 3. Движущиеся машины и механизмы 4. Сосуды, работающие под давлением | ГОСТ 12.1.0032014 ССБТ ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ СН 2.2.4/2.1.8.566-96 СП 52.13330.2011 ПБ 035762003 ГОСТ 12.1.00588 ССБТ ГОСТ 12.2.00391 ССБТ |

6.2.1. Анализ выявленных вредных факторов при проведении гидравлического разрыва пласта.

Рассмотрим основные наиболее вероятные вредные производственные факторы на рабочих местах, которые могут иметь место при проведении операции гидравлического разрыва пласта на Крапивинском месторождении.

Неудовлетворительные метеоусловия района при проведении работ на открытом воздухе

Работы на нефтегазодобывающих предприятиях часто проводятся на открытом воздухе, поэтому они связаны с воздействием на работающих различных метеорологических условий (температуры, влажности воздуха, ветра, естественных излучений). Метеорологические условия подвержены сезонным и суточным колебаниям.

Неблагоприятные метеорологические условия могут явиться причиной несчастных случаев. При высокой температуре воздуха

понижается внимание, появляются торопливость и неосмотрительность; при низкой - уменьшается подвижность конечностей вследствие интенсивной теплоотдачи организма. Влияет на теплоотдачу организма и влажность воздуха: нормально при температуре 18°C влажность должна находиться в пределах от 35 до 70 %. При меньшей относительной влажности воздух считается сухим, при большей - с повышенной влажностью. Как то, так и другое, отрицательно сказывается на организме человека. Сухой воздух приводит к повышенному испарению, в связи с чем появляется ощущение сухости слизистых оболочек и кожи. Очень влажный воздух, наоборот, затрудняет испарение.

При работе на открытом воздухе правилами безопасности предусмотрены мероприятия по защите рабочих от воздействия неблагоприятных метеорологических факторов: снабжение рабочих спецодеждой и спецобувью; устройство укрытий, зонтов над рабочими местами, помещений для обогрева рабочих (культбудки).

Во время сильных морозов, ветров, ливней всякие работы запрещаются. К числу мероприятий по улучшению условий труда при работе на открытом воздухе относится также создание микроклимата на рабочих местах с помощью соответствующих агрегатов и устройств. [16]

Освещение рабочей зоны

Для кустов, скважин установлены следующие нормы электрического освещения (в люксах) [ОАО «ТН» ВНК, ОАО «Газпром» РД 1.14-127-2005]:

- Устья нефтяных скважин, станки - качалки. 10
- Будки с аппаратурой электро-погружных насосов . . 10

Рабочие места при подземном и капитальном ремонте скважин:

- Устье скважины. 25

Производственный шум в рабочей зоне

Таблица 24 – Допустимые уровни звукового давления (ГОСТ 12.1.003–83)

| Объект | Рабочее место зона | Среднегеометрическая частота октавных полос, Гц | | | | | | | | Эквивалентные уровни шума, дБА |
|-------------------------------|------------------------------------|---|-----|-----|-----|------|------|------|------|--------------------------------|
| | | 63 | 125 | 250 | 500 | 1000 | 2000 | 4000 | 8000 | |
| Передвижная подъемная лебедка | В кабине при закрытом окне и двери | 104 | 106 | 106 | 109 | 107 | 102 | 96 | 89 | 85 |
| Агрегат | В кабине (подъем) | 100 | 89 | 96 | 95 | 96 | 94 | 87 | 80 | 80 |
| «Бакинец-3М» | На устье (спуск) | - | 86 | 84 | 85 | 84 | 80 | 78 | 73 | 80 |

Запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

СИЗОД подбираются по размерам и хранятся на рабочих местах в шкафах, каждые в своей ячейке. На каждой ячейке и на сумке противогаза должна быть укреплен бира с указанием фамилии владельца, марки и размера маски. СИЗОД проверяются и заменяются в сроки, указанные в их технических паспортах и заводских инструкциях по эксплуатации.

В газоопасных местах вывешиваются предупредительные надписи: «Газоопасно», «Проезд запрещен» и т.п.

К газоопасным работам допускаются только после проведения инструктажа, получения наряда–допуска, а также утвержденного плана ведения газоопасных работ.

При газоопасных работах необходимо пользоваться газозащитными средствами (изолирующие респираторы, шланговые и фильтрующие противогазы).

Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

При гидравлическом разрыве пласта есть риск возникновения утечек нефти из скважинной арматуры. При этом непременно происходит контакт человека с парами этого вещества, которые опасны не только для его здоровья,

но и жизни. Нефть относится к 4-му классу опасности, ее допустимая концентрация составляет 300 мг/л. Не стоит забывать и о продуктах нефтепереработки: масло, бензин, керосин, которые так же несут опасность для здоровья человека.

Путь попадания вредных веществ в организм человека может быть одним из двух: через кожу (при попадании вредных веществ на нее); через дыхательные пути (вдыхание вредных паров в организм).

В первом случае при частом попадании продуктов нефти на кожу человека, есть риск получить заболевания кожного покрова: аллергия, сыпь, мелкие язвы. Во втором же случае все более серьезно. При вдыхании человеком паров нефти и ее продуктов большой концентрации происходит наркотическое и раздражающее воздействие. Есть риск потери сознания, при этом нарушается сердечная активность. Головокружение, сухость во рту и тошнота далеко не весь перечень побочных эффектов. При длительном нахождении человека под действием паров нефти и нефтепродуктов, может произойти удушье, и как следствие смерть.

Нефть и нефтепродукты опасны для человека из-за их состава, в котором большое количество сернистых соединений: сероводород, оксид серы, азот. Воздействие на человека, всего перечисленного более подробно представлено в таблице 25.

Таблица 25 – Физиологическое воздействие на организм человека некоторых газов, содержащихся в нефти

| Газ, об. % | Содержание, мг/л | Длительность и характер воздействия |
|----------------|------------------|---|
| Оксид углерода | 0,1 | 12,5 мг/л. Через 1 час - головная боль тошнота, недомогание |
| 0,5 | 6,25 | Через 20-30 мин - смертельное отравление |

Продолжение таблицы 25.

| | | |
|--------------|------------|---|
| 1 | 12,5 | Через 1-2 мин - сильное смертельное отравление |
| Оксиды азота | 0,006 | 0,29 мг/л. Кратковременное воздействие - раздражение горла |
| 0,01 | 0,48 | Продолжительное воздействие - опасно для жизни |
| 0,025 | 1,2 | Смертельное отравление |
| Сероводород | 0,01-0,015 | 0,150,23 мг/л. Через 1 мин - сильное или смертельное отравление |
| 0,02 | 0,031 | Через 5-8 мин. Сильное раздражение глаз, носа, горла |
| 0,1-0,34 | 1,54-4,62 | Быстрое смертельное отравление |

6.2.2. Анализ выявленных опасных факторов при проведении гидравлического разрыва пласта

Рассмотрим основные наиболее вероятные опасные производственные факторы на рабочих местах, которые могут иметь место при проведении операции гидравлического разрыва пласта на Крапивинском нефтяном месторождении.

Электрический ток

При возникновении каких-либо неисправностей электроэнергетического оборудования, электрических сетей, а также при несоблюдении персоналом правил электробезопасности существует опасность поражения электрическим током обслуживающего персонала, занятого в процессе добычи нефти и газа.

Электрооборудование должно иметь исправную взрывозащиту, проходить техническое обслуживание и текущие ремонты согласно графика ППР с записью в «Журнале осмотра взрывозащищенного оборудования», который храниться у мастеров цеха. В журнале указываются виды проведенных работ, с подписями их производивших. Работы, выполняемые на кустовых площадках, должны проводиться искробезопасным инструментом.

Защита от статического электричества на объекте обеспечивается путем присоединения всего электрооборудования к защитному контуру заземления. Паспорт контура заземления (заземляющей установки) хранится и ведется электромехаником промысла. К сетям заземления присоединены корпуса электродвигателей, аппаратов, каркасы щитов, шкафов, кабельные конструкции.

Средства защиты хранятся в условиях, гарантирующих сохранность от химического и механического воздействия, солнечных лучей, холода и перепадов температур.

Средства защиты от поражения электрическим током:

- 1) Перчатки (Защитные перчатки должны быть широкими и не менее 35 см в длину, чтобы их было удобно надевать поверх шерстяных перчаток, а сами они покрывали кисть и часть руки.)
- 2) Обувь (Галоши и ботинки предназначены для защиты от земного и шагового напряжений.)
- 3) Подставки (Подставки делают из стекла, фарфора или металла, металл нельзя использовать для соединения, минимальный размер — 0,75×0,75 м.)
- 4) Указатели (Для проверки техники с рабочим напряжением менее 500 Вольт.)
- 5) Щиты (Щиты для временных ограждений электрических установок делают из промасленного дерева или текстолита.)

Пожаровзрывоопасность

В связи с тем, что при ликвидации возникших осложнений при добыче и перекачке нефти, могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, (нефть, сероводород, природный газ, меркаптаны, диэмульгаторы, различные реагенты и горюче-смазочные вещества) в соответствии со СНиП 2.09.04.87 данное производство отнесено к классу В1Г и В-1.

Кустовые площадки спроектированы с соблюдением действующих норм и правил. Пожаробезопасность кустовых площадок обеспечивается рядом противопожарных мероприятий:

- Сооружения размещены на площадке с соблюдением противопожарных расстояний между ними;
- Выполнена молниезащита, защита оборудования и трубопроводов от электрической и электромагнитной индукции;
- Кустовые площадки обеспечены осветительной аппаратурой во взрывозащищенном исполнении;
- Используемое технологическое электрооборудование принято во взрывозащищенном исполнении, соответствует категории и зоне взрывоопасности площадок;
- Объем КИПиА позволяет держать под контролем технологический процесс добычи нефти и закачки воды в пласт, добычи сеноманской воды;
- Предусмотрена предаварийная звуковая и световая сигнализация при отклонении технологических параметров от нормы;
- Ведется контроль воздушной среды в помещении замерной установки с сигнализацией загазованности и включением аварийной вентиляции при необходимости;
- На кустовых площадках предусмотрен контроль воздушной среды газоанализаторами;
- Дыхательные клапаны подземных емкостей оснащены встроенными огнепреградителями;
- Конструкция насосных агрегатов подземных емкостей и объем защит обеспечивает нормальную его работу и автоматический останов агрегата при возникновении условий, нарушающих безопасность;
- Согласно РД 39-22-113-78 «Временные правила защиты от статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности» опасность действия статического

электричества устраняется тем, что специальными мерами создается утечка электрических зарядов, предотвращая накопление энергии заряда выше уровня $0,4A \cdot \text{мин}$; все металлические и электропроводные неметаллические части технологического оборудования заземляются. Заземляющее устройство для защиты от статического электричества объединены с заземляющими устройствами электрооборудования;

- Основные потребители электроэнергии – электродвигатели технологического оборудования, электроприемники блок-боксов и освещение территории кустовых площадок относятся по надежности электроснабжения ко II категории.

Для взрывоопасных помещений, площадок наружных помещений проведена классификация по категориям взрывопожарной опасности, определены границы взрывоопасных зон (таблица 26).

Классификация технологических блоков по взрывоопасности приведена в таблице 27.

Планировка площадок кустов скважин, при возникновении аварии, захватывающей большую площадь, позволяет перемещаться по территории людям и пожарной технике; имеет площадку для размещения пожарной техники, два въезда.

Основные причины пожаров на производстве:

- Не соблюдение техники безопасности;
- Неосторожное обращение с огнем;
- Неудовлетворительное состояние электротехнических устройств и нарушение правил их монтажа и эксплуатации;
- Нарушения режимов технологических процессов;
- Неисправность отопительных приборов и нарушение правил их эксплуатации.

Для устранения очагов возгорания территория где проводятся работы, должны быть оснащены первичными средствами пожаротушения, например, пожарный щит в состав которого входят следующие компоненты:

1. Ломы (для вскрытия дверей, окон и других конструкций)
2. Багры пожарные, крюки с деревянной рукояткой (для разборки и растаскивания горящих конструкций)
3. Вилы, лопаты (штыковые и совковые)
4. Емкости для воды и ящики для песка (для хранения средств тушения)
5. Ведра и ручные насосы (для транспортировки воды)
6. Кошма, асбестовое полотно (для накрытия очага возгорания)

Своевременно обнаруженный очаг возгорания позволяет избежать больших потерь имущества, а иногда и жизни людей, причиняемых огнем. Но не менее важной является возможность подачи сигнала тревоги, по которому проводится эвакуация рабочих и служащих с территории, на которой возник пожар.

Для этого в каждом здании устанавливается оповещатель пожарный, работающий в комплексе с системой сигнализации. Это одно из технических средств пожарной сигнализации. Оно предназначается для оповещения людей о возникновении очага возгорания. В качестве сигнала может применяться свет, звук, речевое сообщение. Использование оповещателя пожарного позволяет организованно провести мероприятия по эвакуации людей. В зависимости от конструктивного исполнения различают приборы пригодные к установке в помещении или на улице.

Таблица 26 – Взрывопожарная и пожарная опасность производственных зданий, помещений и наружных сооружений

| Наименование помещений, наружных установок и оборудования | Категория взрывопожарной и пожарной опасности по НПБ 105-03 | Классификация взрывоопасных зон | | | Границы взрывоопасной зоны |
|---|---|---------------------------------|---|------------|--|
| | | по ПУЭ | | По ПБ | |
| | | Класс зоны | Категория и группа взрывоопасных смесей | | |
| Технологический блок, замерная установка | A | B-1a | ПА-Т1 ПА-Т3 | 1 1 | Зона В-1г – до 0,5 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от проемов за наружными ограждающими конструкциями помещения Зона 1 (ПБ) закрытое помещение в котором установлено закрытое технологическое оборудование, содержащее нефть Зона 1 (ПБ) 3м по горизонтали и Вертикали вокруг отверстий блока |
| Блок автоматики замерной установки | Д | - | - | - | - |
| Блок напорной гребенки | Д | - | - | - | - |
| Емкость подземная дренажная | Ан | В-1г | ПА-Т3 | 1 2 | Зона В-1г (ПУЭ) до 5 м по горизонтали и вертикали от дыхательного клапана Зона 1 (ПБ) 3м по горизонтали и вертикали и до земли от дыхательного клапана. Зона 2 (ПБ) 2м по горизонтали и вертикали от зоны 1 |
| Устье нефтедобывающей скважины | Ан | В-1г | ПА-Т1 ПА-Т3 | 0 1 | Зона В-1г до 3 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от скважины Зона 0 (ПБ) 1,5м радиусом вокруг скважины Зона 1 (ПБ) 1,5м радиусом от зоны 0 |
| Устье нагнетательной скважины | Д | - | - | - | При «отработке» на нефть - см. п. 4 таблицы |
| Устье водозаборных скважин | Ан | В-1г | ПА-Т1 | 0 1 | Зона В-1г до 3 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от скважины Зона 0 (ПБ) 1,5м радиусом вокруг скважины Зона 1 (ПБ) 1,5м радиусом от зоны 0 |

Таблица 27 – Классификация технологических блоков по взрывоопасности

| Имя блока | Номера позиций аппаратуры, оборудования, составляющие технологического блока | Относительный энергетический потенциал технологического блока | Категория взрывоопасности | Классы зон по уровню опасности возможных разрушений, травмирования персонала* |
|-----------|--|---|---------------------------|---|
| Блок ЗУ | ЗУ | 9,977 | III | Зона 1 R=3,23 Зона 2 R=4,76 Зона 3 R=8,15 Зона 4 R=23,78 Зона 5 R=47,56 |
| Блок Е | Е | 6,588 | III | Зона 1 R=1,41 Зона 2 R=2,07 Зона 3 R=3,56 Зона 4 R=10,37 Зона 5 R=20,74 |
| Блок н-д | н19 | 9,325 | III | Зона 1 R=2,82 Зона 2 R=4,15 Зона 3 R=7,12 Зона 4 R=20,77 Зона 5 R=41,54 |
| Блок в-д | ВВ4 | 8,197 | III | Зона 1 R=2,18 Зона 2 R=3,21 Зона 3 R=5,50 Зона 4 R=16,06 Зона 5 R=32,10 |

**Примечание:*

Зона 1 – сильное разрушение всех сооружений;

Зона 2 – среднее разрушение всех сооружений;

Зона 3 – среднее повреждение всех сооружений;

Зона 4 – легкое повреждение всех сооружений;

Зона 5 – частичное разрушение остекления.

Общие требования пожарной безопасности на объектах АО

«Томскнефть» ВНК

1. Работники допускаются к работе на объекте только после прохождения обучения мерам пожарной безопасности. Обучение работников мерам пожарной безопасности осуществляется путём проведения противопожарного инструктажа и прохождения пожарно – технического минимума;
2. Вся территория производственных объектов должна постоянно содержаться в чистоте и порядке. Мусор и другие отходы должны убираться, места разлива горючих жидкостей должны засыпаться сухим песком;
3. Запрещается курение на территории вахтового посёлка, в общежитиях, столовой, бане, на территории и в помещениях взрывопожароопасных объектов ООО «Стимул – Т». Курить только в отведенных местах для курения;
4. Въезд на территорию объектов нефтедобычи техники допускается только по разрешению инженерно-технического работника, ответственного за этот объект. При этом автотранспорт, тракторы и другие агрегаты должны быть оборудованы глушителями с искрогасителями;
5. Запрещается применять для освещения факелы, свечи, керосиновые фонари и другие источники открытого огня;
6. Отогрев замерзшей аппаратуры, арматур, трубопроводов, задвижек разрешается горячей водой или паром;
7. Нагревательные приборы, не оснащенные автоматикой, оставлять без присмотра запрещено;
8. Автоцистерны, находящиеся под наливом и сливом горючих жидкостей, должны быть присоединены к заземляющему устройству. Проводник необходимо присоединять к корпусу автоцистерны при помощи болтов для обеспечения надежного контакта;

9. По окончании работы ответственные за пожарную безопасность осматривают помещения, территорию. Закрывают на замок помещения, которые работают не в круглосуточном режиме.

За нарушение требований настоящей инструкции рабочие и ИТР несут ответственность в административном, дисциплинарном или судебном порядке.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

При проведении работ используются экскаваторы, трактора и автомобильный транспорт различного назначения, в связи с чем необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм. К числу которых относятся: проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

В качестве профилактических мер планируется систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов ГОСТ 12.2.003-91. При проведении работ по опробованию необходимо соблюдать технику безопасности, так как отбор проб будет осуществляться с помощью специальных инструментов

(молоток, кайло). Основная опасность заключается в том, что, зацепившись телом или одеждой за острую кромку или заусенец инструмента можно получить травму вплоть до смертельного исхода. Основными мерами предосторожности являются: соблюдение всех требований правил техники безопасности при работе с инструментами; соблюдение формы одежды (все пуговицы на одежде должны быть застегнуты, полы одежды не должны болтаться); периодическая проверка технического состояния используемых при отборе проб инструментов, повышенное внимание на рабочем месте.

Сосуды и аппараты, работающие под давлением

К обслуживанию сосудов, работающих под давлением, допускаются лица достигшие 18 лет, обученные в учебных заведениях, аттестованные комиссией с участием инспектора Ростехнадзора и имеющие удостоверения на право обслуживания сосудов с указанием наименования, рабочих параметров рабочей среды сосудов, к обслуживанию которых они допущены.

Персонал, обслуживающий сосуды, должен быть ознакомлен под роспись с руководством по эксплуатации сосудов предприятий изготовителей, так же со схемами включения сосудов с указанием источника давления, параметров, рабочей среды арматуры, контрольно - измерительных приборов, средств автоматического управления, предохранительных и блокирующих устройств.

Персонал обязан периодически в течение смены:

- Осматривать закрепленные за ними сосуды, обращать внимание на состояние сварных заклепочных соединений, запорной и запорно – регулируемой арматуры, кранов слива конденсата;
- Осматривать контрольно-измерительные приборы, предохранительные устройства и указания уровня жидкости, убедиться в их исправности
- Убеждаться в отсутствии пропуска воздуха в соединениях элементов сосуда и трубопроводов;

- Следить за давлением в сосуде, заметив опасность, угрожающую работникам, необходимо принять меры по ее незамедлительному устранению.

Порядок проверки исправности обслуживаемых сосудов и относящихся к ним оборудований в рабочем состоянии:

1. Оператор обязан проводить проверку предохранительных клапанов путем принудительного открытия;
2. Оператор обязан проводить проверку манометров посадкой стрелки на нуль с помощью трехходового крана;
3. Оператор обязан проводить проверку в течение смены исправность сосудов путем внешнего осмотра, исправность запорной арматуры, манометров и предохранительных клапанов;
4. Обо всех этих операциях аппаратчик должен делать запись в сменном журнале.

Проверку арматуры, предохранительных устройств, приборов автоматики защиты и сигнализации проводится ежемесячно.

Ремонт сосудов и их элементов, находящихся под давлением, запрещается.

6.3. Экологическая безопасность

Основными типами антропогенных воздействий на природу, являются:

1. Нефтяное загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдение природоохранных требований;
2. Загрязнение атмосферы при сгорании газа в факелах и потери через негерметичное оборудование в районе компрессорной станции, при авариях на газо- и нефтепроводах;
3. Загрязнение природной среды промышленными и бытовыми отходами;
4. Развитие отрицательных физико-геологических процессов в зоне строительства и эксплуатации объектов (изменение поверхностного стока, заболачивание, подтопление, развитие оврагов, оползней, эрозии,

активизация криогенных процессов на участках распространения многолетнемерзлых пород, засоление выходом сеноманских вод).

И как следствие от вышеотмеченных воздействий на природу:

5. Сокращение площадей пастбищ и соответственно, поголовья скота;
6. Сокращение ареалов редких видов растений, площадей, занятых ягодниками, лекарственными растениями и другими ценными видами флоры;
7. Нарушение лесов и нерациональный расход древесины при обустройстве передвижных поселков, временных дорог, промплощадок и др.;
8. Сокращение рыбных запасов вследствие загрязнения поверхностных вод, нарушения гидрологического режима при строительстве и эксплуатации месторождений;
9. Сокращение численности видов диких животных из-за браконьерства и перераспределения мест обитания основных видов и т.д.

В соответствии с действующими законами, постановлениями и положениями Правительства РФ во всех проектных документах по разработке Приобского месторождения должны быть предусмотрены и реализованы на практике экологические исследования района работ и основные организационно-технические мероприятия, обеспечивающие безопасность населения, охрану недр, окружающей среды от возможных вредных воздействий, связанных с эксплуатацией залежи нефти.

Экологические исследования района работ включают в себя: анализ «исходного состояния» района; подробное описание состояния имеющихся уровней загрязнения; экологический инвентарь района (болот, озер, рек, лесов, тундры, торфяников); гидробиологические исследования рек и водоемов; составление гидрогеологической карты и карты растительности; подготовка комплекта документации с оценкой ущерба окружающей среды.

Общими мерами по охране окружающей среды являются: сокращение потерь нефти и газа; повышение герметичности и надежности нефтепромыслового оборудования; высокая степень утилизации нефтяного газа; оптимизация процессов сжигания топлива при одновременном снижении образования токсичных продуктов сгорания. Все линии сбора нефти и магистральные нефтепроводы должны выдерживать деформации почвы во время периода таяния. Предотвращение аварийных выбросов производится ранним обнаружением притока пластовых флюидов в скважину, ликвидацией проявлений, контролем за буровым раствором, герметизацией устья скважины и др. Любой ущерб, нанесенный окружающей среде за пределами участков разработки, должен быть ликвидирован.

Охрана атмосферного воздуха от загрязнения

При добычи нефти от кустовых площадок выделяются УГВ, которые складываются из выбросов через неплотности фланцевых соединений, запорно-регулирующей арматуры скважин и (ЗУ), а также сальниковых уплотнений.

Выбросы УГВ на технической площадке ДНС складываются из выбросов от работы нефтяных и газовых сепараторов, насосов и запорной арматуры. Значительные выбросы происходят на линейной части нефтепроводов.

Одним из основных источников выбросов загрязняющих веществ являются факельное хозяйство, предназначенное для сжигания газа при работе оборудования.

При бурении скважин рекомендуется использовать замкнутую герметичную систему циркуляции бурового раствора, применять герметичные и закрытые емкости для хранения нефти и ГСМ, нейтрализовать и обезвреживать выхлопные газы ДВС, утилизировать попутный нефтяной газ, предупреждать газопроявления, предусмотреть

автоматическое отключение нефтяных скважин при прорыве выкидной линии.

Большой ущерб природным комплексам наносится в случае аварийных ситуаций.

Основными причинами аварий являются:

- Некачественное строительство;
- Механические повреждения;
- Коррозия трубопроводов;
- Изменение проектных решений в процессе строительства.

Основные мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений:

- Полная герметизация оборудования для сбора и транспортировки нефти и газа;
- Контроль швов сварных соединений трубопроводов;
- Защита оборудования от коррозии;
- Частичная утилизация попутного газа;
- Применение оборудования заводского изготовления;
- На предприятии должен быть разработан план действий при аварийной ситуации;
- Ликвидация аварий должна осуществляться аварийной службой.

Количественное определение содержания вредных веществ в атмосферном воздухе осуществляется с использованием методик и инструкций Госкомприроды, Госкомгидромета и Минздрава. Весь комплекс организационно-технических мероприятий должен обеспечить соблюдение предельно-допустимых концентраций (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе.

Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества (таблица 28).

Таблица 28 – Выбросы газов, содержащие вредные вещества (ГОСТ 12.1.00776)

| № | Наименование загрязняющих веществ | ПДК м.р. в воздухе населенных мест, мг/м ³ | Класс опасности | Параметры выбросов | |
|---|-----------------------------------|---|-----------------|--------------------|-------|
| | | | | г/сек | т/год |
| 1 | Двуокись азота | 0.08 | 3 | 0.077 | 1.234 |
| 2 | Окись углерода | 6.000 | 5 | 0.221 | 4.68 |
| 3 | Углеводороды | 60(ОБЦВ) | 5 | 9.139 | 297.8 |
| 4 | Сажа | 0.16 | 4 | 0 | 3 |
| 5 | Метанол | 1,1 | 4 | 0.042 | 1.289 |

Источники загрязнения водных объектов

Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти и вод с высокой минерализацией. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену.

Пути попадания токсичных загрязнений в природные воды:

1. Поступление токсичных веществ из шламовых амбаров в грунтовые воды;
2. Загрязнение грунтовых вод в результате отсутствия гидроизоляции технологических площадок;
3. Попадание загрязнений в грунтовые воды при аварийных разливах нефти, сточных вод и других отходов в результате порывов трубопроводов;
4. Поступление нефти и минерализованных вод в подземные воды в результате перетоков по затрубному пространству при некачественном цементировании скважины и ее негерметичности.

Мероприятия по рациональному использованию и охране водных ресурсов:

1. Запрещается сброс сточных вод в водные объекты, необходимо после доочистки использовать их в системе ППД для оборотного водоснабжения;
2. Установление и поддержание водо-охранных зон;
3. Вынесение объектов из экологически уязвимых зон;
4. Герметизированная система сбора и транспорта продукции скважин, ремонт оборудования;
5. Снижение давления нагнетания в зоне ведения закачки по пласту;
6. Рассредоточение объема закачки воды по пласту;
7. Использование труб из синтетических материалов, соответствующих климатическим условиям района;
8. Контроль качества сварных швов;
9. Переходы трубопроводов через водные преграды должны осуществляться подземно;
10. Отсыпка кустовых площадок с учетом поверхностной системы стока;
11. Бетонирование кустовых площадок с бортиком по периметру;
12. Сбор разлившихся нефтепродуктов в аварийную емкость с последующей перекачкой на ДНС.
13. Осуществлять биологическую очистку хозяйственно-бытовых стоков;
14. При ремонтах скважин сбор нефтяной эмульсии осуществлять в коллектор.

За последние 6 лет на Крапивинском месторождении заменены практически все нефтепроводы и водоводы, а в летний период, в эти же сроки, проводится рекультивация замазученных территорий.

Охрана и рациональное использование земель

Для предупреждения попадания в почву, поверхностные и подземные воды отходов бурения и освоения скважин, хозяйственно-бытовых стоков организуется система накопления и хранения отходов бурения - на территории

буровой сооружается земляной гидроизолированный амбар. Так как отходы бурения, находящиеся в амбарах содержат значительное количество нефти, то необходимо выполнять ряд работ в следующей последовательности:

1. Разделение фаз отходов бурения в шламовых амбарах методом отстоя;
2. Сбор и откачка наиболее обогащенного нефтью верхнего слоя жидкой фазы отходов бурения.

Выбуренные породы после отвердения с помощью цемента (10%) могут использоваться в качестве материала для насыпей.

Рекультивация нарушенных земель по трассам линейных трубопроводов носит природоохранное направление и выполняется в два этапа:

1. Технический этап рекультивации состоит из сбора пролитой нефти, срезки почвенно-растительного слоя толщиной 0.2-0.4 м и перемещения его во временные отвалы до начала строительных работ. Возвращения этого слоя из отвалов и планировки рекультивируемой поверхности по окончании строительства.

2. Биологический этап рекультивации включает дискование почвы боронами в один след, поверхностное внесение минеральных удобрений и посев многолетних трав мехспособом.

Для обеспечения потребности объектов строительства в грунте предусматривается использование месторождений песка, разрабатываемых гидромеханизированным способом. После окончания работ производится рекультивация карьера путем восстановления почвенно-растительного слоя с посевом трав.

Предотвращение аварийных разливов нефти и химреагентов обеспечивается:

- Контролем давления в общем коллекторе и замерном сепараторе с сигнализацией предельных значений на ЗУ;

- В случае аварии на ДНС автоматическим переключением потока нефти в аварийные емкости;
- Аварийным отключением насосных агрегатов на ДНС, КНС и узлах дозирования ингибиторов;
- Закреплением трубопроводов на проектных отметках грузами и анкерами, препятствующими всплытию и порыву;
- Прокладкой трубопроводов в кожухах через автомобильные дороги;
- Контролем качества сварных швов трубопроводов методом радиографирования и магнитографирования и гидравлическое испытание на прочность и герметичность.

Ликвидация последствий аварий возлагается на аварийно-восстановительный участок, который должен быть создан в каждом НГДУ и оснащен техническими средствами согласно РД-39-0147103-376-86.

Работы проводятся согласно «Временной инструкции по ликвидации аварийных проливов нефти с водных и грунтовых поверхностей» (1989 г., НПО «Техника и технология добычи нефти»).

6.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При проведения ГРП на Крапивинском месторождения возможны следующие чрезвычайные ситуации:

1. Техногенного характера (пожары, взрывы, аварии, газонефтеводопроявления);
2. Природного характера (землетрясения, оползни, обвалы, заморозки)

При проведении гидравлического разрыва пласта, а также при различных ремонтах скважины велика вероятность выброса пластовых флюидов, которые характеризуются пожаро- и взрывоопасностью. При определенной концентрации и возникновении искрения в неисправных электрических приборах, газовоздушная смесь взрывается. Взрывоопасная

концентрация возникает в результате выделения большого количества газа и отсутствии смены воздушной массы в этой области.

Заключение

Если развитие технологий эксплуатационного бурения — это сегодня и завтра предприятия, то проведение геологоразведочных работ (ГРР) — более отдаленное будущее. Сегодня в активе «Томскнефть» — более 300 млн тонн извлекаемых запасов нефти, и обеспечение прироста запасов попрежнему остается приоритетной задачей.

Основной площадкой для геологоразведки и эксплуатационного бурения остается Васюганская группа месторождений, однако, согласно перспективной программе развития, буровые станки возвращаются на Первомайское и к истокам «Томскнефти» — Советское месторождение. Это самое крупное месторождение Томской области, граничащее с Самотлором, а потому, его потенциал достаточно высок: сейчас в эксплуатации находятся преимущественно верхние пласты. В течение ближайших лет на Советском предполагается пробурить около 400 новых скважин, что позволит увеличить объем добычи до 2,2–2,5 млн тонн нефти в год (сейчас около 2 млн тонн. — «СН»). Разрабатываются новые месторождения, переоснащаются старые, развиваются технологичные и проектные комплексы.

При написании работы проводился анализ и оценка потенциала и технологий реализации добычи трудноизвлекаемых запасов нефти на месторождениях АО «Томскнефть».

По итогам проведенного исследования можно сказать, что при продвижении темпов переоснащения и развития предприятия возможен прирост добычи нефти в год до 18-20 млн т, что связано внедрением технологий добычи нефти из обводненных пластов при помощи различных методик ГРП, бурением новых скважин, высокого и качественного оснащения, внедрением средств мониторинга структур залежей и их разработки.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Агапов С.Ю. Скважинные насосные установки для добычи нефти - Уфа: издательство УГНТУ, 2003 - 167 с. Технологические режимы работы скважин Крапивинской группы месторождений.
2. Бойко, В.С. «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений» М.Недра, 1997 г.
3. Лысенко, В.Д. «Разработка нефтяных месторождений. Теория практика» М.Недра, 1996 г.
4. Шуров, В.А. «Техника и технология добычи нефти» М.Недра, 1983г.
5. Гиматудинов Ш.К. Справочная книга по добыче нефти - М.Недра, 1974.-703 с.
6. Гиматудинова Ш.К., Андриасов Р.С., Мищенко И.Т., Петров А.И. и др. «Добыча нефти и газа». М.Недра, 1983 г.
7. Анализ разработки Западно-Моисеевского месторождения, Отчет ОАО «ТомскНИПИнефть» ВНК, 2012 г.
8. Ежедневные сводки ЦИТС ОАО «ТН» ВНК работы скважин ЦДНГ - 10
9. Информационная база Федерального Института Промышленной Собственности (ЦНТИ г. Томска).
10. Композит каталоги заводов изготовителей нефтедобывающего оборудования с 2007 по 2014 года.
11. Проект пробной эксплуатации Крапивинского месторождения. «ТомскНИПИнефть».
12. Регламенты по работе с погружным оборудованием УЭЦН. Утвержденные по ОАО «ТОМСКНЕФТЬ» ВНК.
13. Сборник инструкций (положений) ОАО «ТОМСКНЕФТЬ» ВНК по работе с электропогружным оборудованием. 2015г.
14. Технологический регламент по выполнению работ с установками электроинтробежных насосов (УЭЦН). ОАО «Томскнефть», 2014г.
15. Schlumberger website / www.oilfield.slb.com

16. Studbooks.net/https://studbooks.net/1782118/geografiya/promyshlennaya_sanitariya

17. Технологические режимы работы скважин Крапивинского месторождения. ЦДНГ-10