

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

| Тема работы |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| АНАЛИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАЛОДЕБЕТНЫХ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ НА ВАТЬЕГАНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ХАНТЫ-МАНСИЙСКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ) |

УДК 622.276.53:621.67(571.122)

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|--------------------------|---------|------|
| 3-БЗС1 | Солдатов Илья Васильевич | | |

Руководитель ВКР

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|--------------------------------|---------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель | Пулькина Наталья Эдуардовна | | | |

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|----------------------------|---------------------------|---------|------|
| Ассистент | Макашева Юлия Сергеевна | | | |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------------------------------|---------------------------|---------|------|
| Ассистент | Задорожная Татьяна Анатольевна | к. т. н. | | |

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

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

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ Максимова Ю.А.
(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 |
|---------|----------------------------|
| 3-2БЗС1 | Солдатову Илье Васильевичу |

Тема работы:

| |
|---------------------------------------------|
| |
| Утверждена приказом директора (дата, номер) |

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

| | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p> | <p>Пакет технической, технологической и нормативной информации по месторождению, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и периодическая литература.</p> |
| <p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p> | <p>Введение</p> <ol style="list-style-type: none">1 Общие сведения и геологическое строение месторождения2 Анализ эффективности работы фонда скважин3 Направления и технологии совершенствования эксплуатации малодебедных скважин в осложненных условиях4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение5 Социальная ответственность6 Заключение |
| | |

| Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i> | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------|
| Раздел | Консультант |
| Финансовый менеджмент | Макашева Юлия Сергеевна |
| Социальная ответственность | Задорожная Татьяна Анатольевна |

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

Задание выдал руководитель:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|-----------------------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| Старший преподаватель | Пулькина Наталья Эдуардовна | | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|---------------|--------------------------|----------------|-------------|
| 3-2БЗС1 | Солдатов Илья Васильевич | | |

РЕФЕРАТ

Выпускная аттестационная работа содержит 105 страниц, 13 таблиц, 36 рисунков, 25 источников.

НЕФТЬ, СКВАЖИНЫ, ДЕБИТ, УЭЦН, ОСЛОЖНЕННЫЕ УСЛОВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ДОБЫЧА, НАРАБОТКА НА ОТКАЗ, МЕЖРЕМОНТНЫЙ ПЕРИОД.

Объектом исследования является малodeбитный фонд скважин Ватьеганского нефтяного месторождения.

Цель работы – исходя из кинетики образования осложненных условий и практического опыта нефтяных компаний разработать комплексные мероприятия по улучшению работы скважинного оборудования на Ватьеганском нефтяном месторождении.

Изучая кинетику возникновения осложненных условий и особенности эксплуатации средне- и малodeбитного фонда скважин можно выявить, что традиционно сложившийся методы эксплуатации месторождения и скважинного оборудования не всегда являются технологически правильными, и, как следствие, не приводят к обоснованному коэффициенту извлечения нефти.

Данная аттестационная работа выполнена на персональном компьютере при использовании пакета Microsoft Office XP, текстовая часть выполнена в Microsoft Word, расчеты и графики в – Microsoft Excel, рисунки в – Corel DRAW 14. Презентация создана в Microsoft Power Point.

Обозначения и сокращения

В настоящей работе применены следующие сокращения:

УСШН – установка скважинного штангового насоса;

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

ПЭД – погружной электродвигатель;

АСПО – асфальто-смоло-парафиновые отложения;

ИСО – ингибиторы солеотложений;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

КПД – коэффициент полезного действия;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ТКРС – текущий капитальный ремонт скважин;

ННО – наработка на отказ;

ГЖС – газожидкостная смесь;

ЖГС – жидкость глушения скважины;

ОПИ – опытно-промышленные исследования;

МРП – межремонтный период;

КВЧ – количество взвешенных частиц;

СКД – станок качалка дезаксиальный;

ППД – поддержание пластового давления;

ГТМ – геолого-технические мероприятия;

СПО – спускоподъемные операции;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

ВВЭ – высоковязкая эмульсия;

ТМС – телеметрическая система;

ВД – вентильный двигатель;

КОТ – клапан обратный трехпозиционный;

СУ – станция управления;

ЧП – частотный преобразователь.

СОДЕРЖАНИЕ

| | С. |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| ВВЕДЕНИЕ | 7 |
| 1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТОРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ | 8 |
| 1.1 Физико-географическая характеристика района | 11 |
| 1.2 Краткая стратиграфическая характеристика разреза | |
| 1.3 Тектоническая характеристика продуктивных пластов | 25 |
| 1.4 Состав и свойства нефти и газа | 32 |
| 1.5 Запасы нефти | 35 |
| 1.6 Состояние разработки месторождения | |
| 2 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ФОНДА СКВАЖИН НА ВАТЬЕГАНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ | 29 |
| 2.1 Эксплуатация скважин электроцентробежными насосами | 30 |
| 2.2 Причины ремонтов скважин с УЭЦН | 33 |
| 3 НАПРАВЛЕНИЯ И ТЕХНОЛОГИИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ | 39 |
| 3.1 Применения низкоадгезионных ЭЦН на солеобразующих скважинах | 40 |
| 3.2 Автоматический отводной клапан для предотвращения попадания частиц в ЭЦН | 40 |
| 3.3 Методы снижения коррозии | 42 |
| 3.4 Щелевой фильтр-входной модуль ЖНШ для борьбы с мехпримесями | 44 |
| 3.5 Мероприятия по повышению энергоэффективности добычи | 45 |
| 3.5.1 Увеличения питающего напряжения ПЭД | 50 |
| 3.5.2 Переход на привода на основе вентильных электродвигателей | 51 |
| 3.5.3 Переход на новое оборудование | 51 |
| 3.6 Пакерные компоновки для скважин с нарушением целостности эксплуатационной колонны | 52 |
| 4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ | 59 |
| 4.1 Краткая характеристика ТПП «Когалымнефтегаз» | 59 |
| 4.2 Методика расчета экономической эффективности от переоборудования скважин, оборудованных УЭЦН | 61 |
| 4.3 Расчет экономической эффективности от переоборудования скважин, оборудованных УЭЦН | |
| 5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ | |
| 5.1 Основные неблагоприятные факторы при эксплуатации нефтяных газовых месторождений | 63 |
| 5.2 Мероприятия по охране атмосферного воздуха | |
| 5.3 Мероприятия по охране поверхностных и подземных вод | 63 |
| 5.4 Охрана земельных ресурсов, флоры и фауны | |
| ВЫВОДЫ | |
| Список литературы | 81 |

ВВЕДЕНИЕ

Одна из причин понижения уровней добычи нефти в России является то, что существующие в настоящее время технологии и мощности применяемые нефтедобывающими предприятиями не соответствуют изменившейся структуре разведанных запасов. Выросло число месторождений с высокой обводненностью и выработанностью запасов. Опережающая разработка залежей с высокой продуктивностью привела к накоплению на балансе объектов с низким дебитом скважин. Себестоимость добычи нефти из средне- и малodeбитных скважин значительно превышает среднепромысловую себестоимость добываемой нефти. В связи с чем проблема увеличения технико-экономических показателей эксплуатации средне- и малodeбитных скважин становится актуальной и является немаловажной в области техники и технологии добычи нефти.

В разные периоды разработки Ватъеганского месторождения возникали и решались проблемы, связанные с осложнениями в добыче нефти. В настоящее время эти осложнения связаны в большей мере с предельно высоким обводнением продукции скважин.

На поздней стадии разработки месторождения предельно низкая пластовая энергия и высокий уровень выработки запасов нефти являются одной из причин массового перехода добывающих скважин в категорию «малodeбитных» с дебитом менее 3...5 м³/сутки. При высокой обводненности продукции скважин работа малodeбитного фонда скважин отличается высокой себестоимостью добычи нефти и низкими значениями межремонтного периода. Экономически это связано со большими удельными затратами на эксплуатацию наземного оборудования при незначительных отборах нефти.

В сложившейся обстановке необходимо выработать методы и методики наиболее эффективных и энергосберегающих технологий добычи нефти.

Целью настоящей работы являются разработка научно обоснованных технологических и конструктивных решений, направленных на предупреждение

выхода из работы насосного оборудования в процессе добычи нефти, и внедрение на их основе эффективных профилактических мероприятий и устройств по предотвращению осложнений.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1 Физико-географическая характеристика района

Ватьеганское месторождение в административном отношении находится в пределах Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области Российской Федерации, приблизительно в 140 км к СВ от г. Сургута и в 30 км к ЮВ от г. Когалым[1].

Оно расположено в районе, где ведется промышленная разработка ряда месторождений (рисунок 1.1), ближайшими из которых являются: Повховское (в 20 км к СВ), Дружное (в 8 км северо-западнее), Кустовое и Восточно-Придорожное, примыкающие к месторождению с запада и юго-запада.

В 30 км к западу от района работ проходит трасса региональных газо- и нефтепроводов и ряд трубопроводов местного значения, а в 80 км западнее – линия трасс ЛЭП-500 «Сургут-Уренгой» и ЛЭП-220 «Сургут-Холмогоры». Западнее месторождения через г. Когалым проходит железная дорога Сургут-Уренгой. Город Когалым с месторождением связан бетонной автотрассой местного значения. Транспортировка оборудования и других грузов осуществляется по отмеченной железной и бетонной дорогам.

Речная сеть данного района принадлежит бассейну реки Аган – правого притока р. Обь.

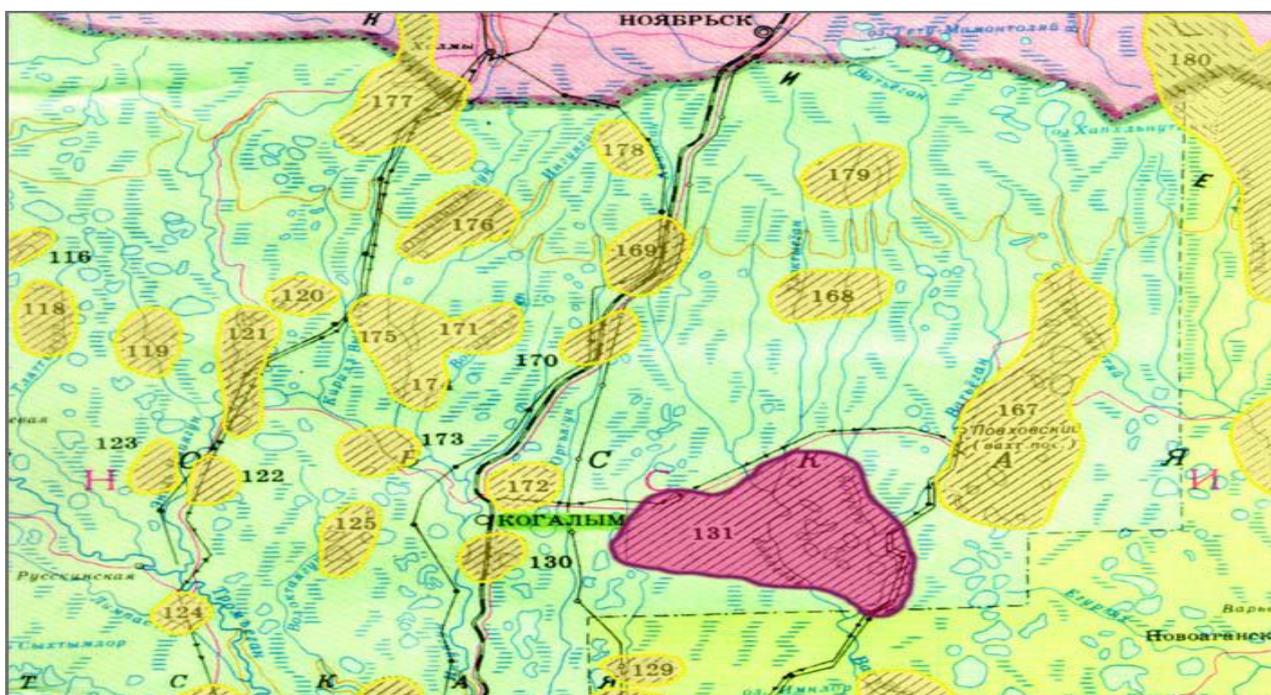


Рисунок 1.1- Обзорная карта района

Климат рассматриваемого района резко континентальный, с продолжительной суровой зимой с сильными ветрами, метелями, устойчивым снежным покровом и относительно жарким, но коротким летом. В июле средняя температура составляет $+16,9^{\circ}\text{C}$, максимальная достигает $+38^{\circ}\text{C}$, минимальная - 55°C . Продолжительность морозного периода (с температурами ниже -15°C) в среднем составляет 120 дней. Снежный покров держится с конца октября до конца апреля. Толщина льда на озерах и реках изменяется от 40 до 90 см. Ледостав начинается в октябре, ледоход – в мае.

Среднегодовое количество осадков составляет около 450-500 мм, толщина снежного покрова достигает 70-80 см на открытых участках и до 1,5 м в лесу. Максимальная глубина промерзания грунта на площади достигает на отдельных участках 3 м, на открытых озерах и болотах сезонно промерзающие грунты переходят в многолетне промерзающие породы. Преобладающее направление ветров зимой юго-западное и западное, летом – северное и северо-восточное. Зимой скорость ветра может достигать 10-15 м/сек при средней скорости 2-3 м/сек.

1.2 Краткая стратиграфическая характеристика разреза

Геологический разрез Ватьеганского месторождения типичен для Широтного Приобья и включает два основных структурных комплекса: доюрский (отвечающий геосинклинальному этапу развития территории) и мезокайнозойский (отвечающий платформенному этапу развития территории). Отложения доюрского основания вскрыты скважинами 182 и 1190 в интервале глубин 3430-3649 м и представлены известняками светлосерыми, мелкокристаллическими, средней крепости, трещиноватыми. По трещинам наблюдаются зеркала скольжения [2]. Возраст предположительно – пермский. Выше залегает толща, представленная чередованием песчаников и аргиллитов. Песчаники темно- и зеленовато-серые, разнозернистые, полимиктовые, плотные,

с трещинами, заполненными кальцитом и хлоритом. Аргиллиты темносерые, розовато- и зеленовато-серые, средней крепости, местами опесчаненные, участками перемятые и трещиноватые. Толщина до 100 м, возраст ориентировочно триасовый. Признаков нефти и газа в доюрских образованиях не обнаружено. Стратиграфия осадочного чехла Ватьеганского месторождения дана в соответствии с Региональными стратиграфическими схемами мезозойских отложений Западной Сибири, утвержденными МСК в 1991 году. В осадочном чехле, залегающем со стратиграфическим и угловым несогласием на породах фундамента, выделяются отложения юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем.

Сводный разрез Ватьеганского месторождения, в котором приведены геофизическая характеристика, стратиграфическое расчленение и продуктивные пласты, приведен на рисунке 1.1.

В юрских отложениях выделяются горизонты ЮВ1 (верхняя часть васюганской свиты) и несколько горизонтов в отложениях тюменской свиты: на большей части территории района горизонт ЮВ2, в северо-восточной и южной (левый берег р. Обь) – горизонты от ЮВ3 до ЮВ11. В свою очередь горизонт ЮВ1 на большинстве месторождений разделяется на пласты ЮВ1-1 и ЮВ1-2, иногда выделяется еще пласт ЮВ1-3. На Ватьеганском месторождении основными объектами разработки являются пласты АВ1-2, БВ1, АВ8 (меловые отложения) и пласт ЮВ1 (верхняя юра). Промышленная нефтеносность доказана в пластах АВ3, АВ4, АВ6, АВ7, БВ2, БВ6, БВ7, БВ10 и в ачимовской толще (пачки 3-2 и 3-3).

Возможная нефтеносность прогнозируется в пласте АВ0, а из пласта ЮВ1-0 в скважине 84 получен приток нефти, что также свидетельствует о его потенциальной нефтеносности.

Продуктивные пласты в пределах Ватьеганского месторождения залегают в интервале абсолютных отметок –1831 –2810 м (кровля самого высокого пласта и ВНК самого низкого) и включают в себя: АВ0-1 (-1831 м), АВ0-2 (-1843 м), АВ1-2 (-1840,5 м) АВ3 (-1868,4 м - -1880 м), АВ4 (-1904 м), АВ5 (-1943 м), АВ6 (-1956 - -1969 м), АВ7-1 (-1990 м - -2008 м), АВ7-1А (-1995 м - -2014 м), АВ7-1В (-2012 м - -2033 м), АВ7-2 (-2014 м - -2025 м), АВ7-3 (-2037 м – 2060 м), АВ7-4 (-2053 м - -2071 м), АВ7-6 (-2103 м), АВ8-1 (-2149 м - -2160 м), АВ8-2а (-2174 м - -2196 м), АВ8-2б (-2182 м - -2250 м), БВ1 (-2197 м), БВ2 (-2226 м), БВ6-1 (-2392 м), БВ6-2 (-2347 м), БВ7-1 (-2396 м), БВ10 (-2608 м), АЧ3-2 (-2635 м), АЧ3-3 (-2653 м), ЮВ1-0 (-2721 м), ЮВ1-1 (-2726 м), ЮВ1-2 (-2766 м).

1.3 Тектоническая характеристика продуктивных пластов

В геологическом строении Западно-Сибирской плиты выделяются три структурных этажа.

Нижний имеет рифей-палеозойский возраст и отвечает геосинклинальному этапу развития территории; слагающие его эффузивные изверженные и метаморфические породы сильно дислоцированы и прорваны различными по составу и возрасту интрузиями. Поверхность этажа имеет блоковое строение и осложнена многочисленными тектоническими нарушениями различной амплитуды, имеющими субмеридиональное и северо-восточное простирание. Установлена сопоставимость большинства крупных поднятий, выделенных в осадочном чехле, с выступами фундамента.

Промежуточный структурный этаж, соответствующий пермо-триасу и характеризующий параплатформенный этап в развитии плиты, присутствует не повсеместно и развит главным образом во внутриплатформенных впадинах.

Верхний структурный этаж представляет собой мезо-кайнозойские отложения осадочного чехла Западно-Сибирской плиты. Породы слабо дислоцированы и практически не метаморфизованы. С отложениями верхнего этажа связано подавляющее большинство скоплений углеводородов[1].

Согласно «Тектонической карте мезозойско-канозойского платформенного чехла Западно-Сибирской плиты» (редактор И.И.Нестеров, 1975) Ватьеганское месторождение приурочено к одноименному куполовидному поднятию – элементу II порядка, осложняющего северную часть Яромского мегапрогиба Нижневартковского свода (рисунок 1.3).



Рисунок 1.3 – Тектоническая схема Ватьеганского месторождения

В предыдущем отчете по подсчету запасов отмечалось, что по отражающему горизонту Б, связанному с региональными в Западной Сибири сейсмическими и геологическими реперами, Ватьеганскому куполовидному поднятию соответствует обширная приподнятая зона, западная периклиналь

которой осложняется валообразным структурным выступом, центральная часть – Ватьеганской, южная – Южно-Ватьеганской, восточная – Усть-Котухтинской локальными структурами III порядка.

По вышепротраживаемым в разрезе отражающим горизонтам («d_{1.9}», «M») наблюдалось существенное выполаживание структурных форм, положительные элементы и разделяющие их прогибы выражены менее рельефно. Ватьеганская и Усть-Котухтинская структуры сливаются в единое крупное поднятие, осложненное заливообразным прогибом в зоне их сочленения.

Предполагалось, что унаследованность и выполаживание структуры вверх по разрезу упрощает строение месторождения. Однако по мере эксплуатационного разбуривания и доразведки месторождения возникла необходимость уточнения структурного плана по данным сейсморазведки, особенно, новыми модификациями (ЗД). Добывающими и новыми разведочными скважинами были установлены залежи нефти в пластах АВ6, АВ7, АВ8 и др. Часть скважин, особенно в периферийных частях структуры, не подтвердили ранее принятого тектонического строения. Стало очевидным, что в целом ряде пластов присутствуют небольшие малоамплитудные локальные поднятия и ловушки литологического типа, которые контролируют скопления углеводородов.

1.4 Состав и свойства нефти, газа и воды

Физические свойства пластовых нефтей исследованы методом однократного разгазирования. Средние значения приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Свойства пластовых нефтей по данным однократного разгазирования

| Наименование | Индекс пласта | | | | | | | |
|-----------------------------------|-------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| | АВ ₁₋₃ | АВ ₆ | АВ ₇ | АВ ₈ | БВ ₁ | БВ ₆ | БВ ₇ | ЮВ ₁ |
| Пластовое давление, МПа | 19 | 19.8 | 21 | 21.4 | 23.2 | 24.8 | 24.5 | 26.9 |
| Пластовая температура, °С | 64.5 | 68 | 70 | 68 | 73 | 79 | 80 | 86 |
| Давление насыщения, МПа | 7.3 | 4.9 | 7.2 | 7.7 | 7.7 | 7.9 | 6.4 | 7.3 |
| Газосодержание, м ³ /т | 41.6 | 37.9 | 53 | 57.8 | 41.8 | 53.5 | 34.5 | 72.9 |

| | | | | | | | | |
|----------------------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Газовый фактор при условиях сепарации, м ³ /т | 35.95 | 32.49 | 42.16 | 44.67 | 36.72 | 38.91 | 30.63 | 69.04 |
| Объемный коэффициент | 1.11 | 1.11 | 1.15 | 1.16 | 1.12 | 1.15 | 1.1 | 1.22 |
| Объемный коэффициент при условиях сепарации | 1.095 | 1.085 | 1.112 | 1.122 | 1.097 | 1.106 | 1.088 | 1.202 |
| Плотность нефти кг/м ³ | 813 | 805 | 790 | 788 | 807 | 796 | 789 | 755 |
| Плотность нефти при условиях сепарации кг/м ³ | 860 | 849 | 856 | 845.6 | 858.2 | 856.4 | 837.4 | 833.3 |
| Вязкость нефти, МПа ⁰ С в пластовых условиях | 3.8 | 2.4 | 2.2 | 1.9 | 3.3 | 2.8 | 1.5 | 1.2 |

Порядок изложения результатов исследования и перечень приводимых параметров выполнен согласно требованиям «Инструкции о содержании, оформлении и порядке предоставления в ГКЗ РФ материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов».

Результаты экспериментальных исследований позволяют в достаточной степени определить основные характеристики пластового флюида и закономерности его изменения в пределах залежей [2].

Для Ватъеганского месторождения характер изменения физических свойств нефтей является типичным для залежей, не имеющих выхода на поверхность и окруженных краевой водой. Практически во всех случаях по мере уменьшения глубины залегания пластов снижаются пластовые давления и температуры. Нефти всех пластов недонасыщены газом, давление насыщения их значительно ниже пластового и изменяется в диапазоне 5 – 8 МПа. Всем пластам свойственна одна и та же закономерность изменения свойств пластовых нефтей: от сводовых частей к зонам водонефтяного контакта снижаются газовые факторы, давление насыщения, возрастает плотность и вязкость нефти.

Нефтяной газ стандартной сепарации жирный. Отношение содержания этана к пропану меньше единицы, что характерно для газов нефтяных залежей. Содержание азота, диоксида углерода и других неуглеводородных компонентов в газе незначительное и, как правило, в сумме не превышает 2 % объемных.

Молярная концентрация гелия в растворенном нефтяном газе относительно низкая, что характерно для района в целом.

Разгазированные нефти характеризуются результатами анализов 134 поверхностных проб продукцией скважин из всех продуктивных горизонтов. Нефти всех пластов сернистые, парафинистые, смолистые с содержанием фракций до 300 °С в целом не более 50 %, маловязкие, средней плотности (таблице 1.2). Технологический шифр нефтей ПТ1П2, класс 2 по сере, вид 2 по парафину.

Таблица 1.2 - Средние значения физико-химических параметров нефтей по результатам исследования поверхностных проб

| Пласт | Плотность кг/м ³ | Вязкость, МПа*С | | Содержан. фракций до 300°С, % | Массовое содержание, % | | | |
|-------------------|--------------------------------|--------------------|-------------|----------------------------------------|------------------------|--------------------------|----------------|------|
| | | при 20°С | при 50°С | | асфаль- тенов | смоля селика- гелевых | парафи- нов | серы |
| АВ ₁₋₃ | 869 | 16.80 | 6.16 | 43.90 | 4.02 | 7.06 | 2.77 | 0.85 |
| АВ ₆ | 864 | 14.88 | 5.32 | 43.30 | 2.65 | 7.06 | 2.83 | 0.45 |
| АВ ₇ | 871 | 17.09 | 6.57 | 46.20 | 3.26 | 7.31 | 2.76 | 0.86 |
| АВ ₈ | 858 | 10.41 | 4.35 | 46.90 | 2.59 | 5.50 | 2.83 | 0.75 |
| БВ ₁ | 873 | 20.15 | 6.99 | 44.10 | 2.81 | 6.92 | 5.28 | 0.78 |
| БВ ₆ | 862 | 13.42 | 8.60 | 43.80 | 2.92 | 6.52 | 3.04 | 0.91 |
| БВ ₇ | 850 | 6.84 | 3.17 | 51.50 | 1.41 | 4.83 | 2.74 | 1.18 |
| АЧ | 868 | 10.33 | 4.49 | 50.00 | 1.95 | 6.26 | 2.10 | 0.71 |
| ЮВ ₁ | 853 | 7.73 | 3.59 | 50.30 | 1.16 | 5.21 | 1.89 | 0.67 |

Химический состав и физические свойства пластовых вод в основном изучались по поверхностным пробам (таблица 1.3). Как показали результаты исследований, пластовые воды преимущественно хлоридно-кальциевого типа, плотность воды изменяется в пределах 1014-1017 кг/м³, минерализация 18,7-20,4 г/л.

Таблица 1.3 - Основные свойства пластовых вод Ватьеганского месторождения

| Параметры | Индекс пласта | | |
|------------------------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| | АВ ₂ | БВ ₅ | БВ ₆ |
| Газосодержание, м ³ /м ³ | | | |
| -максимальное | 2,3 | 2,5 | 2,5 |
| -среднее | 0,8 | 0,8 | 1,0 |

| | | | |
|-------------------------------------------|-------|-------|-------|
| Плотность воды, кг/м ³ | | | |
| -в с.у. | 1014 | 1016 | 1017 |
| -в пластовых условиях | 994 | 993 | 993 |
| Вязкость в пластовых усл-ях,мПа*с | 0,42 | 0,38 | 0,38 |
| Кэф-т сжимаемости, 1/МПа*10 ⁻⁴ | 4,7 | 4,8 | 4,8 |
| Объемный коэффициент, | 1,022 | 1,025 | 1,026 |
| Общая минерализация, г/л | 18,7 | 19 | 20,4 |
| Тип воды (преимущественный) | ХК | ХК | ХК |

Основным солеобразующими ионами пластовых вод являются ионы натрия и хлора, содержания которых соответственно 5665,8-6391,9 мг/л и 10746-11964 мг/л.

По распределению основных компонентов и микрокомпонентов, воды всех пластов данного комплекса характеризуются следующим содержанием: кальция- 824-1246 мг/л, магния- 49-208 мг/л, йода- 12,4-25,7 мг/л, брома- до 104,6 мг/л. По содержанию йода пластовые воды данного комплекса относятся к промышленно кондиционным[2].

Максимальная величина газосодержания пластовых вод на локальных участках вблизи ВНК достигает 2,3-2,8 м³/м³, уменьшаясь к периферии до 0,3-0,6 м³/м³.

1.5 Запасы нефти

подавляющая часть (92,4 %) запасов нефти и растворенного газа Ватьеганского месторождения содержится в залежах, приуроченных к меловым отложениям пластов АВ1-2, БВ1, АВ8 и др. На долю верхнеюрских залежей приходится 7,6 % запасов месторождения.

Анализ распределения запасов по пластам показывает, что почти две трети запасов нефти месторождения находится в залежи пласта АВ1-2 – 59,63 %, почти одна десятая часть – в залежах пласта БВ1 – 9,78 % и замыкает список пласт БВ10 – 0,05 %.

И, наконец, по пластам запасы нефти убывают в следующем порядке: АВ1-2, БВ1, ЮВ1-1, АВ8-2б, АВ8-2а, АВ8-1, АВ6, БВ6-2, БВ7-1, АВ7-1, ЮВ1-2 и т.д.

Таблица 1.4 - Распределение балансовых запасов нефти по категориям и пластам

| Пласт | Начальные балансовые запасы нефти тыс.т. всего | | |
|--------------------------|------------------------------------------------|--------|---------|
| | В+С1 | С2 | В+С1+С2 |
| АВ0-1 | | 1495 | 1495 |
| АВ0-2 | | 2744 | 2744 |
| АВ1-2 | 605275 | 23612 | 628887 |
| АВ3 | 9794 | 19 | 9813 |
| АВ4 | 77 | 664 | 741 |
| АВ5 | | 500 | 500 |
| АВ6 | 12676 | 1012 | 13688 |
| АВ7-1 | 7148 | 4015 | 11163 |
| АВ7-1а | 660 | 2103 | 2763 |
| АВ7-1б | 24 | 497 | 521 |
| АВ7-2 | 4750 | 813 | 5563 |
| АВ7-3 | 1318 | 482 | 1800 |
| АВ7-4 | 759 | 748 | 1507 |
| АВ7-6 | | 496 | 496 |
| АВ8-1 | 23023 | 10898 | 33921 |
| АВ8-2а | 25040 | 1221 | 26261 |
| АВ8-2б | 29461 | 23192 | 52653 |
| БВ1 | 95599 | 3672 | 99271 |
| БВ2 | 5488 | 1218 | 6706 |
| БВ6-1 | 2732 | 1744 | 4476 |
| БВ6-2 | 7723 | 4110 | 11833 |
| БВ7-1 | 9036 | 2244 | 11280 |
| БВ10 | 513 | | 513 |
| АЧ3-2 | 2244 | | 2244 |
| АЧ3-3 | 687 | 5829 | 6516 |
| ЮВ1-0 | 141 | 877 | 1018 |
| ЮВ1-1 | 63428 | 3309 | 66737 |
| ЮВ1-2 | 6521 | 3356 | 9877 |
| Всего по всем пластам | 914117 | 100870 | 1014987 |

1.6 Состояние разработки месторождения

Ватъеганское месторождение открыто в 1971 г., в 1983 г. введено в промышленную разработку. В разработке находятся четыре основных объекта АВ₁₋₃, АВ₈, БВ₁₋₂, ЮВ₁ и пять объектов второй очереди освоения: АВ₆₋₇, БВ₆₋₇, АВ₀, АВ₄₋₅ и БВ₁₀+Ач. Динамику основных технологических показателей отражает: **Ошибка! Источник ссылки не найден.** и таблица 1.5.

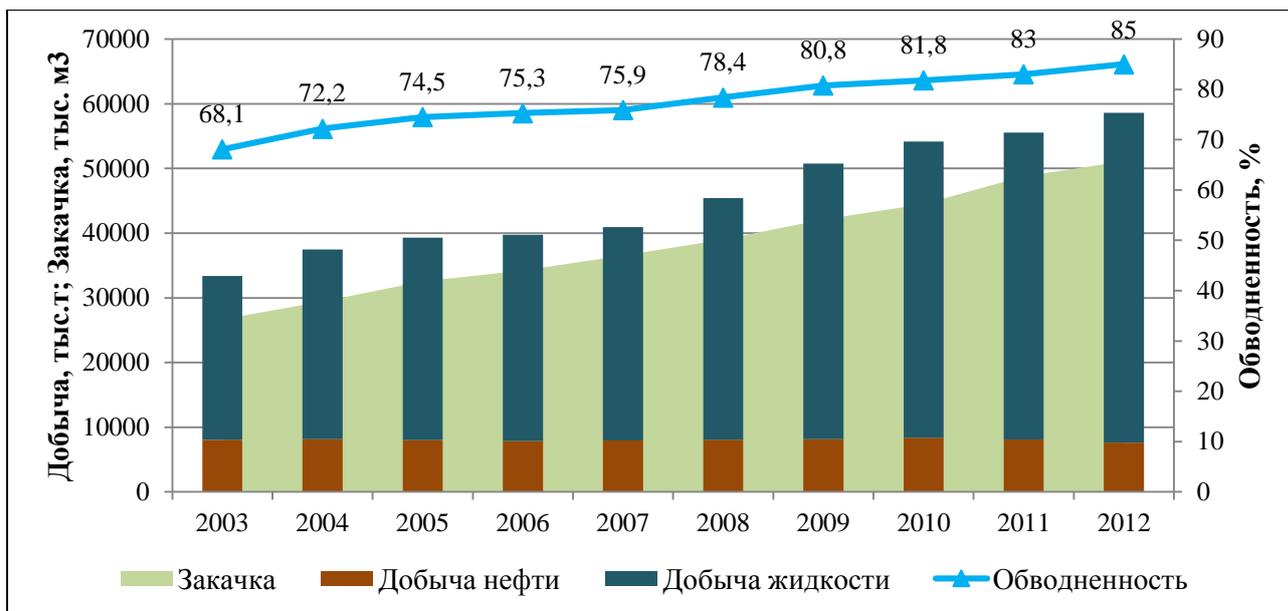


Рисунок 1.4 - Динамика добычи нефти, жидкости, обводненности и закачки воды

Таблица 1.5 - Динамика основных технологических показателей Ватъеганского месторождения

| № п/п | Показатели | ед. изм. | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|-------|---------------------------------|----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 1 | Добыча нефти, всего | тыс.т | 7726.4 | 8023.1 | 8003.2 | 8071.5 | 8145.0 | 7993.5 | 7887.5 | 7954.7 | 8058.0 | 8175.2 | 8344.0 | 8086.1 | 7625.6 |
| 2 | Добыча жидкости, всего | тыс.т | 17153.4 | 19247.5 | 21561.7 | 25332.5 | 29312.8 | 31303.1 | 31887.2 | 32957.8 | 37370.0 | 42586.3 | 45804.0 | 47474.3 | 50975.2 |
| 3 | Средняя обводненность продукции | % | 55.0 | 58.3 | 62.9 | 68.1 | 72.2 | 74.5 | 75.3 | 75.9 | 78.4 | 80.8 | 81.8 | 83.0 | 85.0 |
| 4 | Закачка | тыс. м³ | 20840.3 | 23279.9 | 22273.5 | 26650.1 | 29423.4 | 32528.9 | 34240.9 | 36559.8 | 38990.6 | 42117.4 | 44470.9 | 48800.0 | 51103.3 |
| 5 | Фонд добывающих скважин | Шг. | 2264 | 2324 | 2089 | 2178 | 2254 | 2400 | 2441 | 2336 | 2362 | 2390 | 2331 | 2310 | 2357 |
| 6 | в т.ч. действ. скважин | Шг. | 2048 | 2106 | 1902 | 1952 | 2066 | 2187 | 2249 | 2185 | 2144 | 2165 | 2108 | 2083 | 2136 |
| 7 | Фонд нагнетальных скважин | Шг. | 465 | 502 | 486 | 532 | 559 | 588 | 605 | 631 | 661 | 693 | 720 | 746 | 760 |
| 8 | в т.ч. действ. скважин | Шг. | 412 | 413 | 425 | 491 | 508 | 517 | 557 | 599 | 623 | 652 | 667 | 661 | 685 |
| 9 | Средний дебит по жидкости | т/сут | 24.8 | 26.9 | 34.8 | 38.2 | 42.0 | 41.7 | 40.7 | 41.7 | 48.9 | 55.5 | 60.4 | 64.8 | 67.8 |
| 10 | Средний дебит по нефти | т/сут | 11.2 | 11.2 | 12.9 | 12.2 | 11.7 | 10.8 | 10.1 | 10.1 | 10.6 | 10.7 | 11.0 | 11.0 | 10.1 |
| 11 | Приемистость | м³/сут | 154.4 | 162.5 | 148.8 | 171.2 | 170.1 | 182.4 | 179.3 | 180.4 | 181.4 | 186.3 | 188.6 | 210.2 | 219.5 |
| 12 | Ввод новых скважин | Шг. | 31 | 38 | 31 | 33 | 71 | 101 | 105 | 49 | 20 | 14 | 75 | 76 | 87 |
| 13 | Накопленная нефть | тыс.т | 72035 | 80058 | 88061 | 96132 | 104277 | 112271 | 120158 | 128113 | 136171 | 144346 | 152690 | 160776 | 168402 |
| 14 | Накопленная жидкость | тыс.т | 111166 | 130413 | 151975 | 177307 | 206620 | 237923 | 269810 | 302768 | 340138 | 382724 | 428528 | 476003 | 526978 |
| 15 | Накопленная закачка | тыс. м³ | 146156 | 169436 | 191709 | 218359 | 247783 | 280311 | 314552 | 351112 | 390103 | 432220 | 476691 | 525491 | 576594 |
| 16 | Отбор от НИЗ | % | 23.9 | 26.6 | 29.3 | 31.9 | 34.6 | 37.3 | 39.9 | 42.6 | 45.2 | 48.0 | 50.7 | 53.4 | 55.9 |

| | | | | | | | | | | | | | | | |
|----|------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 17 | Темп отбора от НИЗ | % | 2.6 | 2.7 | 2.7 | 2.7 | 2.7 | 2.7 | 2.6 | 2.6 | 2.7 | 2.7 | 2.8 | 2.7 | 2.5 |
| 18 | Текущие извлеч. запасы | тыс.т | 236815 | 229088 | 221065 | 213062 | 204991 | 196846 | 188852 | 180965 | 173010 | 164952 | 156777 | 148433 | 140347 |
| 19 | Темп отбора от ТИЗ | % | 3.3 | 3.5 | 3.6 | 3.8 | 4.0 | 4.1 | 4.2 | 4.4 | 4.7 | 5.0 | 5.3 | 5.4 | 5.4 |
| 20 | КИН | д. ед. | 0.078 | 0.087 | 0.095 | 0.104 | 0.113 | 0.121 | 0.130 | 0.138 | 0.147 | 0.156 | 0.165 | 0.174 | 0.182 |

В разработке находятся 67 залежей нефти, содержащие 97% запасов месторождения категории BC_1+C_2 . За 2012 г. добыто 7625.6 тыс.т нефти и 50975 тыс.т жидкости, при среднегодовой обводненности продукции 85.0%. Дебит жидкости добывающих скважин в среднем составил 67.8 т/сут, нефти – 10.1 т/сут. В 2012 г. в пласты месторождения закачано 51103 тыс. м³ воды, текущая компенсация отборов жидкости закачкой составила 96.9%, средняя приемистость нагнетательных скважин – 219.5 м³/сут[4].

По состоянию на 1.01.2013 г. накопленный отбор нефти по месторождению составил 168402 тыс.т, 526978 тыс.т жидкости, накопленный водонефтяной фактор - 2.1. Отбор от начальных извлекаемых запасов (числящихся на гос. балансе) – 55.9%, достигнутый коэффициент нефтеизвлечения – 0.182.

К настоящему времени основная часть высокопродуктивных запасов уже введена в разработку, бурение новых скважин проводится в зонах более низкой продуктивности, и ввод новых запасов только компенсирует падение добычи по основному объему вовлеченных запасов.

Максимальный уровень добычи нефти по месторождению (9041 тыс. т) был достигнут в 1991 г. при темпе отбора от НИЗ 3.0% и текущей обводненности 34.7%,. До настоящего времени отмечается наращивание отборов жидкости. Период разработки месторождения (2000-2010 гг.) можно охарактеризовать периодом стабилизации отборов нефти на уровне 7,6-8 млн. т.

Эксплуатационное бурение на месторождении ведется с 1983 г. и к настоящему времени пробурено 3898 скважин. Оставшийся фонд для бурения составляет 1081 ед.

Характеристика фонда скважин и структура пробуренного фонда скважин Ватъеганского месторождения представлены на рисунке 1.5.

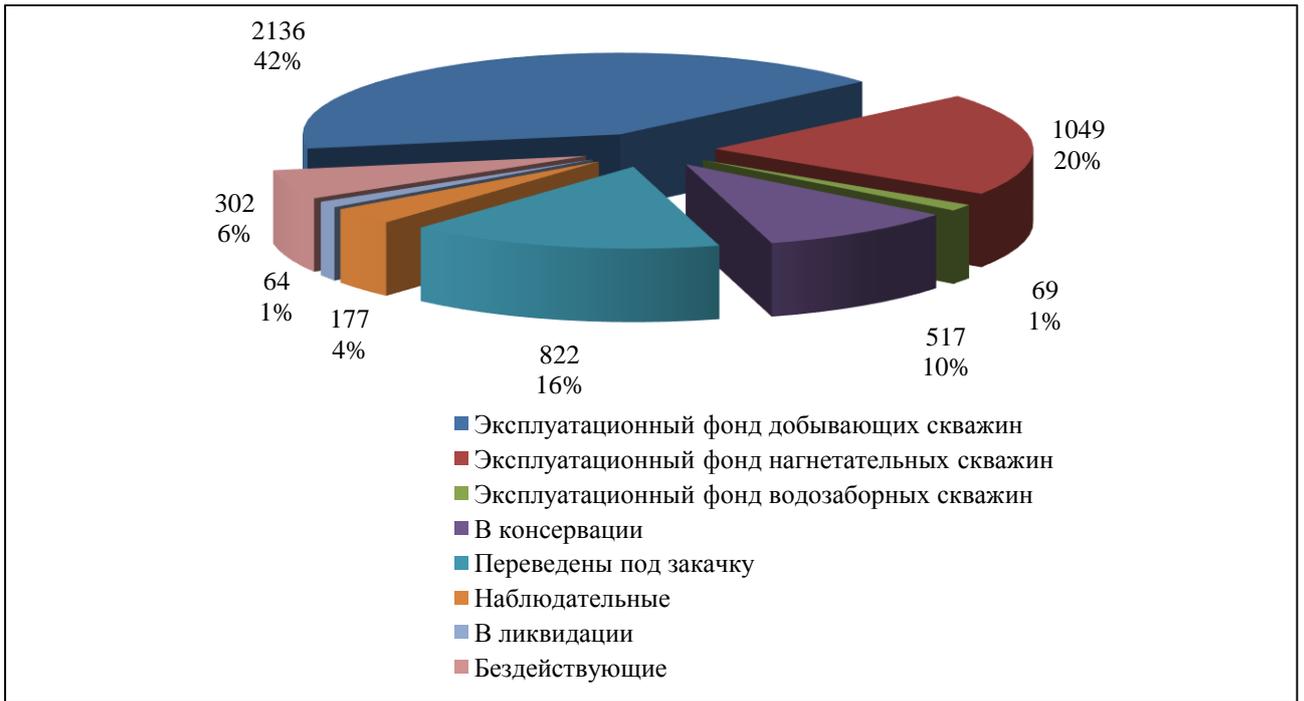


Рисунок 1.5 - Структура пробуренного фонда скважин Ватьеганского месторождения.

Накопленная добыча и технологические параметры фонда скважин за 2012 год представлены на рисунках 1.6 и 1.7.

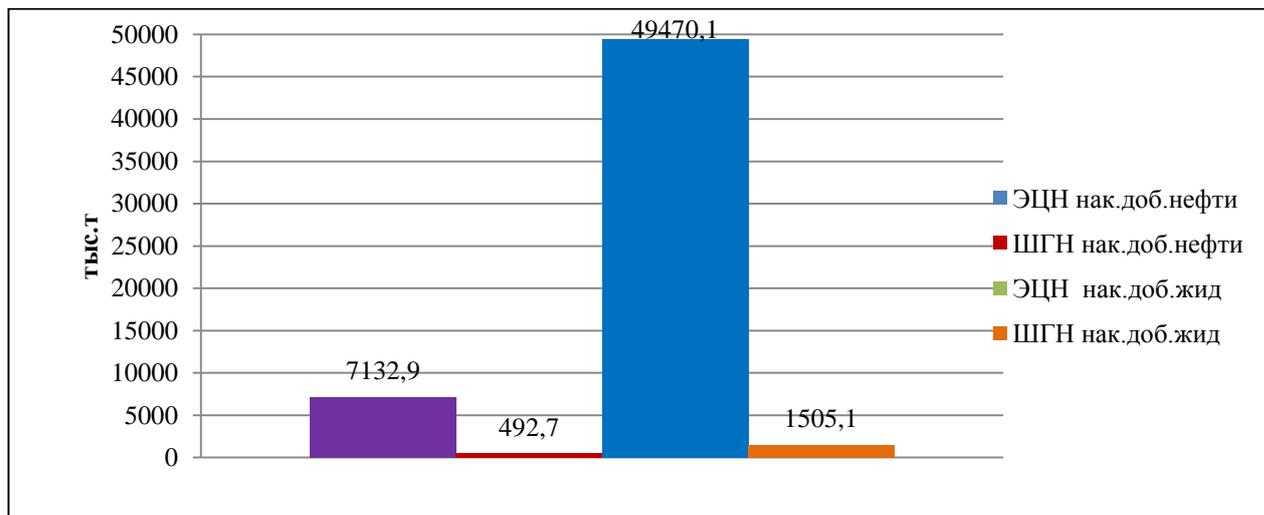


Рисунок 1.6 – Накопленная добыча нефти и жидкости за 2012г.

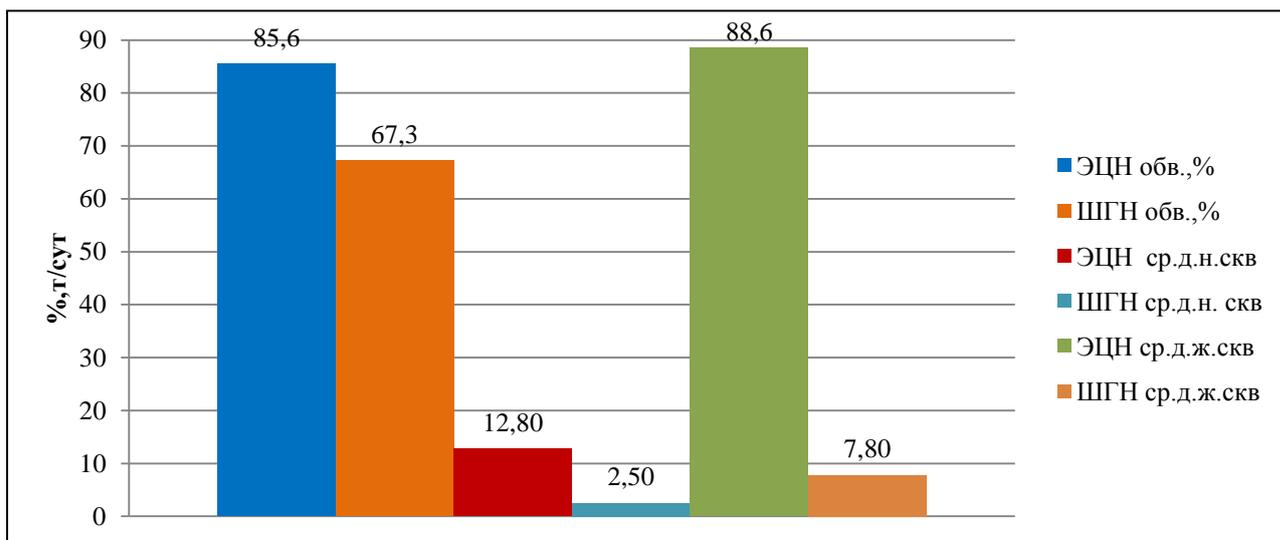


Рисунок 1.7 – Технологические показатели фонда скважин на 2012г.

2 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ФОНДА СКВАЖИН НА ВАТЬЕГАНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

В настоящий период месторождение эксплуатируется механизированным способом с применением установок ЭЦН и ШГН [7].

По состоянию на 01.01.2013 г. добывающий фонд месторождения составил 2357 скважин, из них, оборудованных установками ЭЦН - 1653 (70%) скважин, установками ШГН – 577 (24.5%), ОСЭ – 127 скважин (5.5%). Дающий продукцию фонд составил 2017 скважин (87.3%), простаивающий фонд - 65 скважин (3%), бездействующий - 224 (9.9%).

Состояние фонда добывающих скважин и показатели их работы за 2012 год приведены в таблицах 2.1 – 2.2 таблица 2.и рисунке 2.1.

Таблица 2.1 - Состояние фонда добывающих скважин

| Фонд скважин | Значение |
|------------------------------|----------|
| Эксплуатационный фонд, всего | 2357 |
| ЭЦН | 1653 |
| ШГН | 577 |
| ОСЭ | 127 |
| Дающий фонд, всего | 2074 |
| ЭЦН | 1570 |
| ШГН | 504 |
| Простаивающий фонд, всего | 62 |
| ЭЦН | 32 |
| ШГН | 30 |
| Действующий фонд, всего | 2136 |
| ЭЦН | 1602 |
| ШГН | 534 |
| Бездействующий фонд, всего | 224 |
| ЭЦН | 51 |
| ШГН | 43 |
| ОСЭ | 127 |

Таблица **Ошибка! Текст указанного стиля в документе отсутствует.**2.2 - Показатели работы фонда добывающих скважин

| Способ эксплуатации | Показатель | | | | |
|---------------------|----------------------|-------------------------|------------------|--------------------|-----------------------|
| | Добыча нефти, тыс. т | Добыча жидкости, тыс. т | Обводненность, % | Дебит нефти, т/сут | Дебит жидкости, т/сут |
| ЭЦН | 7079.3 | 49113.1 | 85.6 | 12.8 | 88.9 |
| ШГН | 488.2 | 1494.6 | 67.3 | 2.6 | 7.8 |
| Всего | 7567.5 | 50607.7 | 85.1 | 10.2 | 68.0 |

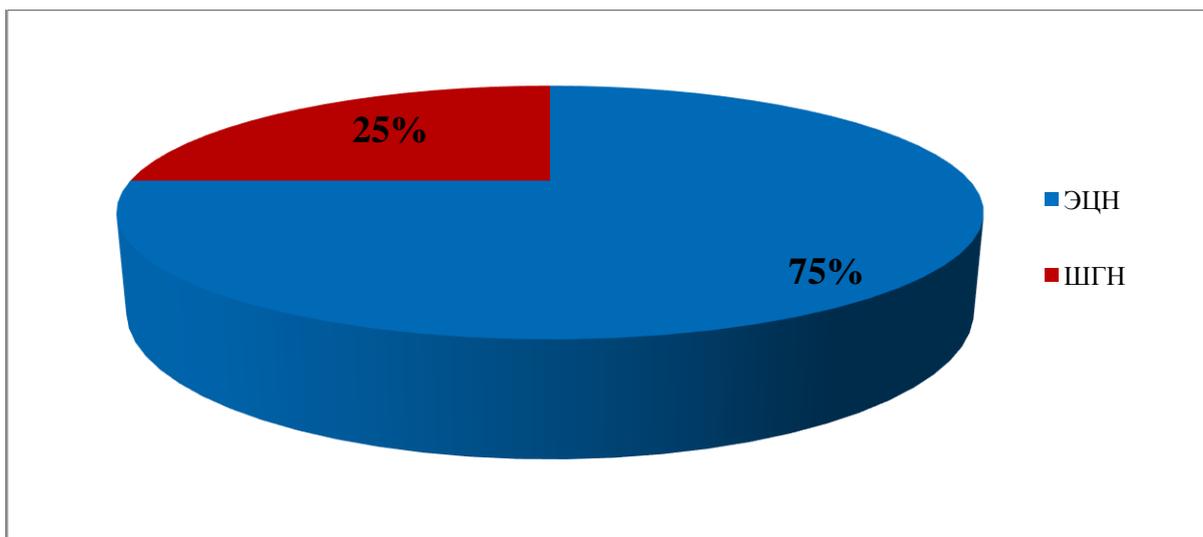


Рисунок 2.1 - Структура действующего фонда добывающих скважин

2.1 Эксплуатация скважин электроцентробежными насосами

По состоянию на 01.01.2013 г. установками ЭЦН на месторождении оборудовано 1653 скважины (70.1% от добывающего фонда). Дающий продукцию фонд составил 1570 скважин или 95%, в простое находится 32 скважины (1.9%), в бездействии - 51 (3.1%).

Установками ЭЦН за 2012 год добыто 7079.3 тыс. т нефти (93.5% всей извлекаемой нефти по месторождению). Средний дебит скважин по нефти составил – 12.8 т/сут, по жидкости – 88.9 т/сут, обводненность продукции – 85.6%.

На месторождении применяются УЭЦН отечественного производства практически всех типоразмеров 25-500 м³/сут и напором 850-2100 см (рисунок 2.2,

),). Преобладают ЭЦН низкой и средней производительности ЭЦН-25 – 26%, ЭЦН-50 – 10%, ЭЦН-60 – 7.7%, ЭЦН-80 – 11.6%, ЭЦН-125 – 8.1%. На месторождении 184 скважины (11.6%) оборудованы импортными насосами типа DN (0.1%) и TDK (11.5%)[8].

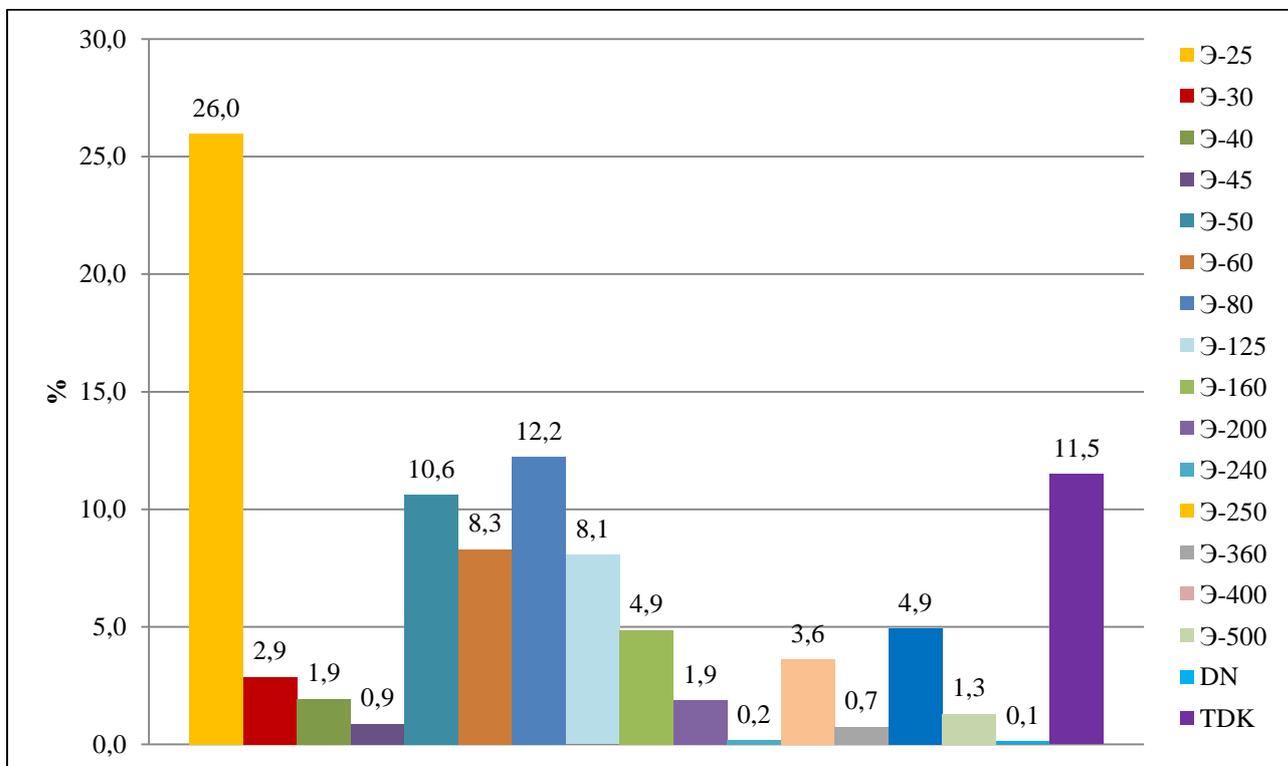


Рисунок 2.2 – Распределение действующего фонда скважин, оборудованных УЭЦН, по типоразмерам спущенного оборудования

Таблица 2.1 - Распределение действующего фонда скважин, оборудованных УЭЦН, по типоразмерам спущенного оборудования

| Показатель | Типоразмер насоса | | | | | | | | | | | | | | | | | | Всего | | | |
|-----------------|-------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|------|
| | Э-25 | Э-30 | Э-40 | Э-45 | Э-50 | Э-59 | Э-60 | Э-79 | Э-80 | Э-125 | Э-159 | Э-160 | Э-199 | Э-200 | Э-240 | Э-250 | Э-360 | Э-400 | | Э-500 | DN | TDK |
| Количество, шт. | 416 | 46 | 31 | 14 | 170 | 9 | 124 | 10 | 186 | 129 | 1 | 77 | 3 | 27 | 3 | 58 | 12 | 79 | 21 | 2 | 184 | 1602 |
| Количество, % | 26,0 | 2,9 | 1,9 | 0,9 | 10,6 | 0,6 | 7,7 | 0,6 | 11,6 | 8,1 | 0,1 | 4,8 | 0,2 | 1,7 | 0,2 | 3,6 | 0,7 | 4,9 | 1,3 | 0,1 | 11,5 | 100 |

В таблице **Ошибка! Ошибка! Ошибка!** **Ошибка! Ошибка!**
режимов работы скважин, оборудованных ЭЦН, с использованием информации
из технологических режимов работы скважин по состоянию на 01.01.2013 г.

Таблица 2.2 - Технологические показатели режимов работы скважин, оборудованных ЭЦН

| Показатель | Объект | | | | | | | Сочетание пластов |
|-------------------------------------------|--------|-------|-------|------|-------|-------|------|-------------------|
| | АВ1-3 | АВ4-5 | АВ6-7 | АВ8 | БВ1-2 | БВ6-7 | ЮВ1 | АВ7+АВ8+БВ1 |
| Глубина спуска насоса, м | | | | | | | | |
| минимальная | 1158 | 1790 | 1250 | 1417 | 1360 | 1726 | 1842 | 1853 |
| максимальная | 2197 | 1834 | 2205 | 2326 | 2308 | 2240 | 2548 | 2269 |
| средняя | 1803 | 1812 | 1842 | 1995 | 2056 | 1959 | 2307 | 2040 |
| Динамический уровень, м | | | | | | | | |
| минимальный | 300 | 722 | 475 | 320 | 380 | 480 | 160 | 816 |
| максимальный | 1870 | 1160 | 1780 | 2064 | 1910 | 1665 | 2229 | 1820 |
| средний | 998 | 941 | 1148 | 1228 | 1276 | 1192 | 1402 | 1292 |
| Дебит по жидкости, м ³ /сут | | | | | | | | |
| минимальный | 3 | 54 | 10 | 13 | 14 | 13 | 7 | 20 |
| максимальный | 720 | 98 | 575 | 443 | 386 | 235 | 120 | 132 |
| средний | 125 | 76 | 112 | 76 | 43 | 67 | 29 | 52 |
| Обводненность средняя, % | 90.5 | 90 | 84 | 79 | 74 | 78 | 36 | 75 |
| Пластовое давление, МПа | | | | | | | | |
| минимальное | 11 | 22.5 | 13.5 | 13.7 | 15.6 | 19.5 | 17,5 | 16.3 |
| максимальное | 24 | 26.8 | 24.7 | 25.8 | 28.6 | 26.2 | 30.7 | 24.6 |
| среднее | 17.1 | 24.7 | 20.2 | 21 | 21.2 | 23.1 | 25.6 | 20.8 |
| Забойное давление, МПа | | | | | | | | |
| минимальное | 4.2 | 9.8 | 4.7 | 5 | 6 | 8.4 | 6.1 | 5.8 |
| максимальное | 16 | 16.4 | 15.4 | 16.3 | 20 | 17.1 | 25.1 | 13.2 |
| среднее | 8.1 | 13.1 | 7.7 | 8.7 | 9.0 | 11.6 | 11.6 | 9.3 |
| Депрессия на пласт средняя, МПа | 9.0 | 11.6 | 12.5 | 12.3 | 12.2 | 11.5 | 14.0 | 11.5 |
| Коэффициент подачи насоса средний | 1.06 | 1.07 | 0.92 | 1.03 | 0.92 | 1 | 0.96 | 0.94 |
| Погружение насоса под динамич. уровень, м | 814 | 871 | 719 | 774 | 811 | 767 | 905 | 748 |

Средняя глубина спуска оборудования по объектам изменяется в диапазоне - 1803-2307 м.

Основной фонд установок ЭЦН (71%) по месторождению спущен в интервале глубин 1600-2000 м.

С высокими динамическими уровнями (до 700 м) по месторождению эксплуатируется до 12% скважин. Больше количество скважин (45%) эксплуатируется с динамическими уровнями в интервале 900-1300 м.

Среднее забойное давление по объектам изменяется в диапазоне 7.7-11.6 МПа. Среднее погружение насосов под динамический уровень по пластам составило 719-905 м. Средний коэффициент подачи высокий - 0.9-1.1. Насосами обеспечивается депрессия на пласт - 8.1-11.8 МПа[8].

Коэффициент эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, высокий - 0.982.

Основные причины простоя скважин: обводнение – 41%; падение изоляции УЭЦН до «0» - 22%.

Основная причина бездействия скважин - обводнение по различным причинам (57.9%).

Распределение скважин, оборудованных УЭЦН, находящихся в бездействии по интервалам дебитов нефти показало, что 29.6% скважин до остановки эксплуатировались с дебитами нефти до 1 т/сут., либо были обводнены до 100%, 60% - с дебитами в интервале 1-2 т/сут., 5% - в интервале 3-4 т/сут., 3.4% - в интервале 5-6 т/сут. и 2% (1 скважина) с дебитом нефти 9 т/сут[9].

В таблице представлено 2. приведены причины нахождения скважин с дебитами нефти 3 т/сут. и более в бездействии.

Таблица 2.3 - Причины нахождения скважин, оборудованных УЭЦН, с дебитами нефти 3т/сут. и более в бездействии

| Скважина | Дата остановки | Дебит нефти на момент остановки, т/сут. | Дебит жидкости на момент остановки, т/сут. | Обводненность на момент остановки, % | Причина остановки |
|----------|----------------|-----------------------------------------|--------------------------------------------|--------------------------------------|-------------------------------|
| 8453 | 09.11.2012 | 3 | 5 | 3 | Клин. Снижение Ндин. |
| 9036 | 24.09.2012 | 3 | 5 | 3 | Нет притока |
| 8851 | 04.06.2012 | 4 | 5 | 4 | Снижение подачи. Ожидание ГРП |
| 640 | 03.07.2005 | 5 | 119 | 5 | КРС, забуривание 2-го ствола |
| 2108 | 17.02.2004 | 6 | 340 | 6 | КРС, РИР |
| 2666 | 12.08.2012 | 9 | 66 | 9 | ГИС |

2.2 Причины ремонтов скважин с УЭЦН

За 2012 год по фонду скважин, оборудованных УЭЦН, выполнено 350 ремонтов (41% от общего количества) в скважинах с УЭЦН, не отработавших гарантийный срок[9].

Среди причин преждевременных ремонтов **Ошибка!** (рисунок 2.3) наибольший процент приходится на ремонты, произошедшие по причинам: солеотложения (25,7%); проведение ГТМ (13,7%); засорение насоса мехпримесями (12,9%); коррозия (11,4%).

Наработка на отказ УЭЦН на 01.01.2013 г. – 487 суток.

Наибольшее количество ремонтов проведено по причине «солеотложения». Как показал анализ, в осложненном солеотложениями фонде на 01.01.2013 г. и обрабатываемом ингибиторами (из этих скважин) числятся только 9 скважин. Анализ отказов, связанных с солеотложениями, показывает, что солеотложениям наиболее подвержены малопроизводительные установки (ЭЦН-25). В скважинах, склонных к солеотложениям, при ремонте возможно производить замену ЭЦН-25 на ЭЦН-30, менее подверженных солеотложениям.

Таблица 2.4 - Причины ремонтов в скважинах, оборудованных УЭЦН, не отработавших гарантийный срок, за 2012 г.

| Причина отказов | Количество отказов | |
|-----------------|--------------------|---|
| | шт. | % |
| | | |

| | | |
|-------------------------------------------------------|-----|-------|
| Солеотложения | 90 | 25,7 |
| Геолого-технические мероприятия | 48 | 13,7 |
| Засорение насоса | 45 | 12,9 |
| Коррозия | 40 | 11,4 |
| Снижение Нд | 39 | 11,1 |
| Снижение изоляции кабеля | 9 | 2,6 |
| Заводской брак насоса, кабеля, гидрозащиты, двигателя | 5 | 1,4 |
| Неправильный подбор | 4 | 1,1 |
| Некачественный вывод на режим | 4 | 1,1 |
| Нарушение технологии ремонта | 3 | 0,9 |
| Механическое повреждение кабеля | 3 | 0,9 |
| Некачественное изготовление кабельной муфты | 3 | 0,9 |
| Бесконтрольная эксплуатация | 2 | 0,6 |
| АСПО | 2 | 0,6 |
| Снижение изоляции ПЭД | 2 | 0,6 |
| Снижение изоляции ТМС | 2 | 0,6 |
| Не установлено | 49 | 14,0 |
| Итого | 350 | 100,0 |

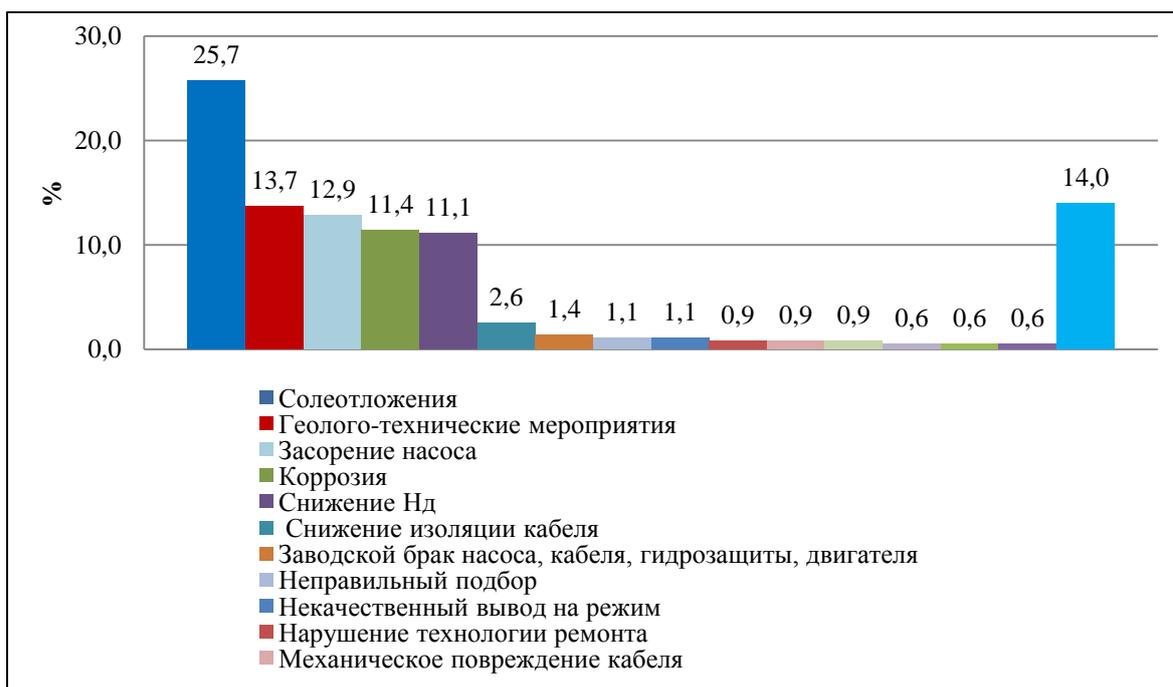


Рисунок 2.3 - Причины ремонтов в скважинах, оборудованных УЭЦН, не отработавших гарантийный срок, за 2012 г.

Выделяется и такая причина отказов как негерметичность НКТ. Как показывает анализ, причиной негерметичности НКТ, в основном, является их высокая наработка, в связи с этим рекомендуется своевременная замена колонн НКТ.

Для снижения доли отказов по причине засорения мехпримесями в скважинах с содержанием КВЧ близким или выше 100 мг/л при ремонтах необходимо проводить более качественную промывку забоя [10].

При проведении ремонтов в скважинах, осложненных солевотложениями, необходимы меры по предотвращению солевотложений (закачка ингибитора в пласт).

Характер отказов по причинам «снижение динамического уровня» и «снижение изоляции кабеля» практически одинаков - это снижение изоляции кабеля из-за перегрузки по мощности в тепловом режиме. В целях снижения отказов по этим причинам необходимо увеличение притока жидкости к забоям скважин.

Анализ работы действующего фонда скважин показал, что основной фонд установок ЭЦН (80%) работает в оптимальной области подач, 13% - в режиме ниже оптимального и 7% - в режиме выше оптимального.

В режиме ниже оптимального работают 207 скважин. Эксплуатация УЭЦН с подачей ниже оптимальной для конкретной установки более чем на 30% может привести к преждевременным отказам УЭЦН по причине ухудшения условий охлаждения узлов установки. Поэтому для установок ЭЦН, работающих с коэффициентом подачи ниже 0,7, предлагается проведение при ПРС ревизии, замены ЭЦН на меньшие типоразмеры, мероприятий по интенсификации притока.

В режиме выше оптимального работают 110 скважин. Работа насоса с подачей выше оптимальной может сопровождаться достаточно быстрым износом рабочих колес. Поэтому для установок, работающих в правой области подач, для увеличения наработки на отказ предлагается замена насоса на больший типоразмер.

3 НАПРАВЛЕНИЯ И ТЕХНОЛОГИИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН

3.1 Применение низкоадгезионных ЭЦН на солеобразующих скважинах

Низкоадгезионные ЭЦН по сравнению с ЭЦН в традиционном исполнении позволяют сократить эксплуатационные затраты, количество ремонтов, а также увеличить наработку оборудования на отказ. В частности, применение низкоадгезионных ЭЦН экономически оправдано при периодической закачке ингибитора. За счет более низкой скорости солеотложения на полимерных рабочих органах по сравнению с таковыми, выполненными из металла, в условиях неэффективной концентрации ингибитора появляется возможность сократить расход ингибитора примерно в два раза. Специальная конструкция низкоадгезионных ЭЦН позволяет эффективно использовать их на среднедебитных (до 125 м³/сут) и малодебитных скважинах (до 50 м³/сут), осложненных следующими факторами[7]:

- высокая обводненность (свыше 80%);
- солеотложения и АСПО;
- содержание неабразивных мехпримесей до 200 мг/л при твердости частиц до 5 баллов по Моосу;
- содержание абразивных мехпримесей до 500 мг/л твердостью частиц до 7 баллов по Моосу;
- содержание свободного газа на приеме до 60%.

По сравнению с обычными данные ЭЦН обеспечивают:

- снижение стоимости ЭЦН;
- снижение эксплуатационных затрат;
- снижение стоимости ремонтов;
- увеличение наработок в соответствующих фондах скважин.

В настоящее время ООО «Ижнефтепласт» производит ЭЦН 5-25, 5-30, 5-50, 5-60, 5-80, 5-125:

- обычного исполнения;
- абразивостойкого исполнения;
- обычного газостойкого исполнения;
- газо-абразивостойкого исполнения.

3.2 Автоматический отводной клапан для предотвращения попадания частиц в ЭЦН

Одна из разработок, рекомендуемых к применению компанией Baker Hughes, предотвращающих попадание мехпримесей в насос, – автоматический отводной клапан (Automatic Diverter Valve, разработчик RMS-Pumptools) – представляет собой комбинированное устройство из сливного и обратного клапанов, сочетающее в себе их свойства (рисунок 3.1)[8].

Клапан полностью предотвращает попадание в насос твердых частиц при остановке и перезапуске ЭЦН (насыщенная песком жидкость не стекает обратно в насос), а также обеспечивает отвод жидкости (через байпасный канал) при промывках, химических обработках или фонтанировании скважины и мгновенное переключение. Иными словами, клапан обеспечивает защиту ЭЦН от обратного потока твердых частиц, отложения солей при фонтанировании и обработках, разрушения подшипников при фонтанировании и свободной циркуляции жидкостей через ЭЦН, а также предотвращает обратное вращение.

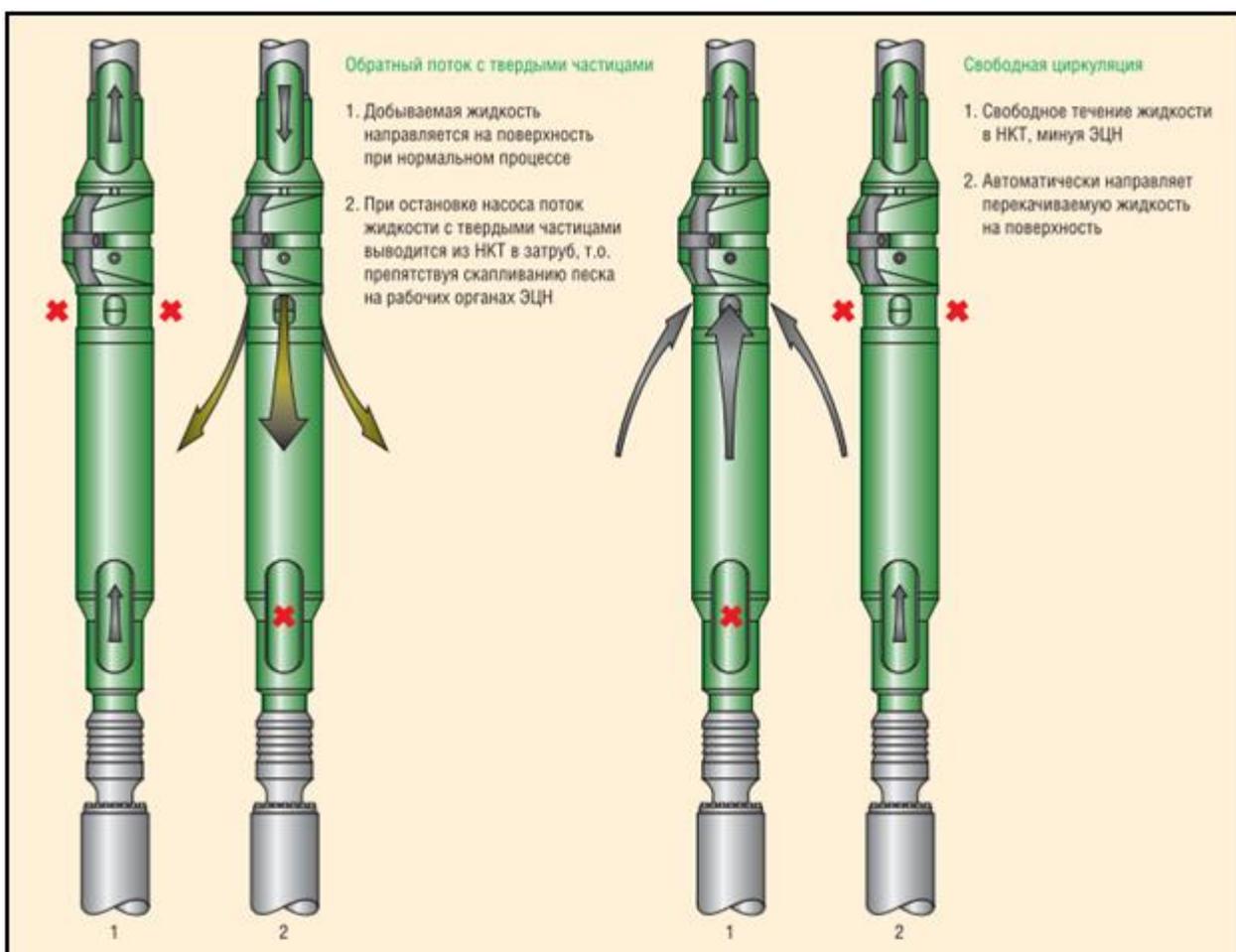


Рисунок 3.1 - Автоматический отводной клапан

3.3 Методы снижения коррозии

Традиционные способы снижения коррозии — это ингибиторная защита, электрохимическая защита, защитные покрытия и коррозионно-стойкие материалы.

Ингибиторная защита, как правило, используется как превентивная мера до внедрения других способов защиты. Следует отметить, что традиционные технологии ингибиторной защиты скважинного оборудования, такие как закачка ингибитора через затруб или дозирование по капиллярным трубкам, в данном случае малоэффективны. Так, при закачке через затруб ингибитор не сможет достичь и защитить ПЭД, так как он находится ниже уровня приема насоса. При дозировании реагента по капиллярной трубке ее спуск на глубину подвески 2000м и более по искривленным скважинам с узким кольцевым зазором между

корпусом УЭЦН и эксплуатационной колонной несет в себе риск заземления канала или его перетирания с нарушением герметичности.

К перспективным ингибиторам можно отнести бинарные, то есть, имеющие две составляющие, которые при смешивании активизируются и образуют защитную пленку. Такие ингибиторы коррозии служат в 2–4 раза дольше по сравнению с обычными нефте- и вододиспергируемыми. Также неплохие результаты дает применение капсулированных ингибиторов коррозии.

По сравнению с обычными ингибиторами капсулированный реагент обеспечивает более длительный и плавный вынос из скважины (рисунок 3.2)[4].

Существуют разные варианты ингибиторной защиты — путем задавки ингибитора в ПЗП и подвешивания к основанию ПЭД погружного контейнера с твердым ингибитором. В результате лабораторных исследований подобраны ингибиторы для применения по технологии задавки в пласт.

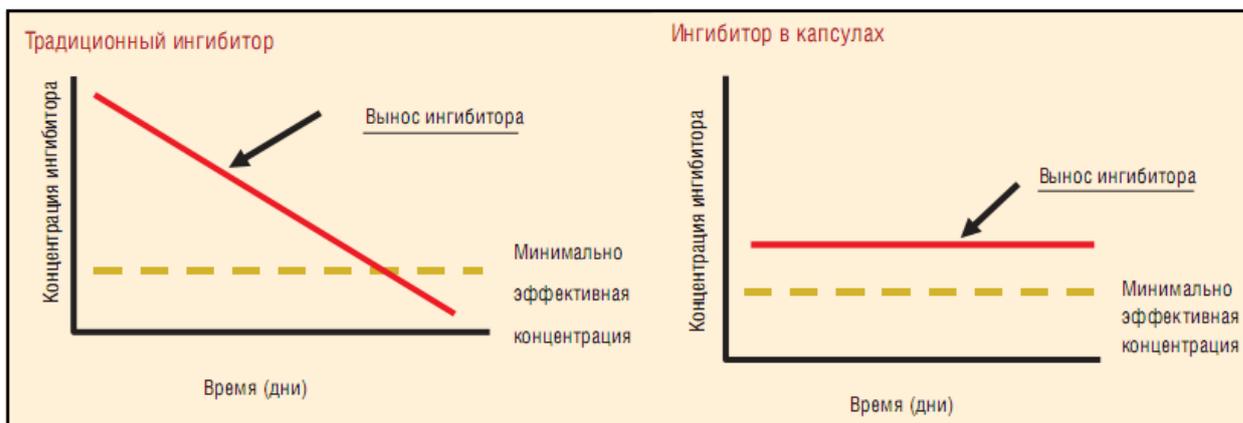


Рисунок 3.2 - Профиль выноса традиционного и капсулированного ингибиторов

Следует заметить, что практически все технологии имеют свои недостатки и ограничения в применении.

Ингибирование является эффективным методом защиты от коррозии при регулярной подачи реагента в правильно-выбранном месте закачки, однако, ингибирование неэффективно при высоких скоростях потока, а также требует постоянного контроля и обслуживания системы подачи, что приводит к дополнительным эксплуатационным затратам.

Анализируя вышеперечисленные методы, можно сделать основной вывод, чтобы значительно увеличить наработку на отказ НКТ, сократив коррозионную аварийность НКТ, необходимо решение, которое обладает максимальным набором достоинств и минимальным количеством ограничений по эксплуатации, а также имеет не только положительные лабораторные результаты, но эффективно работает именно в «полевых условиях».

Поэтому возвращаясь к методам борьбы с коррозией, хотелось бы более подробно остановиться на защитных полимерных покрытиях марки ТК, 70-летний практический опыт применения которых демонстрирует отличные результаты в борьбе с коррозией различного типа (рисунок 3.3)[9].

Долговременная антикоррозионная защита покрытий ТК достигается за счет следующих основных факторов: химический состава покрытий, двухслойной конструкции, технологии их нанесения, обеспечение качества нанесения. Покрытия ТК представляют собой двухэлементную структуру – своего рода защитный «барьер», между металлической поверхностью труб и электролитом, с наличием перекрёстных межмолекулярных связей высокой плотности. В основе верхнего слоя покрытий ТК лежат термоусадочные смолы – Дуропласты, различного типа: фенольные, эпоксидные, уретановые, новолачные, нейлоновые, а также различные их модификации. Уникальное молекулярное строение покрытий ТК достигается за счет входящих в состав покрытий ТК компонентов (пигментов, наполнителей, пластификаторов и др.) и их пропорционального содержания.

Для обеспечения 100% антикоррозионной защиты НКТ покрытие должно наноситься в максимально возможных ее участках. Так покрытие ТК наносится толщиной слоя 50-70 микрон на вершине резьбы и до 180 микрон на рабочей части профиля резьбы, а также на внутренней стороне муфты (защита между ниппельной частью соединённых между собой НКТ), обеспечивая полную защиту трубы от коррозионного воздействия агрессивной среды.



Рисунок 3.3 - НКТ с внутренним покрытием ТК 236

Неотъемлемой частью покрытий ТК, в качестве подслоя, является низковязкий фенольный праймер ТК8007, который способствует повышению адгезии покрытия с поверхностью металла и снижает газопроницаемость покрытия. В результате нанесения верхнего слоя, покрытие, спекаясь при температуре 240°C, расширяется и заполняет микротрещины, образуя прочное механическое сцепление с грунтовкой и металлом.

Каждое покрытие ТК (их насчитывается более 21) соответствует определённым условиям эксплуатации труб, и выполняет требуемые функции. Так, например порошковое покрытие нового поколения ТК236, на основе смолы Новолак, разработано специально для эксплуатации труб в экстремально-агрессивной среде с содержанием H_2S до 30% (об.) и рабочей температурой до 204°C. Другое порошковое покрытие ТК70ХТ, является эффективным решением для защиты НКТ от коррозии в условиях добычи, сопровождающейся внутренним механическим трением - добыча с помощью ШГН, а также обладает стойкостью к многократному проведению соляно-кислотных обработок.

С целью максимального срока службы НКТ с внутренним покрытием и предотвращения преждевременного разрушения покрытия, как и любая сложная технологическая система, покрытие должно подбираться высококвалифицированными инженерами-коррозионистами и специалистами по покрытиям, согласно условиям эксплуатации НКТ с внутренним покрытием и требованиям к покрытию Оператора месторождения[9].

Деградация внутреннего покрытия является не только причиной несоблюдения правильной технологии нанесения покрытия и не обеспечения надлежащего контроля качества в процессе его нанесения, а также причиной некорректного выбора типа материала покрытия. В результате добывающая компания несет убытки из-за преждевременного выхода из строя покрытия и как следствия самой НКТ, по причине ненадлежащей «подготовки» НКТ к спуску в скважину. Чтобы оптимально подобрать покрытие необходимо проанализировать целый спектр скважинных параметров: реологические свойства извлекаемого флюида, геолого-физические параметры пласта, состав коррозионно-агрессивных компонентов, входящих в состав добывающей продукции, дополнительно осложняющие факторы и др. В частности, при оценке стойкости покрытия ТК к коррозионному разрушению при заданных скважинных условиях, с целью моделирования реальной среды флюида, должен применяться метод испытания в автоклаве, в соответствии с требованиями NASCTM0185.

Любые технологические операции на месторождениях с НКТ, имеющие внутреннее защитное покрытие ТК, могут проводиться в обычном режиме работы, без особых специальных мер. Несмотря на возможные повреждения внутреннего покрытия от инструмента при спускоподъемных операциях, трубы с покрытием ТК меньше подвержены коррозии, чем трубы, не имеющие аналогичного покрытия. Это объясняет тем, что большая площадь трубы изолирована полимерным покрытием - все аноды и катоды будут теперь формироваться на участке металла трубы с повреждением покрытия и их отношение друг к другу будет мало. В результате этого, на внутренней поверхности НКТ не образуется электрохимическая пара «большой катод-маленький анод» и процесс коррозии локализуется только на месте повреждения и не распространяется на остальную площадь трубы.

Снизить аварийность НКТ по причине коррозионно-эрозионного воздействия агрессивных компонентов скважинной продукции до минимума, и тем самым максимально увеличить наработку на отказ НКТ, является основной

задачей разработчиков покрытий ТК.

Дополнительно, с помощью покрытий ТК можно повысить эффективность добычи за счет:

- Снижения различных типов отложений на внутренней стенке НКТ (неорганические соли, АСПО).
- Улучшить гидравлические характеристики потока, проходящего через колонну НКТ.

Поверхностная энергия материала определяет свойства адгезии, в частности отложений парафина к металлу. Наиболее высокой поверхностной энергией обладают металлы, сульфиды, а наиболее низкой полимерные материалы, в частности значение поверхностной энергии покрытий ТК, чуть выше, чем тефлона (фторопласт). Покрытия ТК химически инертны, что благоприятно отражается на процессе снижения различных отложений.

Другой причиной образования различных отложений на внутренней стенке НКТ является значительная шероховатость на их металлической поверхности. С увеличением шероховатости коррозионная стойкость НКТ снижается, так как облегчается смачивание металла, в дополнении к этому значительно увеличиваются потери на трение в процессе подъема скважинной продукции. Полимерное покрытие позволяет создать оптимальный микрорельеф поверхности, заполняя неровности и поры металла, что, в конечном счете, позволяет снизить значение шероховатости внутренней поверхности НКТ в 8-10 раз, а также увеличить пропускную способность НКТ до 20-25% в результате малых потерь на трение, в сравнении с НКТ обычного исполнения (без внутреннего покрытия). Например, НКТ с эпоксидным покрытием ТК 216 имеет шероховатость 4 микрона, в сравнении с обычной стальной трубой (45 микрон) и трубой легированной хромом (60 микрон), что позволяет одновременно решить коррозионную проблему, в частности бактериальную (так как колонии бактерий при таком малом значении шероховатости не способны скапливаться между выступами профиля поверхности), а также значительно снизить различные типы отложений и уменьшить повышенные потери на трение [9].

Максимизация наработки на отказ НКТ является комплексной задачей, справиться с которой, возможно только используя решение позволяющее предотвратить ряд проблем: коррозию труб, их механический и абразивный износ, снизив при этом различные типы отложений, осложняющих процесс добычи. Покрытия ТК позволяют предотвратить вышеперечисленные проблемы комплексно и тем самым максимально увеличить наработку на отказ НКТ. Многолетний практический опыт нанесения покрытий ТК на НКТ, а также тщательный мониторинг компании NOV Tuboscope возможного появления коррозии НКТ с внутренним покрытием НКТ в процессе их эксплуатации, демонстрирует отличные результаты надежности труб на ведущих нефтегазовых месторождениях мира. Это подтверждено регулярными отчетами применения НКТ с внутренним защитным покрытием ТК технических служб компаний Shell, Exxon, Chevron, Aramco и др.

3.4 Щелевой фильтр-входной модуль ЖНШ для борьбы с мехпримесями

Щелевой фильтр-входной модуль ЖНШ предназначен для предотвращения попадания в рабочие органы насосных секций механических примесей и пропанта с поперечным сечением частиц более 0.1 и 0.2 мм. Щелевой фильтр ЖНШ устанавливается между гидрозащитой и нижней насосной секцией. Задержание механических примесей осуществляется при прохождении загрязненной пластовой жидкости через щелевые фильтрующие элементы из нержавеющей стали. Тонкость фильтрации определяется размером щели. В зависимости от производительности насоса щелевой фильтр может состоять из одной или более секций [10].



Рисунок 3.4 - Щелевой фильтр-входной модуль ЖНШ

Применение фильтрующего элемента особой конструкции из высокопрочной нержавеющей стали с толщиной фильтрации 0.1 и 0.2 мм (по желанию заказчика могут быть изготовлены другие тонкости фильтрации). Щелевые фильтрующие элементы не засоряются, обеспечивая высокий ресурс непрерывной работы. Низкий перепад давления при высоких расходных характеристиках. В конструкции применены промежуточные радиальные подшипники из карбида кремния. Предусмотрена возможность многократного использования фильтра. В настоящее время серийно выпускаются щелевые фильтры 5 и 5А габарита длиной от 3 до 12 м, с пропускной способностью до 480 м³/сут.

3.5 Мероприятия по повышению энергоэффективности механизированной добычи

3.5.1 Увеличения питающего напряжения ПЭД

Чтобы сократить потребление электроэнергии можно за счет снижения тепловых потерь в кабеле, для чего требуется снизить силу рабочего тока – а значит, повысить питающее напряжение. Такой способ давно и успешно применяется при передаче электроэнергии на большие расстояния – так почему бы не использовать его и в нефтедобыче? Летом 2010 года ООО «Алмаз» по

заданию ТНК-ВР разработало и изготовило опытную партию высоковольтных электродвигателей. Повышение напряжения ПЭД достигается за счет использования для обмотки статора провода меньшего сечения, что позволяет сделать больше витков и, таким образом, увеличить питающее напряжение. Расчеты ООО «Алмаз» показывают, что при полной загрузке электродвигателя потери в кабеле длиной 2 500 м при использовании высоковольтного ПЭД мощностью 32 Вт составляют всего 2,1 кВт (4,5% потребляемой мощности) против 6,4 кВт (13,7% потребляемой мощности) для низковольтного ПЭД. Конечно, при неполной загрузке цифры не столь впечатляющие, но, тем не менее, величина рабочего тока, а вместе с ней и потери мощности в кабеле сокращаются на 30-40% – и это в результате достаточно несложной модификации ПЭД. Первые испытания высоковольтных электродвигателей, прошедшие на трех скважинах Орехово-Ермаковского и Пермьковского месторождений ЦДО «Варьеганнефтегаз», в целом, продемонстрировали ожидаемую эффективность инновационных ПЭД, однако фактически эффект подтвердился лишь на двух скважинах: для измерения энергопотребления использовались не счетчики электроэнергии, а станции управления УЭЦН, погрешность которых – около 7% – превышала величину энергосберегающего эффекта[11].

Конечно, по сравнению с другими мероприятиями энергосберегающий эффект от использования высоковольтных ПЭД относительно невысок, но при этом очень стабилен, и, что немаловажно, замена электродвигателей демонстрирует прекрасную окупаемость. При том что стоимость изготовления высоковольтного ПЭД увеличивается всего на \$500, экономия затрат на электроэнергию оценивается в среднем в \$2 500 на скважину в год, кроме того, сократятся затраты на закупку кабеля большего сечения. Все это делает проект замены ПЭД чрезвычайно привлекательным с экономической точки зрения: индекс доходности равен 14 (таблица 3.1).

Таблица 3.1 - Снижение номинального тока и потерь в кабеле при использовании высоковольтного ПЭД

| Тип ПЭД | Мощность кВт | Низковольтный ПЭД | | | Высоковольтный ПЭД | | | Экономия \$ в год |
|--------------|--------------|-------------------|--------|------------------------------------|--------------------|--------|------------------------------------|-------------------|
| | | Напряжение, В | Ток, А | Потери в кабеле длиной 2500 м, кВт | Напряжение, В | Ток, А | Потери в кабеле длиной 2500 м, кВт | |
| ПЭД-Я-32-117 | 32 | 1000 | 27 | 6,4 | 2000 | 15 | 2,1 | 2640 |
| ПЭД-Я-36-117 | 36 | 1150 | 27 | 6,4 | 2200 | 15 | 2,1 | 2640 |
| ПЭД-Я-40-117 | 40 | 1250 | 27 | 6,4 | 2000 | 17 | 2,4 | 2450 |
| ПЭД-Я-45-117 | 45 | 1400 | 27 | 6,4 | 2200 | 17 | 2,4 | 2450 |
| ПЭД-Я-50-117 | 50 | 1550 | 27,5 | 6,5 | 2000 | 22 | 4,2 | 1410 |
| ПЭД-Я-56-117 | 56 | 1400 | 35 | 11,6 | 2200 | 22 | 4,2 | 4540 |

3.5.2 Переход на привода на основе вентильных электродвигателей

При эксплуатации УЭЦН с асинхронным погружным электродвигателем и даже с частотным преобразователем, при определенных режимах отбора жидкости из скважин возникают некоторые технологические проблемы, которые приводят к существенному снижению ресурса оборудования. Практически исчерпаны возможности дальнейшего повышения энергетической эффективности погружных асинхронных электродвигателей[11].

В последние годы во всем мире интенсивно развивается более прогрессивное направление работ по созданию регулируемых электроприводов – привода на основе вентильных (с постоянными магнитами и индукторные) электродвигателей. В основу таких приводов заложены новые возможности в области силовой электроники, элементной базы, микропроцессорной техники и программных средств управления. Это техника, которую сегодня принято называть продуктом высоких технологий.

В 1995 году по заказу ОАО «ЛУКОЙЛ» ОАО «Аэроэлектрик», имевший большой опыт создания различных типов приводов, в том числе и вентильных, для аэрокосмической техники, начал разработку приводов на основе вентильных электродвигателей для установок погружных центробежных насосов. В 2000 году на базе специалистов ОАО «Аэроэлектрик» в ОАО «РИТЭК» был создан Инновационно-технологический центр с функцией разработчика и изготовителя новых типов приводов для нефтяной отрасли. В марте 2001 года были успешно завершены промышленные приемочные испытания вентильных приводов, и уже с декабря того же года было начато их серийное производство. Вентильные приводы обладают, по сравнению с асинхронными, более высокими функциональными, ресурсными и энергетическими характеристиками, поэтому их применение в нефтяном оборудовании, особенно в таком массовом, как установки погружных центробежных насосов, обеспечит повышение эффективности этого вида техники добычи нефти.

Вентильный привод состоит из электродвигателя, ротор которого выполнен на постоянных магнитах, и станции управления, которая питает обмотку статора по специальному алгоритму. Вентильные электродвигатели имеют возможность регулирования частоты вращения в широком диапазоне.

ООО «РИТЭК-ИТЦ» разработал и выпускает привод с диапазоном частоты вращения $500 \div 3500$ об/мин, что позволяет использовать его в составе УЭЦН с серийными насосами и гидрозащитой. В конструкции вентильного электродвигателя применены материалы, комплектующие изделия и отработанные технические решения, которые в настоящее время используются в лучших конструкциях асинхронных погружных электродвигателей типа ПЭД. Вентильный электродвигатель имеет присоединительные размеры, обеспечивающие использование в его комплекте гидрозащиты и подсоединение кабельных муфт, применяемых в серийных ПЭД. Ремонт двигателей ВД может проводиться на имеющемся на ремонтных базах технологическом оборудовании. В НГДУ «РИТЭКнефть» внедрение вентильных двигателей производства ООО «РИТЭК-ИТЦ» было начато в 2002 г. и продолжается в

настоящее время. В данное время 70% фонда скважин УЭЦН оборудовано ВД с основными типоразмерами: ЭЦН-25,30,45,60,80. Нарботка ЭЦН с КП ВД на 01.08. 2010 года составила 603 суток, наработка по УЭЦН 511 суток. 10% от скважин, оборудованных КП ВД, эксплуатируются в «левой» зоне работы насоса, что объясняется невозможностью корректно подобрать установку в процессе ремонта скважины либо изменением пластовых условий.

Также имеют место отказы по причине снижения изоляции двигателя и кабельной линии, но они в основном связаны с тяжелыми условиями эксплуатации ВД, то есть с работой на низких подачах и соответственно недостаточным охлаждением двигателя. До 2008 года имели место отказы (до 40%) по причине разрушения пакетов ротора (Б12) вентильных двигателей, но с начала применения модернизированных пакетов ротора (Б20) отказы по данной причине имеются в единичных случаях. На месторождениях НГДУ «РИТЭКнефть» внедряются УЭЦН с ВД с блоком телеметрии, позволяющей автоматически регулировать частоту вращения ротора ПЭД в зависимости от значений необходимых параметров (давления на приеме насоса, температуры двигателя, температуры окружающей среды и вибрации корпуса)[11]. Основное преимущество таких установок перед обычными вентильными установками в том, что станция может работать в автоматическом режиме в зависимости от требуемых установок, задаваемых вручную: поддерживать необходимую частоту вращения, температуру двигателя, давление на приеме насоса, то есть поддерживая требуемую величину давления на приеме насоса установка самостоятельно может менять скорость вращения ротора ПЭД, тем самым достигается максимальная эффективность работы системы пласт УЭЦН.

Таблица 3.2 - Сравнительные характеристики ВД и ПЭД. Показатели энергетической эффективности приводов

| Тип привода | КП ЭЦН-ВД | | ПЭД | | | Ток, А | | Снижение потерь мощности в в кабеле, % | |
|-------------------|-----------|------|--------------|-------|------|--------|------|----------------------------------------|---|
| | КПД,% | COSφ | Мощность кВт | КПД,% | COSφ | ВД | ПЭД | | |
| КП ЭЦН-ВД16-117В5 | 89,0 | 0,95 | 16 | 84,0 | 0,85 | 14,5 | 18,5 | 39 | |
| КП ЭЦН-ВД24-117В5 | 89,0 | | 22 | 84,5 | | 14,5 | 24,0 | 63 | |
| КП ЭЦН-ВД32-117В5 | 90,0 | | 32 | 85,0 | 0,86 | 21,0 | 26,0 | 35 | |
| КП ЭЦН-ВД40-117В5 | 90,0 | | 40 | 84,5 | | 21,0 | 27,0 | 40 | |
| КП ЭЦН-ВД48-117В5 | 91,0 | | 45 | | | 25,5 | 28,0 | 17 | |
| КП ЭЦН-ВД56-117В5 | 91,0 | | 56 | | | 25,0 | 31,5 | 31 | |
| КП ЭЦН-ВД64-117В5 | 91,0 | | 63 | 85,0 | | 0,85 | 25,0 | 25,0 | - |

Кроме того, данная установка позволяет осуществлять мониторинг во времени всех измеряемых параметров путем снятия информации специальным устройством (блок съема информации) и дальнейшей обработки ее на компьютере. На основании собранной информации по работе системы КП ВД и анализа отказов ВД следует отметить, что наименее надежным компонентом системы КП ВД на сегодняшний день является станция управления.

Таблица 3.3 - Тепловые характеристики ВД и ПЭД

| ПОКАЗАТЕЛЬ | ВД | ПЭД |
|-----------------------------------------------------------------------------------------|------|------|
| Предельно длительно допустимая температура обмотки статора, С | 140 | 140 |
| Скорость охлаждающей жидкости, м/с, не менее | 0,04 | 0,08 |
| Превышение температуры обмотки статора при минимальной скорости охлаждающей жидкости, С | 25 | 40 |
| Удельное тепловыделение не ед. поверхности электродвигателя, кВт/м ² | 1,69 | 3,85 |

Таким образом, хотим отметить, что применение вентильных двигателей является наиболее перспективным и важным направлением в работе

механизированного фонда скважин. В НГДУ «РИТЭКнефть» на Курраганском месторождении в 2009 году в промысловых условиях был проведен эксперимент по сравнению энергопотребления асинхронного и вентильного двигателей с помощью счетчика энергопотребления «Меркурий 230». Суть эксперимента состояла в том, что на одной и той же скважине при подаче 30 м³/сут за один период времени (две недели) были проведены замеры энергопотребления асинхронного ПЭД-32 (ЭЦН-30) и вентильного ВД-32 (ЭЦН-30). В результате эксперимента было установлено, что энергопотребление вентильного двигателя на 28% меньше. Среднее значение тока у ВД по сравнению с асинхронными установками ниже на 28,3%, как следствие и потребляемая мощность ниже на 28,3%.

Таблица 3.4 - Снижение энергозатрат при замене в УЭЦН асинхронных электродвигателей ПЭД вентильными ВД

| № п/п | ПОКАЗАТЕЛЬ | Тип электродвигателя | |
|-------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------|-----------|
| | | ВДЗ-117 | ПЭД32-117 |
| 1 | Номинальная мощность, кВт | 32 | 32 |
| 2 | Номинальный ток, А | 21 | 26 |
| 3 | КПД, % | 92,0 | 85,0 |
| 4 | cosφ | 0,99 | 0,86 |
| 5 | Потребление электроэнергии с учетом потерь в кабеле, кВт | 38,87 | 43,67 |
| 6 | Снижение потребляемой мощности, кВт | 4,8 | |
| 7 | Снижение энергопотребления на одну скважину с КП ЭЦН ВД32, кВт*ч/год | 39105 | |
| 8 | Снижение затрат на электроэнергию (при средней стоимости электроэнергии 2,97 руб. кВт*ч) тыс.руб. На одну скважину На 74 скважины по всему фонду скважин с УЭЦН, оборудованных ВД | 35,2 2590 | |

3.5.3 Переход на новое оборудование

Отдельного внимания заслуживает работа с низкопродуктивным фондом, где значительный энергосберегающий эффект можно получить при переводе низкодебитных скважин с ЭЦН на другие способы механизированной добычи (рисунок 3.5)[11].

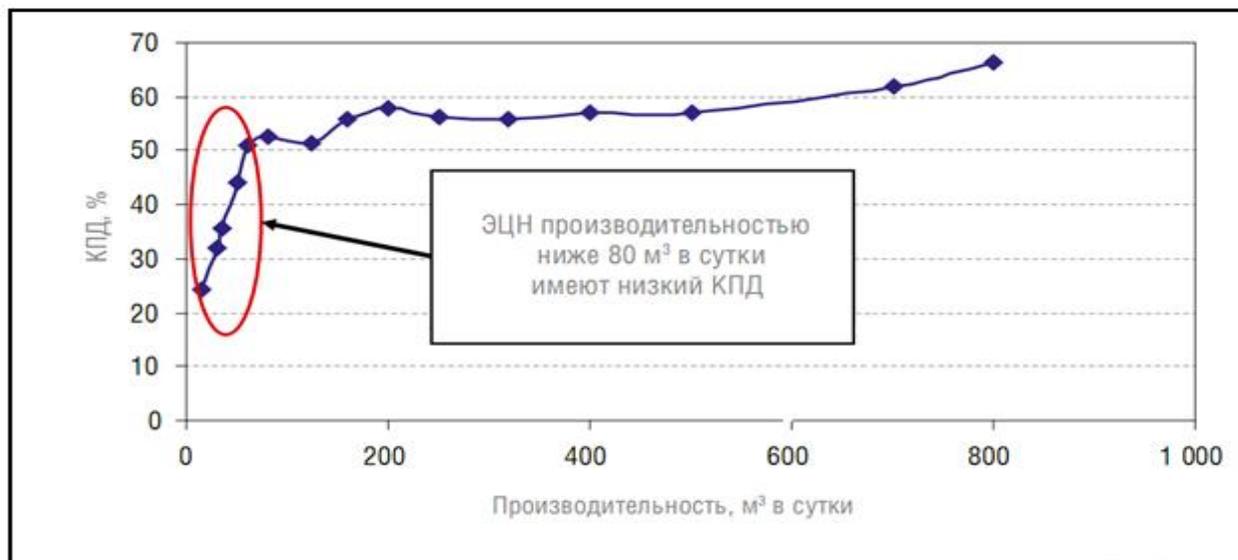


Рисунок 3.5 - Изменение КПД ЭЦН в зависимости от дебита

В частности, в мировой практике для работы в зоне низких подач давно и успешно используются различные виды насосов объемного типа – и некоторые компании взяли эту идею на вооружение.

По результатам сравнения параметров энергопотребления при добыче жидкости ЭЦН и штанговыми глубинными насосами (ШГН) оказалось, что при одинаковом дебите и напоре энергоэффективность ШГН на 66% выше, чем ЭЦН (рисунок 3.6). Эти цифры подтверждаются опытом ОАО «ТНК-Нижневартовск»: при переводе скважины с ЭЦН-15 на ШГН потребляемая мощность снизилась с 19 кВтч до 9 кВтч, а удельное энергопотребление – с 38 кВтч/м³ до 18 кВтч/м³ (рисунок 3.7).

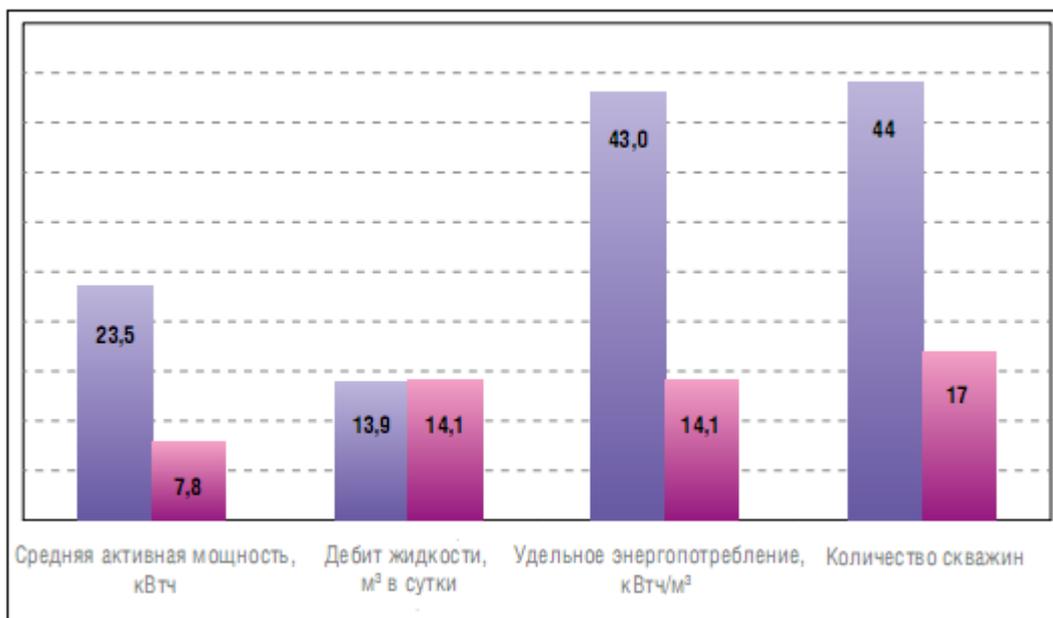


Рисунок 3.6 - Сравнение энергопотребления ЭЦН-15 и ШГН

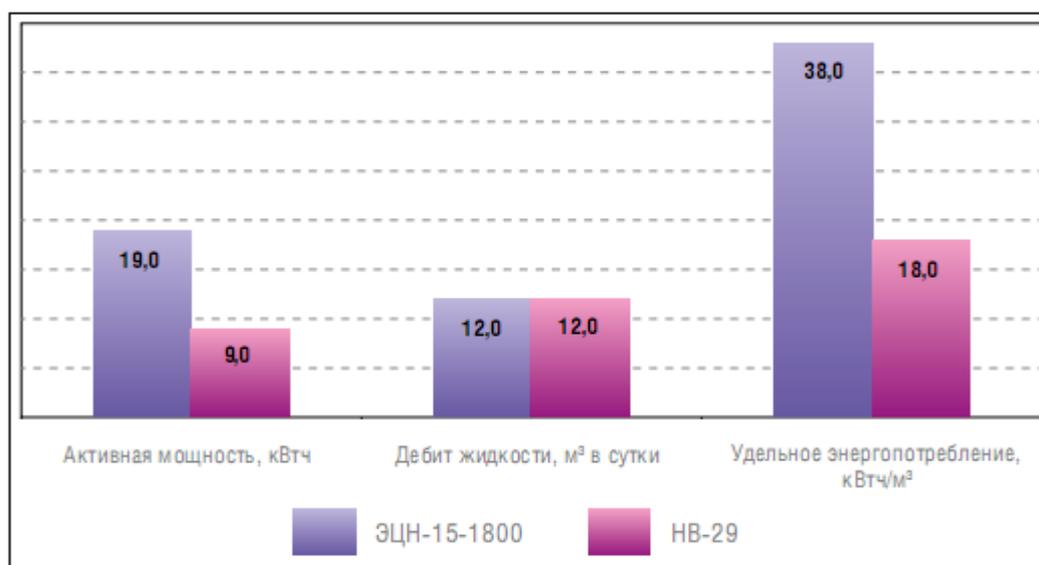


Рисунок 3.7 - Эффект от перехода с ЭЦН-15 на ШГН

3.6 Пакерные компоновки для скважин с нарушением целостности эксплуатационной колонны

Если скважина эксплуатируется посредством УЭЦН, то можно применять компоновку, состоящую непосредственно из самого ЭЦН, обратного клапана, сбивного клапана, пакера с электрокабелем и разъемной гидравлической муфты, которая предназначена для безопасного извлечения компоновки. Когда

компоновка устанавливается, пакером отсекается нарушение эксплуатационной колонны, что дает возможность запустить скважину в эксплуатацию (рисунок 3.8)[12].



Рисунок 3.8 - Пакерная компоновка для изоляции верхнего водопритока в добывающих скважинах 1ПРОК-ИВЭ-1

Не секрет, что более 60% отказов УЭЦН в Российской Федерации связаны с отложением солей и мехпримесей. В связи с этим некоторое время назад мы поставили перед собой задачу разработать клапан обратный, который позволил бы в случае заклинки насоса или отложения солей и мехпримесей на рабочих органах, а также засорения приемной сетки произвести прямую промывку полости УЭЦН соляной кислотой, специальным ингибитором или технологической жидкостью. Эта задача была выполнена – появился клапан

обратный трехпозиционный КОТ-93. В стандартном положении клапан работает как обратный, то есть поток жидкости омывает его при движении вверх[12].

Когда УЭЦН останавливается, клапан КОТ-93 закрывается, а при создании избыточного давления в НКТ совмещаются боковые отверстия и начинается прямая промывка самого насоса (рисунок 3.9). С помощью такого клапана уже произведено несколько операций по промывке насосов.

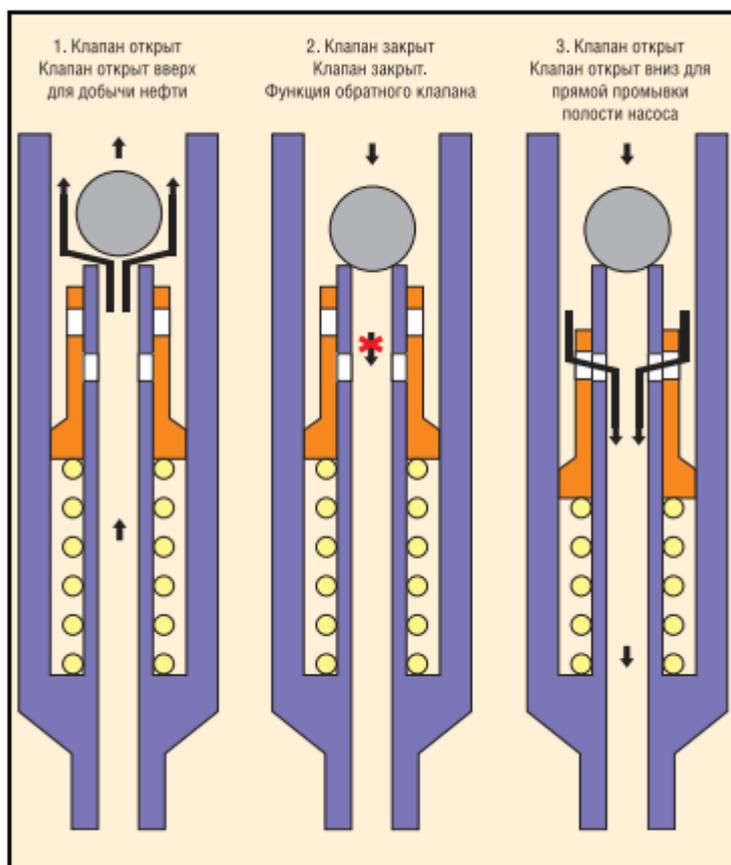


Рисунок 3.9 - Схема работы обратного трехпозиционного клапана

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

Студенту:

| | |
|---------------|----------------------------|
| Группа | ФИО |
| 3-2БЗС1 | Солдатову Илье Васильевичу |

| | | | |
|---------------------|-------------|------------------------------|-------------------|
| Школа | ИШПР | Отделение школы (НОЦ) | ОНД |
| Уровень образования | Бакалавриат | Направление/специальность | Нефтегазовое дело |

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

| | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i> | Цена на углеводородное сырье, затраты на замену ЭЦН, стоимость ПЭД, стоимость кабеля, стоимость НКТ, стоимость ЭЦН. |
| 2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i> | Нормы расхода материалов, нормы времени на выполнение операций, СНиП. |
| 3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i> | Налог на прибыль (20%) |

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i> | Использование системы показателей, отражающих эффективность смены нефтепромыслового оборудования. |
| 2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i> | Сравниваются затраты на добычу нефти до переоборудования и после переоборудования скважин. |
| 3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i> | Себестоимость добычи нефти, чистая прибыль, экономический эффект. |

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

| | |
|--|--|
| | |
|--|--|

Задание выдал консультант:

| | | | | |
|------------------|-------------------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
| Ассистент | Макашева Юлия Сергеевна | к.э.н | | |

Задание принял к исполнению студент:

| | | | |
|---------------|--------------------------|----------------|-------------|
| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
| 3-2БЗС1 | Солдатов Илья Васильевич | | |

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Краткая характеристика ТПП «Когалымнефтегаз»

Предметом и основной целью ТПП «Когалымнефтегаз» является добыча и подготовка нефти и газа, разработка и обустройство месторождений нефти и газа. В соответствии с предметом и целью своей деятельности ТПП «Когалымнефтегаз» осуществляет следующее:

- планирует свою деятельность, руководствуясь при этом заказами, нормативами, установленными ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», а также заключенными хозяйственными договорами;

- обеспечивает выполнение плана по добыче нефти и газа на основе всемерного развития и внедрения в производство передовой техники, прогрессивных материалов, высокоэффективных ресурсосберегающих, безотходных технологий;

- обеспечивает сбор, подготовку, транспорт нефти и газа;

- производит водозабор, подготовку, транспорт воды, закачку в пласт рабочих агентов (вода, газ, поверхностно-активные вещества и др.);

- осуществляет эксплуатацию, текущий и капитальный ремонт инженерных сетей, линий электропередач, электростанций, электрооборудования, систем автоматики и телемеханики, дорог;

- осуществляет проектирование, строительство и эксплуатацию нефтегазодобывающих производств и объектов, разрабатывающих нефтяные и газовые месторождения;

- определяет потребность ТПП «Когалымнефтегаз» в материальных ресурсах и приобретает их по договорам и через Управление по ресурсам ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», обеспечивает их надежное хранение и рациональное использование;

- разрабатывает и выполняет мероприятия по охране природы и

окружающей среды.

ТПП «Когалымнефтегаз» ведет разработку 20 нефтяных месторождений, в том числе с поддержанием пластового давления. Все месторождения находятся на разных стадиях разработки. С каждым годом объём добываемой нефти увеличивается. Предприятие получает прибыль с одновременным увеличением себестоимости добываемой продукции. Из-за активного бурения на новых месторождениях среднедействующий фонд скважин постоянно увеличивается. Поэтому ежегодно растут капитальные вложения.

4.2 Методика расчета экономической эффективности от переоборудования скважин, оборудованных УЭЦН

Переоборудование трех скважин показала, что на всех скважинах целесообразна смена технологического режима работы. Установка нового режима заключается в уменьшении глубины погружения УЭЦН под динамический уровень, согласованию режима работы системы «пласт-насос». Экономический эффект от данного мероприятия будет получен за счет уменьшения цены на трубы и кабель, изменения типоразмера насоса и ПЭД, уменьшения установленной мощности, увеличения дебита скважин. Оборудование, извлекаемое после переоборудования, будем использовать на других скважинах.

1) Основным показателем, характеризующим эффективность мероприятия, является показатель экономического эффекта \mathcal{E}_T . Он определяется на всех этапах оценки мероприятия как превышение стоимостной оценки результатов P_T над стоимостной оценкой совокупных затрат ресурсов Z_T

$$\mathcal{E}_T = P_T - Z_T, \quad (4.1)$$

где \mathcal{E}_T – экономический эффект, руб.,

P_T – стоимостная оценка результатов мероприятия, руб.,

Z_T – стоимостная оценка совокупных затрат ресурсов, руб.

2) Годовой прирост добычи нефти в результате проведенного мероприятия

$$\Delta Q_{\text{доп}} = \Delta q \cdot 30,4 \cdot K_{\text{Э}} \cdot K_{\text{кр}}, \quad (4.2)$$

где Δq – суточный прирост добычи нефти, т/сут.,

$K_{\text{Э}}$ – коэффициент эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, д. ед.,

$K_{\text{кр}}$ – коэффициент кратности.

3) Стоимостная оценка результатов мероприятия рассчитывается по формуле (руб)

$$P_{\text{T}} = \text{Ц} \cdot \Delta Q_{\text{доп}}, \quad (4.3)$$

где Ц – цена 1 тонны нефти, руб.,

$\Delta Q_{\text{доп}}$ – годовой прирост добычи нефти в результате мероприятия, т.

4) Затраты на проведение мероприятия определяются по формуле (руб)

$$Z_{\text{T}} = Z_{\text{доп}} + Z_{\text{рем}} \pm \Delta N \pm \Delta K, \quad (4.4)$$

где $Z_{\text{рем}}$ – затраты на проведение ремонта, по смене скважинного оборудования, руб.,

$Z_{\text{доп}}$ – затраты, связанные с дополнительной добычей нефти, руб.,

ΔK – изменение капитальных затрат, связанных со сменой подземного оборудования, руб.,

ΔN – изменение затрат, связанных с платой за установленную мощность.

5) Капитальные затраты, связанные со сменой подземного оборудования, (руб)

$$\Delta K = \sum_{i=1}^n (\text{Ц}_{\text{К}_{2i}} \cdot \text{Н}_{\text{К}_{2i}} + \text{Ц}_{\text{НКТ}_{2i}} \cdot \text{Н}_{\text{НКТ}_{2i}} + \text{Ц}_{\text{Н}_{2i}} + \text{Ц}_{\text{ДВ}_{2i}} - \text{Ц}_{\text{К}_{1i}} \cdot \text{Н}_{\text{К}_{1i}} - \text{Ц}_{\text{НКТ}_{1i}} \cdot \text{Н}_{\text{НКТ}_{1i}} - \text{Ц}_{\text{Н}_{1i}} - \text{Ц}_{\text{ДВ}_{1i}}), \quad (4.5)$$

где n – количество замен подземного оборудования, шт.,

$\text{Ц}_{\text{К}_{i1}}$ – цена погонного метра кабеля i скважины до оптимизации, руб/м,

$\text{Н}_{\text{К}_{i1}}$ – длина кабеля i скважины до оптимизации, м,

$\text{Ц}_{\text{НКТ}_{1i}}$ – цена погонного метра НКТ i скважины до оптимизации, руб/м,

$\text{Н}_{\text{НКТ}_{1i}}$ – длина НКТ i скважины до оптимизации, м,

$C_{Н1i}$ – цена насоса и скважины до оптимизации, руб.,

$C_{ДВ1i}$ – цена ПЭД и скважины до оптимизации, руб.,

$C_{Кi2}$ – цена погонного метра кабеля и скважины после оптимизации, руб/м,

$H_{Кi2}$ – длина кабеля и скважины после оптимизации, м,

$C_{НКТ2i}$ – цена погонного метра и скважины после оптимизации, руб/м,

$H_{НКТ2i}$ – длина НКТ и скважины после оптимизации, м,

$C_{Н2i}$ – цена насоса и скважины после оптимизации, руб.,

$C_{ДВ2i}$ – цена ПЭД и скважины после оптимизации, руб.

6) Затраты, связанные с дополнительной добычей нефти, (руб):

$$Z_{\text{ДОП}} = Z_{\text{ПЕР}} \cdot \Delta Q_{\text{ДОП}}, \quad (4.6)$$

где $Z_{\text{ПЕР}}$ – условно-переменные затраты на добычу нефти, руб/т.

7) Условно-переменные затраты на добычу нефти, (руб/т)

$$Z_{\text{ПЕР}} = Z_{\text{ЭЛ.ЭН}} + Z_{\text{ППД}} + Z_{\text{ВМСБ}} + Z_{\text{ПОДГ}} + Z_{\text{ПЕРЕК}}, \quad (4.7)$$

где $Z_{\text{ЭЛ.ЭН}}$ – затраты на электроэнергию, руб.,

$Z_{\text{ППД}}$ – затраты на поддержание пластового давления, руб.,

$Z_{\text{ВМСБ}}$ – затраты на воспроизводство минерально-сырьевой базы, руб.,

$Z_{\text{ПОДГ}}$ – затраты на подготовку скважинной продукции, руб.,

$Z_{\text{СБТР}}$ – затраты на сбор и транспортировку продукции, руб.

8) Затраты на проведение ремонта, по смене скважинного оборудования (руб)

$$Z_{\text{РЕМ}} = C_{\text{ч}} \cdot t \cdot n, \quad (4.8)$$

где $C_{\text{ч}}$ – стоимость 1 часа ремонта, руб.,

t – средняя продолжительность ремонта по смене ЭЦН бригадой ПРС, час.

9) Прирост прибыли от реализации мероприятия определяется по формуле (руб)

$$\Delta\Pi = (C - C_2) \cdot (Q_1 + \Delta Q_{\text{доп}}) - (C - C_1) \cdot Q_1, \quad (4.9)$$

где C_1 – себестоимость нефти до реализации мероприятия, руб/т.,

C_2 – себестоимость нефти после реализации мероприятия, руб/т.,

Q_1 – годовой объем добычи нефти ЦДНГ до мероприятия, т.

10) Себестоимость после реализации мероприятия определяется по формуле (руб/т)

$$C_2 = \frac{C_1 \cdot Q_1 + Z_{\text{ДОП}} + Z_{\text{РЕМ}} \pm \Delta N \pm A}{Q_1 + \Delta Q_{\text{доп}}}, \quad (4.10)$$

где A – ежегодные амортизационные отчисления, руб.

11) Ежегодные амортизационные отчисления, (руб)

$$A = \frac{\sum_{i=1}^n ((C_{\text{К2i}} - C_{\text{К1i}}) \cdot N_{\text{АКi}} + (C_{\text{НКТ2i}} - C_{\text{НКТ1i}}) \cdot N_{\text{АНКТi}} + (C_{\text{НАС2i}} - C_{\text{НАС1i}}) \cdot N_{\text{АНАСi}} + (C_{\text{ПЭД2i}} - C_{\text{ПЭД1i}}) \cdot N_{\text{АПЭДи}}))}{100}, \quad (4.11)$$

где $N_{\text{АКi}}$ – норма амортизации кабеля, %,

$N_{\text{АНКТi}}$ – норма амортизации НКТ, %,

$N_{\text{АНАСi}}$ – норма амортизации насоса, %,

$N_{\text{АПЭДи}}$ – норма амортизации ПЭД, %.

12) Налог на дополнительную прибыль находится как (руб)

$$\Delta N = \frac{\Delta \Pi \cdot N}{100}, \quad (4.12)$$

где $\Delta \Pi$ – дополнительная прибыль, руб.,

N – налог на прибыль, %.

13) Чистая прибыль, (руб)

$$\Delta \Pi_{\text{ч}} = \Delta \Pi - \Delta N. \quad (4.13)$$

4.3 Расчет экономической эффективности от переоборудования скважин, оборудованных УЭЦН

Исходные данные для расчета экономического эффекта от переоборудования скважин, оборудованных УЭЦН, приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Исходные данные для расчета экономического эффекта от переоборудования скважин, оборудованных УЭЦН

| Показатель | Значение |
|------------------------------------------------------------------------------------|--------------|
| 1. Годовая добыча нефти, т | 29295 |
| 2. Цена 1 тонны нефти без НДС и акцизов, руб./т | 14000 |
| 3. Себестоимость добычи нефти, руб./т в т.ч. условно-переменные затраты, руб./т | 4980 3020 |
| 4. Налог на прибыль, % | 20 |
| 5. Средняя стоимость одного часа ремонта, руб | 6000 |
| 6. Средняя продолжительность ремонта по смене ЭЦН бригадой ПРС, ч | 37 |
| 7. Коэффициент эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, д. ед. | 0,91 |
| 8. Стоимость ЭЦН, руб.: | |
| ЭЦН5-60-1900 | 1910000 |
| ЭЦН5-45-1700 | 1870000 |
| ЭЦН5-40-1800 | 1780000 |
| ЭЦН5-40-1400 | 1720000 |
| ЭЦНИ5-80-1550 | 1980000 |
| 9. Стоимость ПЭД, руб.: | |
| ПЭДН 28-117 | 483000 |
| ПЭДН 32-117 | 495000 |
| ПЭДН 22-117 | 475000 |
| ПЭД 14-103 | 418000 |
| ПЭД 20-103 | 480000 |
| 10. Стоимость НКТ, руб./м | 500 |
| 11. Стоимость кабеля, руб./м | 300 |
| 12. Стоимость установленной мощности за 1 кВт в час, руб | 4,02 |
| 13. Норма амортизации, %: | |
| насоса | 11,0 |
| НКТ | 12,0 |
| кабеля | 13,6 |
| ПЭД | 12,0 |

Результаты переоборудования скважин в стоимостном выражении приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Результаты переоборудования скважин в стоимостном выражении

| № скважины | До переоборудования | | | | | | После переоборудования | | | | | |
|------------|-----------------------------|-----------------------|--------------------------|-----------------------------|--------------------------|---------------------------|------------------------|-----------------------|---------------------|------------------------|---------------------|---------------------------|
| | Стоимость насоса, тыс. руб. | Дебит скважины, т/сут | Стоимость НКТ, тыс. руб. | Стоимость кабеля, тыс. руб. | Стоимость ПЭД, тыс. руб. | Установленная мощ-ть, кВт | Стоимость насоса, руб. | Дебит скважины, т/сут | Стоимость НКТ, руб. | Стоимость кабеля, руб. | Стоимость ПЭД, руб. | Установленная мощ-ть, кВт |
| 2224 | 1910,0 | 55,5 | 903,0 | 601,8 | 495,0 | 32 | 1980,0 | 57,5 | 899,5 | 599,7 | 480,0 | 20 |
| 1309 | 1870,0 | 38,1 | 800,5 | 541,8 | 483,0 | 28 | 1720,0 | 40,2 | 758,0 | 516,3 | 480,0 | 20 |
| 1434 | 1780,0 | 33,4 | 797,0 | 541,2 | 475,0 | 22 | 1720,0 | 35,5 | 792,5 | 538,5 | 418,0 | 14 |
| Σ | 5560,0 | | 2500,5 | 1684,8 | 1453,0 | 82 | 5420,0 | | 2450,0 | 1654,5 | 1378,0 | 54 |

1) Годовой прирост добычи нефти в результате проведенного мероприятия определим по формуле (4.2)

$$\Delta Q_{\text{доп}} = 6,2 \cdot 30,4 \cdot 0,91 \cdot 11,7 = 2006,75 \text{ т,}$$

где 11,7 – коэффициент кратности, $K_{\text{кр}} = 12 \cdot (1 - 0,025) = 11,7$,

0,025 – темп снижения среднего дебита по нефти одной скважины

Сугмутского месторождения,

12 – число месяцев в году.

2) Стоимостная оценка результатов мероприятия рассчитывается по формуле (4.3)

$$P_T = 2006,75 \cdot 14000 = 28\,094\,500 \text{ руб.}$$

3) Изменение капитальных затрат складываются из разницы цен на НКТ, кабель, насос, ПЭД. Стоимостная оценка на оборудование трех скважин приведена в таблице 4.2. Определим ΔK по формуле (4.5)

$$\Delta K = -295\,800 \text{ руб.}$$

4) Затраты, связанные с дополнительной добычей нефти определим по (4.6):

$$Z_{\text{доп}} = 3020 \cdot 2006,75 = 6\,060\,385 \text{ руб.}$$

5) Затраты на проведение ремонта, по смене скважинного оборудования находятся по (4.8)

$$Z_{\text{РЕМ}} = 6000 \cdot 37 \cdot 3 = 666\,000 \text{ руб.}$$

6) Затраты на мероприятие определяем по (4.4)

$$З_T = 6\,060\,385 + 666\,000 - 295\,800 = 6\,430\,585 \text{ руб.}$$

7) Экономический эффект мероприятия находим по (4.1)

$$\mathcal{E}_T = 28\,094\,500 - 6\,430\,585 = 21\,663\,915 \text{ руб.}$$

8) Размер ежегодных амортизационных отчислений рассчитаем по (4.11):
 $A = -79\,187,3 \text{ руб.}$

9) Экономия затрат, связанных с платой за установленную мощность

$$\Delta Z_p = (82-54) \cdot 4,02 \cdot 365 \cdot 24 = 986\,025,6 \text{ руб.}$$

10) Себестоимость добычи одной тонны нефти после проведения мероприятия находим по формуле (4.10):

$$C_2 = \frac{4980 \cdot 29295 + 6060385 + 666000 - 986025,6 - 79187,3}{2006,75 + 29295} = 4841,6 \text{ руб.}$$

11) Прирост прибыли от реализации мероприятия определим по (4.9)

$$\Delta\Pi = (14000 - 4841,6) \cdot (29295 + 2006,75) - (14000 - 4980) \cdot 29295 = \\ = 22\,433\,327,9 \text{ руб.}$$

12) Налог на прибыль находится по (4.12)

$$\Delta H = 22\,433\,327,9 \cdot 0,2 = 4\,486\,665,6 \text{ руб.}$$

13) Чистая прибыль определяется по (4.13)

$$\Pi_{\text{ч}} = 22\,433\,327,9 - 4\,486\,665,6 = 17\,946\,662,3 \text{ руб.}$$

Результаты расчета экономической эффективности от переоборудования скважин, оборудованных УЭЦН, приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Результаты расчета экономической эффективности от переоборудования скважин, оборудованных УЭЦН

| № | Показатель | Значение |
|---|------------------------------------------------------------|-------------|
| 1 | Количество оптимизируемых скважин, шт | 3 |
| 2 | Годовой прирост добычи нефти, т | 2006,75 |
| 3 | Стоимостная оценка результатов мероприятия, тыс. руб | 28 094, 500 |
| 4 | Затраты связанные с дополнительной добычей нефти, тыс. руб | 6060,385 |
| 5 | Экономический эффект, тыс. руб | 22 433, 327 |

Выводы

После переоборудования трех скважин, оборудованных установками погружных электроцентробежных насосов, себестоимость одной тонны нефти изменилась и составляет 4841,6 руб. Показатель экономического эффекта составил 22 433,327 тыс. руб. При этом извлечённое оборудование следует использовать в других скважинах, в которых оно подходит.

Экономический эффект был достигнут за счёт замены оборудования на более дешёвое и уменьшения энергетических затрат, при этом также было достигнуто увеличение дебитов скважин.

На основании вышеизложенных технико-экономических показателей и расчетов экономической эффективности считается целесообразным проведение переоборудования по всему добывающему фонду скважин, оборудованными установками погружных электроцентробежных насосов, по ТПП «Когалымнефтегаз».

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

| | |
|---------------|----------------------------|
| Группа | ФИО |
| 3-2БЗС1 | Солдатову Илье Васильевичу |

| | | | |
|----------------------------|----------------------------------------|------------------------------------|---------------------------------|
| ИШПР | Инженерная школа природных ресурсов | Отделение школы | Отделение нефтегазового дела |
| Уровень образования | Бакалавриат | Направление / специальность | Нефтегазовое дело |

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

| | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p> | <p>Рабочим местом работ являются кусты скважин на Ватьеганском месторождении (ХМАО) ТПП «Когалымнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».</p> <p>При обслуживании скважин оборудованных УЭЦН на работника могут оказывать вредные и опасные факторы.</p> <p>Ватьеганское месторождение в административном отношении находится в пределах Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области Российской Федерации, приблизительно в 140 км к СВ от г. Сургута и в 30 км к ЮВ от г. КогалымВ орографическом отношении район работ представляет собой слабо пересеченную, неравномерно покрытую лесом, сильно заболоченную, аккумулятивную равнину, приуроченную к широтному течению р. Оби.</p> |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов на объектах Ватьеганского нефтяного месторождения (ХМАО) ТПП «Когалымнефтегаз</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов на на объектах Ватьеганского нефтяного месторождения (ХМАО) ТПП «Когалымнефтегаз»:</p> | <p>Согласно ГОСТ 12.0.003-74 были определены опасные и вредные факторы.</p> <p>1.1. Вредные факторы: При обслуживании скважин оборудованных УЭЦН на человека оказывает целая группа вредных факторов. К таким факторам можно отнести: 1) Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 2) Превышение уровней шума и вибрации; 3) Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу.</p> <p>1.2 Опасные факторы: На кусте скважин при обслуживании скважин оборудованных УЭЦН могут возникнуть опасные ситуации для обслуживающего персонала, к ним относятся: 1) Электрический ток.</p> |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

| | |
|------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 2. Экологическая безопасность: | 1. Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); 2. Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); 3. Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы). |
| 3. Безопасность в чрезвычайных | Возможные ЧС во время проведения работ по обслуживанию скважин: пожары, взрывы. Меры по предупреждению возникновения пожаров и ГНВП. |
| 4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: | Специфика организации трудовой деятельности вахтовым методом работы; |

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

Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|--------------------------------|---------------------------|---------|------|
| Ассистент | Задорожная Татьяна Анатольевна | Кандидат технических наук | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|---------|--------------------------|---------|------|
| 3-2БЗС1 | Солдатов Илья Васильевич | | |

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Ответственность (добросовестность, дисциплинированность) – субъективная обязанность руководителя организации (компании, корпорации) отвечать за поступки и действия, а также их последствия.

По субъекту ответственность делят на индивидуальную и коллективную, по виду – на юридическую, моральную, материальную, уголовную, финансовую, родительскую, перед самим собой, общественную ответственность.

Социальная ответственность или корпоративная социальная ответственность (как морально-этический принцип) – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров (ICCSR 26000:2011 «Социальная ответственность организации»).

Данный раздел дипломной работы посвящен анализу и разработке мер по обеспечению благоприятных условий для работы персонала при обслуживании нефтепромыслового оборудования на производственных объектах Ватьеганского нефтяного месторождения (ХМАО) ТПП «Когалымнефтегаз».

Ватьеганское месторождение в административном отношении находится в пределах Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области Российской Федерации, приблизительно в 140 км к СВ от г. Сургута и в 30 км к ЮВ от г. Когалым.

В орогидрографическом отношении район работ представляет собой слабо пересеченную, неравномерно покрытую лесом, сильно заболоченную, аккумулятивную равнину, приуроченную к широтному течению р. Оби.

Работа на кусте ведется круглый год, несмотря на экстремальные погодные условия.

5.1 Производственная безопасность

Безопасное обслуживание оборудования на кустовой площадке требует разработки специальных мероприятий по технике безопасности и противопожарной защите.

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием «Классификации вредных и опасных производственных факторов по ГОСТ 12.0.003–74 [3]. Название вредных и опасных производственных факторов в работе соответствуют приведенной классификации. Определены названия характерных видов работ и вредных производственных факторов (ОВПФ).

5.1.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов производственной среды

Опасные факторы – воздействие, которых на человека приводят к несчастному случаю.

Вредные факторы – воздействие, которых на организм человека может привести к профессиональному заболеванию.

Опасные и вредные факторы, формирующиеся в результате производственного процесса, представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1- Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

| Наименование запроектированных видов работ | Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 [1]) | | Нормативные Документы |
|--------------------------------------------------------------|--------------------------------|------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------|
| | Опасные | Вредные | |
| Обслуживание нефтяных скважин и сопутствующего оборудования. | 1.Электрический ток | 1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе | ГОСТ 12.1.019-2009 [2] ГОСТ 12.1.038–82 [3] ГОСТ 12.1.005-88 [4] |
| | | 2. Превышение уровней шума | ГОСТ 12.4.125-83 [5] ГОСТ 12.1.003–2014 [6] |
| | | 3. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу | ГОСТ 12.1.011-78[7]. |

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Метеоусловия - это состояние воздушной среды, определяемое совокупностью ее параметров: температуры, влажности, скорости движения воздуха, а также атмосферного давления, теплового излучения.

Влияние метеоусловий на организм человека достаточно сложно и многообразно. При благоприятном сочетании метеопараметров сохраняется нормальное функциональное состояние организма, и создаются предпосылки для плодотворного труда. Неблагоприятные условия снижают работоспособность, могут вызвать изменение частоты пульса, дыхания, артериального давления, напряжение нервной системы, перегрев организма и т.д.

Обслуживающий персонал работает на открытом воздухе, нередко при неблагоприятных метеорологических условиях, в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, где климат района резко континентальный. Зима продолжительная, снежная, суровая.

Так как полевые работы проводятся круглый год, указанные обстоятельства значительно осложняют осуществление обслуживания скважин, создают дополнительные трудности в обеспечении безопасности этого процесса. В Постановлении ХМАО №194 от 20.07.1992г. о производстве работ на открытом воздухе при пониженных температурах [12], сказано, что: в целях охраны труда, предупреждения случаев обморожения, а также несчастных случаев, связанных с работой при низких температурах воздуха:

1. Установить на территории автономного округа предельную температуру, ниже которой не могут производиться следующие работы на открытом воздухе: на всех остальных работах: без ветра - 38 град. С; при скорости ветра до 5 м/сек. - 36 град. С; при скорости ветра от 5 до 10 м/сек. - 35 град. С; при скорости ветра свыше 10 м/сек. - 32 град. С.

2. При температуре воздуха минус 28 град. С и ниже лицам, работающим на открытом воздухе, должны предоставляться перерывы для обогрева в специально отведенных и приспособленных помещениях. Количество и продолжительность перерывов устанавливаются администрацией предприятия

по согласованию с профсоюзным комитетом. Перерывы для обогрева включаются в рабочее время. Прекращение работ оформляется распоряжением администрации.

Обслуживать скважины и оборудование запрещается при сильных морозах, т.к. при таких условиях с большой долей вероятности могут возникнуть аварийные ситуации, устранение которых будет осложнено метеоусловиями. В качестве средств индивидуальной защиты при работе на открытом воздухе в сильные морозы применяется: теплая спецодежда, утепленные прорезиненные рукавицы, валенки на резиновом ходу, шапка - ушанка. В пасмурную дождливую погоду используются резиновые плащи и сапоги, а также резиновые верхонки.

Повышенный уровень шума

Основными источниками шума при работе являются: прохождение жидкости и газа по трубопроводам, а также переключение замерного устройства в групповой замерной установке.

Шумом является всякий неприятный для восприятия звук. Как физическое явление представляет собой совокупность звуков, слышимых в диапазоне от 16 до 20 тысяч Гц. Шум является не только причиной несчастных случаев, но и заболеваний. Шум снижает слуховую чувствительность, нарушает ритм дыхания, деятельность сердца и нервной системы.

Шум нормируется согласно ГОСТу 12.1.003–2014 [6]. В указанных нормативных документах предусмотрены два метода нормирования шума: по предельному спектру шума и по интегральному показателю - эквивалентному уровню шума в дБА.

Выбор метода нормирования в первую очередь зависит от временных характеристик шума. По этим характеристикам все шумы подразделяются на постоянные, уровень звука которых за 8-часовой рабочий день изменяется не более, чем на 5 дБА, и непостоянные, аналогичная характеристика которых изменяется за рабочий день более, чем на 5 дБА. Нормирование по предельному спектру шума является основным для постоянных шумов.

Предельный спектр шума - это совокупность нормативных значений звукового давления на следующих стандартных среднегеометрических частотах: 31,5, 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000 и 8000 Гц. В таблице 8.2 представлены допустимые уровни шума на постоянных рабочих местах.

Допустимые уровни звукового давления для рабочего места представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 - Допустимые уровни звукового давления

| Рабочие места | Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами (Гц) | | | | | | | | | Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------|----|-----|-----|-----|------|------|------|------|------------------------------------------------|
| | 31,5 | 63 | 125 | 250 | 500 | 1000 | 2000 | 4000 | 8000 | |
| Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий | 107 | 95 | 87 | 82 | 78 | 75 | 73 | 71 | 69 | 80 |

Второй метод нормирования – по эквивалентному уровню шума – основан на измерении шума по шкале А шумомера. Эта шкала имитирует чувствительность человеческого уха. Уровень шума, измеренный по шкале А шумомера, обозначается в дБА. Постоянные шумы характеризуются по предельному спектру шума, а непостоянные только в дБА.

Основные мероприятия по борьбе с шумом:

- экранирование шума преградами;
- использование средств индивидуальной защиты (наушники, беруши, шлем и т.п.)

Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

При добычи нефти и газа 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 [3].

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 5.3.

Таблица 5.3 - Физиологическое воздействие на организм человека некоторых газов, содержащихся в нефти [24]

| Газ | Содержание | | Длительность и характер воздействия |
|----------------|------------|-----------|-------------------------------------------------------|
| | об. % | мг/л | |
| Оксид углерода | 0,1 | 12,5 | Через 1 час – головная боль тошнота, недомогание |
| | 0,5 | 6,25 | Через 20-30 мин – смертельное отравление |
| | 1 | 12,5 | Через 1-2 мин – сильное смертельное отравление |
| Оксиды азота | 0,006 | 0,29 | Кратковременное воздействие – раздражение горла |
| | 0,01 | 0,48 | Продолжительное воздействие – опасно для жизни |
| | 0,025 | 1,2 | Смертельное отравление |
| Сероводород | 0,01-0,015 | 0,15-0,23 | 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 |

Каждый работник, который контактирует с нефтью, должен иметь специальные средства защиты. На предприятиях нефтяной промышленности используются противогазы различных типов, и респираторы. Противогазы должны соответствовать индивидуальным размерам человека и соответствовать требованиям по защите.

Если отравление все же произошло, то необходимо непременно обратиться в медицинскую службу. Обеспечить пострадавшему свежий воздух, вынести его из зоны поражения. Проверить пульс, дыхание. Освободить пострадавшего от поясов и ворота. Контролировать состояние до приезда медиков.

5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Опасные производственные факторы – воздействия, которые при определенных условиях приводят к травме, острому отравлению или другому внезапному резкому ухудшению здоровья, смерти.

Электрический ток

Опасность поражения током при обслуживании скважин оборудованных УЭЦН заключается в возможности поражения от токонесущих элементов станции управления, а также от силового кабеля.

Воздействие тока на человека:

- термическое
- электролитическое
- биологическое

Исход поражения электрическим током:

- электрическая травма (ожог, металлизация кожи, разрыв кожных тканей);

- электрический удар (протекание тока по жизненно важным органам, наступление паралича, внешних повреждений практически нет).

Факторы, от которых зависит исход поражения электрическим током:

- электрическое сопротивление человека;
- ток, протекающий через человека;
- путь протекания тока;
- условия внешней среды;
- подготовленность персонала.

При работе с электроустановками нужно соблюдать правила безопасности (ГОСТ 12.1.019-2009 [2], ГОСТ 12.1.038–82 [3]).

Станция управления УЭЦН, а также сама скважина должны быть заземлены во избежание поражения персонала электрическим током.

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

- устройством электроустановок таким образом, чтобы обеспечивалась недоступность прикосновения человека к токоведущим частям, находящимся под напряжением;

- устройством защитного заземления;
- защитой перехода от высокого напряжения в сеть низкого напряжения;
- применением защитных средств при обслуживании электроустановок;
- проведением планово-предупредительных ремонтов и профилактических испытаний устройством зануления;

- применением специальных схем защитного отключения электрооборудования, аппаратов, сетей, находящихся в эксплуатации;

- организационными и техническими мероприятиями по обеспечению безопасности при проведении переключений и ремонтных работ;

- специальным обучением лиц, обслуживающих электроустановки.

Защитой от прикосновения к токоведущим частям является изоляция проводов, ограждения, блокировки и защитные средства. Электрозщитные

средства предназначены для защиты людей от поражения электрическим током. Средства защиты подразделяются на основные и дополнительные. К основным до 1000В относятся: изолирующие клещи, указатели напряжения, диэлектрические перчатки и монтерский инструмент с изолированными рукоятками. Дополнительные до 1000В диэлектрические калоши, коврики и подставки.

5.2 Экологическая безопасность

При эксплуатации оборудования действующим природоохранным законодательством предусмотрены мероприятия по охране окружающей среды.

Обеспечение экологической безопасности на территории РФ, формирование и укрепление экологического правопорядка основаны на действии Федерального закона «Об охране окружающей среды». Закон содержит свод правил охраны окружающей природной среды в новых условиях хозяйственного развития и регулирует природоохранные отношения в сфере всей природной среды, не выделяя ее отдельные объекты, охране которых посвящено специальное законодательство.

Перед началом работ должно быть изучено фоновое состояние окружающей среды и произведена оценка воздействия на нее предстоящими работами. По этим результатам определяют наименее устойчивые к техногенному воздействию экосистемы, а также оптимальные сроки проведения полевого периода.

Охрана атмосферы. Цель защиты атмосферы от вредных выбросов и выделений сводится к обеспечению концентраций вредных веществ в воздухе рабочей зоны и приземном слое атмосферы равных или менее ПДК.

Основным видом воздействия на состояние воздушного бассейна является загрязнение атмосферного воздуха выбросами загрязняющих веществ, тепла, водяного пара, аэрозолей, а также их влияние на микроклимат прилегающей

территории при образовании открытых водных пространств и нарушении температурного баланса района их расположения.

Регламентирование предельно допустимых концентраций веществ в воздухе рабочей зоны осуществляется ГН 2.2.5.1313–03 [14] и ГН 2.2.5.2308 – 07 [15]. Требования к обеспечению качества атмосферного воздуха содержатся в ГН 2.1.6.1338 – 03 [13], ГН 2.2.5.2309 – 07 [16].

Загрязнение воздушного бассейна происходит в результате поступления в него: - выбросов газообразных веществ во время продувки скважин на кусте.

В группу мероприятий входит комплекс приемов, включающих: правильное взаимное размещение источников выброса и населенных мест с учетом направления ветров; выбор под застройку промышленного предприятия ровного возвышенного места, хорошо продуваемого ветрами; сооружение автомобильных дорог в обход населенных пунктов и др.; организацию санитарно-защитных зон; озеленение населенных мест и др.

Таблица 5.4 - Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при закачке жидкости для поддержания пластового давления [17]

| Природные ресурсы и компоненты ОС | Вредные воздействия | Природоохранные мероприятия |
|-----------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Земля и земельные ресурсы | Уничтожение и повреждение почвенного слоя, элементов ландшафта, растительности | Соблюдение нормативов отвода земель. Рекультивация земель. Восстановление ландшафта |
| | Загрязнение почвы химреагентами и др. | Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов, мусора, загрязненной земли и т.д. |
| Лес и лесные ресурсы | Лесные пожары | Уборка и уничтожение порубочных остатков и другие меры ухода за лесосекой |
| | Оставление недорубов, захламление лесосек | Оборудование пожароопасных объектов, создание минерализованных полос, использование вырубленной древесины |
| | Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций. | Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях |
| Вода и водные ресурсы | Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, минеральными водами и рассолами и др.) | Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, накопителей, отстойников, уничтожение мусора |
| | Загрязнение бытовыми стоками | Очистные сооружения для буровых стоков (канализационные устройства, септики, хлораторные и др.) |

| | | |
|--------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| | Механическое и химическое загрязнение водотоков в результате сталкивания отвалов, нарушение циркуляции водотоков отвалами, траншеями и др. | Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад и т. д. |
| | Загрязнение подземных вод при смешении водоносных горизонтов | Ликвидационный тампонаж буровых скважин |
| | Нарушение циркуляции подземных вод и иссушение водоносных горизонтов при нарушении водоупоров буровыми скважинами и подземными выработками | Оборудование скважин оголовками |
| Недра | Нарушение состояния геологической среды (подземные воды, изменение инженерно-геологических свойств пород) | Ликвидационный тампонаж скважин. Гидрогеологические, гидрогеохимические и инженерно- геологические наблюдения в скважинах и выработках |
| | Не комплексное изучение недр | Оборудование и аналитические работы на сопутствующие компоненты, породы вскрыши и отходы будущего производства. Научные исследования по повышению комплексности изучения недр |
| | Неполное использование извлеченных из недр полезных компонентов | Организация рудных отвалов и складов |
| Животный мир | Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, браконьерство | Проведение комплекса природоохранных мероприятий, планирование работ с учетом охраны животных |

5.3 Безопасность в ЧС

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Чрезвычайные ситуации могут возникнуть в результате стихийных бедствий, воспламенения веществ и оборудования, серьезное нарушение герметичности или разрушение корпуса любого элемента, через который подаётся газ, а также при неконтролируемом газонефтеводопроявлении. На случай стихийных бедствий и аварий предусматривается план по ликвидации их последствий.

Наиболее часто встречающаяся ЧС происходит в следствии серьёзного нарушения герметичности или разрушения корпуса любого элемента, что приводит к утечке газа и возможного воспламенения.

При обнаружении утечек, необходимо принять меры по предотвращению ее самовоспламенения. Обнаружение утечек производят газоанализатором или мыльным раствором.

Мероприятия по устранению ЧС:

- создать бригаду быстрого реагирования со специализированной техникой, которая в случае ЧС может откачать лишнюю воду и вывезти за пределы куста; незамедлительно сообщать начальнику участка о возникновении данной ЧС или о возможном ее возникновении;
- в случае возникновения отключить всю автоматику;
- принять возможные меры по предотвращению ЧС до приезда бригады в случае несвоевременного обнаружения ЧС;
- в случае полной потери связи и невозможности сообщить о ЧС запустить сигнальную ракету, которая расположена в щитке безопасности.

Газонефтеводопроявление (ГНВП) - вид осложнения, при котором поступление флюида из пласта в скважину или через ее устье можно регулировать или приостанавливать с помощью запорного оборудования.

Газонефтеводопроявления не только нарушают процесс бурения, но и являются причиной тяжелых аварий. При интенсивных проявлениях возможны случаи разрушения устьев скважин и бурового оборудования, возникновения взрывов и пожаров, сильного загрязнения окружающей среды и даже человеческих жертв.

Основной способ, позволяющий управлять состоянием скважины в случае начинающегося притока пластовой жидкости и предотвращать нерегулируемые

выбросы промывочной жидкости, – герметизация устья специальным противовыбросовым оборудованием.

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Работника компании имеют отпуск в 44 календарных дня (28 дней по Трудовому кодексу РФ [20] и 16 дней добавляется к отпуску за проживание и работу на территории, приравненной к северным условиям).

Выход на пенсию для работника компании (мужчины) предусмотрен с 60 лет, по достижению пенсионного возраста и при соблюдении следующих условий:

- наличие непрерывного стажа работы в ТПП «Когалымнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» на дату увольнения:

- не менее 5 лет;
- не менее 10 лет для тех, кто работает в компании с 1 января 2012 года.

На базе ТПП «Когалымнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» имеется страховая компания. Данная страховая компания создана для обеспечения социальных льгот, дополнительных гарантий и компенсаций, а также созданий условий стабильности трудового коллектива. Страховая компания имеет лицензии на более ста видов услуг по страхованию, в число которых входит добровольное медицинское страхование, страхование от несчастных случаев и возможных заболеваний в процессе производства.

5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Все работы на нефтяных и газовых скважинах выполняются специально обученным персоналом нефтяного промысла под непосредственным руководителем производства (мастером).

Обслуживание скважин разрешается проводить после проведения специальной подготовки территории и ствола скважины, обеспечивающей

удобную и безопасную эксплуатацию наземного оборудования, беспрепятственное перекрытие запорной арматуры на скважине и в замерной установке. Готовность скважины к эксплуатации подтверждается актом приема-сдачи скважины после освоения службами ПРС.

Обслуживание скважин оборудованных УЭЦН имеют ряд особенностей связанных с высоким давлением в трубопроводах и замерных установках.

Это требует разработки специальных правил по технике безопасности и принятия противопожарных мер, твердое знание и выполнение которых работниками промысла обеспечивает безаварийную работу.

Ответственность за безопасность труда возлагается на главного инженера предприятия. В помощь главным инженерам для организации работы по технике безопасности и промышленной санитарии создается отдел охраны труда или назначаются инженеры по технике безопасности, или эти обязанности возлагаются на одного из инженерно-технических работников. На промыслах за выполнение требований безопасности труда отвечают руководители промысла.

Лица, вновь принятые на работу, могут быть допущены к ее выполнению только после прохождения специального инструктажа по безопасному ведению данного вида работ. Инструктаж по общим вопросам техники безопасности проводит инженер по технике безопасности, а по вопросам безопасного ведения конкретных работ – инженер-технолог промысла.

Список использованных источников:

- 1) ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
- 2) ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
- 3) ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
- 4) ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 5) ГОСТ 12.4.125-83 (ССБТ). Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация.
- 6) ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
- 7) ГОСТ 12.1.011-78. ГОСТ 12.1.011-78 - Система стандартов безопасности труда. Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний.
- 8) СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы.
- 9) СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
- 10) СанПиН 2.2.1/2.1.1.1 278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий.
- 11) СНиП 23-05-9. Естественное и искусственное освещение.
- 12) Постановление ХМАО №194 от 20.07.1992г. о производстве работ на открытом воздухе при пониженных температурах.
16. ГН 2.1.6.1338 – 03. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест
17. О. А. Тучкова, Л. И. Хайруллина, М. А. Чижова ВОЗДЕЙСТВИЕ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕХИМИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ.
- 18) ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

19) НПБ 105-03. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.

20) "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018).

Выводы

В процессе написания работы, было выявлено, что эксплуатация малодобитного фонда имеет свои особенности, одна из которых - низкая скорость движения жидкости внутри колонны НКТ и эксплуатационной колонны. В свою очередь, низкая скорость движения жидкости, вызывает в скважине ряд негативных явлений, таких как: увеличение образования АСПО, увеличение выпадения мехпримесей, недостаточная степень охлаждения ПЭД, высокий уровень солеотложений.

Также можно сделать вывод, что большинство осложняющих условий возникают в результате неправильной эксплуатации месторождения и некачественным проведением ремонтом конструкции и оборудования скважины.

Проведенный в данной работе анализ разработки Ватьеганского месторождения позволил: выявить причины преждевременного выхода из строя глубинно-насосного оборудования и обозначить мероприятия необходимые, для значительного увеличения межремонтного периода работы механизированного фонда скважин. Тем самым увеличить суточную добычу нефти на уровень, достойный для Ватьеганского месторождения.

В четвертой главе были предложены научно и практически обоснованные технологические и конструктивные решения, направленные на предупреждение выхода из работы насосного оборудования в процессе добычи нефти. Критерием выбора данных решений был практический опыт применения данных технологий в аналогичных условиях других зарубежных и отечественных компаниях.

После переоборудования трех скважин, оборудованных установками погружных электроцентробежных насосов, себестоимость одной тонны нефти изменилась и составляет 4841,6 руб. Показатель экономического эффекта составил 22 433,327 тыс. руб. При этом извлечённое оборудование следует использовать в других скважинах, в которых оно подходит.

Экономический эффект был достигнут за счёт замены оборудования на более дешёвое и уменьшения энергетических затрат, при этом также было достигнуто увеличение дебитов скважин.

На основании вышеизложенных технико-экономических показателей и расчетов экономической эффективности считается целесообразным проведение переоборудования по всему добывающему фонду скважин, оборудованными установками погружных электроцентробежных насосов, по ТПП «Когалымнефтегаз».

Список использованной литературы

1. Подсчет запасов нефти и растворенного газа Ватьеганского месторождения Нижневартовского района Тюменской области по состоянию на 01.05.2000 г. Отчет. Авторы: Федорцова С.А. и др. ТТЭ, Главтюменгеология, Москва, 2000 г.
2. Дополнительная записка к технологической схеме разработки Ватьеганского месторождения. Отчет. СибНИИИП. Тюмень, 2009 г.
3. Состояние разработки и перспектива добычи нефти до 2009 г. по месторождениям АООТ «Лукойл-Когалымнефтегаз» (авторский надзор). СибНИИИП. Тюмень, 2009 г.
4. Отчет о НИР «Авторский надзор за разработкой Ватьеганского месторождения». СибНИИИП, Тюмень, 2009 г.
5. Богданов А.А. Погружные центробежные электронасосы для добычи нефти.- М.: Недра, 1986. – 272с.
6. Лысенко В.Д. ”Разработка нефтяных месторождений. Теория и практика” М.Недра, 1996.-93с.
7. Меркушев Ю.М. Технология и опыт применения низкоадгезионных ЭЦН на малодобитных солеобразующих скважинах // Инженерная практика. - №2, 2011. С.94-96.
8. Красиков А.Н. Материалы и технологии для осложненных условий эксплуатации: мехпримеси// Инженерная практика. - №5, 2011. С.35-38.
9. Эффективная эксплуатация насосно-компрессорных труб // Территория нефтегаз. - №2, 2011.
10. Каталог продукции Новомет, 2010.
11. Якимов С. Оптимизация энергопотребления – важный аспект стратегии повышения эффективности механизированной добычи в TNK – BP // Иноватор. - №40, 2011 С.16-21.
12. Трифионов В.В. Альтернативные способы вывода скважин из бездействия // Инженерная практика, №1 2011.

13. Оркин. К. Г. Расчеты в технологии и технике добычи нефти / К. Г. Оркин, А. М. Юрчук. – М.: Недра, 1967. – 380 с.
14. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
15. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
16. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
17. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
18. ГОСТ 12.4.125-83 (ССБТ). Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация.
19. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
- 20.** ГОСТ 12.1.011-78. ГОСТ 12.1.011-78 - Система стандартов безопасности труда. Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний.
21. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы.
22. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
23. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1 278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий.
24. СНиП 23-05-9. Естественное и искусственное освещение.
25. Постановление ХМАО №194 от 20.07.1992г. о производстве работ на открытом воздухе при пониженных температурах.
29. ГН 2.1.6.1338 – 03. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест

30. О. А. Тучкова, Л. И. Хайруллина, М. А. Чижова ВОЗДЕЙСТВИЕ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕХИМИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ.

31. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

32. НПБ 105-03. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.

33. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018).