

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение школы: Нефтегазовое дело

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Анализ эффективности эксплуатации механизированных скважин осложненного фонда на Южно-Черемшанском нефтегазовом месторождении (Томская область)

УДК 622.243.016.25-027.236(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Панасенко Игорь Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Арбузов Валерий Николаевич	к.ф.-м.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст.преподаватель	Щеголихина Юлия Викторовна	к.ф.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ООП	Зятиков Павел Николаевич	Профессор, д.т.н.		

Томск – 2018 г.

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений»

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

 (Подпись) _____ (Дата) Зятиков П.Н.
 (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6В	Панасенко Игорь Александрович

Тема работы:

Анализ эффективности эксплуатации механизированных скважин осложненного фонда на Южно-Черемшанском нефтегазовом месторождении (Томская область)

Утверждена приказом директора (дата, номер)	2620/с от 16.04.2018
---	----------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <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>Технологическая схема разработки Южно-Черемшанского месторождения, технологические режимы работы скважин, показатели разработки и другие фондовые материалы.</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <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; Геолого-физическая характеристика месторождения; Техника и технология добычи нефти; Анализ эффективности работы установок электроцентробежных насосов; Экономическое обоснование применения установки электроцентробежного насоса вентильного типа; Социальная ответственность.</p>

Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>		
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>		
Раздел	Консультант	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Романюк Вера Борисовна	
Социальная ответственность	Абраменко Никита Сергеевич	
Раздел, выполненный на иностранном языке	Щеголихина Юлия Викторовна	
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:		
Введение, главы 2-6, заключение, список публикаций, список использованных источников – на русском языке.		
Глава 1– на немецком языке.		

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Арбузов Валерий Николаевич	к.ф-м.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Панасенко Игорь Александрович		

Планируемые результаты обучения по ООП 21.04.01 Нефтегазовое

дело

Код	Результат обучения
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации техно-логических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P8	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации притока скважинной продукции
P9	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата на основе производственного менеджмента и планирования работ в сфере нефтегазодобычи
P10	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 116 страниц, 13 рисунков, 18 фото, 20 таблиц, 31 источника.

Ключевые слова: месторождение, пласт, залежь, нефть, газ, обводненность, фонд скважин, механизированная добыча, межремонтный период, наработка на отказ, установка электроцентробежного насоса, коэффициент подачи.

Объектом исследования является фонд скважин Южно-Черемшанского нефтяного месторождения Томской области.

Цель исследования: на основе полученных результатов анализа сделать вывод о будущем применении предлагаемых методов и их эффективности на месторождении в условиях непрерывного производственного процесса.

Задача исследования: изучение геологического строения; анализ разработки, касающийся оценки и прогноза мероприятий по увеличению добычи нефти, анализ эффективности эксплуатации скважин, а также глубинного оборудования, которое применяется на месторождении.

В результате работы проведен сбор, обобщение, переработка информации по всему фонду действующих нефтяных скважин. Выполнен анализ эффективности работы установок электроцентробежных насосов по ключевым технологическим показателям, приведены рекомендации для повышения надежности работы насосного оборудования, сформулированы рекомендации по внедрению УЭЦН В работе так же уделено внимание изучению вредного влияния газа, мехпримесей и солеотложений на работу электроцентробежного насоса (ЭЦН) и способам борьбы с ними.

Данная выпускная квалификационная работа выполнена на персональном компьютере при использовании пакета Microsoft Office XP, текстовая часть выполнена в Microsoft Word, расчеты и графики в – Microsoft Excel, проведены расчёты в программном пакете «Ros Pump». Презентация создана в Microsoft Power Point.

Обозначения и сокращения

В настоящей работе применены следующие сокращения:

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

ННО – наработка на отказ;

МРП – межремонтный период;

КВЧ – количество взвешенных частиц;

ПЭД – подземный электродвигатель;

ППД – поддержание пластового давления;

ШГН – штанговая глубинно-насосная установка;

РЭДА – русский электродвигатель;

ГТМ – геолого-технические мероприятия;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

СПО – спускоподъемные операции;

АСПВ - асфальто-смоло-парафиновые вещества;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

УПСВ – установка предварительного сброса воды;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

ТКРС – текущий капитальный ремонт скважины;

ЖКП – жидкокристаллические полимеры;

ПКМ – полимерные композиционные материалы;

СМР – система мониторинга регулирования.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	11
1.1 Общие сведения о месторождении.....	11
1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения.....	12
1.3 Геологическое строение месторождения.....	14
1.3.1 Стратиграфия.....	14
1.3.2 Тектоника.....	17
1.3.3 Нефтегазоносность.....	20
1.4 Текущее состояние разработки Южно-Черемшанского нефтяного месторождения	21
2 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ.....	26
2.1 Обоснование выбора рационального способа подъема жидкости в скважинах, устьевого и внутрискважинного оборудования	26
2.1.1 Требования к выбору способов эксплуатации.....	26
2.1.2 Эксплуатация скважин с помощью УЭЦН.....	27
2.1.3 Эксплуатация скважин с использованием УШГН	28
2.1.4 Нетрадиционные способы добычи нефти	28
2.1.5 Выбор устьевого и внутрискважинного оборудования	29
2.2 Осложнения при эксплуатации скважин	31
3 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ.....	36
3.1 Оборудование скважин, эксплуатирующихся с помощью УЭЦН.....	36
3.2 Анализ применяемого погружного оборудования	40
3.3 Анализ структуры фонда и режимов работы скважин на апрель 2018г. ..	41
3.4 Влияние режимно – технологических параметров на эффективность	

эксплуатации УЭЦН	45
3.5 Подбор УЭЦН и оптимизация режимов работы скважин с помощью программного комплекса «Ros Pump»	52
3.5.1 Алгоритм подбора УЭЦН	52
3.5.2 Оптимизация режимов работы скважин в программном комплексе «Ros Pump»	67
3.6 Анализ преждевременных отказов УЭЦН	68
3.6.1 Расследование и определение причин отказов УЭЦН на скважине...	68
3.6.2 Отчёт комиссионного разбора УЭЦН.....	69
3.7 Анализ причин отказов УЭЦН за 2017-2018 год.....	72
3.8 Показатели эффективности работы скважинного оборудования	73
3.8.1 Нарботка на отказ.....	73
3.8.2 Межремонтный период	74
3.8.3 Дополнительный комплекс мероприятий направленных на повышение показателей МРП и СНО	75
3.9 Рекомендации по повышению эффективности работы фонда скважин Южно-Черемшанского месторождения.....	84
4 ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ УСТАНОВКИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА ВЕНТИЛЬНОГО ТИПА	89
4.1 Расчет капитальных вложений на замену насосов	89
4.2 Затраты на демонтаж и монтаж скважинных насосных установок	90
4.3 Затраты на материалы.....	91
4.4 Расчет затрат на оплату труда.....	91
4.5 Текущие затраты	93
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	99
5.1 Анализ вредных факторов производственной среды.....	100

5.1.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе	100
5.1.2 Повышенная загазованность и запыленность рабочей зоны.....	101
5.1.3 Повреждения в результате контакта с насекомыми	101
5.1.4 Превышение уровней шума	101
5.1.5 Превышение уровня вибрации.	102
5.1.6 Электромагнитные поля	103
5.2 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению	104
5.2.1 Механические опасности	104
5.2.3 Электробезопасность на рабочем месте	105
5.3 Экологическая безопасность.....	106
5.3.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха	106
5.3.2 Мероприятия по охране поверхностных и подземных вод	107
5.3.3 Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов	108
5.4 Защита в ЧС	109
5.4.1 Взрыво- и пожароопасность производства	110
5.5 Особенности законодательного регулирования проектных решений.....	111
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	113
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	114

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день значительная роль в добыче нефти по Васюганскому региону принадлежит фонду скважин, оборудованному установками электроцентробежных насосов. Электроцентробежные насосы широко применяются для эксплуатации высокодебитных и малодебитных скважин с различной высотой подъема жидкости. На Южно-Черемшанском нефтяном месторождении электроцентробежные насосы составляют 100 % фонда скважин.

Жизненный цикл установок электроцентробежных насосов измеряется такими показателями как наработка на отказ и межремонтный период. На настоящее время данные показатели по Южно-Черемшанскому месторождению значительно ниже средних по отрасли. Существенными факторами, влияющими на работу электроцентробежных насосов, являются механические примеси, отложение солей, коррозия.

Продление жизненного цикла установок электроцентробежных насосов приведет к повышению производительности скважин, уменьшению затрат на капитальный и текущий ремонт и в конечном итоге к снижению себестоимости добычи нефти за счет увеличения наработки на отказ внутрискважинного оборудования.

Увеличение сроков службы погружного оборудования является залогом стабильности добычи нефти и снижения затрат на обслуживание фонда скважин.

Целью данной выпускной квалификационной работы является анализ эффективности работы механизированных скважин осложненного фонда Южно-Черемшанского нефтяного месторождения.

1 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1 Общие сведения о месторождении

В административном отношении Южно-Черемшанское нефтяное месторождение расположено в Каргасокском районе Томской области и находится в 232 км к западу от районного центра п. Каргасок. Ближайшими к месторождению населенными пунктами являются п. Катыльга (в 25 км к северо-востоку), п. Новый Васюган (44 км к юго-западу), п. Средний Васюган (в 80 км к северо-востоку), расположенные на реке Васюган, и п. Мыльджино (в 80 км к востоку), расположенный на реке Ньюролька. Обзорная карта района работ представлена в Приложении Б.

В орографическом отношении район представляет собой расчлененную, слабозаболоченную и залесенную равнину с абсолютными отметками от +78 до +118 м. Основной водной артерией является р. Васюган, протекающая в 10-15 км к западу от месторождения. Более мелкие правые притоки реки Васюган - Осиновая и Половинка - пересекают месторождение в его восточной и западной частях в направлении с юго-востока на северо-запад. Реки мелководные, слабо меандрирующие, со спокойным течением, ширина их не превышает 5-10 м, глубина - 2 м.

Климат района резко континентальный, с продолжительной холодной зимой и коротким теплым летом. Среднесуточная температура июля +17 °С, января -25 °С. Среднегодовое количество осадков - 400 мм. Снежный покров появляется в октябре и сохраняется до начала мая, его высота достигает 0.4-0.5 м на открытых и 0.8-1 м на залесенных местах. Уровень грунтовых вод изменяется от 0 до 25 м. Промерзаемость грунта - от 0.3 до 1.5 м. Реки вскрываются в мае, ледостав происходит в конце ноября.

Южно-Черемшанское месторождение расположено в южной геокриологической зоне, для которой свойственно существование реликтовой мерзлоты. Кровля ее залегает на глубинах от 70 до 220 м, подошва от 100 до 280 м. Толщина мерзлоты от 30 до 60 м.

Район расположен в зоне тайги и населен различными таежными видами животных. Реки богаты рыбой.

Автомобильные дороги связывают Южно-Черемшанское месторождение с Игольско-Таловым и Катыльгинским месторождениями, вахтовым поселком Пионерный и причалом п. Катыльга. В 22 км на юг от месторождения проходит шоссейная дорога областного значения Каргасок-Мельниково-Томск и зимник до г. Кедрового. Ближайший аэродром, рассчитанный на обслуживание самолетов Ан-24 и Як-40, расположен в вахтовом поселке Пионерный.

К северо-западу от Южно-Черемшанского месторождения, АО «Томскнефть» сформирована мощная инфраструктура, обеспечивающая нефтедобычу, подготовку и транспортировку нефти месторождений Васюганской группы – Первомайского, Катыльгинского, Западно-Катыльгинского, Озерного, Ломового и др.

В экономическом отношении район стал развиваться в связи с постановкой геологоразведочных работ.

В связи с разведкой и эксплуатацией месторождения возникает потребность в пресной воде для хозяйственно-питьевых и технологических целей. Для этого используются воды палеоген-четвертичных отложений.

Энергоснабжение Васюганского региона осуществляется от ПС 220/10 кВ «Чапаевка», «Раскино» принадлежащих ПАО «ТРК». Согласно текущему соглашению между ПАО «ТРК» и АО «Томскнефть» ВНК разрешенная мощность составляет 36,5 МВ (Приложение В). [1]

1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения

Геологоразведочные работы на Южно-Черемшанском нефтяном месторождении осуществлялись в три этапа - поиски, разведка и доразведка. Поисковый и разведочный этапы включали в себя стадии региональных, поисковых и детальных геолого-геофизических работ. Разведка месторождения во времени была совмещена с пробной эксплуатацией отдельных

нижнемеловых залежей (пласты B_6^1 , A_4^2 , B_5^2).

Планомерное изучение геологического строения района работ и прилегающих к нему территорий начато в конце 40-х годов.

Исключительно большое значение для изучения глубинного строения Западной Сибири имели опорные скважины, заложенные в 1950-1954 гг. в различных пунктах низменности.

В результате комплексных региональных работ (геологическая, аэромагнитная, гравиметрическая, мелкомасштабные съемки и небольшой объем колонкового бурения), проведенных в 1947-1961 гг. подразделениями Западно-Сибирского геологического управления (ЗСГУ) были получены необходимые данные, которые позволили составить схему крупных структурно-тектонических элементов Западно-Сибирской плиты как по мезокайнозойскому осадочному чехлу, так и по доюрскому фундаменту, разработать и предложить региональную схему нефтегеологического районирования территории и выделить на ней крупные объекты для постановки нефтегазопоисковых работ.

В 1957 г. в Западной Сибири начинается новый этап исследований – геофизические предприятия проводят детальные сейсморазведочные и геолого-геофизические исследования (в основном МОВ), направленные на поиски локальных структур.

Схема сейсмической изученности Южно-Черемшанской площади приведена на рисунке Рисунок 1.3. Всего объем выполненных сейсмических работ на месторождении равен 119,3 км² 3Д сеймики и 530 погонных километра 2Д сеймики. В результате последних ГРР получены следующие результаты: По временным разрезам МОГТ-3Д выполнена корреляция и построены структурные карты (масштаба 1:50000 или 1:25000) по основным отражающим горизонтам (Φ_2 , I_b , II^a , II^b , III, IV, V) выделены и протрассированы тектонические нарушения., ток же были уточнены контуры залежей пластов $Ю_1^{3+4}$, B_{13} , B_9^2 , B_6^1 , A_4^1 , A_4^2 .

В целом по месторождению общий метраж бурения составил 171528,4

п.м., из них поискового -5864 п.м., разведочного - 41779 п.м. и эксплуатационного – 123885,4 п.м. Схема сейсмической изученности Южно-Черемшанской площади представлена в Приложении Г

Эффективность поисково-разведочного бурения составила 59%, из общего количества 17 пробуренных скважин 7 находятся за контуром нефтеносности. Относительно невысокая эффективность объясняется недостаточно надежной сейсмической основой на первом этапе поисково-разведочного бурения, когда эффективность составила 29% (из 7 скважин 5 оказались непродуктивными).[1]

1.3 Геологическое строение месторождения

1.3.1 Стратиграфия

В геологическом строении Южно-Черемшанского месторождения принимают участие вулканогенно-осадочные породы доюрского (предположительно, пермь-триасового) фундамента и мощная толща терригенных образований мезокайнозойского осадочного чехла.

Фундамент в пределах месторождения изучен слабо, так как вскрыт бурением лишь в единичной скважине 337р и на незначительную толщину.

Осадочный чехол вскрыт до глубины 2808 (2876) скв. 339р и 102э. На основе этих данных и в соответствии с региональной стратиграфической схемой, принятой МРСС - 90 14 - 18 мая 1990 г. и утвержденной Межведомственным стратиграфическим комитетом (МСК СССР) 30.01.1991 г., было проведено литолого-стратиграфическое расчленение разреза.

Приведем краткую характеристику геологического строения.

Палеозойская группа (Pz)

Породы домезозойского платформенного основания вскрыты на месторождении лишь одной скважиной – 337 р, в интервале глубин 3113 – 3116 м. По макроописанию керна литологически представлены вулканогенно-осадочными породами – туфобрекчиями и туфопесчаниками буровато-серого цвета. На поверхности фундамента отмечается кора выветривания, сложенная

сидеритизированной дресвой, в основном аргиллитового состава. Возраст фундамента предположительно пермо-триасовый.

Мезозойская группа (Mz)

Включает в себя юрскую, меловую, палеогеновую и четвертичную системы.

Юрская система (J)

Юрская система в разрезе месторождения представлена всеми тремя отделами: нижний-средний отдел (J_{1-2}) – тюменская свита и верхний отдел (J_3), который представлен всеми ярусами: келовейским, оксфордским, киммериджским и волжским. В составе указанных ярусов выделяются свиты: *васюганская* ($J_3 k-o$), *георгиевская* ($J_3 vl-kt$), *баженовская* ($J_3 vl-kt$). Залежей, содержащих промышленные запасы нефти в границах юрской системы не обнаружено.

Меловая система (K)

Отложения меловой системы – нижнего и верхнего отделов, толщиной более 1900 м на месторождении вскрыты всеми пробуренными скважинами. Они согласно и без перерыва залегают на породах позднеюрского возраста.

Нижний отдел (K_1)

В разрезе нижнего отдела установлены все ярусы, в объеме которых выделяются снизу вверх: *куломзинская, тарская, вартовская, киялинская, алымская и нижняя часть покурской свиты.*

В нижней части *тарской свиты* (*берриас-валанжин, $K_1 b-v$*) залегают песчаные продуктивные пласты B_{13} , B_{12} .

Прибрежно-морские отложения *вартвской свиты* (*валанжин-готерив-баррем, $K_1 v_1-K_1 a$*) с размывами перекрывают в разрезе осадки тарской свиты

Свита включает в себя продуктивные пласты B_{10} , B_9^2 , B_9^1 , B_8^2 , B_8^1 , B_7^3 , B_7^2 , B_7^1 , B_6^2 , B_6^1 , имеющие покровное строение.

Континентальные отложения *киялинской свиты* (*валанжин-готерив-баррем, K_1*) на площади работ перекрывают разрез вартовской свиты. Свита содержит продуктивные пласты B_5^4 , B_5^2 , B_5^1 , B_4^3 , B_4^2 , B_4^1 , B_0 , A_{10} , A_9 , A_7 , A_6 , A_5^3 ,

$A_5^2, A_5^1, A_4^2, A_4^1, A_3, A_2^1$.

Верхний отдел (K_2)

Отложения верхнего отдела меловой системы представлены всеми ярусами, в объеме которых выделяются снизу вверх: *кузнецовская, ипатовская, славгородская и ганькинская свиты*.

Продуктивных пластов, содержащих запасов нефти или газа, в пределах верхнего отдела не обнаружено.

Кайнозойская группа (Kz)

Среди отложений кайнозойской группы в описываемом разрезе выделяются палеогеновая и четвертичная системы.

Палеогеновая система (P)

Разрез палеогеновых отложений сложен мощной толщей осадков морского генезиса палеоценового, эоценового отделов и континентальными образованиями олигоценового отдела.

Палеоцен (P_1)

Палеоценовый отдел представлен в объеме *талицкой свиты*, толщина которой не превышает 62 м.

Эоцен (P_2)

В разрезе эоценовых отложений выделены две свиты: *люлинворская и тавдинская*.

Олигоцен (P_3)

В строении разреза олигоценового отдела принимают участия континентальные образования, среди которых (снизу вверх) выделены *атлымская, новомихайловская и журавлевская свиты*.

Четвертичная система

Нерасчлененные континентальные отложения четвертичной системы имеют на площади покровное распространение. Литологически представлены суглинками, песками, песчаными глинами, торфяниками. Их мощность в районе не превышает 20-40 м.

Таким образом, стратиграфический разрез в пределах Южно-

Черемшанского месторождения согласуется с региональными закономерностями, установленными для данного района. Продуктивные пласты приурочены к отложениям меловой системы (берриас-валанжинский ярусы – пласты Б₁₂, Б₁₃; валанжин-готерив-барремский ярусы – пласты Б₁₀, Б₉², Б₉¹, Б₈², Б₈¹, Б₇³, Б₇², Б₇¹, Б₆², Б₆¹, Б₅⁴, Б₅², Б₅¹, Б₄³, Б₄², Б₄¹, Б₀, А₁₀, А₉, А₇, А₆, А₅³, А₅², А₅¹, А₄², А₄¹, А₃, А₂¹). [1]

1.3.2 Тектоника

В региональном тектоническом плане мезозоя Западно-Сибирской плиты (ЗСП) Южно-Черемшанское месторождение расположено в северной части Нюрольской впадины. В тектоническом отношении месторождение сопряжено с Южно-Черемшанским Куполовидным поднятием. Поднятие выделяется в рамке положительной структуры третьего порядка и занимает во впадине крайнее северное положение. (Приложение Д)

На сегодняшний день глубинное строение Южно-Черемшанского к.п. изучено по семи отражающим сейсмическим горизонтам юры-нижнего мела (Ф2, Iб, IIа, IIIб, IIIа и III) и результатам поисково-разведочного бурения. Ниже проводится характеристика структурных планов по двум из перечисленных горизонтов – IIа (подошва баженовской свиты верхней юры) и IIIб (верхи киялинской свиты нижнего мела, подошва пласта А₈) – как наиболее приближённых к проектируемым объектам. (А₄, А₇, Б₄, Б₅, Б₆, Б₇, Б₈, Б₁₃)

В локальном структурном плане по сейсмогоризонту IIа Южно-Черемшанское поднятие простирается в субширотном направлении на расстоянии 30 км. По оконтуривающей изогипсе -2660 м имеет размеры 30 X 3-8 км и амплитуду 120-125 м. Представляется крупной брахиантиклинальной складкой многокупольного строения. Вторичная складчатость проявляется в виде мелких складок изометричных и эллипсовидных очертаний, развивающихся, как правило, на сводовой поверхности структуры. Всего здесь насчитывается до четырёх локальных складок четвёртого порядка. Наиболее приподнятое гипсометрическое положение занимает центральная часть

структуры в районе местоположения пробуренных поисково-разведочных скважин №№ 335 и 336. В разрезе и плане структура имеет асимметричное строение. Её северное крыло представляется крутым и коротким, южное более протяжённым и пологим. Южное крыло осложнено многочисленными глубокими структурными выступами и заливами северо-восточного простирания. Периклинальные обрамления широкие и протяжённые. Ундуляции шарниров мелких складок неглубокие и не превышают 15-20 м.

На востоке Южно-Черемшанская структура, неглубоким (10-15) и узким (1,2 км), прогибом отделяется от Заячьей локальной складки четвёртого порядка и формирует с ней единую структурную линию антиклинальных складок, что очевидно увеличивает перспективы поисков и выявления здесь новых залежей углеводородов в нижнем мелу, и возможно в верхней юре. По новым данным сейсморазведки и бурения скважин обнаруживается пространственная и структурная связь нижнемеловых залежей нефти (пласты А₄, А₇, Б₄, Б₅, Б₆, Б₇, Б₈, Б₁₃) с двумя локальными складками четвёртого порядка, расположенными в восточной части Южно-Черемшанского к.п., при этом наблюдается весьма ограниченное (по вертикали) заполнение ловушек углеводородами – на уровне положения сводовых и присводовых элементов этих локальных складок.

По сейсмогоризонту ШБ (низы киялинской свиты Южно-Черемшанская структура сохраняет унаследованность структурного плана и основных составляющих его форм от структурного плана верхней юры. С другой стороны, эта структура приобретает некоторые отличительные особенности строения, что подтверждается результатами сопоставления и морфоструктурного анализа сейсмических карт Па и ШБ. Её размеры по оконтуривающей сейсмогипсе ШБ – 1880 м заметно сокращаются и составляют 20*1-6 км, амплитуда не превышает 40-45 м. В плане структурная форма приобретает сложные геометрические очертания, увеличивается изрезанность её южного крыла, в виде более протяжённых структурных заливов и выступов. Количество мелких локальных сводовых складок сокращается до трёх, при

этом расформируется крайняя восточная складка, превращаясь в восточную моноклираль основной структуры. Смещение в плане нижнемеловых сводов других мелких складок по отношению к верхнеюрским не наблюдается. От Заячьей локальной складки Южно-Черемшанского к.п. отделяется терассой шириной 5 км, осложнённой мало-размерным прогибом амплитудой 10-15 м и мелкой антиклинальной локальной складкой пятого порядка.

Сравнительный анализ структурных планов бурения месторождения по пластам А₄, А₇, Б₄, Б₅, Б₆, Б₇, Б₈, Б₁₃ с планами сейсморазведки по сейсмогоризонтам Ш, Ша, Шб и Па позволяет прийти к следующим выводам. Геометрия складок и её составных элементов по кровле продуктивных пластов достаточно хорошо согласуется и формализует со структурным планом сейсморазведки по горизонту Па. Сопоставление и формализация структурных планов по нижнемеловым сейсмогоризонтам со структурными планами бурения по кровле этих продуктивных пластов представляется более сложным, неоднозначным и неуверенным по крыльям локальных складок, и уверенным по их сводовым и присводовым элементам. В этой связи в основу структурных построений и формализации контуров проектируемых объектов пробной эксплуатации и доразведки залежей месторождения была принята структурная модель по сейсмогоризонту Па. Анализом также установлено, что замкнутые нижнемеловые положительные локальные структуры практически расформируются на уровне залегания пластов А₂ – А₃, превращаясь в малоразмерные и малоамплитудные (10-15м) ловушки с залежами водоплавающего типа. Поэтому, поиск и разведка залежей структурного типа выше стратиграфического уровня залегания пласта А₃ киялинской свиты на Южно-Черемшанском к.п. представляется бесперспективным. Структурное положение поисковой скважины №335 по данным сейсморазведки уточняется. Установлено, что она пробурена не в сводовой части складки, а на присводовой поверхности. Положение свода устанавливается в 1.5км к востоку от месторождения этой нижнемеловой продуктивной скважины, что с учётом

благоприятного литологического фактора существенно увеличивает перспективы доразведки и наращивания здесь запасов нефти по группе пластов Б.

В целом по всем пластам отмечается унаследованный характер развития структурных планов опорных горизонтов, хотя полной идентичности структурных планов разновозрастных горизонтов не наблюдается: вверх по разрезу происходит постепенное выполаживание и разобшение структурных форм, уменьшение их амплитуды.

1.3.3 Нефтегазоносность

На Южно-Черемшанском месторождении геологический разрез характеризуется широким диапазоном нефтепроявлений. Промышленная нефтеносность установлена в пластах группы А (11 пластов): А₁₀, А₉, А₇, А₆, А₅³, А₅², А₅¹, А₄², А₄¹, А₃ и А₂¹, а также в пластах группы Б (14 пластов): Б₁₃, Б₁₀, Б₉², Б₉¹, Б₈², Б₇², Б₇¹, Б₆², Б₆¹, Б₅⁴, Б₅², Б₅¹, Б₄², Б₄¹. Кроме того, по пластам Б₁₂, Б₈¹, Б₇³, Б₄³ и Б₀ на государственном балансе числятся запасы нефти по категории С₂.

Пласт Б₁₃

Является одним из основных продуктивных пластов. Залегают на глубине -2490 м, вскрыт 19 скважинами.

Пласт опробован в двух скважинах: №№ 226 (а.о. 2324.0-2355.0) и 216 (а.о. 2322.3-2329.3). Получены притоки безводной нефти соответственно 33.7 м³/сут при депрессии на пласт 5 МПа и 9.4 м³/сут при депрессии 1.9 МПа.

Ввиду того, что по результатам опробования притоков воды получено не было, водонефтяной контакт принят на абсолютной отметке -2337.2 м, соответствующей подошве нефтенасыщенного прослоя по данным ГИС в скв. 225.

Залежь по типу пластовая сводовая, размеры ее составляют 3.0x2.5 км, высота равна 21 м. Структурная карта представлена Приложении Е

Пласт Б₆¹

Залегают на глубине -2240 м. Опробован в скв. 335 до отметки 2092.8 м.

Получен фонтанный приток нефти 65 м³/сут при депрессии на пласт 0.56 МПа, на 4 мм штуцере.

Водонефтяной контакт вскрыт на отметке -2292.8 м, соответствующей подошве прослоя, нефтенасыщенного по данным ГИС и опробования в скв. 335.

Залежь по типу пластовая сводовая. Размеры ее составляют 1.75x2.5 км, высота равна 11.9 м. Структурная карта представлена в Приложении Ж

1.4 Текущее состояние разработки Южно-Черемшанского нефтяного месторождения

В 1969 году Томским территориальным геологическим управлением составлен «Проект глубокого поискового бурения на Южно-Черемшанской площади». По результатам работ получен прирост запасов нефти по пласту Б₆ по категории С₁ и С₂. В 1971 году поисковый объект получил статус месторождения.

Южно-Черемшанское нефтяное месторождение открыто в 1970 году, пробная эксплуатация месторождения началась с 1991 года, в промышленную разработку введено с 2004 года. Южно-Черемшанское месторождение расположено в пределах двух лицензионных участков: Южно-Черемшанский и Катильгинский блок №62. Недропользователем Катильгинского блока всегда являлась ОАО "Томскнефть" ВНК. Недропользователем Южно-Черемшанского участка до 2009 года была компания ЗАО "Томск-Петролеум-Унд-Газ". Согласно приказа № 1101 от 06.11.2009 г. "О переоформлении лицензии ТОМ 00053 НЭ на право пользования недрами Южно-Черемшанского месторождения, расположенного на территории Томской области" право пользования недрами Южно-Черемшанского участка перешло к ОАО "Томскнефть" ВНК, которое и по сей день является единственным недропользователем месторождения.

По состоянию на 01.01.2015 года Южно-Черемшанское месторождение разрабатывается в пределах двух лицензионных участков: Южно-

Черемшанский (ТОМ 14838 НЭ выдана 31.12.2009 г.) и Катильгинский блок № 62. Срок действия лицензий до 29.12.2038 г. (дополнение 1 от 16.07.2010 г) и соответственно до 16.09.2021 г.

Накопленный отбор нефти и жидкости на 01.01.2015 г. по месторождению составил соответственно 4839 тыс.т и 27159 тыс.т, текущий коэффициент нефтеизвлечения $(B+C_1)$ 0,146 д.ед. относительно запасов, утвержденных ГКЗ по результатам ОПЗ 2015 года (Протокол №03-18/176 от 20.04.2015 г и протокол №03-18/508 от 19.09.2015 г.) , отбор от начальных извлекаемых запасов 41,8%, накопленный ВНФ составил 4,6, текущая обводненность продукции 89,2%. Накопленная закачка воды равна 10811,4тыс.м³, текущая приемистость - 735,8 м³/сут. Компенсация накопленная и текущая составила соответственно 37 % и 43,8 %.

Динамика основных технологических показателей разработки Южно-Черемшанского месторождения представлена в Приложении 3 и в таблице 1.1 Максимальная добыча нефти 611,4 тыс.т достигается в 2004 году за счет бурения и ввода в эксплуатацию восьми новых скважин, далее происходит падение добычи нефти до 274 тыс.т в 2007 г., и следующий рост в 2008-2009 гг., обусловленный возобновлением бурения и вводом в эксплуатацию шести новых скважин в 2008 г. и четырех в 2009 г. С 2010 года происходит падение добычи нефти на 23,7 %, связанное с ростом обводненности на 6,4 %, при этом отбор жидкости вырос на 22,1 %. В 2011 году снижение уровня добычи на 15,3 % – до 294 тыс.т при обводненности 91 %. В 2012 году добыча нефти увеличилась по сравнению с предыдущим годом на 9 %, за счет проведенных ГТМ. Максимальный уровень добычи жидкости приходится на 2010-2011 гг. и составляет 3255 тыс.т.

В 2014 году добыча нефти (302,9 тыс.т) превышает проектное значение на 43,9 % . Причиной роста добычи является бурение и ввод в эксплуатацию 11 добывающих скважин, средний дебит нефти и жидкости которых составили 40,9 и 180,1 т/сут. соответственно.

На протяжении всей истории разработки месторождения добыча нефти

велась как фонтанным, так и механизированным способом эксплуатации. Как следует из таблицы 1.2, большая часть накопленной добычи нефти и жидкости реализована механизированным способом, ЭЦН – 89 % и лишь 3 % (139 тыс.т) – ШГН (рисунок 4.2). Добыча нефти фонтанным способом в объеме 394 тыс. т (или 8 % от накопленной добычи нефти) приходится на период фонтанирования добывающих скважин в начале разработки Южно-Черемшанского месторождения (1991-2002 гг.), при невысокой обводненности. В 2014 году на фонтан переведена лишь одна высокообводненная скважина № 906 с дебитом нефти 5,5 т/сут и обводненностью 82,7 %, работающая на объект Ю1(3+4).

Таблица 1.1 – Динамика основных технологических показателей разработки по Южно-Черемшанскому месторождению

Год	Годовой отбор				Накопленный отбор				Обводненно сть, %	Средний дебит, т/сут		Сред. приеми мость, м ³ /сут	Компенсация отбора, %		Действующий фонд скв.на кон.года		Темп отбора от извл.зап.,%		Отбор от НИЗ, %	КИН (В+С ₁), д.ед.
	нефти, тыс.т	жидкост и,тыс.т	закачки, тыс.м ³	газа, млн.м ³	нефти, тыс.т	жидкос ти,тыс.т	закачки, тыс.м ³	газа, млн.м ³		нефти	жидко сти		теку щая	накопле нная	добыва ющих	нагнетат ельных	началь ных	текущ их		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19		
1991	9,4	9,6	0	0	9	10	0	0	2,1	77,0	78,6	0,0	0	0	1	0	0,1	0,1	0,1	0,000
1992	7,3	7,6	0	0	17	17	0	1	3,9	93,8	97,2	0,0	0	0	0	0	0,1	0,1	0,1	0,001
1993	7,6	8,6	0	0	24	26	0	1	11,6	69,4	79,0	0,0	0	0	0	0	0,1	0,1	0,2	0,001
1994	9,1	10,0	0	0	33	36	0	1	9,0	91,7	101,3	0,0	0	0	2	0	0,1	0,1	0,3	0,001
1995	32,3	53,1	0	1	66	89	0	3	39,2	55,3	91,0	0,0	0	0	2	0	0,3	0,3	0,6	0,002
1996	29,1	57,8	0	1	95	147	0	4	49,7	42,8	85,1	0,0	0	0	2	0	0,3	0,3	0,8	0,003
1997	27,9	54,9	0	1	123	202	0	5	49,2	38,6	75,9	0,0	0	0	2	0	0,2	0,2	1,1	0,004
1998	60,1	73,4	0	3	183	275	0	8	18,1	40,2	49,1	0,0	0	0	5	0	0,5	0,5	1,6	0,006
1999	55,2	68,8	0	2	238	344	0	10	19,8	30,9	38,6	0,0	0	0	5	0	0,5	0,5	2,1	0,007
2000	78,0	102,5	0	3	316	446	0	13	23,9	34,6	45,4	0,0	0	0	7	0	0,7	0,7	2,7	0,010
2001	123,9	168,7	0	5	440	615	0	17	26,6	46,1	62,7	0,0	0	0	10	0	1,1	1,1	3,8	0,013
2002	161,8	212,9	3,3	6	602	828	3	24	24,0	54,0	71,0	50,0	1	0	11	0	1,4	1,5	5,2	0,018
2003	326,8	649,5	0	17	928	1477	3	41	49,7	77,2	153,4	0,0	0	0	19	0	2,8	3,0	8,0	0,028
2004	611,4	1717,1	111,0	32	1540	3194	114	73	64,4	74,9	210,2	524,8	-	4	25	2	5,3	5,7	13,3	0,047
2005	368,1	1378,9	538,0	19	1908	4573	652	92	73,3	42,9	160,5	737,0	54	19	25	2	3,2	3,7	16,5	0,058
2006	317,6	1401,4	682,0	13	2225	5975	1334	105	77,3	35,6	156,9	934,2	60	29	25	2	2,7	3,3	19,2	0,067
2007	274,0	1436,5	629,0	11	2499	7411	1963	116	80,9	31,2	163,6	892,8	55	34	27	2	2,4	2,9	21,6	0,076
2008	354,3	1794,1	732,0	15	2854	9205	2695	131	80,3	37,2	188,5	734,6	48	36	32	3	3,1	3,9	24,7	0,086
2009	454,8	2665,7	1061,6	22	3309	11871	3757	153	82,9	39,5	231,6	770,8	44	39	33	5	3,9	5,2	28,6	0,100
2010	347,1	3255,7	1345,7	17	3656	15127	5103	170	89,3	29,9	280,4	644,1	45	40	33	6	3,0	4,2	31,6	0,111
2011	293,9	3251,6	1501,0	13	3949	18378	6604	183	91,0	27,5	304,7	688,9	52	42	31	6	2,5	3,7	34,1	0,119
2012	321,4	3264,8	1529,2	14	4271	21643	8133	197	90,2	30,4	308,8	831,5	59	45	30	5	2,8	4,2	36,9	0,129
2013	265,0	2721,9	1396,8	12	4536	24365	9530	209	90,3	23,9	245,3	769,6	59	45	32	5	2,3	3,6	39,2	0,137
2014	302,9	2793,9	1281,9	14	4839	27159	10811	223	89,2	25,4	234,0	735,8	59	45	40	5	2,6	4,3	41,8	0,146

Таблица 1.2 – Распределение накопленных отборов нефти по способам эксплуатации на 01.01.2015 г.

Показатели	Способ эксплуатации			ВСЕГО
	фонтан	ЭЦН	ШГН	
Количество скважин	11	50	7	51
Накопленный отбор нефти, тыс.т	394	4305	139	4839
Накопленный отбор жидкости, тыс.т	579,7	26270	309	27159



Рисунок 1.1 – Распределение накопленной добычи нефти по способам эксплуатации

В скважинах, оборудованных ШГН, среднегодовой дебит по жидкости не превышал 47 т/сут, по нефти – до 22 т/сут. ЭЦН эксплуатировались с достаточно высокими и стабильными дебитами по жидкости. Среднегодовой дебит по жидкости в скважинах, оборудованных установками REDA, составлял от 250 до 800 т/сут. и более.[2]

За 2014 г. в целом по месторождению добыто 302,9 тыс.т. нефти и 2793,9 тыс.т. жидкости, средний дебит скважин по нефти составил 25,4 т/сут, жидкости – 234 т/сут. Закачка воды составила 1282 тыс.м³. Основные показатели состояния разработки по месторождению на 01.01.1013 г. представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Основные показатели состояния разработки Южно-Черемшанского месторождения на 01.01.2015 г.

Показатели	По месторождению
Годовая добыча нефти, тыс.т	302.9
Накопленная добыча нефти, тыс.т	4839
Годовая добыча жидкости, тыс.т	2793.9
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	27158.9
Добыча жидкости в пластовых условиях, тыс.м ³	3340,2
Обводненность, %	89,2
Дебит нефти, т/сут	25,4
Дебит жидкости, т/сут	234.0
Годовая закачка, тыс.м ³	1281.9
Накопленная закачка, тыс.м ³	10811.4
Компенсация отбора закачкой, %, текущая	43.8
накопленная	37
Приемистость нагнет. скважины, м ³ /сут	735.8

Динамика добычи нефти по месторождению определялась различными добычными потенциальными возможностями объектов, темпами и периодами их освоения. Первым эксплуатационным объектом был пласт Б61 (скв.№ 335Р), в 1993 г. ввели в разработку пласт А42 и А7. Остальные объекты введены в разработку в 1998-2009 гг. и три объекта (А43 ,Б0 , Б51) в 2012 году.

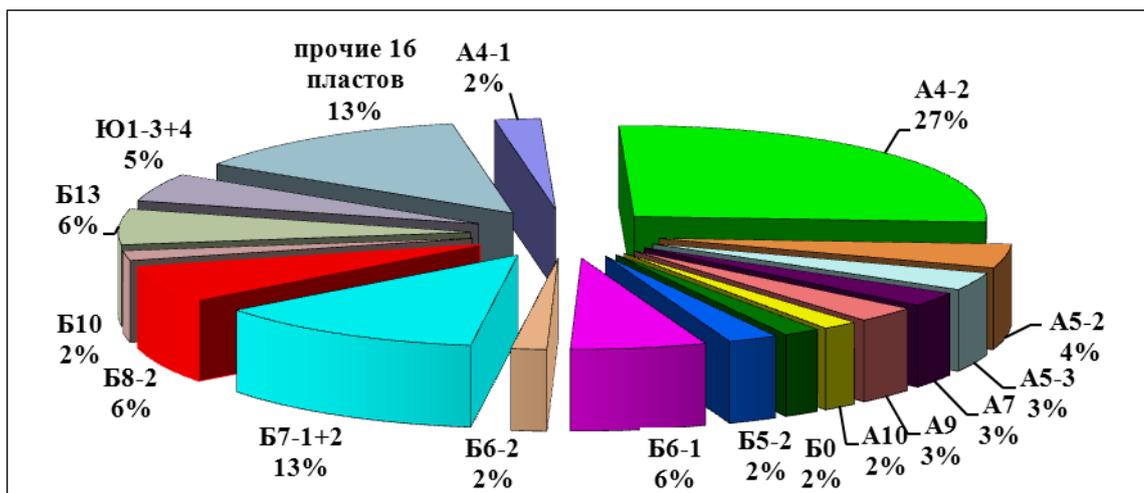


Рисунок 1.2 – Распределение накопленных отборов нефти по пластам

В 2014 году уровень добычи нефти (302,9 тыс.т) превысил проектное значение на 43,9 %. Превышение проектных показателей, в основном, обусловлено более высоким дебитом нефти по месторождению, а также большим количеством работающих добывающих скважин (40 скважин вместо 36 по проекту). Реализация проектных решений по месторождению (категория запасов ВС₁) представлена в Приложении И. Также в Приложении К представлено сопоставление проектных и фактических объемов выполненных ГТМ Южно-Черемшанского месторождения за 2013-2014 годы.

2 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

2.1 Обоснование выбора рационального способа подъема жидкости в скважинах, устьевого и внутрискважинного оборудования

2.1.1 Требования к выбору способов эксплуатации

Нефть Южно- Черемшанского месторождения классифицируется как лёгкая (плотность в нормальных условиях 843кг/м^3), сернистая (0,53-0,57% S), парафинистая (2,14% парафинов), малосмолистая. Попутный газ содержит 60% метана, характеризуется как жирный. Средняя величина газосодержания по пластам принята – $52,3\text{ м}^3 / \text{м}^3$.

Перечисленные факторы могут создавать определенные сложности, как для фонтанного, так и для механизированного способа подъема жидкости из скважин, связанные, в частности, с возможностью отложений АСПВ на НКТ, арматуре, наземных коммуникациях; вредным влиянием газа и др. Для установления технологического режима работы скважины определяющим параметром является ее продуктивность, зависящая от фильтрационных свойств коллектора, степени совершенства вскрытия пласта, состояния призабойной зоны.

При выборе оптимального способа добычи нефти необходимо учитывать:

- соответствие производительности оборудования диапазону ожидаемых дебитов скважин;
- соответствие технических условий эксплуатации погружного оборудования условиям конкретной скважины;
- соответствие требованиям к проектированию и ведению работ при добыче, сборе и подготовке нефти и газа Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

Выбранный способ добычи, наряду с другими факторами, должен обеспечить оптимальные технико-экономические показатели разработки месторождения. [6]

2.1.2 Эксплуатация скважин с помощью УЭЦН

В настоящее время отечественные заводы выпускают электроцентробежные насосы широких диапазонов производительности (10–2000 м³/сут) и развиваемых напоров (500–3000 м). В соответствии с паспортными техническими характеристиками погружные центробежные насосы допускают наличие свободного газа на приеме насоса не выше 25%. Кроме того, на месторождениях АО «Томскнефть» ВНК, в том числе на Южно-Черемшанском, имеется опыт применения импортных электроцентробежных насосов типа REDA серий EZ, DN, SN, GN, DR, GR и Centrilift серии FC, GC производительностью до 1500 м³/сут.

Минимально допустимое давление на приеме насоса для условий Южно-Черемшанского месторождения рассчитываем, используя специализированное программное обеспечение по подбору ЭЦН. Расчеты проводились с использованием известных корреляций Хайгедорна-Брауна для вертикального многофазного (нефть-газ-вода) потока, позволяющих корректно выбирать оптимальный режим эксплуатации оборудования в соответствии с его паспортными техническими характеристиками, режимом течения, физико-химическими характеристиками флюида, инклинометрией скважин, другими техническими параметрами. Характеристики притока определялись по уравнениям Дарси и Вогеля с поправкой на обводненность продукции.

Для группы залежей с относительно низким газовым фактором у скважин с обводненностью 5% и выше, количество свободного газа на приеме насоса незначительно. Результаты расчетов показывают возможность добычи жидкости из скважин установками УЭЦН даже при минимальной обводненности продукции (от 0.1% и выше). Результаты оптимизации условий работы УЭЦН, обеспечивающие приемлемые для насоса и погружного электродвигателя режимы при заданном забойном давлении 6 МПа,

Для достижения запланированных проектом объемов добычи жидкости на Южно-Черемшанском месторождении рекомендуется применение отечественных и импортных установок ЭЦН производительностью от 25 до

1500 м³/сут, в зависимости от коэффициента продуктивности конкретной скважины.

2.1.3 Эксплуатация скважин с использованием УШГН

В настоящее время на Южно-Черемшанском месторождении скважины с УШГН не эксплуатируются. УШГН можно рекомендовать для эксплуатации новых малодебитных скважин в краевых зонах (менее 12м³/сут) и уже имеющихся высокообводненных, в частности, при переводе части скважин на режим периодической эксплуатации. Глубина спуска штангового насоса ограничивается нагрузками на головку балансира и на полированный шток от веса штанг и поднимаемой жидкости, силами трения, величиной утечек, потерей полезного хода плунжера в результате циклических нагрузок и др. Для условий эксплуатации месторождения рекомендуемая глубина спуска ШГСН составляет 1100-1200м. [3]

2.1.4 Нетрадиционные способы добычи нефти

К данной категории способов добычи нефти для скважин, вводимых в разработку на Южно-Черемшанском месторождении, можно отнести добычу нефти электропогружными винтовыми насосами (ЭВН), гидроприводными насосными установками (ГПН), штанговыми насосами-компрессорами. Такие установки не обеспечивают значительного прироста добычи, но способствуют повышению КИН, что также является одним из главных показателей разработки.

Применение ЭВН целесообразно преимущественно в условиях повышенной вязкости и газосодержания, не характерных для Южно-Черемшанского месторождения. Поэтому при возможности применения обычных ЭЦН и ШГН на месторождении применение винтовых насосов не рекомендуется.

Применение ГПН оправдано в условиях глубоких и наклонно-направленных скважин, они отличаются достаточно высоким КПД 0,65 – 0,7 и

относительно низким удельным расходом электроэнергии на тонну продукции 3,8 – 5,4 кВт·ч/т по сравнению с традиционными насосными методами. К преимуществам ГПН также относят возможность замены насоса без глушения скважин и проведения подземного ремонта скважин.

Гидроструйные установки (ГСН) отличает низкая чувствительность к различным осложнениям (газосодержание, АСПО, мехпримеси), возможность замены насосов без глушения и СПО, возможность контроля динамического уровня и забойного давления для установок с двухрядной компоновкой. Однако они имеют весьма низкий КПД и, по опыту эксплуатации в АО «Томскнефть» ВНК, достаточно низкую надежность, особенно в холодное время года из-за перемерзания коммуникаций и наземной арматуры.

Диафрагменные погружные насосы (УЭДН), обеспечивающие широкий диапазон регулирования производительности при малых дебитах (4 – 16 м³/сут) и развивающие напор 1700 – 2000 м, эффективны в скважинах с высоковязким флюидом при большой концентрации мехпримесей. УЭДН применяются в Западной Сибири в ограниченном количестве в большинстве нефтяных компаний. Преимуществ перед УШГН и УЭЦН не наблюдается ни по напорно-расходным характеристикам, ни по наработке на отказ. На рассматриваемом месторождении закладывать УЭДН нецелесообразно из-за большой глубины скважин и ограничений по допустимым напорам насосов.

Существенных осложнений, препятствующих применению традиционных насосных способов добычи, не наблюдается, поэтому использование нетрадиционных способов не рассматривается. Для борьбы с уже существующими осложнениями разработан ряд мероприятий. [4]

2.1.5 Выбор устьевого и внутрискважинного оборудования

Добыча нефти на месторождении осуществляется механизированным способом, в основном с использованием импортных и отечественных ЭЦН.

Рекомендуется применять устьевое и внутрискважинное оборудование для нефтяных скважин по ГОСТ 13846-89 и ТУ 26-16-46-77.

НКТ группы прочности Е (ГОСТ 633-80) Синарского трубного завода или Первоуральского новотрубного завода. Также применяются трубы компании «НТС Лидер».

Технические средства и технологии подъема жидкости должны соответствовать добывным возможностям скважины, учитывая возможный потенциал скважин, рекомендуется следующее оборудование:

- для новых скважин с проектным дебитом до 500 м³/сут – эксплуатационная колонна 146-168 мм, НКТ 73 мм, рекомендуются УЭЦН5, 5А производительностью 18–500 м³/сут, напор от 1500м (в коррозионно - и износостойком исполнении), выпускаемые ПК «Альметьевский насосный завод» АО «АЛНАС», ОАО «Борец», г. Москва или ЗАО «Новомет-Пермь», Schlumberger (производственный и конструкторский центр находится в Тюмени); [5]

- для более продуктивных добывающих скважин – эксплуатационная колонна диаметром 168 -194 мм, НКТ 89 -114, рекомендуется использовать импортные насосы REDA (типа GN, DN) и Centrilift (типа FC, GC), производительностью от 500 до 1590 м³/сут.

Рекомендуется следующее устьевое и внутрискважинное оборудование для нефтяных скважин с УЭЦН:

- устьевая арматура АФК1–100-210 с колонной головкой ОКК–1-21-194-273 ХЛ производства Воронежский механический завод, г. Воронеж для высокодебитных скважин (более 500 м³/сут);

- устьевая арматура АФК1–80-210 с колонной головкой ОКК–1-21-168-245 ХЛ производства Воронежский механический завод, г. Воронеж для скважин с дебитом более 200 м³/сут;

- устьевая арматура АФК1Э–65-210 с колонной головкой ОКК–1-21-146-273 ХЛ производства Воронежский механический завод, г. Воронеж для низкодебитных скважин;

- система телеметрии «Титан» либо ПЭД с вынесенным погружным блоком системы телеметрии типа «ТМ-ПЭН» производства АО «АЛНАС»;

- станции управления с устройством для плавного запуска электродвигателя;
- станции управления «Электон-05» с вариаторами частоты ЗАО «Электон»;
- станции управления с вариаторами частоты SPEEDSTAR IPWM VSD (до 1200 кВА).

Таким образом, добыча нефти на Южно-Черемшанском месторождении осуществляется и будет осуществляться механизированным способом, в основном с использованием высоконапорных ЭЦН, а также импортных высокопроизводительных ЭЦН типа REDA или ВНН.[6]

2.2 Осложнения при эксплуатации скважин

Осложнения при эксплуатации скважин на Южно-Черемшанском месторождении могут быть вызваны следующими причинами:

- отложениями АСПВ в оборудовании, в лифтовых колоннах и выкидных линиях;
- коррозионным износом подземного оборудования;
- отложениями солей;
- повышенным содержанием механических примесей;
- сверхнормативной кривизной скважин;
- снижением продуктивности скважин.

При эксплуатации скважин необходимо предусмотреть меры по устранению или борьбе с перечисленными осложнениями. Следует учитывать, что по ходу разработки состав и свойства пластовых флюидов и условия добычи будут существенно изменяться, что приведет к появлению новых или ослаблению проявления других типов осложнений. Многопластовый тип месторождения и значительная площадь также могут влиять на степень проявления разных типов осложнений. Необходимо вести борьбу с осложнениями по результатам текущего мониторинга добычи по участкам месторождения.

Отложения АСПВ. Содержание в продукции скважин в среднем 13,27% асфальто-смоло-парафиновых веществ (АСПВ) определяет возможность образования отложений АСПВ на поверхности внутрискважинного и наземного оборудования. Парафинизация оборудования связана с охлаждением газонефтяного потока до температуры ниже температуры насыщения нефти парафином. Для Южно-Черемшанского месторождения температура насыщения нефти парафинами равна 52 °С. При пластовой температуре 89 – 90 °С, высокой обводненности (свыше 80%) и довольно высоких дебитах устьева температура потока достигает 80-75 °С, поэтому проблема запарафинивания внутрискважинного оборудования не является важным осложнением добычи, что подтверждается опытом эксплуатации имеющихся скважин (отсутствие отказов по причине АСПО). В дальней перспективе при кратном снижении дебитов возможно накопление АСПО в виде нефтешлама в наземном оборудовании (выкидные линии, ГЗУ, сепараторы). Однако в связи с высокой обводненностью продукции образование монолитных отложений АСПО на стенках аппаратуры не прогнозируется.

Механические примеси. Присутствие значительных количеств механических примесей в продукции высокодебитных нефтяных скважин создает серьезные осложнения при эксплуатации механизированным способом, являясь основной причиной отказов ЭЦН. Механические примеси могут являться продуктами разрушения коллектора, загрязнениями с насосно-компрессорных труб (продукты коррозии, песок, солеотложения), результатом выноса проппанта после проведения ГРП. В условиях интенсификации добычи, проведения ГРП при дебитах свыше 450-500м³/сут. Количество взвешенных частиц (КВЧ) гораздо выше допустимых пределов, достигая по отдельным анализам 1,5-1,8 г/л. В качестве способа борьбы с механическими примесями уже применяются УЭЦН в коррозионно и износостойком исполнении с применением более стойких сталей и сплавов, упрочнения и создания защитной пленки на поверхности стали плазменным, электрохимическим или др. способами. При снижении дебита КВЧ резко падает, следует ожидать, что по

мере разработки для большинства скважин вынос твердой фазы перестанет быть проблемой. Для высокодебитных скважин дополнительно рекомендуются: контроль выноса при эксплуатации; оснащение скважин с максимальным выносом твердой фазы фильтрами перед ЭЦН (сетчатыми или проволочными); фильтрами-насадками; установка забойных механических фильтров; применение очищенных от механических примесей жидкостей глушения и промывки скважин с использованием, например, блока очистки жидкости БОЖ-1 (изготовитель ДАООТ “Нефтемаш”, г. Тюмень) или аналога; тщательная отмывка ПЗП скважин от дисперсного материала при освоении, после демонтажа ЭЦН, например, с помощью комплекта гибких труб и гидроциклонных установок промывки скважин.

Отложения солей. Основной источник солей, выпадающих в осадок при добыче нефти – это попутные воды, добываемые вместе с нефтью. Пластовые воды Южно-Черемшанского месторождения являются низкоконцентрированными солевыми растворами (общая минерализация не более 35 г/л, в среднем около 29 г/л, судя по результатам анализов проб пластовой воды). Поэтому потенциал солеотложения в пластовых условиях не может быть высоким. Как причина отказов ЭЦН солеотложения зафиксированы лишь на отдельных скважинах эксплуатационного фонда. Для этих скважин допустимо применение химических реагентов (ингибиторов солеотложений), которые дозируются или задавливаются в призабойную зону «солеотлагающих скважин». Положительные результаты получены при применении ингибиторов ПАФ-13А и ВРКС. Объем закачиваемого ингибитора солеотложения для одноразовой обработки скважины должен составлять 5 – 8% от суммарного объема нефти в затрубном пространстве до приема насоса, с прокачкой и задавливанием данного объема в пласт.

ПАФ-13 –натриевая соль производного фосфоновой кислоты –жидкость с резким запахом, плотностью 1,3г/мл. Температура застывания -30 °С, кипения -99 °С, термостойкость до 180°С, рабочая дозировка-12-15г/м3. В зимнее время в рецептуру включается антифриз (обычно этиленгликоль).

ОЭДФ – также производное фосфоновой кислоты, связывает ионы кальция, магния, стронция. Белый порошок, хорошо растворим в воде, спиртах, нерастворим в нефти. Применяется в виде 2-3% раствора, зимой- с антифризом (до 50%этиленгликоля), дозировка 5-8г/м³ воды. Обладает свойствами ингибитора коррозии, совместим с большинством деэмульгаторов.

СНПХ-5100 – водный раствор акрилатов, рН=3-4, нерастворим в нефти. Применяется при температуре до 200 °С, дозирование- 5 г/т воды.

СНПХ-5311-желтая жидкость, замерзающая при -50 °С, кислая (рН до 2,5), рабочая концентрация 10-20 г/т, хорошо растворима в воде, дополнительный эффект-защита от коррозии.

Вредное влияние газа. Газовый фактор нефти данного месторождения невелик, обводненность продукции велика, поэтому газ не может быть причиной осложнений при механизированной добыче. Сероводород в газе отсутствует, поэтому газ не обладает и повышенной коррозионной активностью, не образует пиррофорных сульфидов железа.

Коррозионный износ. По мере увеличения обводненности, солесодержания и КВЧ продукции скважин возрастает скорость коррозионного износа оборудования. В соответствии с действующей тех. схемой обводненность продукции составляет свыше 80% при средней минерализации ниже 30 г/л. Пластовая вода не содержит особо агрессивных примесей, поэтому скорость коррозии предполагается умеренная (до 0,3мм/год). Росту влияния коррозионного фактора способствует высокая температура на устье скважин.

Сверхнормативная кривизна скважин. Кривизна скважин существенно влияет на надежность работы насосного оборудования УЭЦН. При сверхнормативном искривлении ствола скважин (более 2° на 10 м) ухудшаются условия работы насосного оборудования. При больших (более 2° на 10 м) искривлениях ствола в интервале спуска-подъема повышается вероятность обрыва УЭЦН или возникновения остаточных деформаций узлов установки, что сокращает межремонтный период (МРП). Однако, на скважинах Южно-Черемшанского месторождения наклон скважин составляет углы до 30

градусов, а интенсивность искривления чаще всего не превышает 2 градусов на 10 метров, данный вид осложнения встречается лишь в исключительных случаях, что подтверждается накопленным опытом разработки.

Снижение продуктивности скважин. Снижение коэффициента продуктивности призабойной зоны отмечено для высокодебитных скважин Южно-Черемшанского месторождения, но на продуктивность влияет ряд факторов, кроме обычного загрязнения ПЗП разными типами загрязнителей. Для частичного восстановления первоначальной продуктивности скважин могут быть применены следующие традиционные способы: химическая обработка призабойной зоны с помощью кислот, растворителей и ПАВ (солянокислотные и глинокислотные обработки, промывки растворами ПАВ, органическими растворителями); депрессионные методы очистки призабойной зоны пласта (ПЗП), основанные на вымывании частиц загрязнителей потоком флюидов при резком повышении разности пластового и забойного давлений.

Глушение скважин в процессе ремонтных работ. В настоящее время в качестве жидкостей глушения скважин применяется товарная нефть и водные растворы NaCl , CaCl_2 в сеноманской воде. Отмечено, что при правильном и минимально необходимом объеме глушения, значительного негативного влияния на дебит операции глушения не оказывают. [7]

3 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ

3.1 Оборудование скважин, эксплуатирующихся с помощью УЭЦН

Электроцентробежная насосная установка - комплекс оборудования для механизированной добычи жидкости через скважины с помощью центробежного насоса, непосредственно соединенного с погружным электродвигателем.

Установки имеют два исполнения: обычное и коррозионностойкое. Пример условного обозначения установки: УЭЦНМ5-125-1200, где У - установка; Э - привод от погружного электродвигателя; Ц - центробежный; Н - насос; М - модульный; 5 - группа насоса; 125 - подача, м³/сут; 1200 - напор, м; Для установок коррозионно-стойкого исполнения перед обозначением группы насоса добавляется буква «К».

Показатели назначения по перекачиваемым средам следующие: среда - пластовая жидкость (смесь нефти, попутной воды и нефтяного газа); максимальное содержание попутной воды – 99 %; максимальное содержание попутного газа у основания двигателя без установки газосепаратора – 25 %; температура перекачиваемой жидкости для обычного исполнения не более 120°С; темп набора кривизны ствола скважины не должен превышать 2 ° на 10 м.

Установка электроцентробежного насоса для нефтяных скважин включает: центробежный насос с 50-600 ступенями; асинхронный электродвигатель, заполненный специальным диэлектрическим маслом; протектор, предохраняющий полость электродвигателя от попадания пластовой среды; компенсатор; кабельную линию; трансформатор и станцию управления.

На рисунке 3.1 представлена одна из часто встречающихся на промысле схема оборудования добывающей скважины установкой погружного центробежного насоса.

Для удобства сборки, транспортировки, монтажа погружные

центробежные насосы спроектированы по секционному принципу.

Основными составными частями секции насоса являются вал и пакет ступеней: рабочих колёс и направляющих аппаратов. Жидкость, проходя через направляющие аппараты разгоняется и, под действием центробежных сил, устремляется к следующей ступени. Таким образом, жидкость получает приращение напора от ступени к ступени. Рабочие колёса и направляющие аппараты установлены последовательно.

Входной модуль служит для приёма и грубой очистки от механических примесей перекачиваемой продукции, а установленный в нем газосепаратор для разгазирования продукции и отвода газа в затрубное пространство.

Входной модуль состоит из основания с отверстиями для прохода скважинной продукции, вала, приёмной сетки для соединения с другими модулями на вале установлена шлицевая муфта. В основании установлены подшипники скольжения вала и шпильки, при помощи которых модуль крепится верхним концом к секции насоса, а нижнем фланцем – к протектору.

Обратный клапан предназначен для предотвращения обратного вращения рабочих колёс насоса под воздействием столба жидкости в напорном трубопроводе при остановках насоса и облегчения повторного запуска насоса. Обратный клапан используется также при опрессовке колонны насосно-компрессорных труб после спуска установки в скважину.

Спускной (сбивной, сливной) клапан предназначен для слива жидкости из напорного трубопровода (колонны насосно-компрессорных труб) при подъеме насоса из скважины.

Погружные асинхронные двигатели (ПЭД) в зависимости от мощности изготавливаются одно- и двухсекционными. В зависимости от типоразмера питание электродвигателя осуществляется напряжением от 380 В. Рабочая частота переменного тока составляет 50 Гц. При использовании регулятора частоты допускается работа двигателя при частоте тока от 40 до 60 Гц. Синхронная частота вращения вала двигателя – 3000 об/мин. Рабочее

направление вращения вала, если смотреть со стороны головки – по часовой стрелке. Погружной электродвигатель (ПЭД) – трёхфазный, асинхронный с короткозамкнутым ротором, маслозаполненный и герметичный. Протектор и компенсатор соединены с электродвигателем при помощи шпилек и гаек. Вал электродвигателя с валом протектора соединяется через шлицевую муфту. Внутренняя полость двигателя герметична и заполнена диэлектрическим маслом. В головке электродвигателя имеется разъем электрического и



Рисунок 3.1 – Состав УЭЦН

механического соединения с питающим электрическим кабелем. При подаче напряжения по кабелю вал двигателя приводится во вращение и через шлицевую муфту вращает вал насоса. Верхний конец протектора приспособлен для стыковки с погружным насосом.

Гидрозащита двигателя, состоящая из протектора и компенсатора – это специальное устройство, которое выполняет следующие функции: уравнивает давление во внутренней полости двигателя с давлением пластовой жидкости в скважине; компенсирует тепловое изменение объема масла во внутренней полости двигателя; защищает внутреннюю полость двигателя от попадания пластовой жидкости и предотвращает утечки масла при передаче вращения от электродвигателя к насосу.

При работе установки ЭЦН в процессе включений и выключений электродвигателя заполняющее его масло периодически нагревается и охлаждается, изменяясь соответственно в объеме. Изменение объема масла компенсируется за счёт деформации

эластичных диафрагм компенсатора и протектора. Проникновению же в двигатель пластовой жидкости препятствуют торцовые уплотнения протектора.

Для подачи переменного тока к погружному электродвигателю служит кабельная линия, состоящая из основного питающего кабеля (круглого или плоского) и плоского кабеля-удлинителя с муфтой кабельного ввода. Соединение основного кабеля с кабелем-удлинителем обеспечивается неразъёмной соединительной сработкой. Кабель-удлинитель, проходящий вдоль насоса, имеет уменьшенные наружные размеры по сравнению с основным кабелем.

Из наземного электрооборудования установки наиболее важными элементами являются трансформатор и станция управления. Трансформатор служит для повышения напряжения до величины рабочего напряжения ПЭД с учётом потерь в кабеле.

Станция управления предназначена для пуска и остановки насоса, а также для защиты от аварийных режимов. Например, в случае резкого возрастания силы тока (это наблюдается, в частности, при заклинивании вала погружного насосного агрегата) защита по перегрузке отключает установку. При существенном падении силы тока (например, вследствие срыва подачи насоса из-за вредного влияния свободного газа) станция управления, имеющая защиту по недогрузке, также отключает УЭЦН. В станциях управления предусмотрены ручной и автоматический режимы работы. В ручном режиме после остановки УЭЦН (например, из-за аварийного отключения электроэнергии) повторно запустить насос в работу можно только вручную. В автоматическом же режиме предусмотрен самозапуск установки через некоторое время после возобновления подачи электроэнергии. Это удобно тем, что для запуска установок нет необходимости объезжать все скважины фонда. Однако в зимних условиях на месторождениях Крайнего Севера и Западной Сибири, когда существует опасность замерзания устьевого арматуры и выкидной линии скважины при остановке насоса, автоматический самозапуск нежелателен. Более предпочтительным здесь является ручной запуск

установки. При этом оператор приезжает на скважину и включает насос в работу только после пропаривания устьевой арматуры и выкидной линии.

Современные станции управления позволяют также, при наличии соответствующих датчиков, установленных в погружном электронасосном агрегате, контролировать давление и температуру на приёме ЭЦН, а также уровень вибрации.

3.2 Анализ применяемого погружного оборудования

Электроцентробежные насосы широко применяются для эксплуатации высокодебитных и малодебитных скважин с различной высотой подъема жидкости.

Электронасосы применяются для эксплуатации скважин: нефтяных, с высоким содержанием парафина; малодебитных с низким уровнем жидкости; малодебитных с водонапорным режимом; высокодебитных; сильнообводненных, где для добычи определенного количества нефти необходимо отбирать большое количество воды; глубоких, для рентабельной эксплуатации которых требуются насосы большой мощности; наклонных скважин; с высоким газосодержанием; с содержанием солей в добываемой жидкости.

Однако эффективность работы насоса значительно снижается при наличии в откачиваемой жидкости свободного газа. К методам борьбы с попаданием газа в насос относится: увеличение погружения насоса под динамический уровень; установка различного вида газосепараторов ниже приема насоса.

Все виды насосов имеют паспортную характеристику в виде кривых зависимостей $H(Q)$ - напор (подача), $\text{КПД}(Q)$ - коэффициент полезного действия (подача), $N(Q)$ - потребляемая насосом мощность (подача). Обычно эти характеристики даются в диапазоне рабочих значений расходов или в несколько большем интервале. Всякий центробежный насос, в том числе и ЭЦН, может работать при закрытой задвижке ($Q = 0$, $H = \text{max}$) и при отсутствии

противодавления на выкиде ($Q = Q_{\max}$, $H = 0$). Полезная работа насоса пропорциональна подаче на напор, на этих двух точках она будет равна нулю, а, следовательно, и КПД = 0. При определенном соотношении Q и H , обусловленными минимальными внутренними потерями, КПД достигает максимального значения равного примерно 0,5-0,6. Подачу и напор, соответствующие максимальному коэффициенту полезного действия, называют оптимальными. Зависимость КПД (Q) около своего максимума изменяется плавно, поэтому допускается работа ЭЦН при режимах, отличающихся от оптимального в ту или иную сторону на некоторую величину.

Пределы этих отклонений зависят от конкретной характеристики ЭЦН и должны соответствовать снижению КПД насоса на 3-5%. Это обуславливает целую область работы ЭЦН, которая называется рабочей частью (рисунок 4.2).

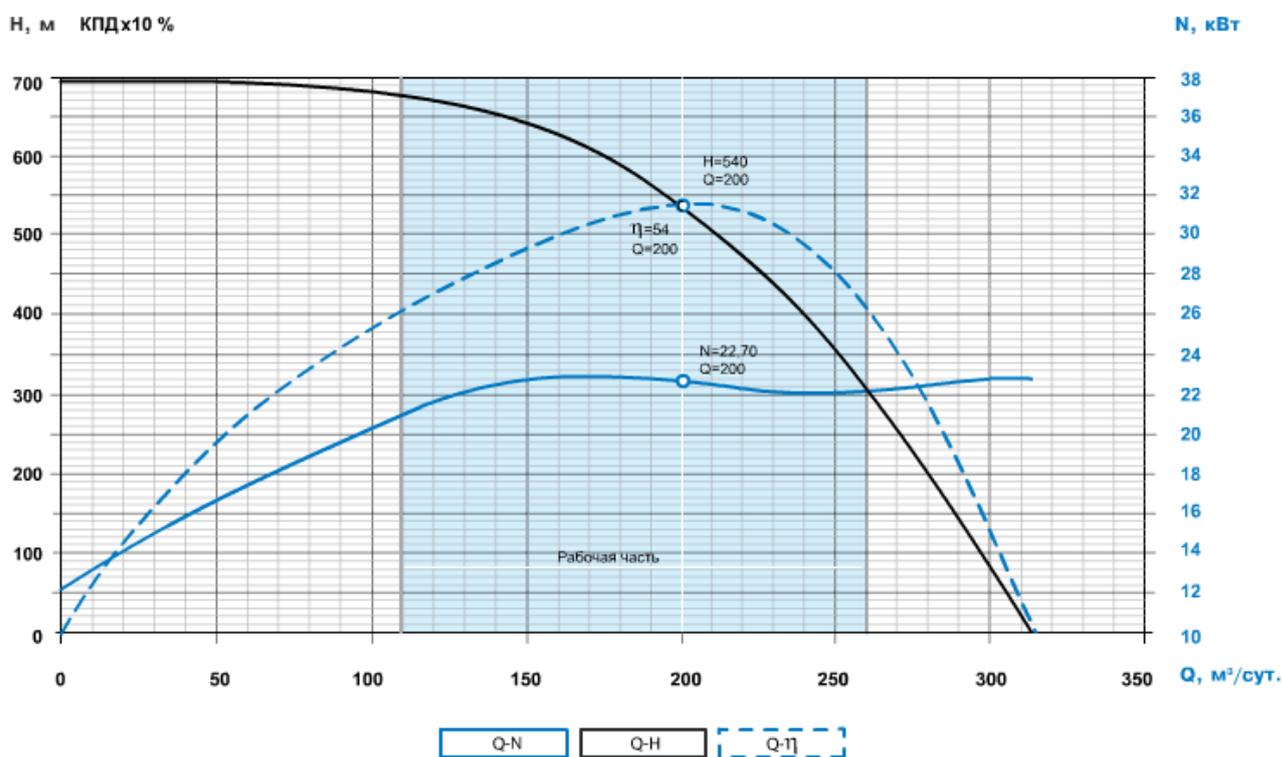


Рисунок 3.2 – Паспортная характеристика ЭЦНА(К)5А -200, на подачу 200м³/сут. по воде плотностью 1000 кг/м³, количество ступеней -100.

3.3 Анализ структуры фонда и режимов работы скважин на апрель 2018г.

Фонд действующих добывающих скважин на Южно-Черемшанском

месторождении на 01.04.18 составил 56 единиц.

На сегодняшний день значительная роль в добычи нефти по Васюганскому региону принадлежит фонду скважин, оборудованному УЭЦН.

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

Основной отбор нефти по месторождению проводится по скважинам, работающим с дебитом нефти от 1 до 35 т/сут. Распределение скважин действующего фонда по дебитам нефти приведено в таблице 3.1 и проиллюстрировано на рисунке 3.3, из которого следует, что 48 % скважин действующего фонда работают с дебитами менее 10 т/сут, 34 % скважин работают с дебитами от 10 до 25 т/сут, остальные 18 % с дебитами более 25 т/сут.

По всем скважинам месторождения отмечается присутствие воды практически с начала разработки. Распределение действующего фонда добывающих скважин по обводненности представлено в таблице 3.2 и на рисунке 3.4. Из рисунка видно, что 5 % скважин работают с маленькой обводненностью – до 20%. 24 % скважин работают с обводненностью от 20 до 60 %, высокообводненными можно считать 32 % скважин Южно-Черемшанского месторождения. Наибольшую долю (39 %) составляют скважины, в которых обводненность достигла критического значения.

Таблица 3.1 – Распределение фонда скважин по дебитам за апрель 2018г.

Диапазон дебитов, т/сут	Количество скважин	% скважин
Менее 10	27	48
10-25	19	34
Более 25	10	18

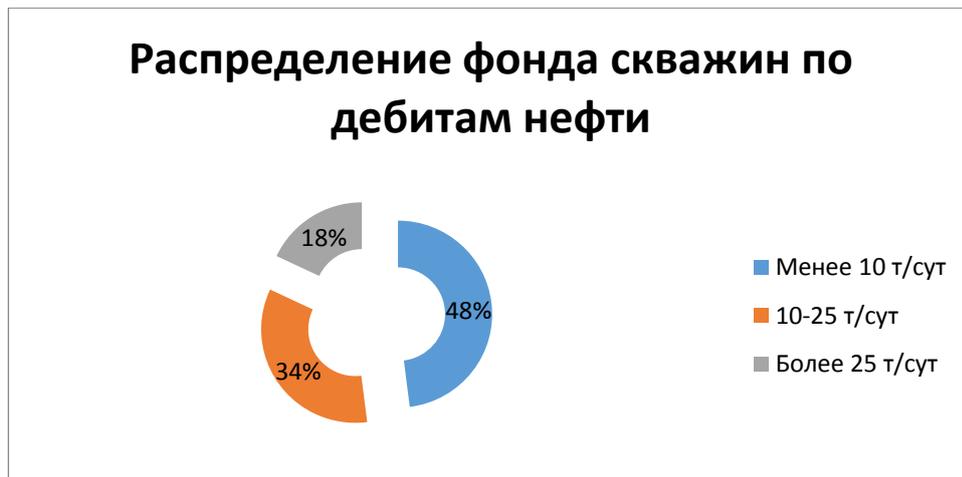


Рисунок 3.3 – Распределение фонда скважин по дебитам за апрель 2018г.

Таблица 3.2 – Распределение фонда скважин по обводненности

Диапазон обводненности, %	Количество скважин	% скважин
0-20	3	5
20-40	3	5
40-60	12	19
60-90	20	32
>90	24	39

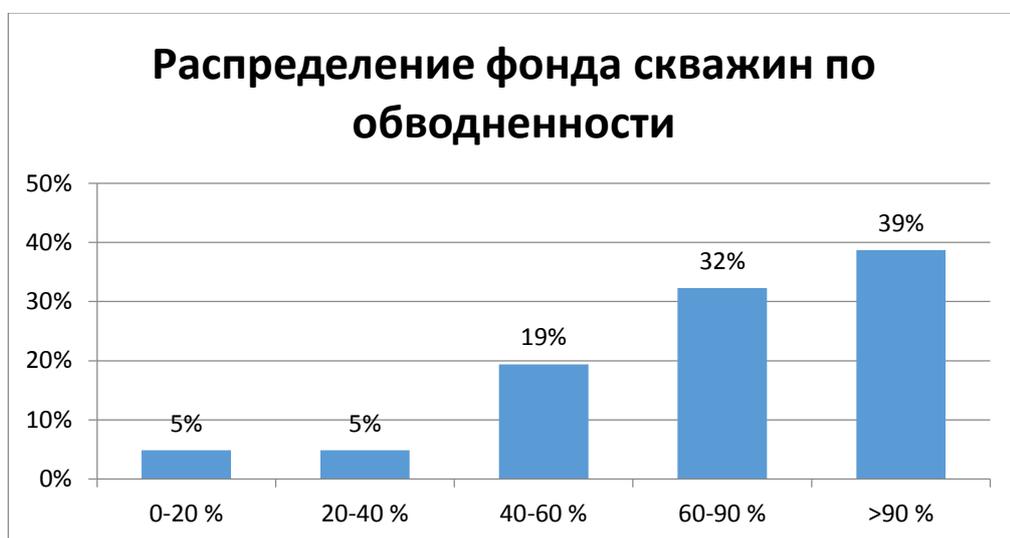


Рисунок 3.4 – Распределение фонда скважин по обводненности за апрель 2018г.

Как было сказано в анализе разработки эксплуатация фонда скважин на Южно-Черемшанском месторождении осуществляется установками установками с диапазоном номинальной подачи до 1000 м³/сут (рисунок 3.5).

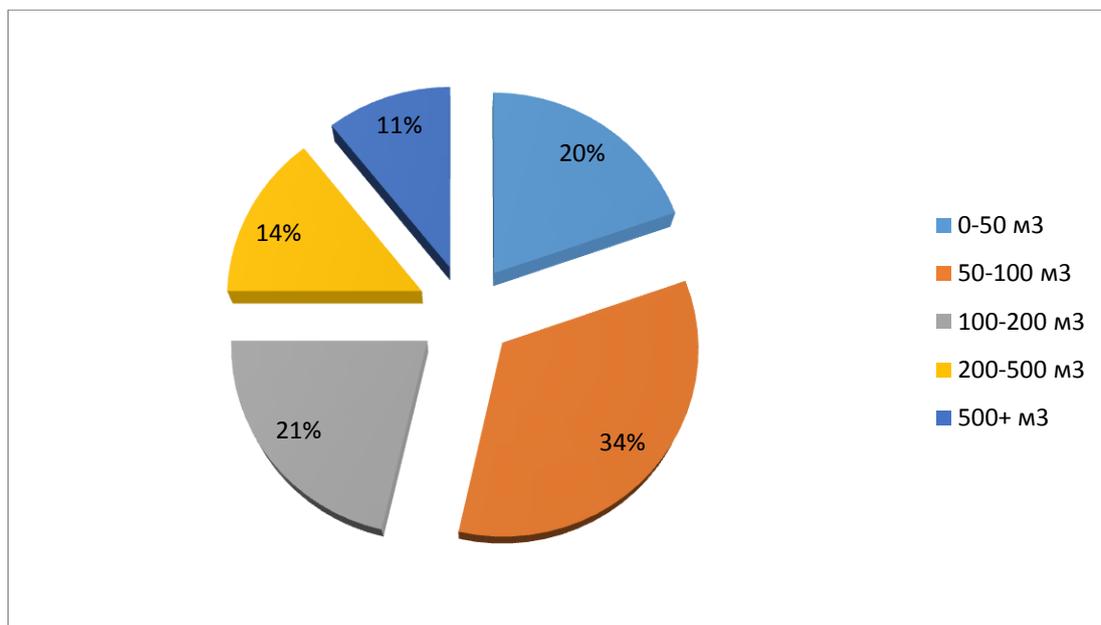


Рисунок 3.5 – Распределение скважин по номинальной производительности

Согласно диаграмме значительная фонда Южно-Черемшанского месторождения оснащена высокодебитными насосными установками, которые имеют теоретические дебиты более 100 м³/сут.

Рассмотрим условия работы УЭЦН на Южно-Черемшанском месторождении за апрель 2018г. Коэффициент подачи насоса является важной характеристикой его работы и определяется как отношение действительной подачи насоса к теоретической (паспортной) подаче. На рисунке 4.6 изображено распределение фонда скважин Южно-Черемшанского месторождения по коэффициенту подачи за апрель 2018г.

Согласно диаграмме 26,8% скважин имеют коэффициент подачи более 1, что говорит о том, что они работают в «правой» рабочей зоне насоса. 26,8% скважин имеют коэффициент подачи от 0,8 до 1, что свидетельствует о высокой эффективности работы установок и правильности подбора оборудования. 26,8% скважин с коэффициентом подачи, изменяющимся в диапазоне от 0,5 до 0,8, что выходит за границы оптимальной зоны насоса. Оставшиеся 19,6% работают с низким коэффициентом подачи, их фактический дебит составляет лишь 20-50% от номинальной подачи, данные скважины работают в периодическом режиме.

Чтобы судить об эффективности работы системы «скважина-пласт»

необходимо также проанализировать данные по динамическим уровням скважин Южно-Черемшанского месторождения. Глубина спуска УЭЦН на Южно-Черемшанском месторождении варьирует от 1700м до 3000м, динамический уровень скважин месторождения изменяется в широком диапазоне (от 990 до 2800м).

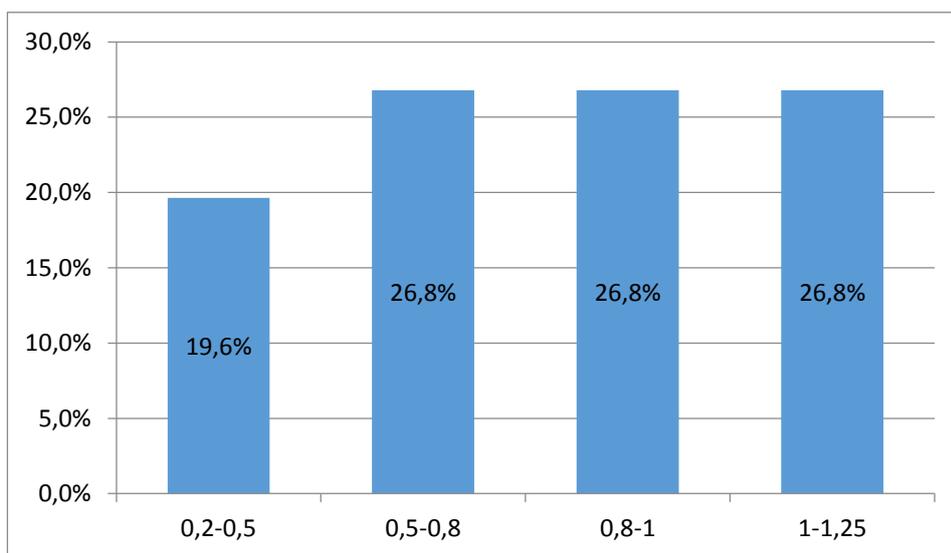


Рисунок 3.6 – Распределение фонда скважин по коэффициенту подачи

3.4 Влияние режимно – технологических параметров на эффективность эксплуатации УЭЦН

Для оценки взаимного влияния технологических параметров скважин друг на друга и выяснения, какие из них особенно значимо определяют качество работы установок ЭЦН, представляется целесообразным проведение множественного анализа промысловых данных технологического режима месторождения

Как следует из расчетов, многие технологические параметры достаточно тесно связаны между собой. На важнейший показатель эффективности эксплуатации УЭЦН - коэффициент насосов подачи по жидкости, оказывают значимое влияние величины напора насоса, динамического уровня, забойного давления, погружения насоса под динамический уровень, отношения напора насоса к динамическому уровню, значение теоретического дебита и диаметр штуцера. Для правильного построения расчетных зависимостей для

коэффициента подачи необходимо использовать технологию множественной регрессии для всех значимых факторов.

В настоящее время отечественному потребителю предлагается значительное число типоразмеров нефтяных скважинных насосов и их ступеней как российского, так и зарубежного производства. Основой для выбора того или иного насоса для конкретной скважины при известных ее параметрах является характеристика, на которой указывается рабочая зона насоса по подаче. Анализ характеристик показывает, что ширина этой зоны весьма различна и положение ее границ относительно как номинальной подачи, так и подачи $Q_{опт}$, соответствующей максимуму КПД η_{max}^* , также разное. Это подтверждается данными таблицы, в которой для ряда ступеней приведены значения подач Q или $Q_{пр}$ соответственно на левой и правой границах рабочей зоны по отношению к $Q_{опт}$.

Из таблицы 3.3 видно, что ступени зарубежного производства имеют более широкую рабочую зону, чем отечественные. У части ступеней (FC 300, FC 320, DN 280, DN 440) расширение этой зоны достигнуто в основном за счет смещения левой границы в область малых подач. Какой-либо зависимости ширины рабочей зоны от конструктивного типа проточной части, характеризующей обобщенно коэффициентом быстроходности ψ , как для отечественных, так и зарубежных ступеней не наблюдается. Более того, даже ступени с одинаковыми η_s , например FC 320, FC 650 фирмы "Центри-лифт" и DN 440 фирмы "Рэда" имеют разные рабочие зоны, особенно сильно отличающиеся своими левыми границами.

Большой сдвиг левой границы рабочей зоны в область малых подач у ступеней зарубежного производства объясняется, по-видимому, стремлением использовать на малые подачи уже имеющиеся насосы, несмотря на достаточно низкие КПД (до 13...14 % на левой границе). Разработка отдельного насоса на такие подачи, как известно, представляет значительные технические трудности.

Таблица 3.3 – Характеристика ступеней на левой и правой границах рабочей зоны по отношению к Q_{opt} :

№ п/п	Ступень	Q_{opt} , м ³ /сут	n_{max} , %	$Q_{л} / Q_{opt}$	$Q_{пр} / Q_{opt}$	№ п/п	Ступень	Q_{opt} , м ³ /сут	n_{max} , %	$Q_{л} / Q_{opt}$	$Q_{пр} / Q_{opt}$
1	ЭЦН5-10	20	26	0.4	1.35	8	FC300	45	38	0.222	1.333
2	ЭЦН5-20	35	34	0.428	1.0	9	FC320	47.5	49.5	0.147	1.284
3	ЭЦН5-50	60	43	0.417	1.167	10	FC450	60	44	0.442	1.383
4	ЭЦН5-50	62.5	54	0.4	1.12	11	FC650	86	59	0.686	1.302
5	ЭЦН5-80	90	54	0.667	1.277	12	FC925	120	64	0.78	1.281
6	ЭЦН5-80	105	59.5	0.57	1.095	13	DN280	52	50	0.269	1.269
7	ЭЦН5-125	136	57.5	0.772	1.213	14	DN440	56	49	0.23	1.3

Рассмотрим некоторые факторы, влияющие на выбор ширины рабочей зоны, а также те последствия, к которым может привести работа насоса вне рекомендуемой зоны. Каталоги и справочная литература содержат по этому вопросу лишь отрывочные сведения.

1. Экономичность ступени. При выборе насоса к скважине предполагается, что работа будет происходить в диапазоне подач, соответствующих наибольшим значениям КПД. Чаще всего этот диапазон в той или иной мере совпадает с рекомендуемой рабочей зоной. Последняя может назначаться исходя не только из уровня КПД данной ступени, но и с учетом КПД соседних ступеней по параметрическому ряду. К примеру, ступень ЭЦН 5-20 имеет максимум КПД при подаче 35 м³/сут и, естественно, еще достаточно высокие по сравнению с максимумом значения КПД при несколько больших подачах. Однако правая граница рабочей зоны ограничена подачей в 35 м³/сут. Это ограничение можно объяснить тем, что есть ступень ЭЦН 5-50, которая при $Q > 35$ м³/сут обеспечивает больший КПД, чем ЭЦН 5-20, и предусматривается применение именно ее. То же самое можно сказать и в отношении ступеней ЭЦН 5-50, ЭЦН 5-80 и ЭЦН 5-125.

Очевидно, что ограничение рабочей зоны по уровню КПД достаточно условно и работа насоса за пределами этой зоны возможна. Однако более вескими причинами, препятствующими выходу за пределы рабочей зоны, могут быть другие, речь о которых пойдет ниже.

2. *Всплытие рабочего колеса.* Как известно, при увеличении подачи закон распределения давления со стороны основного и покрывающего диска колеса меняется таким образом, что при некоторой подаче появляется осевая сила, отжимающая рабочее колесо от нижнего упорного бурта. Колесо всплывает, стык между ним и упорным буртом раскрывается, и возникают перетоки жидкости с выхода колеса на его вход. В результате происходит уменьшение напора и, в некоторых случаях, увеличение потребляемой мощности. Степень снижения напора зависит от конструкции переднего уплотнения колеса, коэффициента быстроходности ступени. От последнего зависит также и повышение потребляемой мощности. Всплытие рабочего колеса происходит при подаче несколько большей, чем подача на правой границе рабочей зоны. На рабочих характеристиках в каталогах момент всплытия колеса и соответствующая деформация кривых обычно не показываются, хотя при стендовых испытаниях это явление в большей или меньшей степени проявляется в виде гистерезиса кривых. В области подач, близких к моменту всплытия колеса, кривые идут по-разному в зависимости от того, как изменяется подача: от нуля к максимальной или наоборот.

Длительная работа насоса, когда, произошло всплытие рабочих колес, не предусмотрена. В верхней опоре при этом устанавливается режим сухого трения, что приводит к интенсивному ее износу.

3. *Форма напорной кривой.* Форма напорной кривой является одним из факторов, влияющих на положение левой границы рабочей зоны. Ступени нефтяных скважинных насосов имеют напорную кривую с западающей левой ветвью, либо участком, параллельным оси абсцисс, либо уклон кривой на этом участке относительно мал (ЭЦН 5-50, ЭЦН 5-80, ЭЦН 5-125, FC 300 и др.).

Работа насоса в диапазоне подач, соответствующих западающей левой ветви, может быть неустойчивой. Неустойчивость в виде скачкообразного изменения подачи (помпаж) проявляется в том случае, если гидравлическая характеристика сети НКТ недостаточно пологая и пересекает напорную кривую в двух точках (т. А и Б на рисунке 3.7, а). При этом напор насоса на

нулевой подаче оказывается меньше высоты подъема жидкости h от динамического уровня в скважине до наивысшей точки подъема на поверхности. Крайней левой точкой устойчивой работы является точка В с подачей Q_B , когда $H_0 = h$. При выводе насоса на режим и колебаниях динамического уровня есть опасность срыва подачи. Во избежание этого вынуждено делается запас по напору путем установки дополнительных ступеней (кривая H_{i+n}). При том же динамическом уровне h и дополнительных ступенях левая точка устойчивой работы отодвигается от точки В в положение В', появляется запас устойчивости по подаче, равный разности $(Q_{B'} - Q_B)$. Однако в этом случае рабочая точка может оказаться далеко от расчетной подачи, соответствующей дебиту скважины, и появится необходимость в дросселировании, что снизит КПД установки.

Левая граница рекомендуемой рабочей зоны не должна захватывать западающий участок напорной кривой. Ограничение по этому признаку характерно для ЭЦН 5-50 и ЭЦН 5-80.

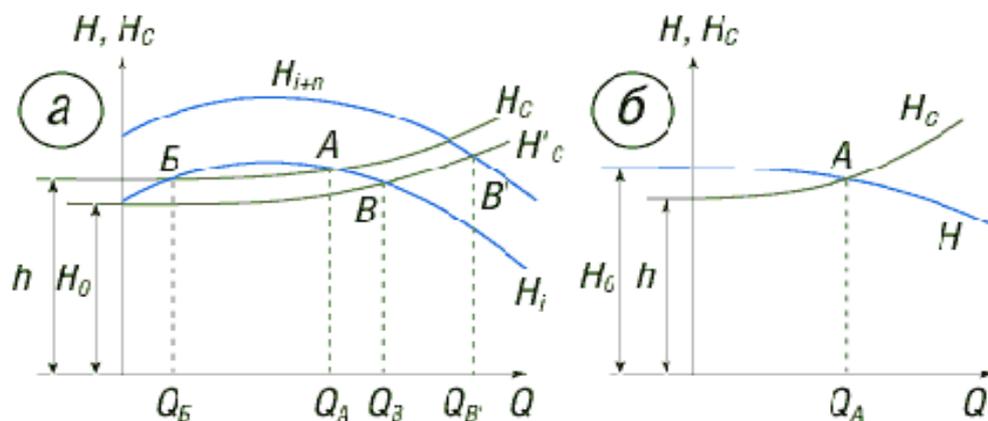


Рисунок 3.7 – Влияние формы напорной кривой на устойчивость работы насоса.

На рисунке 3.7, б представлена работа насоса с напорной кривой, параллельной оси абсцисс на участке, начиная от нулевой подачи. Опасности неустойчивой работы нет. Однако при расположении рабочей точки А системы насос-сеть НКТ на горизонтальном участке или вблизи его разница между напором H_0 и высотой подъема жидкости h будет невелика. Как и в предыдущем случае, при выводе насоса на режим и колебаниях динамического

уровня Н₀ может сравняться с h или оказаться меньше, и насос прекратит подачу. Таким образом, для устойчивой работы также необходим запас по напору. Если же динамический уровень стабилен, то можно допустить работу левее левой границы рабочей зоны. Например, для насоса ЭЦН 5-125, имеющего на значительном участке до левой границы высокий уровень КПД. Однако непереносимое при этом условие - отсутствие других факторов, препятствующих расширению рабочей зоны влево.

4. *Износ нижнего упорного подшипника.* Левая граница рабочей зоны может определяться также износом нижнего упорного подшипника, воспринимающего в большинстве случаев осевую силу, действующую на рабочее колесо. Чем меньше подача, тем больше осевая сила и меньше охлаждение поверхностей трения, тем больше их износ. Максимальной величины износ достигает при нулевой подаче.

5. *Нагрев жидкости.* Работа насосного агрегата в скважине приводит к дополнительному нагреву перекачиваемой жидкости за счет потерь энергии в насосе и электродвигателе. В ряде случаев этот нагрев весьма существенен. Так, для насоса ЭЦН 5-50-1300 с 264 ступенями на левой границе он составляет 30 °С на воде, для насоса DN 440 при 400 ступенях - 51 °С, FC 300 при 400 ступенях - 96 °С.

На рисунке 3.8 представлена зависимость дополнительного нагрева Δt °С от подачи для ЭЦН 5-50-1300. Аналогичные зависимости могут быть получены и для других насосов. Расчет производится по формуле:

$$\Delta t_{уст} = \frac{1000 \cdot [N_H (1 - n_H)] + N_H \frac{(1 - n_{элд})}{n_{элд}}}{r \cdot Q \cdot C_T} \quad 3.1$$

где N_H - мощность в кВт, потребляемая насосом при данной подаче Q, измеряемой в м³/с;

n_H - КПД насоса при подаче Q;

$n_{элд}$ - КПД электродвигателя, соответствующий мощности N_H , потребляемой насосом;

ρ - плотность жидкости, кг/м³;

C_t - удельная теплоемкость, Дж/(кг · град).

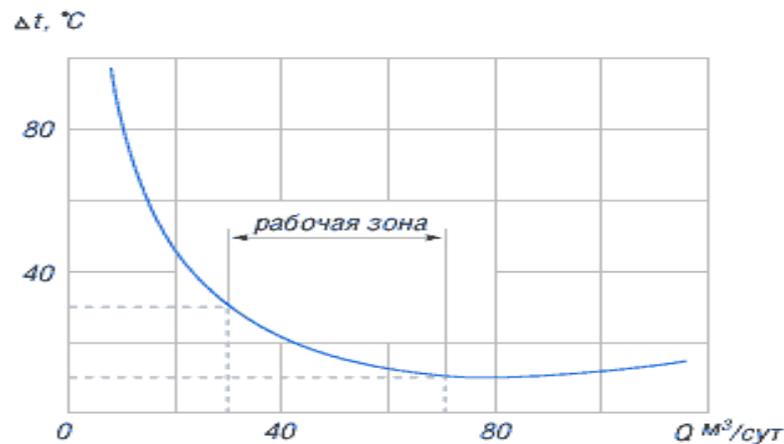


Рисунок 3.8 – Зависимость дополнительного нагрева от подачи для насоса ЭЦН 5-50-1300

Как видно из рисунка 3.8, дополнительный нагрев быстро возрастает с уменьшением подачи и приближением ее к нулю. Нагрев при больших подачах, в том числе и превышающих $Q_{0иг}$, незначителен. В реальных условиях при работе на водонефтяных смесях в зависимости от процента обводненности нагрев может быть больше, чем на воде, до 1,5...1,7 раза при 60 % содержании воды.

Дополнительный нагрев является ограничивающим фактором при определении левой границы рабочей зоны. Он влияет на работоспособность и долговечность электродвигателя и питающего кабеля, особенно, учитывая невысокую термостойкость последнего.

Выводы:

- Правая граница рекомендуемой рабочей зоны определяется в первую очередь всплыванием рабочего колеса. Работа насоса правее этой границы допустима, но происходит с пониженной экономичностью и большим износом верхней опоры.
- Для ступеней с западающей левой ветвью напорной кривой левая граница рабочей зоны определяется подачей, меньше которой начинается снижение напора. Работа левее левой границы недопустима.

- Ступени с параллельным оси абсцисс участком напорной кривой допускают работу левее левой границы только при условии стабильности динамического уровня в скважине.
- Положение левой границы рабочей зоны может определяться сроком службы нижнего упорного подшипника, износ которого возрастает из-за увеличения осевой силы, действующей на рабочее колесо, и ухудшения условий охлаждения по мере снижения подачи насоса.
- Дополнительный нагрев перекачиваемой жидкости в результате выделения энергии в насосе и электродвигателе может достигать в ряде установок существенной величины. Это один из факторов, влияющих на работоспособность питающего кабеля и должен приниматься во внимание при назначении левой границы рабочей зоны.
- Каких-либо установленных норм при назначении рабочей зоны, исходя из допустимого снижения на ее границах КПД, нет. Приемлемость того или иного уровня КПД может быть обоснована экономическим расчетом.
- Было бы желательно, на наш взгляд, чтобы разработчик насосов указывал в документации основную причину ограничения рабочей зоны. В этом случае для потребителя были бы в определенной мере прогнозируемы последствия, к которым приведет работа насоса вне зоны.

3.5 Подбор УЭЦН и оптимизация режимов работы скважин с помощью программного комплекса «Ros Pump»

3.5.1 Алгоритм подбора УЭЦН

RosPump представляет собой программное средство для расчета оптимального технологического режима скважин, оборудованных установками погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН) и установками скважинных штанговых насосов (УСШН). Чтобы подобрать оборудование необходимо пройти определенное количество шагов. Каждый шаг представлен собственным экраном. Если не ввести данные или не произвести расчеты на ключевых экранах, то RosPump не позволит работать на последующих экранах. Пересчёт

мгновенный после ввода значения. Существует возможность добавления в базу нового оборудования и изменять существующее. Все таблицы в RosPump имеют возможность работать с буфером обмена MS Windows. Следует также отметить мощный методический аппарат RosPump. Достаточно сказать, что это единственный коммерческий программный продукт, который при расчете забойного давления по динамическому уровню учитывает сепарацию свободного газа на приеме насоса. Точность расчета давлений в RosPump обеспечивается современными гидродинамическими моделями и наличием обширного набора корреляций физико-химических свойств нефти, воды и газа. Применяемая в RosPump техника узлового анализа позволит достаточно легко спроектировать режим работы скважины. Программный комплекс «Ros Pump» имеет гибкий интерфейс на русском языке и предназначен для подбора глубинного насосного оборудования в нефтяные скважины, в частности, УЭЦН, УШСН, винтовых и диафрагменных насосов в стандартном, коррозионностойком, износостойком и сверхизносостойком исполнении. Встроенная база данных позволяет сохранять все результаты и варианты расчетов по каждой скважине. В программном пакете предусмотрен удобный справочник по всему глубиннонасосному и вспомогательному оборудованию.

3.5.1.1 Расчёт физико-химических свойств пластовых флюидов

Для расчёта свойств флюидов в программе используется модель нелетучей нефти (Black - Oil Model). Модель нелетучей нефти предполагает использование двух компонентов (нефть и газ), которые распределяются в двух углеводородных фазах (жидкой и газообразной). В данном разделе приводятся диапазоны входных данных для доступных корреляций.

При расчёте вязкости нефти, для давлений в диапазоне от атмосферного до пластового, используется три эмпирических корреляции для: вязкости дегазированной нефти; вязкости насыщенной нефти; вязкости недонасыщенной нефти.

Расчёт вязкости нефти при давлении ниже давления насыщения состоит

из двух шагов. Первый, расчёт вязкости дегазированной нефти при требуемых давлении и температуре. Затем, полученное значение вязкости корректируется с учётом влияния растворённого газа в корреляции для насыщенной нефти. Вязкость нефти при давлении выше давления насыщения получается как, первое, рассчитываем вязкость при давлении насыщения по предыдущей схеме, и затем корректируем вязкость для заданного давления по корреляции для недонасыщенной нефти. Для повышения точности расчётов в программе предусмотрена калибровка физико-химических свойств нефти и воды.

Для некоторых корреляций ввод значения параметра является обязательным, т.к. результат получается, как произведение расчётного коэффициента на введённое значение. Если параметр не является обязательным, то при задании значения параметра соответствующая параметру зависимость строится таким образом, чтобы при соответствующих параметру давлении и температуре, обеспечить соответствие введённому, значению.

3.5.1.2 Модели многофазного потока

Для вычисления давления в стволе скважины и подъемных трубах в «RosPump» доступны следующие модели многофазного потока:

Диапазон применимости моделей многофазного потока зависит от многих показателей, таких как. Например, диаметр труб, плотности нефти, газового фактора, и обводнённости.

Orkiszewski (Оркишевский). Тип модели: Эмпирическая.

Эта корреляция предназначена для двухфазного потока в вертикальной трубе. Является доработкой совокупности корреляций Griffith, Griffith & Wallis, Dims & Ros, каждая из которых предназначена для одного из режимов течения: пузырькового, пробкового, переходного, кольцевого. Доля жидкости, рассчитывается, используя модель Hagedorn & Brown. Корреляция достаточно точна для труб, диаметром 1-2 дюйма (25,4-50,8 мм). При диаметре труб больше, чем 2 дюйма, падение давления занижается. При низких плотностях (13-30 °API (875-978 кг/м³)), корреляция завышает градиент давления. Тем не

менее, при снижении плотности (увеличение штовности API), точность возрастает. Точность метода Orkiszewski достаточно хорошая для газовых факторов до 5000 мЗ/ мЗ. Ошибки становятся большими (> 20%) для газового фактора выше 5000. Корреляция вычисляет градиент давления с хорошей точностью для широкого диапазона обводнённости (0-100%).

Модель предназначена только для вертикальных скважин. Не применяется для значительно искривлённых, наклонных и горизонтальных скважин. Рекомендуется для ориентировочных экспресс вычислений как наиболее быстрая модель.

Beggs & Brill (Беггс-Брилл). Тип модели: Эмпирическая.

Корреляция Beggs & Brill была разработана для течения многофазной газожидкостной смеси в наклонных трубах. Эта зависимость получена из экспериментов с использованием воздуха и воды в качестве испытательных флюидов с широким диапазоном свойств. Задержка текущей жидкости и градиент давления измерялись при разных углах наклона. Корреляция была получена по 584 контрольным измерениям. Корреляция достаточно точна для труб в диапазоне, для которого проводилось экспериментальное исследование (1 – 1,5 дюйма (25,4 – 38,1 мм)), падение давления вычисляется достаточно точно. Дальнейшее увеличение диаметра труб завышает расчётное падение давления. Достаточно хорошая сходимость получена в широком спектре плотностей. В общем случае, падение давления завышается с увеличением газового фактора. Ошибки становятся особенно большими при газовом факторе свыше 5000 мЗ/ мЗ. Точность вычисления профиля давления хорошая при обводнённости до 10%. Рекомендуется для наклонных скважин и горизонтальных участков скважин.

Ansari et al. (Ансари и др.). Тип модели: Механистическая.

Чисто механистическая модель для расчета двухфазных течений, характеристик течения в вертикальных и наклонных трубах. Угол наклона не превышает 30°. Модель состоит из двух частей: определение режима течения и моделирование потока для этого режима. Режимы течения: распределенно

пузырьковый, пузырьковый, смешанный, пробковый, кольцевой. Модель даёт очень хорошие результаты, как для пузырькового режима течения, так и для пробкового. Модель может быть применена для широких диапазонов газового фактора (свыше 5000 мЗ/ мЗ). По данным Puckuell et al. [6] в 62% нефтяных скважин падение давления рассчитано с ошибкой менее $\pm 6\%$. По данным авторов модель даёт достаточно низкие погрешности для широкого диапазона, данных. Показатель точности изменяется от 0 до 6, означающие лучшую и худшую эффективность, соответственно. Модель даёт наилучшие результаты для плёночного (кольцевого) режима течения, который возможен при высоком расходе и большом значении газового фактора.

Unifitd TUFFP (Универсальная). Тип модели: Механистическая

Комплексная механистическая модель для расчета двухфазных течений, характеристик течения в горизонтальных, наклонных и вертикальных трубах. Может моделироваться поток, текущий как вверх, так и вниз. Модель состоит из двух частей: определение режима течения и моделирование потока для этого режима. По сравнению с другими моделями значительно усовершенствовано определение структуры потока. Режимы течения: пузырьковый, распределенный пузырьковый; пульсирующий - режим вытянутых пузырьков, пробковый, смешанный; кольцевой и расслоенный. Благодаря введению режима «расслоенный», модель может быть применена для моделирования потока в трубах с углами наклона от -90° до $+90^\circ$.

Для восходящего потока при всех режимах течения и углах наклона от 0° до $+90^\circ$ модель показала очень хорошие результаты. Рекомендуется для расчётов высокой точности.

3.5.1.3 Уравнение притока жидкости

Зависимость дебита пласта от забойного давления добывающей скважины называется уравнением притока. Уравнение притока является индивидуальной характеристикой скважины в каждый момент ее жизненного цикла. По мере работы скважины уравнение притока меняется, однако это

изменение обычно настолько постепенное, что уравнение можно считать неизменным на протяжении относительно продолжительных периодов времени. В общем, приток жидкости зависит от многих факторов: проницаемости пласта, радиуса контура питания скважины, поведения фаз флюида, механизма вытеснения и т.д. Имея эти и другие характеристики пласта, можно путём интегрирования уравнения Дарси построить кривую притока. Но, к сожалению, эти параметры не всегда известны, особенно в промысловых условиях. Поэтому для описания уравнения притока должны быть использованы эмпирические зависимости.

Виды уравнений притока. Для уравнения притока можно использовать одну из следующих моделей: Линейная (Productivity Index); Уравнение Вогеля (Vogel); Уравнение Вогеля с поправкой на обводненность (комбинированный метод Вогеля) (Vogel w/watercut (Composite)).

Линейная корреляция (Productivity Index). Зависимость основана полностью на законе Дарси, поэтому графически описывает прямую линию, начинающуюся в точке нулевого дебита и пластового давления, угловой коэффициент которой (наклон), определяется коэффициентом продуктивности.

Уравнение притока на основе коэффициента продуктивности основывается на предположении, что свойства пласта и флюида постоянны и не зависят от давления. В некоторых случаях это справедливо, особенно для однофазных течений. Но для двухфазного притока (нефть и газ), уравнение на основе коэффициента продуктивности дает завышенные результаты. Метод коэффициента продуктивности дает наилучшие результаты для флюида со 100% обводненностью. Нефтяная фаза водонефтяного флюида содержит растворенный газ, который приводит к нарушению линейной зависимости от депрессии, когда давление на забое достигает точки насыщения нефти. В этом случае, в силу выделения газа, свойства флюида меняются и, следовательно, меняется и механизм фильтрации в призабойной зоне. Таким образом, наличие во флюиде нефти и растворенного в ней газа уменьшает общий потенциальный приток скважины.

Корреляция Вогеля (Vogel). Корреляция была разработана путем моделирования притока с использованием математической модели, предложенной Веллером (Weller). В исследовании рассматривалось несколько гипотетических пластов, включая пласты с сильно отличающимися характеристиками нефти, фильтрационными свойствами, расположением скважин и скин-факторами. Конечное уравнение Vogel основывалось на расчетах, выполненных для 21 пласта. Хотя метод предлагался только для насыщенных пластов с режимом растворенного газа, он оказался применим для любого пласта, в котором газонасыщенность увеличивается по мере уменьшения давления.

Корреляция может быть применена как для ненасыщенных пластов ($p_r > p_{г}$), так и для газонасыщенных пластов ($p_r \leq p_{г}$).

Определение забойного давления по динамическому уровню. Используется методика основанная на гидродинамической модели Hasan-Kabir, предназначенной для вычисления падения давления при течения смеси в кольцевом пространстве. Методика учитывает наличие газа в затрубном пространстве, в силу того, что модель позволяет рассчитывать течение газа через неподвижную жидкость. Методика также учитывает наличие двух решений для одного динамического уровня, что позволяет достаточно точно вычислять динамическое забойное давление при наличии свободного газа на приёме насоса.

Для определения дебита газа в затрубном пространстве кроме динамического уровня и затрубного давления, необходимо также задать глубину спуска установки в соответствии с техрежимом, и условия сепарации газа на приёме насоса. "RosPump" позволяет задавать сепарацию тремя способами: фиксированный коэффициент сепарации, естественная сепарация и газосепаратор.

3.5.1.4 Ограничения глубины спуска насоса

Правильный выбор глубины спуска насоса очень важен для нормальной,

штатной работы оборудования. Ввиду того, что погружная установка имеет значительную длину, ее работа напрямую зависит от степени пространственной искривленности ствола скважины и при сильных искривлениях ствола в точке подвеса (а, следовательно, и самой установки), оборудование может выйти из строя.

Алгоритм выбора глубины спуска ЭЦН основан на выборе интервала необходимой длины, имеющего минимальную пространственную интенсивность искривления.

Интенсивность искривления (набора кривизны) определяет насколько быстро меняется пространственный угол между двумя точками ствола скважины. Обычно измеряется в градусах на 10м. Так как единицей измерения является [град/10 м], то вся длина ствола скважины разбивается на интервалы по 10 метров и для каждого интервала определяется величина интенсивности искривления на этом интервале. Для этого необходимо вычислить зенитные и азимутальные углы на концах отрезка длиной $\Delta l=10$ м, в который входит рассматриваемая глубина l .

Интенсивность искривления ствола скважины в интервале установки насоса определяется допустимой стрелой прогиба вала насосной установки. Наиболее благоприятным условием эксплуатации ЭЦН в данном интервале является условие, когда агрегат свободно вписывается в скважину.

Более точная оценка влияния искривления ствола на работу УЭЦН возможно лишь после выбора подземного оборудования: насоса, двигателя, НКТ. Но на данном шаге такой выбор ещё не произведён и поэтому глубина спуска выбирается только по минимальной интенсивности искривления.

3.5.1.5 Выбор условий работы насоса

Выбор условий работы насоса – важный при подборе глубинно-насосного оборудования. На выбор насоса влияют многие факторы, такие как целевое забойное давление, минимально допустимое забойное давление, доля газа на приёме насоса и т.д. Для учёта таких факторов в «RosPump»

применяется техника узлового анализа.

Узловой анализ. Метод системного анализа, часто называемого «узловой анализ», много лет применялся для изучения поведения систем, состоящих из множества взаимодействующих компонентов. Процедура анализа заключается в выборе точки или узла разделения в скважине и разделении системы в этой точке. Все компоненты, поток в которых направлен в узел, включаются в часть притока, а элементы, потока в которых направлен из узла, включаются в часть оттока. Для каждого компонента системы должна существовать зависимость падения давления от дебита. Дебит системы может быть определён при выполнении условий: дебит на входе в узел равен дебиту на выходе из узла; в узле существует только одно давление.

В каждый момент времени работы скважины существуют два фиксированных давления, независимых от дебита. Одно из них – среднее пластовое давление, а другое – давление на выходе системы. В качестве давления на выходе обычно используют давление на сепараторе или давление на устье скважины. После выбора узла вычисляются давления в обоих направлениях, начиная с заданного давления в узле. Падение давления в каждом компоненте зависит от дебита.

При использовании узлового анализа для проектирования механизированных способов эксплуатации, узел выбирается на приёме насоса. Насос может рассматриваться как независимый компонент системы. Давление в узле может быть, как давление на приёме насоса, или давление на выкиде. Перепад давления, который должен обеспечить насос для данного дебита определяется как. Давление на приёме насоса рассчитывается на основе пластового газового фактора и конструкции обсадной колонны. Давление на выкиде насоса рассчитывается через газовый фактор, с учётом газа, отсепарированного на приёме насоса, и данных о конструкции колонны НКТ.

При выборе условий работы насоса программа выбирает в качестве узла лишь насос. При этом программа строит кривую притока (приём насоса) и оттока (выкиде насоса) (Рисунок 5.11). Требуемыми данными для построения

графика являются: проектное динамическое затрубное давление газа; проектное устьевое давление; глубина спуска насоса; условия сепарации (коэффициент сепарации, естественная сепарация, гасосепаратор)

Для удобства проектирования режима программа на графике анализа также строит дополнительные линии: требуемый перепад давлений или суммарный динамический напор (системная кривая); давление на забое; динамический уровень; погружение под уровень; доля газа в насосе (на первой ступени).

С помощью кривых газа и динамического уровня определится выполнение двух других нестрогих условий: доля газа в насосе не должна превышать 20%; динамический уровень должен быть отличен от 0 (фонтанирование через затруб). Данное условие на графике отображается серой зоной. Нарушение данных условий также сопровождается предупреждением.

Режим работы установки может быть определён по любому из данных критериев. Т.е. если выбрать в качестве критерия забойное давление, то «RosPump» построит проекцию с точки выбранного давления на линию давления на забое. После чего строится проекция на ось дебитов, тем самым определяется дебит жидкости системы в поверхностных условиях. Из точек пересечения проецирующей прямой с остальными кривыми строятся проекции на соответствующие оси, тем самым определяются остальные параметры работы установки. В Приложении Л представлен Пример узлового графика «RosPump»

3.5.1.6 Выбор насоса УЭЦН

Процесс подбора насосов основан на результатах узлового анализа, а именно на построенной системной кривой и выбранной (проектной) точки системы.

Дополнительными условиями, учитываемыми при подборе насосов, являются:

- Геометрические ограничения. Диаметр насоса должен

соответствовать выбранной компоновке эксплуатационной колонны (ЭК), то есть он не должен превышать диаметр ЭК на всем участке колонны от поверхности до точки подвеса насоса

- Выбранная пользователем проектная точка должна находиться в рабочей области насоса.

Приоритет отдаётся насосам с большим габаритом и наименьшим отклонением точки работы насоса от проектного дебита.

Если пренебрегать сжимаемостью газа и жидкости в насосе, то подбор насоса заключается в вычислении такого количества ступеней насоса, при котором точка пересечения напорной характеристики всего насоса с системной кривой, будет лежать максимально близко к проектной точке.

Но допущение несжимаемости смеси в насосе имеет существенный недостаток. Если при вычислении напора на 1 ступень использовать дебит смеси в условиях приёма, то будет получено неоправданно высокое количество ступеней. Если же использовать дебит выкида, то может быть получено недостаточное количество ступеней для работы насоса в этих условиях. Поэтому в программе «RosPump» используется другой способ вычисления требуемого количества ступеней.

Расчет необходимого количества ступеней насоса. Суммарный напор насоса равен:

$$\Delta P = \sum_{i=1}^x g \rho_i H(q_i) \quad (3.2)$$

где: x – количество ступеней насоса;

ρ_i - плотность газожидкостной смеси на i -й ступени;

$H(Q_i)$ – напор одной ступени насоса при дебите газожидкостной смеси в условиях i -й ступени.

Плотность и дебит смеси на входе на i -ю ступень могут быть вычислены из условий на выходе предыдущей ступени, т.е.:

$$\rho_i = \rho(P_{i-1}, T_{i-1}), \quad (3.3)$$

$$q_i = q(P_{i-1}, T_{i-1}), \quad (3.4)$$

При выборе условий работы насоса, выбираются также и условия на приёме насоса (давление, доля газа, дебит жидкости и смеси). То есть данные условия описывают начальные условия.

Суммирование заканчивается, когда полученное значение ΔP становится больше, чем требуемый перепад давления $\Delta P_{\text{тр}}$, полученный при выборе условий работы насоса. При этом полученное значение x будет являться требуемым количеством ступеней, необходимым для работы на газожидкостной смеси при заданном требуемом перепаде давлений $\Delta P_{\text{тр}}$.

Исходя из предположения, что в виду высокой скорости свободный газ не переходит в жидкое состояние, а лишь сжимается, можно вычислить плотность и дебит смеси на каждой ступени, используя долю газа на приёме насоса.

Плотности фаз могут быть вычислены с использованием известных методов расчёта физико-химических свойств флюидов.

Перед подбором ступеней насосов вычисляется суммарный дебит смеси в условиях выкида и приёма насоса. Для каждого насоса, диаметр которого меньше диаметра обсадной колонны, проверяется вхождение обоих дебитов в рабочую область насоса, и только в этом случае производится поиск требуемого количества ступеней насоса.

Корректировка характеристик насоса по частоте тока. Для каждого насоса существует паспортная характеристика зависимости напора от дебита, которую дает производитель и которая снята в стандартных условиях (на воде и при стандартной частоте тока). Однако ввиду того, что насос может работать на произвольных частотах тока и с флюидом, свойства которого отличны от воды, эту характеристику необходимо корректировать с учетом вязкости жидкости и частоты тока. Для корректировки используется законы подобия.

Если производителем не дана кривая КПД, то он может быть вычислен через гидравлическую мощность, можно определить КПД для любого дебита при любой частоте тока, скорректировав кривую мощности и кривую напора.

Корректировка характеристик насоса по вязкости. После коррекции точки наивысшего КПД (В.Е.Р.) по частоте используется метод Института гидравлики (Hydraulic Institute Charts) для учёта влияния вязкости на характеристики насоса. Чтобы иметь возможность вычислять напор в любой точке напорной характеристики строится экстерполяционная функция $H_{\text{visc}}^f = G(Q^f)$. Скорректированная кривая мощности вычисляется из кривой КПД с использованием гидравлической мощности.

3.5.1.7 Подбор погружных электродвигателей

Скважинные центробежные и винтовые насосы приводятся в действие погружными электродвигателями. Большинство насосов приводят в движение трехфазным асинхронным электрическим двигателем переменного тока. Целью расчета является подбор электродвигателя на основании требуемой насосом мощности на валу, исходя из частоты вращения электродвигателя и вала центробежного насоса. Программа "RosPump" в список подобранных помещает двигатели, должен удовлетворяющие следующим условиям:

- Диаметр двигателя меньше диаметра обсадной колонны;
- Требуемая от двигателя мощность должна быть в пределах $\pm 20\%$ от номинальной мощности;
- Двигатель должен работать в допустимом температурном режиме.

Обычно для выполнения конкретной задачи подходят несколько двигателей.

Но так как данные о количестве пар полюсов имеются не для всех двигателей, а скольжение в широком диапазоне мощности на валу двигателя меняется слабо, то в "RosPump" принята постоянная величина скольжения, равная 0,5. Вследствие чего, при выборе одного из подобранных ПЭД, частота вращения вала установки изменится в соответствии со скольжением двигателя.

Возможность регулирования скорости ЭЦН с частотно - управляемым электроприводом может быть использована не только для регулирования параметров, но и при работе насосов в осложнённых условиях. Частотный

способ регулирования обеспечивает плавное регулирование в широком диапазоне. При регулировании частоты вращения асинхронного двигателя не происходит увеличения его скольжения. Для лучшего использования электродвигателя и получения высоких энергетических показателей его работы (коэффициентов мощности и полезного действия, перегрузочной способности) одновременно с изменением частоты питающего напряжения необходимо изменять и значение этого напряжения. Закон изменения напряжения зависит от характера нагрузки.

Регулирование частоты без существенного понижения к.п.д. допустимо в области $\pm 20\%$ от оптимальной частоты. Оптимальная по полезной мощности частота лежит вблизи номинальной частоты погружных двигателей. Исходя из этого, при изменении частоты тока при подборе оборудования на $\pm 20\%$ от номинальной частоты тока двигателя, "RosPump" меняет требуемое напряжение на двигателе. При проектировании режима работы при частоте тока, не входящем в границы $\pm 20\%$ от номинальной частоты тока двигателя, программа устанавливает требуемое напряжение на двигателе равным номиналу. Так как при изменении частоты тока мощность ПЭД также меняется, то используется следующая зависимость для корректировки мощности:

$$P_1 = P_0 \frac{f_1}{f_0} \quad (3.5)$$

где P_0 - мощность двигателя по паспорту при номинальной частоте тока;

f - требуемая частота тока.

Для вычисления потребляемой мощности, КПД и силы тока используются паспортные характеристики двигателя. Зная мощность на валу двигателя, по характеристикам можно вычислить величины потребляемой мощности, КПД и силы тока.

Влияние режима потока на охлаждение двигателя. Погружные электродвигатели при работе вырабатывают тепло. Это тепло удаляется конвекцией к жидкостям, полученным в стволе скважины и текущим вне

двигателя. Для конкретного ряда полученных характеристик жидкости при постоянной температуре, чем ниже дебит жидкостей вне двигателя, тем выше будет температура двигателя. Эксплуатация погружных двигателей имеет температурные ограничения, т.е., их срок службы значительно сокращается, если их эксплуатировать выше заданных пределов по температуре. Поэтому необходимо, чтобы при проектировании особое внимание уделялось расчетам по охлаждению двигателя для предупреждения перегрева двигателя при эксплуатации. Многие годы в промышленности бытовало мнение, что для предотвращения проблем, связанных с перегревом двигателя, достаточно было поддерживать совместимость между температурными параметрами двигателя, окружающей температурой забоя и минимальной скоростью потока (0.3 м/сек) вне двигателя. Powers описал недостатки данного подхода и предложил более строгий критерий расчета. Он предложил рассчитывать температуру обмотки работающего двигателя, принимая во внимание теплоперенос, и затем сравнивать с температурными параметрами производителя с целью установления максимально допустимой рабочей температуры. Данный подход позднее подтвердили Fleslmian и др.

Кабельная линия формируется отдельными секциями кабелей. При формировании кабельной линии важно знать максимальную температуру линии и минимальный зазор, т.к. основании этих данных делается вывод о том, подходит эта линия для эксплуатации или нет. После того как вычислена максимальная температура кабельной линии, она сравнивается с максимальной паспортной температурой каждого кабеля. После подбора кабельной линии рассчитывается общее сопротивление кабельной линии, потери напряжения в линии и напряжение на поверхности. В приложениях- показаны некоторые рабочие окна программы "Ros Pump", позволяющие наглядно представить последовательность работы с пакетом (Приложение М – Рабочее окно программного пакета для выбора нужной скважины из базы данных или создания записи для новой скважины, Приложение Н – Окно программы для ввода данных о колонне НКТ, эксплуатационной колонне, Приложение О –

Окно программы для ввода PVT свойств, Приложение П – Рабочее окно программы «Узловой график», Приложение Р – Окно программы для выбора НКТ и просмотра его основных характеристик, Приложение Р – Окна программы для выбора типа электропогружного оборудования и просмотра основных результатов расчетов)

3.5.2 Оптимизация режимов работы скважин в программном комплексе «Ros Pump»

Анализ технологических режимов скважин Южно-Черемшанского месторождения, эксплуатируемых электропогружными установками, за апрель 2018г. позволяет выделить группу скважин, для которых значение коэффициента подачи насосов существенно меньше 1.0. Для большинства из них значение обводненности достаточно высоко, а динамические уровни составляют от 80 до 90% от глубины расположения верхних отверстий перфорации. Поэтому увеличение отбора жидкости из этих скважин путем смены типоразмеров УЭЦН на более производительные вряд ли возможно. Снижение подачи жидкости здесь может быть объяснено значительным износом втулок рабочих ступеней за счет абразивного действия выносимых из пласта мехпримесей, а также вредным влиянием свободного газа на приеме насосов, порождающего псевдокавиационные явления и вибрацию насосных секций установки. Для повышения качества работы этой части фонда скважин нужны подземные ремонты по смене старых погружных установок на новые без изменения глубины спуска и производительности насосов.

Из общего числа скважин, оборудованных УЭЦН и работающих с коэффициентами подачи насосов меньше 0.7, можно выделить группу скважин. Для этой группы скважин представляется целесообразным проведение численных расчетов по правильному подбору типоразмеров и оптимизации термогидродинамических режимов эксплуатации погружных электронасосов с целью прежде всего интенсификации отборов жидкости.

3.6 Анализ преждевременных отказов УЭЦН

3.6.1 Расследование и определение причин отказов УЭЦН на скважине

Под отказом оборудования понимается любая неисправность, повлекшая за собой замену (или ремонт) подземного оборудования или его части на работоспособный комплект или его часть.

Расследованию и определению причин отказов подвергаются УЭЦН, не отработавшие гарантийный срок – 365 суток.

Оборудование УЭЦН, провисевшее в скважине после отказа шесть и более месяцев комиссией не рассматривается. Причины отказов установок, отработавших более 365 суток, расследуются технической службой ЭПУС, Shlumberger при необходимости определения наработки отдельных узлов или деталей, либо по другим исследовательским причинам.

Подъем оборудования УЭЦН и расследование причин отказа его производится в следующих случаях. Решение о подъеме УЭЦН принимается ведущим технологом ЦДНГ. Подъем оборудования УЭЦН и демонтаж производится в соответствии с Инструкцией на монтаж - демонтаж УЭЦН.

Расследованию и определению причин отказов подвергаются все УЭЦН отработавшие менее 365 суток (в дальнейшем преждевременный отказ) исключением могут быть установки, остановленные по геолого-техническим мероприятиям.

Расследованию подвергаются все без исключения узлы УЭЦН с преждевременными отказами поступившие со скважин.

Во всех случаях определяется техническое состояние УЭЦН поступившей со скважины, заполняется ремонтный журнал и эксплуатационный паспорт поднятой установки. В случае выхода из строя узла УЭЦН, его техническое состояние обязательно нужно соотнести с режимом эксплуатации и прочими скважинными условиями.

Основной документ расследования причины отказа УЭЦН - эксплуатационный паспорт, а также акты этапов комиссионных разборов

оборудования, информации с контроллеров и блоков регистрации СУ. При необходимости могут быть использованы иные документы, обеспечивающие дополнительную информацию о технологии ремонта скважины, режима её работы, исследований, дефектовки узлов и т.д. [14]

3.6.2 Отчёт комиссионного разбора УЭЦН

Результаты разбора узлов УЭЦН:

1. Двигатель: ПЭДН-32-117-1000/04 зав.№110602956 (рем), ТМСП-3 зав. №45930 (рем).

Состояние: Вращение есть, коррозия корпуса в местах продольных задиров 1,1мм. Масло потемневшее с каплями воды. В сборе $R_{из}=119\text{МОм}$, $Y=1,3\text{Ом}$. Без ТМСП и ротора $R=0,7\text{МОм}$. Колодка токоввода в норме, уплотнительное кольцо с потерей эластичности, без повреждений со следами остаточной деформации от пояса муфты кабельного удлинителя, штепсельные наконечники выводных проводов в норме. Пакеты ротора в норме, без следов износа и цветов побежалости, шлицевые части вала, вал, муфта, шпонка в норме. ТМСП $R_{из}=12,3\text{МОм}$, показания не проверялись. Прогар нижней лобовой.



Фото 1



Фото 2



Фото 3

2. Гидрозащита: ГЗНМ-92/2-21-01 зав.№110702779 (рем).

Состояние: Вращение есть, заглубление вала не соответствует, корпус без повреждений, перепускные клапана срабатывают, опрессовку не держит, клапана негерметичны, верхнее ТУ разрушено, разрыв диафрагмы перед нижним бандажом, уплотнительные кольца основания базового исполнения с потерей эластичности, шлицевые части вала в норме. Масло темное с водой.

РТИ – эластичные, узел опоры изношен.



Фото 4



Фото 5



Фото 6

3. Газосепаратор: ГДН5-250-17.13/053-1 зав.№130100113 (рем).

Состояние: Вращение есть, корпус без повреждений, приёмная сетка отсутствует, входные отверстия чистые. Рабочие органы, шлицевые части вала, муфты в норме.



Фото 7



Фото 8



Фото 9

4. Насос: ВНН5-25-2550/03-043 зав.№110303869, 120810321, 0908151 (кап.рем).

Состояние: ВС- вращение есть, корпус без повреждений, пакет ступеней с валом не выпрессовался из корпуса, ловильная головка и ниппель засорены твердыми отложениями (проба +). Шлицевые части вала, вал и шпонка в норме.

СС - клин, заклинивание втулок в промежуточных подшипниках, корпус без повреждений, пакет ступеней с валом выпрессовывался из корпуса с затруднением. Ступени с вала снимались с затруднением. НШ- 5%, ПК- чистые. Мех.повреждения РК 3шт. На РО налет твердых отложений (проба +). Шлицевые части вала, вал и шпонка в норме.

НС - вращение есть, срыв нижней резьбы на корпусе, пакет ступеней с валом выпрессовывался из корпуса на прессе. Ступени с вала снимались с

затруднением. НШ- 5%, ПК- чистые. Шлицевые части вала, вал и шпонка в норме.

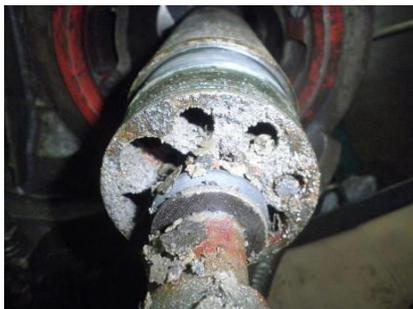


Фото 10



Фото 11



Фото 12



Фото 13



Фото 14



Фото 15

5. КО-73.0-550/20 зав.№17041101887 (нов), КС-73.0/00 зав.№17011100181 (рем). ШВ-73.0/1-1 зав.№130200587 (рем).

Состояние: Резьбовые соединения без повреждений. КО- чистый. КС-штуцер сбит. ШВ- мех.прим.



Фото 16



Фото 17



Фото 18

6. Кабельный удлинитель КЭСБП 3x16 №708719 (нов).

Состояние: R= 128- 73,1- 113 ГОм, Y= есть.

7. Термостойкая вставка: КЭСБП 3x16 L-250м (нов).

Состояние: R= 36,9- 31,6- 33,4 ГОм, Y= есть. Списана по 4,2.

8. Кабельная линия КТПБП 3х16 №Н9130048 (рем).

Состояние: R= 10,9ГОм- 286МОм- 14,1ГОм, Y= есть. Из 1 куска списано 200м по 4,1; из 2 куска списано 734м по 4,1; из 3 куска списано 101м по 4,1.

3.7 Анализ причин отказов УЭЦН за 2017-2018 год

Рассмотрим причины преждевременных отказов УЭЦН (по результатам первого этапа расследования) на примере фонда скважин Южно-Черемшанского месторождения (рисунок 3.9).

Анализ причин выхода из строя УЭЦН на Южно-Чемемшанском месторождении за 2017-2018 годы показал, что основная часть отказов происходит из-за R=0 – 33%, что вызвано нарушением изоляции кабеля и двигателя. В основном на скважинах, на которых был проведен ГРП идёт интенсивный вынос проппанта, что отрицательно влияет на работу установок и ведет к износу и выходу из строя насосов, их заклиниванию. Одновременно подклинивание приводит к повышенным токовым нагрузкам и отрицательному воздействию на ПЭД и кабель.

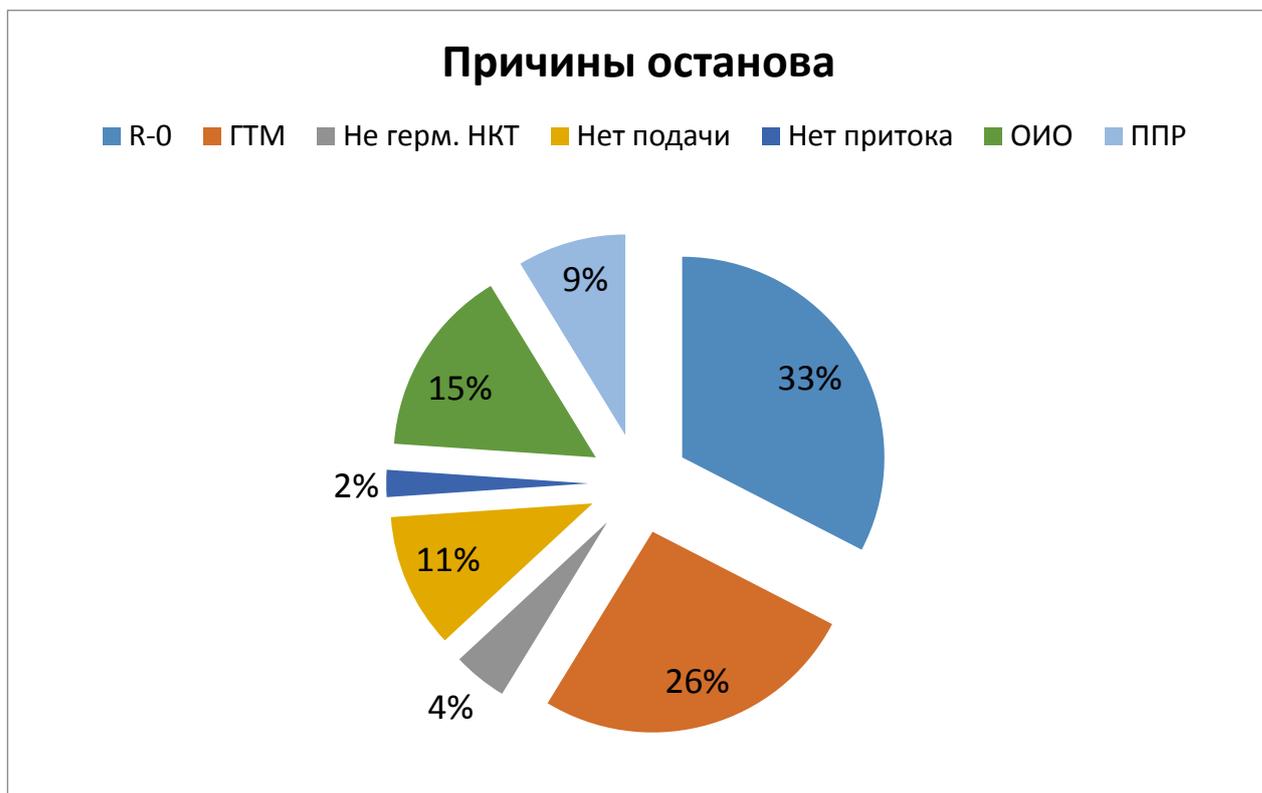


Рисунок 3.9 – Причины подъема УЭЦН за 2017-2018 годы

Большая часть отказов происходит из-за снижения или отсутствия подачи – 15%, что может быть связано с засорением приемной сетки насоса механическими примесями, а также с нарушением исправности вала двигателя или муфтового соединения.

Хотелось бы отметить, что при демонтажах оборудования при ТКРС, часто отмечается оплавление токоввода, это возможно при выводе на режим без охлаждения ПЭД или из-за увеличенных глубин спуска УЭЦН, так как эксплуатация их на предельно низких динамических уровнях, приводит к повышенному температурному воздействию на кабель и муфту токоввода. Основными причинами отказов по вине Сервиса ЭПУС являются: брак ремонта ПЭД и брак ремонта гидрозащиты.

Остановки скважин по геолого-технологическим мероприятия и для определения интервала обводнения спрогнозировать нельзя и они не вызваны действием каких-либо осложнений.

3.8 Показатели эффективности работы скважинного оборудования

3.8.1 Нарботка на отказ

Нарботка на отказ определяется только по отказавшим скважинам действующего фонда, по способам эксплуатации (фонтан, УЭЦН, УЦПК, ШСНУ, газлифт и др.) по месторождениям, как в масштабе ЦДНГ, так и в целом по Дочернему обществу и Компании. Расчёт наработки на отказ производится за скользящий год, а также за месяц. При расчёте наработки на отказ пользуются формулой:

$$НО = T / N, \text{сут} \quad (3.6)$$

где T , [сут.] – суммарное отработанное время только по отказавшей скважине (скважинам) с момента кнопочного запуска внутрискважинного оборудования до момента его отказа.

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

Если отработанное время (T) по скважине, на которой произошёл отказ,

находится за пределами расчётного периода (скользящий год, месяц), то при подсчёте учитывается всё отработанное время с момента последнего кнопочного запуска скважины до отказа, независимо от расчётного периода.

Учёт работы и отказов скважинного оборудования ведётся отдельно по каждой скважине, независимо от способа эксплуатации или вида эксплуатационного оборудования. Отказы учитываются в том месяце, когда они произошли, вне зависимости от того рассмотрена ли до конца причина отказа. Учёт отработанного времени, количества отказов и расчёт наработки на отказ скважин ведётся отдельно для скважин, эксплуатируемых отечественным и импортным оборудованием.

3.8.2 Межремонтный период

Межремонтный период определяется по действующему фонду скважин, по способам эксплуатации (фонтан, УЭЦН, УЦПК, ШСНУ, газлифт и др.) по месторождениям, как в масштабе ЦДНГ, так и в целом по Дочернему обществу и Компании. Расчёт МРП работы скважин производится за скользящий год, а также за месяц. При расчёте МРП работы скважин пользуются формулой:

$$\text{МРП} = T / N, \text{ сут} \quad (3.7)$$

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

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

При подсчёте МРП учитываются скважины, остановленные по ППР, и не учитываются ГТМ и остановки по геологическим и технологическим причинам. Учёт работы и отказов ведётся отдельно по каждой скважине, независимо от способа эксплуатации или вида эксплуатационного оборудования. Данные о работе, остановках и отказах скважины, наряду с другими показателями работы, фиксируются в журнале учёта работы скважины. Отказы учитываются в том месяце, когда они произошли, вне зависимости от того рассмотрена ли до конца причина отказа. Дочернее

общество по данным, полученным от всех ЦДНГ, составляет сводные данные МРП работы скважин по способам эксплуатации.

В отличие от показателя наработки на отказ МРП учитывает не только отказавшие установки, но и установки ЭЦН, безотказно работающие на конец отчетного периода, поэтому показатель МРП корректнее.

Рассмотрим средние показатели межремонтного периода площадей Южно-Черемшанского месторождения за период 2008-2017 гг. (таблица 3.4)

Таблица 3.4 – Динамика МРП Южно-Черемшанского месторождения за 2008-2017гг.

год	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
МРП	241	264	281	295	307	316	321	329	347	366

Таким образом, межремонтный период скважин Южно-Черемшанского месторождения на конец 2017 года в среднем составляет 366 суток. Подобные показатели являются достаточно высокими для отдельного цеха, так как гарантийный срок составляет для оборудования 365 суток, но низкими для центробежных насосов по отрасли (средний показатель наработки на отказ по отрасли составляет 600 суток). В целом наблюдается увеличение межремонтного периода по сравнению с предыдущими годами. В Приложении Т указан свод мероприятий направленных на повышение показателей МРП и СНО в 2018 году

3.8.3 Дополнительный комплекс мероприятий направленных на повышение показателей МРП и СНО

Повышение МРП и СНО ЭЦН на месторождении связано с выполнением в полном объеме мероприятий и реализацией в настоящее время на промысле дополнительного комплекса мероприятий, включающих:

- проведение на скважинах, осложненными выносом мехпримесей, контрольных отбивок текущего забоя, очистки призабойной зоны пласта (ПЗП) с применением установки гидроимпульсного воздействия (УГИВ), очистка ПЗП с УГИВ с пакером, спуск пера с промывкой скважины и отбором глубинных

проб на КВЧ,

- очистку ствола скважины путем скрепперования внутренней поверхности НКТ с последующей промывкой;
- внедрение безостановочной технологии вывода на режим УЭЦН малых типоразмеров (от 18 до 70 м³/сут);
- долив в скважину ингибитора солеотложения перед запуском УЭЦН в работу.

Положительное влияние на показатели эксплуатации насосного оборудования оказывает применение нового подземного оборудования – насосов в износостойком исполнении, освинцованных удлинителей, термостойких вставок в кабельных линиях, шламоуловителей. Применение импортных ЭЦН с вариаторами частоты обеспечивает плавное увеличение депрессии на пласт и предотвращает залповые выносы мехпримесей.

Очевидно, что существенно влияет на улучшение показателей эксплуатации работа с проблемными скважинами в индивидуальном порядке, включающая разработку и внедрение индивидуальных мероприятий по снижению ЧРФ. Следует учитывать, что при интенсивных отборах пластовое давление будет заметно снижаться.

3.8.3.1 Внедрение установок для работы в обводненном и (или) солевом фонде и осложненных асфальтосмлопарафиновыми отложениями (АСПО)

Полимерные рабочие колёса. ООО «Ижнефтепласт» производит рабочие колеса для насосов обычного, коррозионностойкого, износостойкого и коррозионно-износостойкого исполнения, предназначенных для откачки пластовой жидкости (смесь нефти, механических примесей, попутной воды и нефтяного газа) из нефтяных скважин в обводненном и (или) солевом фонде в том числе, осложненных асфальтосмлопарафиновыми отложениями (АСПО). Рабочие колеса производятся из полимерных композиционных материалов (ПКМ) одно- и двухопорной конструкции, с короткой и удлиненной

цельнолитой или закладной металлической ступицей. Применяемые материалы (см. таблицу 5.9)

Рабочие колеса для насосов обычного исполнения изготавливаются из стеклонаполненных полиамидов (СПА), которые обеспечивают более высокую чистоту проточных каналов, но в сравнении с ЖКП является менее стойким к кислотным промывкам и повышенным температурам (свыше 220 °С) рабочей среды); для глубин опускания свыше 1800 м – из жидкокристаллических полимеров (ЖКП).

Рабочие колеса для насосов коррозионностойкого исполнения изготавливаются из материала ЖКП с антифрикционной добавкой (ЖКП-АФ).

Для насосов износостойкого и коррозионно-износостойкого исполнения (И, КИ) применяются комбинированные рабочие колеса (Рисунок 3.10), которые изготавливаются из материала ЖКП с закладной ступицей из коррозионно- износостойких металлопорошков или чугуна типа «нирезист».

Применение рабочих колес из ПКМ обеспечивает следующие преимущества:

- Коррозионная стойкость позволяет использовать рабочие колеса в насосах коррозионностойкого и коррозионно-износостойкого исполнения;
- Высокая коррозионная стойкость и чистота проточных каналов, низкая адгезия и немагнитные свойства материала, а также отсутствие образования гальванических пар обеспечивают снижение скорости солеотложения и засорения проточных каналов АСПО на 40-50% по сравнению с металлическими рабочими органами;
- Малый вес (примерно в 4-5 раз меньше чугунных) значительно снижает массу ротора, особенно в насосах с большой производительностью, что обеспечивает уменьшение пусковых токов и плавный пуск двигателя;
- Низкая скорость солеотложения и малый вес уменьшают дисбаланс и вибрации ротора, что уменьшает износ защитных втулок вала, опорных поверхностей направляющих аппаратов, вала. Уменьшается вероятность «полетов» оборудования;



Рисунок 3.10 – Комбинированное двухпорное рабочее колесо

Таблица 3.5 - Сравнительная таблица физико-механических свойств жидкокристаллических полимеров (ЖКП), материалов на основе полиамидов и слоистых пластиков

Свойства	Метод измерения	Единицы измерения	ЖКП, ЖКП-АФ	СПА, СПА-АФ	Карбонит	Текстолит ПТК
Плотность	ISO 1183 ГОСТ 15139-69	г/см ³	1,5-1,7	1,3-1,5	1,32-1,42	1,3-1,4
Теплостойкость, не менее: - по Вика при 1,8 МПа - по Мартенсу	ISO 75 ГОСТ 21341-75	оС	220 -	220 -	- 150	- 130-140
Температура плавления	ISO 3146	оС	300	260	-	-
Прочность при изгибе	ISO 178 ГОСТ 4648-81	МПа	245 -	230 -	150	150
Водопоглощение	ISO 62 ГОСТ 4650-80	%	0,02	1,1	2	0,9
Коэффициент линейного термического расширения	ISO 696	10 ⁻⁵ оС ⁻¹	2	3	3	2-4,1

- Малый вес в сочетании с высокой чистотой проточных каналов и низкой адгезией материала обеспечивает увеличение КПД насоса;
- Применение закладных металлических ступиц увеличивает износостойкость и позволяет использовать рабочие колеса из ПКМ в насосах

износостойкого и коррозионноизносостойкого исполнения;

- Применение рабочих колес из ПКМ с диспергирующим элементом (импеллер) обеспечивает снижение влияния газового фактора на процесс отложения солей и минералов.

- Применение рабочих колес с удлиненной ступицей из ПКМ и (или) втулок защитных вала из ПКМ, в виду низкой адгезии полимерной поверхности к солям и АСПО, значительно снижает скорость отложения солей в области трения, что снижает вероятность заклинивания радиальных пар трения, особенно при периодической эксплуатации УЭЦН.

С целью обеспечения ремонтпригодности (замена опорных шайб) в конструкцию полимерных рабочих колес введены специальные пазы на бурте для удаления шайб (рисунок 3.11). Данный конструктивный элемент обеспечивает беспрепятственное и безопасное извлечение шайб из полимерных колес с помощью несложного слесарного инструмента типа отвертки.

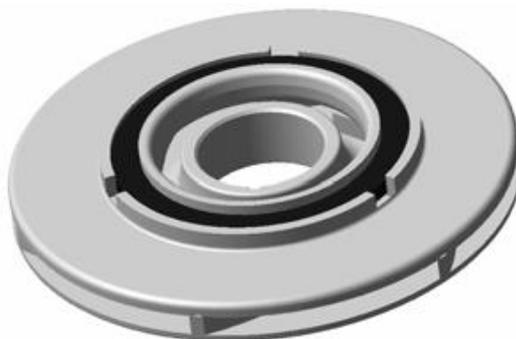


Рисунок 3.11 Полимерное рабочее колесо со специальным пазом на бурте для удаления шайб

Рекомендации по эффективной эксплуатации рабочих колес из ПКМ. Наибольший эффект их применения достигается в условиях осложняющих факторов – солеотложения и АСПО.

Применение рабочих колёс из ПКМ позволяет увеличить наработки на отказ и снизить стоимость ремонтов насосов по сравнению с аналогами из серого чугуна и нирезиста при подъеме пластовой жидкости со следующими характеристиками:

1. Плотность жидкости должна быть не более 1400 кг/м³;

2. Кинематическая вязкость однофазной жидкости, при которой обеспечивается работа насоса без изменения напора и КПД, должна быть не более 1 мм²/с;

3. Объемное содержание попутного газа на приеме насоса должно быть не более 25 %, с применением газосепаратора в составе установки – не более 55 %;

4. Концентрация сероводорода:

- для ступеней с направляющими аппаратами коррозионностойкого и коррозионно- износостойкого исполнения должна быть не более 1,25 г/л;
- для ступеней с направляющими аппаратами обычного и износостойкого исполнения должна быть не более 0,01 г/л;

5. Содержание попутной воды должно быть не более 99,9 %;

6. Водородный показатель (рН):

- для ступеней с направляющими аппаратами коррозионностойкого и коррозионно- износостойкого исполнения должен быть от 3 до 10 единиц;
- для ступеней с направляющими аппаратами обычного и износостойкого исполнения должен быть от 5 до 10 единиц;

7. Количество агрессивных компонентов (для ступеней с направляющими аппаратами коррозионностойкого и коррозионно-износостойкого исполнения), должно быть не более, в г/л: CO₂ – 0,15, Cl⁻ – 20, HCO₃ – 1;

8. Концентрация твердых частиц:

- для колес с удлиненной полимерной ступицей должна быть не более 0,2 г/л;
- для колес с металлической ступицей должна быть не более 0,5 г/л;

9. Микротвердость частиц должна быть не более 7 баллов по Моосу;

10. Температура жидкости на приеме насоса должна быть не более 120

°С.

Рабочие колеса из ПКМ используются для ЭЦН различных вариантов исполнения в сочетании с цельнометаллическими и комбинированными направляющими аппаратами.

В наибольшей степени преимущества рабочих колес из ПКМ по факторам коррозии, солеотложения и АСПО в сравнении с металлическими аналогами раскрываются в ступенях с комбинированными направляющими аппаратами производства ООО «Ижнефтепласт», имеющими аналогичные с колесами свойства по стойкости к коррозии, солеотложению и АСПО.

Комбинированные направляющие аппараты. Комбинированный направляющий аппарат состоит из проточной части из теплокислотостойких полимеров и металлического стакана и центральной втулки (Рисунок 3.12)

Преимущества комбинированных направляющих аппаратов

Высокая коррозионная стойкость и чистота проточных каналов, низкая адгезия и немагнитные свойства полимерного материала обеспечивают снижение скорости солеотложения и засорения проточных каналов АСПО на 40-50% по сравнению с металлическими рабочими органами;

Снижение веса направляющего аппарата на 15...25% за счет применения ПКМ;

Повышение КПД ЭЦН (на 2...4% в целом) за счет снижения шероховатости поверхности проточных каналов.

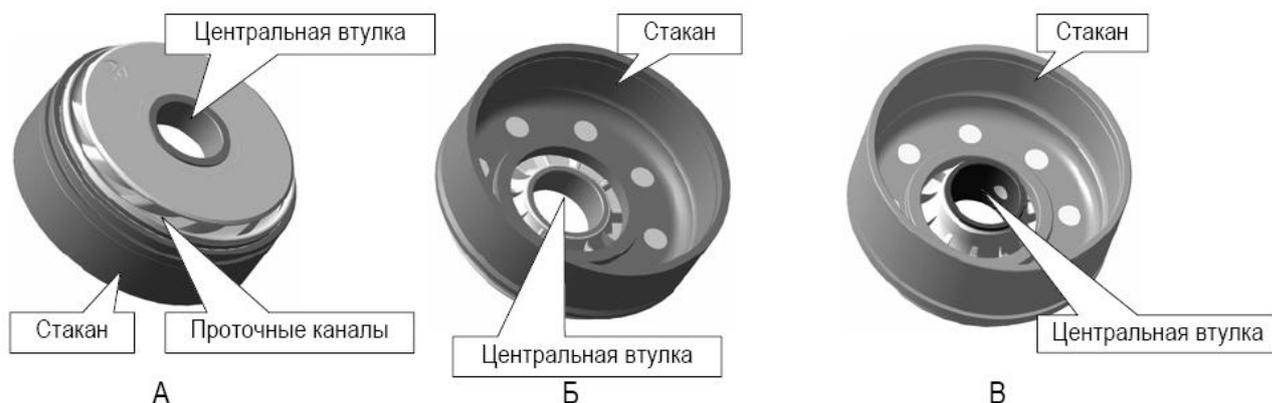


Рисунок 3.12 – Комбинированные направляющие аппараты одноопорной (А и Б) и двухопорной конструкции (В)

3.8.3.2 Внедрение электроцентробежных «порошковых» насосов

Использование электроцентробежных «порошковых» насосов, позволит наиболее эффективно эксплуатировать проблемные скважины и решать следующие задачи: возможность эксплуатации низко- и среднедебитных скважин, находящихся в поздней стадии разработки, что характеризуется их истощением и большой обводнённостью и ввода скважин из консервации и простаивающего фонда. Особенность – применение новых групп рабочих органов, выполненных по технологии порошковой металлургии, при сохранении базовой комплектации насоса, все детали и узлы являются унифицированными. Преимущества специального композиционного материала, разработанного для рабочих органов «порошковых» насосов:

- абразивная стойкость - износ на 20-30 % ниже, чем у пары нирезист - нирезист, и в 2 раза ниже, чем у пары из серого чугуна;
- высокая коррозионная стойкость порошкового материала - в несколько раз выше серого чугуна и приближена нирезисту;
- стойкость к солеотложению - за счет высокой чистоты проточных каналов (по шероховатости $Ra=0,8$) порошковый материал превосходит нирезист;
- твердая и ударная вязкость - в 1,5 и более раза выше, чем у нирезиста и серого чугуна; детали не претерпевают изменений в размерах и прочности при температуре от -70 до $+250$;
- композиционный материал абсолютно беспористый; теплопроводность более чем в 1,5 раза выше, чем у нирезиста и серого чугуна.
- Преимущества двойной центробежной схемы конструкции порошковых ступеней «БОРЕЦ»:
 - ступени с диспергирующими лопатками выполнены по оригинальной схеме двойных центробежных;
 - дополнительные лопасти обеспечивают повышение напора за счет увеличения центробежной скорости движения пластовой жидкости и отсутствия поперечных потоков;

- аналог на рынке - центробежно-вихревые порошковые ступени с поперечным вихревым движением потока, приводящее к повышенной вибрации рабочего;
- Такая схема препятствует образованию застойных зон пластовой жидкости в полости между дисками направляющего аппарата и рабочего колеса
- Резко уменьшается количество абразива, попадающего в зазор между трущимися поверхностями втулок колеса и аппарата.

3.8.3.3 Внедрение системы дистанционного многопараметрического мониторинга и адаптивного регулирования работы УЭЦН кустовых площадок

Полное наименование системы - система дистанционного многопараметрического мониторинга и адаптивного регулирования работы УЭЦН кустовых площадок. Условное обозначение - СМР УЭЦН. Система создана для наладки автоматизированных средств управления технологическим процессом (АСУ ТП), программного обеспечения (ПО) подсистем системы мониторинга работы УЭЦН.

Система СМР УЭЦН объединяет ряд аппаратных (в том числе средства КИПиА) и программных средств, в совокупности с SCADA-системой нефтепромысла предназначена для дистанционного контроля, управления и регулирования отдельных скважин, их кустов или месторождения в целом. Применяется для оперативного дистанционного контроля состояния погружного и наземного оборудования кустовых площадок и оптимального управления в реальном масштабе времени оборудованием добывающих скважин с УЭЦН с диспетчерского пункта ЦДНГ-7

Назначение системы СМР УЭЦН - мониторинг технологических и энергетических параметров, передача данных в диспетчерскую ЦДНГ-7; дистанционное управление УЭЦН кустовых площадок; адаптивное регулирование (самонастройка) режима работы УЭЦН; дистанционная

установка любого нового значения забойного давления Рзаб, поддержание заданного Рзаб с учетом динамики скважин, автоматический режим эксплуатации скважин.

Основные цели внедрения системы СМР УЭЦН - мониторинг технического состояния насосной установки и дистанционное управление в условиях отдаленности и труднодоступности технологических объектов; повышение информационной полноты, достоверности и быстродействия (оперативности) контроля скважин и скважинного оборудования (погружного и наземного); оптимизация эксплуатационных режимов работы скважин (системы «пласт – скважина – насосная установка») на заданные целевые функции путём согласования добывных возможностей пласта (характеристики притока) с режимом работы насосной установки (характеристики истечения) за счёт регулирования частоты вращения погружного электродвигателя.

Регулярное проведение диагностики работающего оборудования позволяет не только предотвратить «полеты», но и получить достоверные данные по эксплуатации, на основании которых производятся работы по снижению эксплуатационных затрат.

3.9 Рекомендации по повышению эффективности работы фонда скважин Южно-Черемшанского месторождения

Кроме запланированного комплекса мероприятий по повышению эффективности работы насосных установок можно порекомендовать применение комплексного привода на базе вентильного электродвигателя с системой телеметрического контроля и регулирования параметров работы насосной установки для адаптации ее характеристики к параметрам скважины.

Привод работает в комплекте с насосами, кабельными линиями, и трансформаторами, используемыми в составе обычных УЭЦН с асинхронными погружными электродвигателями типа ПЭД. Диапазон регулирования частоты вращения электродвигателя – 500- 3500 об/мин.

По сравнению с традиционными асинхронными ПЭД вентильные

двигатели обладают целым рядом характеристик, делающих их применение привлекательным с экономической точки зрения. Использование вентильного электродвигателя в качестве привода УЭЦН позволяет изменять частоту вращения вала в расширенном диапазоне, а значит максимально оперативно реагировать на изменение дебита скважины и динамического уровня без производственных остановок и проведения спускоподъемных операций. Принципиальное отличие вентильных двигателей от серийных асинхронных ПЭД заключается в возможности регулирования частоты вращения за счет изменения силы тока, в то время как скорость вращения асинхронного двигателя можно регулировать, лишь изменяя частоту тока с помощью частотных преобразователей. Таким образом, более простая конструкция вентильного электродвигателя позволяет регулировать частоту оборотов без применения дополнительного дорогостоящего оборудования – частотно-регулируемых приводов (ЧРП).

Значение КПД вентильного электродвигателя гораздо выше – более 90%, и оно почти не изменяется при колебаниях напряжения питающей сети, а также при изменении нагрузки на привод, за счет более высокого КПД вентильные электродвигатели меньше перегреваются, что увеличивает ресурс изоляционных материалов и позволяет сократить количество отказов по причине оплавления кабеля в месте кабельного ввода.

Анализ результатов ревизии узлов УЭЦН, подвергшихся расчленению и «полетам», показывает, что основной причиной разрушений является вибрация под воздействием возмущающей силы, возникающей в центробежных насосах в результате износа радиальных опор рабочих органов в абразивной среде, и химической коррозии.

Радикальным техническим решением снижения нагрузок на опорные поверхности рабочих органов ЭЦН, снижения амплитуды вибрации и величины возмущающей силы является установка в насосе промежуточных подшипников, износостойких в абразивной среде с твердостью частиц до 7 баллов по Моосу. Использование насосов с двухпорными ступенями

существенно снижает количество отказов и повышает наработку на отказ. В тоже время стоимость таких насосов существенно выше и ремонт их требует больших затрат высококвалифицированной рабочей силы. Такие насосы могут быть рекомендованы в первую очередь для высокодебитных низкообводненных скважин, простой которых существенно снижает суммарную добычу нефти.

В целом, применение механизированной добычи для условий Южно-Черемшанского месторождения является оптимальным способом подъема жидкости в скважинах. Дальнейшая стабилизация работы электроцентробежных насосов на месторождении возможна при расширении комплекса работ по исследованию скважин, корректному подбору ЭЦН в соответствии с продуктивностью скважин и уточненными физико-химическими свойствами флюидов, расширении использования износостойкого оборудования, способного работать в интенсивных условиях эксплуатации, а также в результате выполнения плановых мероприятий по борьбе с осложнениями.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6В	Панасенко Игорю Александровичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	магистратура	Направление	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>	Расчет капитальных вложений и эксплуатационных затрат, обеспечивающих разработку месторождения в целом или по отдельному нефтепромысловому объекту
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения проекта с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Сравнительный анализ фактических затрат с проектными. При выявлении существенных различий в уровнях проектных и фактических затрат устанавливаются обуславливающие их причины и предлагаются методы их корректировки.
2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	
3. <i>Планирование процесса управления НИИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	При выявлении существенных различий в уровнях проектных и фактических затрат устанавливаются обуславливающие их причины и предлагаются методы их корректировки
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Панасенко Игорь Александрович		

4 ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ УСТАНОВКИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА ВЕНТИЛЬНОГО ТИПА

В магистерской диссертации описывается целесообразность внедрения установки электроцентробежного насоса вентильного типа, что раньше не применялось на месторождениях АО «Томскнефть». Это ключевым образом связано с уменьшением затрат на электроэнергию с сохранением напорно-расходных характеристик установок. В данной главе приводится расчет единовременных (приобретение оборудования и его монтажа) и эксплуатационных затрат, а также выводится обоснование экономической эффективности данного технического решения.

Под экономической эффективностью новой технологии понимается улучшение ряда показателей, происходящих за счет ее внедрения. Внедрение новой технологии оправдано только тогда, когда оно обеспечивает экономический эффект в виде снижения затрат на электроэнергию.

4.1 Расчет капитальных вложений на замену насосов

В связи с большим потреблением электроэнергии было предложено поменять насос с асинхронным двигателем на аналогичный электроцентробежный насос с вентильным двигателем, который его превосходит по многим характеристикам. Так, например, второй отличается меньшим энергопотреблением при достижении высокой производительности и не уступают уже установленному насосу в дебите и напоре. Также значительную роль играет стоимость оборудования. Стоимости насосных установок приведены в таблицах 4.1 и 4.2.

Таблица 4.1 – Стоимость оборудования асинхронного ЭЦН

№	Наименование	Количество, шт	Стоимость месячной аренды оборудования, руб.
1	УЭЦН5-30-2250	1	51660
2	СУ Электон 05(9)	1	7770
3	ТМПН 400/6/4510	1	2760
Итого			62190

Таблица 4.2 – Стоимость оборудования вентиляционного УЭЦН

№	Наименование	Количество, шт	Стоимость месячной аренды оборудования
1	УЭЦН5э-35-2250	1	57420
2	СУ электон 05(9)	1	7770
3	ТМПН 400/6/4510	1	2760
Итого			67950

Исходя из полученных данных, можно сделать вывод, что стоимость энергосберегающего оборудования превышает стоимость применяемого УЭЦН на 8,5% или на 5тыс.760руб. Однако данный насос имеет маленький срок окупаемости из-за потребляемой им мощности.

4.2 Затраты на демонтаж и монтаж скважинных насосных установок

Для правильной и безопасной работы установки необходим ее правильный монтаж специалистами инженерно-технического отдела. Рассмотрим основные виды работ, которые необходимы для проведения демонтажа и монтажа скважинных насосных установок (табл. 4.3).

Таблица 4.3 – Экономические затраты на монтаж установки

№	Вид монтажных работ	Количество дней	Состав бригады, чел.	Стоимость работ, руб.
1	Глушение скважины	0,25	4	8000
2	Демонтаж установки электровинтового насоса	0,2	5	10000
3	Монтаж установки электроцентробежного насоса	0,2	5	10000
4	СПО насоса	2	4	100000
5	Запуск УЭЦН	0,1	2	3000
Итого		2,75	7	131000

Расчет выполнен по нормативам заказчика. Общие затраты на демонтаж установки винтового насоса и монтаж установки электроцентробежного насоса на кустовой площадке составил 131 тыс. руб.

4.3 Затраты на материалы

Для запуска в работу и эксплуатации насосного оборудования необходимо так вспомогательное оборудование и материалы, применяемые при монтаже и ремонтных работах. Их стоимость рассчитана в таблице 4.4

Таблица 4.4 – Стоимость материалов на проведение мероприятий для монтажа электроцентробежного насоса

№	Наименование материалов	Количество	Цена, руб.	Сумма, руб.
1	Кабель погружной, км	2,5	421500	1053750
2	Пояс крепления кабеля ПКК (клямса) ПКК-2.5/73 ,шт	1000	2	2000
3	Протектолайзер ,шт	20	3000	60000
4	Мегаомметр ,шт	1	9000	9000
Итого				1124750

Из таблицы следует, что стоимость материалов, необходимых на проведение мероприятий для монтажа электроцентробежного насоса составляет 1млн 124тыс 750 руб.

4.4 Расчет затрат на оплату труда

К расходам на оплату труда относятся суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;

Расчет суммы, начисленной по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др. (табл. 4.5).

Таблица 4.5 – Надбавки и доплаты к заработной плате работника

Районный коэффициент	1,7
Северная надбавка	1,5
Доплата за вредность	1,04
Компенсационная выплата за вахтовый метод работы	1,3

Таким образом, рассчитаем затраты на заработную плату рабочих, задействованных в процессе монтажа электроцентробежного насоса (таб. 4.6)

Таблица 4.6 – Расчет заработной платы работников

	Оператор ПРС	Машинист	Мастер ПРС	Оператор ДНГ	Супервайзер
Часовая тарифная ставка, руб	80	85	125	103	150
Районный коэффициент, руб.	56	59,5	87,5	72,1	105
Северная надбавка, руб.	40	42,5	62,5	51,5	75
Доплата за вредность, руб.	3,2	3,4	5	4,12	6
Вахтовый метод работы, руб.	16	17	25	20,6	30
Итого, руб./час	195,2	207,4	305	251,32	366
Время работы, часов	66	56	52	4	8
Итого, руб. за работу 1-го работника, руб	12883	11614,4	15860	1005,28	2928
Общая сумма ЗП, руб.	38650	11614,4	15860	2010,56	2928
Итого	71062,56				

Страховые взносы определяются согласно установленным Налоговым кодексом РФ. Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве представлены в (табл. 4.8). Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс III

с тарифом 0,4 для предоставления услуг, связанных с добычей нефти и газа (код по ОКВЭД - 09.10.2).

Таблица 4.7 – Расчет страховых взносов

	Опера-тор ПРС	Машины ст	Мастер ПРС	Оператор ДНГ	Супер- вайзер
ЗП на одного сотрудника, руб.	12883,2	11614,4	15860	1005,28	2928
ФСС (2,9%)	373,61	336,81	459,94	29,15	84,91
ФОМС (5,1%)	657,04	592,33	808,86	51,26	149,32
ПФР (22%)	2834,30	2555,16	3489,2	221,16	644,16
Страхование от несчастных случаев (тариф 0,4%)	51,53	46,45	63,44	4,021	11,71
Всего на одного сотрудника, руб.	3916,49	3530,77	4821,44	305,60	890,11
Всего на сотрудников, руб.	11749,47	3530,77	4821,44	611,21	890,11
Общая сумма, руб.	21603,01				

Зарплаты работников указаны за отдельный вид работ, а именно текущий ремонт скважины.

4.5 Текущие затраты

Основная экономическая эффективность рассчитывается как экономия затрат на электроэнергию. В таблице 4.8 приведены показатели энергопотребления, спущенного и спускаемого насосов.

Исходя из данных, приведенных в таблице, можно сделать вывод, что стоимость затрат на электроэнергию при смене насосного оборудования снизится на 18,8% или на 4925 руб. в месяц. Таким образом, компании целесообразно заменить электроцебрбежный насос с асинхронным двигателем на электроцебрбежный насос с энергоэффекивным двигателем.

Таблица 4.8 – Расчет потребляемой насосами мощности

№	Наименование	Потребляемая мощность, кВт·ч	Затраты на электроэнергию, руб./месяц
1	ЭЦН5-30-2250	16	26265,6
2	ЭЦН5э-20-2250	13	21340,8

4.6 Расчет эксплуатационных затрат

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма эксплуатационных затрат (табл. 4.9).

Таблица 4.9 – Эксплуатационные затраты на демонтаж и монтаж насосного оборудования.

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
Затраты на демонтаж и монтаж скважинных насосных установок	131000
Затраты на материалы	1124750
Оплата труда	71062,56
Страховые взносы	21603,01824
Накладные расходы (20%)	269683,1156
Всего затрат:	1618098,694

Эффект – это определённый результат, полученный в течение какого-либо периода. Эффект – всегда абсолютная величина (например, национальный доход, объём произведённой продукции, прибыль и т. д.). При оценке эффекта сравниваются фактические или ожидаемые показатели с установленным стандартом, эталоном, заранее принятой целью и др. Эффект в общем виде представляет собой разность между результатами и затратами, ценой товара и его себестоимостью, между плановыми и фактическими значениями показателя и т. д. Эффективность характеризует соотношение полученного эффекта с затратами на его осуществление.

Экономическая эффективность производства измеряется путём сопоставления результатов производства (эффекта) с затратами или применяемыми ресурсами. Расчёты экономической эффективности

производства производятся по системе показателей, которые группируются по содержанию показателей, отражающих эффективность использования в производстве элементов затрат и ресурсов на обобщающие и частные показатели.

Исходя из полученных данных можем заметить, что время на проведение ремонта, а также дополнительные материалы при смене установки остается таким же. В этом случае экономический эффект складывается лишь из сэкономленной электроэнергии и переплат за более дорогое оборудование.

$$\mathcal{E}_m = P_m - Z_m \quad (1)$$

где \mathcal{E}_t – экономическая эффективность мероприятия НТП за расчетный период, тыс. руб.;

P_t – стоимостная оценка результатов осуществления мероприятий за расчетный период;

Z_t – стоимостная оценка затрат на осуществление мероприятия НТП за расчетный период.

Срок окупаемости T_p (payback period) определяется как соотношение инвестиций и прибыли, которая получена за счёт данных инвестиций:

$$T_{pi} = I_i / p_i \quad (2)$$

Рентабельность капитализированных затрат (return on capitalized costs) определяется по формуле:

$$ROCC = p_i / I_k \quad (3)$$

В нашем случае экономический эффект составляет 53,3 тыс.руб. в год. Дополнительные капитальные вложения, связанные с заменой оборудования составят: $67950 - 32170 = 5760$ руб.

Срок окупаемости в этом случае составляет 1,3 месяца.

Выводы

В результате проведенного мероприятия по замене установки насоса энергопотребление скважины снизилось с 11520 кВт/мес до 9360 кВт/мес. Срок окупаемости данной замены составил 1,3 месяца. Из этого следует сделать вывод, что данное техническое решение целесообразно и ведет к значительному снижению затрат на электроэнергию.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6В	Панасенко Игорю Александровичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	магистратура	Направление	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (рабочая зона, алгоритм, методика, материал)	<i>Кустовые площадки промысла под открытым небом на которых ведется эксплуатация месторождения с использованием специальных приборов и оборудования.</i>
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды:	<p><i>К вредным факторам, которым подвергается оператор по добыче нефти и газа относятся: Отклонение показателей климата на открытом воздухе определяют следующие параметры: температура воздуха (°C); относительная влажность воздуха (%); подвижность воздуха (м/с); тепловое излучение (Вт/м²) или тепловая нагрузка среды (°C).</i></p> <p><i>Повышенная загазованность и запыленность рабочей зоны. В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа, превышение максимального допустимого давления.</i></p> <p><i>Повреждения в результате контакта с насекомыми. В летне–осенний период особенно тягостны для человека летающие кровососущие насекомые.</i></p> <p><i>Превышение уровня шума. Основным источником шума на кустовой площадке являются работающие спускоподъемные механизмы и автотранспорт.</i></p> <p><i>Превышение уровня вибрации. Воздействие вибрации возникает при работе на спецтехнике, подъемных и цементировочных агрегатах, при спуске и подъеме насосно–компрессорных труб из–за вращения ротора подъемного агрегата; вибрация передвижной</i></p>
---	--

	<i>дизельной станции, а также вибрация при регулировании расхода закачиваемой воды в пласт запорной арматурой.</i>
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды:	механические опасности: движущиеся и вращающиеся части механизма, для защиты устанавливают ограждение; электробезопасность: для обеспечения защиты человека от поражения электрическим током необходимо, чтобы все токоведущие части электроустановок, пускорегулирующей аппаратуры и аппаратуры защиты были ограждены от случайных прикосновений; для защиты используют заземление;
3. Охрана окружающей среды:	анализ воздействия объекта на атмосферу; анализ воздействия объекта на гидросферу; анализ воздействия объекта на литосферу;
4. Защита в чрезвычайных ситуациях:	перечень возможных ЧС на объекте; Взрыво- и пожароопасность производства
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	характерные для проектируемой рабочей зоны: <i>Рабочая смена не более 12 часов, выдача каждому оператору по добыче нефти и газа по пол литра молока в день.</i> организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны: <i>Содержание рабочего места в порядке, проверка заземлений, проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов; применение исправного электрооборудования и эксплуатация его в соответствии с требованиями технических паспортов, правил устройства электроустановок.</i>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОКБ	Абраменко Никита Сергеевич			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Панасенко Игорь Александрович		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность предприятия – это уровень добровольного отклика на социальные потребности работников, лежащие вне определяемых законом или регулирующими органами требований, это действия, предпринимаемые во благо общества добровольно.

В данном разделе магистерской работы произведено описание мер по обеспечению благоприятных условий для работы оператора по добыче нефти и газа при выполнении своих производственных обязанностей согласно наряду на объектах кустов газовых и нефтяных скважин, а также при работе с системами телеметрии и телемеханики, которыми оборудована обвязка устья скважин с концентрической лифтовой колонной.

Основное рабочим местом оператора является кустовая площадка промысла. Все работы производятся на открытом воздухе. В то время, когда человек работает, занимаясь трудовой деятельностью, он может подвергаться различным опасным (вызывающим травмы) и вредным (вызывающим заболевания) производственным факторам. Эти факторы (ГОСТ 12.0.003-74) делятся на четыре группы: физические, биологические и психофизиологические, химические.

Ниже приведен перечень вредных и опасных производственных факторов для профессии оператора:

- метеорологические условия производственной среды;
- повышенная загазованность (углеводородные газы, CO₂);
- укусы насекомых;
- производственный шум;
- производственная вибрация;
- механическое травмирование;
- взрыво- и пожаро- опасность производства;
- электромагнитные и электрические поля;

- вредные химические вещества.

5.1 Анализ вредных факторов производственной среды

5.1.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Метеорологические условия на производстве, или микроклимат, определяют следующие параметры: температура воздуха ($^{\circ}\text{C}$); относительная влажность воздуха (%); подвижность воздуха (м/с); тепловое излучение ($\text{Вт}/\text{м}^2$) или тепловая нагрузка среды ($^{\circ}\text{C}$). Эти параметры, отдельно и в комплексе, влияют на организм человека, определяя его самочувствие.

Метеорологические условия для рабочей зоны производственных помещений регламентируются ГОСТ 12.1.005-88 "Общие санитарногигиенические требования к воздуху рабочей зоны" и Санитарными нормами микроклимата производственных помещений (СН 4088-86).

Основным значением для норм является отдельное нормирования каждого из компонент: влажности, скорости движения воздуха, температуры. В зоне производственной деятельности должны быть оптимальные параметры микроклимата с допустимыми значениями данных параметров.

Метеорологические условия подвержены сезонным и суточным колебаниям. Высокая температура воздуха предшествует понижению внимания, возникает торопливость и неосмотрительность. Низкая температура снижает подвижность конечностей из-за способности тела отдавать тепло в окружающую среду.

Рабочему важно обеспечить защиту от агрессивных сред, а так же комфортную эксплуатацию в суровых погодных условиях. Рабочие должны обеспечиваться спецодеждой соответствующей времени года.

Летом – спецодежда х/б, сапоги, головной убор, рукавицы, а также средства защиты от кровососущих насекомых. Зимой – шапка – ушанка, валенки, ватные штаны, шуба, ватные рукавицы.

5.1.2 Повышенная загазованность и запыленность рабочей зоны

В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа, превышение максимального допустимого давления. Особенно опасен сероводород, он нарушает доставку тканям кислорода, оказывает раздражающее действие на слизистую оболочку глаз и дыхательных путей, ПДК H₂S – 0.1 м²/м³ по ГОСТ 12.1.005 – 88 [15]. За контролем запыленностью и загазованностью используют специальные приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно– допустимых концентраций.

5.1.3 Повреждения в результате контакта с насекомыми

В летне-осенний период особенно тягостны для человека летающие кровососущие насекомые. Они забираются под одежду, в нос, уши, наносят бесчисленные укусы, переносящие вирусы и бактерии.

Для борьбы с кровососущими насекомыми необходимо носить специальную одежду (энцефалитный костюм), а также использовать различные аэрозоли и мази от насекомых.

5.1.4 Превышение уровней шума

Шум - это беспорядочное сочетание волн различной частоты интенсивности, возникающих при механических колебаниях в твердых, жидких и газообразных средах. Шум отрицательно влияет на организм человека, и в первую очередь на его центральную нервную и сердечнососудистую систему.

Основным источником шума на кустовой площадке являются работающие спускоподъемные механизмы и автотранспорт.

Предельно допустимые значения (до 80 децибел), характеризующие шум, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.003-83 [23]. Допустимые уровни

звукового давления и эквивалентного уровня звука приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука (ГОСТ 12.1.003-83)

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

Для снижения шума применяют:

- Уменьшение уровня шума в источнике его возникновения
- (своевременное смазывание движущихся частей);
- Звукопоглощение и звукоизоляция;
- Установка глушителей шума;
- Рациональное размещение оборудования;
- Применение средств индивидуальной защиты (наушники, ушные вкладыши).

5.1.5 Превышение уровня вибрации.

Воздействие вибрации возникает при работе на спецтехнике, подъемных и цементировочных агрегатах, при спуске и подъеме насосно– компрессорных труб из–за вращения ротора подъемного агрегата; вибрация передвижной дизельной станции, а также вибрация при регулировании расхода закачиваемой воды в пласт запорной арматурой.

При продолжительном воздействии вибрации высокого уровня на организм возникает преждевременное утомление, снижается продолжительность труда, рост заболеваемости и развивается вибрационная болезнь.

Предельно допустимые значения, характеризующие вибрацию, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.012-90 [20] приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Гигиенические нормы уровней виброскорости (ГОСТ 12.1.01290)

Вид вибрации	Допустимый уровень виброскорости, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц										
	1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Технологическая	—	108	99	93	92	92	92	—	—	—	—
Локальная вибрация	—	—	—	115	109	109	109	109	109	109	109

В качестве средства защиты от вибраций рабочего места, конструкций, оборудования эффективным является виброизоляция, которая представляется собой упругие вставки между вибрирующей машиной и основанием.

Для индивидуальной защиты человека от вибраций, которые передаются через ноги, следует носить обувь с войлочной или толстой резиновой подошвой. Для защиты рук используются виброгасящие перчатки.

5.1.6 Электромагнитные поля

Электромагнитное поле воздействует на центральную нервную и сердечно-сосудистую системы. Появляются жалобы на головную боль, сонливость или бессонницу, утомляемость, слабость, повышенную потливость, снижение памяти, потемнение в глазах, чувство тревоги и страха.

Источники излучения электромагнитного поля:

- трансформаторы, установленные в медицинском оборудовании;
- электропроводка;
- распределительные устройства (автоматы защиты, контакторы, релейные схемы и т. п.);
- индукторы и т.п.

Нормируется только электрическая составляющая поля на промышленной частоте, которая измеряется в киловольт/метр (таблица 5.3)[24].

Таблица 5.3 - Нормативы для обслуживающего персонала (СанПиН 2.2.4.1191-03)

Напряж. поля, кВ/м	5	10	15	20	25
Время, ч	8	3	1,5	10	5

При напряженности более 15 кВ/м - необходимо надевать спецодежду.

Защита:

- экранирование;
- уменьшение времени пребывания;
- удаление от источника электромагнитного излучения.
- заземление или зануление оборудования.

5.2 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению

5.2.1 Механические опасности

Основными опасными факторами являются движущиеся и вращающиеся части рабочего механизма. Необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм:

1. проверка наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов;
2. плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств;
3. проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, - устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [25] данные зоны ограждаются сетками, экранами и кожухами. Их размеры и установка предусматривает любое случайное проникновение человека в опасную зону. Для обустройства ограждений есть также свои определенные требования. При снятом или неисправном ограждении работа запрещена.

5.2.3 Электробезопасность на рабочем месте

Правила имеют целью обеспечить надежную, безопасную и рациональную эксплуатацию электрооборудования. Работник должен помнить, что прикосновение или приближение на опасное расстояние к токоведущим частям, находящимся под напряжением ведет к поражению электрическим током или электрической дугой. Поражающие свойства электрического тока проявляются в виде электрических ударов и электрических травм (электрические ожоги, электрические знаки, электроофтальмия, электрометаллизация кожи, механические поражения). Степень воздействия ток на тело человека приведено в таблице 5.4 [17].

Для защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции в электроустановках потребителей должны быть предусмотрены защитные меры. В качестве таких мер могут быть использованы заземление, зануление, защитное отключение, разделяющий трансформатор, малое напряжение, двойная изоляция, выравнивание потенциалов.

Средства защиты, предназначенные для обеспечения электробезопасности, называются *электрозащитными* и подразделяются на основные и дополнительные.

Основным называется изолирующее электрозащитное средство, изоляция которого длительно выдерживает рабочее напряжение электроустановки и которое позволяет прикасаться к токоведущим частям, находящимся под напряжением.

Дополнительным называется изолирующее электрозащитное средство, которое само по себе не может при данном напряжении обеспечить защиту от поражения электрическим током, но дополняет основное средство защиты, а также служит для защиты от напряжения шага.

Таблица 5.4 - Характер воздействия электрического тока на организм человека в зависимости от рода и величины тока

Ток, мА	Характер воздействия	
	переменного тока 50-60 Гц	постоянного тока
0,6-1,5	Начало ощущения, легкое дрожание рук	Не ощущается
5-7	Судороги в руках	Зуд, ощущение нагрева
20-25	Руки парализуются мгновенно, оторваться от токоведущей части невозможно. Сильные боли, затрудняется дыхание	Ощущение нагрева. Незначительное сокращение мышц
50-80	Паралич дыхания	Сильное ощущение нагрева. Судороги мышц рук. Затрудненное дыхание
90-100	Паралич дыхания. При длительности 3с. и более - паралич сердца, смерть.	Паралич дыхания

В электроустановках до 1000В необходимо применять следующие основные электробезопасные средства: изолирующие штанги, указатели напряжения, диэлектрические перчатки, изолированный инструмент, дополнительные – диэлектрические галоши, диэлектрические ковры, изолирующие ковры, изолирующие подставки и колпаки.

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха

Строительство и эксплуатация объектов нефтедобычи связаны с выделением загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферный воздух. Загрязнения поступают в атмосферу через организованные и неорганизованные источники выбросов.

При строительстве объектов обустройства загрязнение атмосферы происходит в результате выделения: продуктов сгорания топлива (передвижной транспорт); растворителей (окрасочные работы); сварочных аэрозолей (сварочные работы).

Основные источники выбросов углеводородов в атмосферу при эксплуатации месторождения: устье факела, дымовые трубы ПТБ, дыхательные клапаны резервуаров, неплотности фланцевых соединений и ЗРА аппаратуры, сальниковые уплотнения насосов, воздушники емкостей, автотранспорт.

В целях предупреждения загрязнения атмосферного воздуха необходимо предусмотреть ряд мероприятий по предотвращению аварийных выбросов вредных веществ в атмосферу, в которые входят: полная герметизация системы сбора и транспорта нефти; стопроцентный контроль швов сварных соединений трубопроводов; защита оборудования от коррозии; сброс нефти и газа с предохранительных клапанов аппаратов в аварийные емкости; сброс жидкости из аппаратов в подземную емкость перед остановкой оборудования на ремонт;

Также необходимо: Оперативная ликвидация загрязнения технологических площадок; раздельное хранение легко воспламеняющихся веществ; использование компрессоров с электроприводом; утилизация попутного газа; работы по предупреждению гидратообразования в трубопроводах; автоматическое регулирование режимных технологических параметров; автоматическое дистанционное управление приводами основных механизмов защиты и блокировки при аварийных ситуациях; безрезервуарная откачка нефти.

5.3.2 Мероприятия по охране поверхностных и подземных вод

В процессе строительства, обустройства и эксплуатации нефтегазодобывающих месторождений на поверхностные и подземные водные объекты оказывается следующее воздействие [21]: изъятие природных вод для использования на собственные нужды; загрязнение водных объектов в результате аварийных сбросов, утечек, дренажа и случайных разливов, связанных с эксплуатацией промышленных объектов, аварийных ситуаций на трубопроводах; изменение режима стока водоемов в результате проведения земляных работ, нарушения рельефа, удаления растительного покрова.

К потенциальным источникам загрязнения относятся нефтяные кусты

скважин, ДНС, ЦППН, КНС, отстойники, резервуары нефтепродуктов, опорные базы нефтепромыслов, нефтепроводы в местах пересечения с водотоками в пределах пойменного участка рек.

В качестве основных вредных источников, за счет которых вредные вещества поступают в поверхностные воды на протяжении разведки и освоения нефтяных месторождений выступают производственные и бытовые стоки, талые и ливневые воды, которые стекают с загрязненных установок и площадок, работы по строительству объектов, приводящие к эрозии прибрежных зон водоемов с засорением их строительным мусором, разливы нефти и сброс отходов в стоки без согласия соответствующих инстанций.

5.3.3 Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов

Они включают в свой состав следующие: прокладка в единых коридорах совмещенных коммуникаций с учетом эколого-экономической оценки разрушаемых экосистем; движение транспорта только по постоянным дорогам; временные дороги (зимники) будут функционировать только в зимний период, запрет на движение транспорта вне дорог; разработка мероприятий по сохранению плодородия почв; ликвидация переполненных шламовых амбаров и амбаров, расположенных вблизи рек; ликвидация всех замазученных участков, прежде всего, в водоохранных зонах рек и озер; выбор специальных мест для захоронения отходов (например, отработанные карьеры); сооружение специальных площадок для ремонта и мойки авто; обязательное проведение рекультивационных работ перед сдачей участка основному землепользователю;

Использования различных методов защиты трубопроводов от внутренней и внешней коррозии; установки электроприводной запорной арматуры, автоматически перекрывающей трубопроводы при падении в них давления; 100 % контроля швов сварных соединений трубопроводов.

5.4 Защита в ЧС

Характерны чрезвычайные ситуации (ЧС) – природного (паводковые наводнения, лесные и торфяные пожары, ураганы, сильные морозы (ниже – 40⁰С), метели и снежные заносы) и техногенного характера (открытое газонефтеводопроявление (фонтан), разгерметизация трубопроводов, пожары, взрывы, разливы сильнодействующих ядовитых веществ (СДЯВ), отключение электроэнергии).

Для всех объектов нефтяного промысла разрабатывается и утверждается план ликвидации аварии (ПЛА).

В процессе выполнения технологических работ на кустовой площадке месторождения возможны два вида аварийных ситуаций – открытое фонтанирование нефти из скважин и порывы нефтесборной сети и сети ППД.

В результате открытого фонтанирования может быть выброшено на поверхность почвы несколько десятков тонн нефти. В этом случае возможно и попадание ее в открытые водоемы и в подземные горизонты. Это самый опасный вид аварии. При разливе нефти в окружающую природную среду принимаются меры к быстрой локализации аварии, сбору нефти и ликвидации последствий загрязнения природной среды.

Так же большую опасность в работе оператора по добыче нефти и газа представляют чрезвычайные ситуации, связанные с коррозионными отказами трубопроводов. Количество коррозионных отказов трубопроводов связано с факторами, усиливающими коррозию: обводненность транспортируемых нефтепродуктов, возрастающая в течение всего периода разработки месторождения, минерализация пластовых вод. Присутствие механических примесей в продукции скважин при большой скорости потока приводит к абразивному износу внутренней поверхности трубопроводов – ручейковой коррозии.

Для предупреждения возможных аварий предусматривается: Оснащение трубопровода автоматическими системами обнаружения утечек, оперативного оповещения и отсекания поврежденных участков труб. На участках

трубопроводов, расположенных в водоохраных зонах или участках поймы, трубопроводы оборудуются задвижками; создание специально обученного подразделения по ликвидации аварий и их последствий; применение трубопровода с наружным и внутренним антикоррозийным покрытием; организация мониторинга за коррозионным состоянием трубопровода; проведение планово–предупредительного ремонта (ППР) эксплуатируемого оборудования. Служба ППР обеспечивается средствами диагностики, позволяющими определять состояние оборудования и трубопроводов, очередность и технологию ремонта.

5.4.1 Взрыво- и пожароопасность производства

Процесс, при котором происходит резкое изотермическое превращение взрывоопасной среды с выделением энергии, при котором образуются опасные газы, - называется химическим взрывом.

Федеральный закон от 22 июля 2008 года № 123 – ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [26]. Класс рабочей зоны II–III по классификации пожароопасных зон – зоны, расположенные вне зданий, сооружений, строений, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки 61 и более градуса Цельсия или любые твердые горючие вещества. Класс рабочей зоны 0-й по классификации взрывоопасных зон – зоны, в которых взрывоопасная газовая смесь присутствует постоянно или хотя бы в течение одного часа.

Смешанные горючие вещества взрываются или возгораются при определенной их концентрации в воздухе. За счет этого разрушаются или повреждаются здания и сооружения, технологические установки, емкости и трубопроводы. На открытой местности взрыв газозвдушной смеси сопровождается ударной волной. При действии человека ударной волны степень воздействия:

- менее 10кПА считается безопасной,

- При избыточном давлении от 10 до 30 кПа- легкие поражения или легкопроходящие нарушения,
- От 30 до 60 кПа - поражения средней тяжести
- От 60 до 100 кПа – тяжелые контузии и травмы,
- Более 100 кПа - крайне тяжелые контузии и травмы, которые могут привести к гибели.

Противопожарный режим излагается в цеховых и общеобъектовых инструкциях в соответствии с правилами пожарной безопасности производств и анализом пожарной безопасности объектов, а также технологических процессов. Контроль над ним должен осуществлять обслуживающий персонал.

Мероприятия по пожарной безопасности разделяются на четыре основные группы:

- предупреждение пожаров, т.е. исключение причин их возникновения;
- ограничение сферы распространения огня;
- обеспечение успешной эвакуации людей и материальных ценностей из сферы пожара;
- создание условий эффективности тушения пожара.

5.5 Особенности законодательного регулирования проектных решений

Оператор по добыче нефти и газа работает в составе бригады по обслуживанию скважин и обеспечению их бесперебойной работы под руководством лиц технического надзора. Работы, связанные с подземной добычей нефти, относятся к перечню тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин (Постановление Правительства РФ). Компенсируется за вредность в виде выдачей молочной продукции. Выдача молока производится еженедельно. Работники привлекаются к работе в ночное время, к сменному графику работы.

Работники, занятые на работах с опасными и вредными условиями труда, должны проходить обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования) для определения пригодности этих работников для выполнения поручаемой работы.

При выполнении работ, связанных с повышенной опасностью (влияние вредных веществ, неблагоприятные производственные факторы), работники должны проходить обязательное психиатрическое освидетельствование не реже одного раза в пять лет в порядке, устанавливаемом Правительством Российской Федерации.

При работе в районах Крайнего Севера и приравненных местностях, а также вахтовым методом предусматриваются надбавки и коэффициенты к заработной плате.

Как правило, работодателем предоставляются социальные пакеты (оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря, медицинская страховка, пенсионный фонд и др.).

Для решения вопросов о чрезвычайных ситуациях, создана комиссия, которая занимается финансовым, продовольственными, медицинскими и информационными проблемами, связанными с возникновением чрезвычайной ситуации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В текущей работе были изучены особенности геологического строения, в связи с которыми возникают осложнения при эксплуатации. Так же были рассмотрены ключевые технологические параметры, влияющие на работу и состояние фонда, были проведены их сбор, обобщение, переработка. К таким параметрам относятся суточные дебиты, обводненность, глубина спуска, тип и производительность установок, коэффициент подачи и т.д. Был проведен комплексный анализ фонда добывающих скважин.

Также в текущей работе были рассмотрены показатели эффективности работы и сделан вывод, что МРП на Южно-Черемшанском ниже среднего по отрасли. После характеристики осложнений и, связанных с ними отказов, были предложены рекомендации по повышению качества нефтедобычи, а также дополнен свод мероприятий для повышения МРП и СНО на данном месторождении.

Для скважины №16 15 куста Южно-Черемшанского месторождения был просчитан экономический эффект от замены асинхронного электродвигателя на вентильный, он составил 53,3 тыс.руб/год. Такая экономия достигается снижением энергопотребления при прежнем уровне добычи нефти.

В главе «Социальная ответственность» был проведен анализ вредных и опасных производственных факторов, которые встречаются на опасных производственных объектах, представленных кустовыми площадками со скважинами.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Технологическая схема разработки Южно Черемшанского месторождения (совместно с Западно-Моисеевским и Лесмуровским), Отчет ОАО «ТомскНИПИнефть» ВНК, 2004 г.
2. Анализ разработки Южно-Черемшанского месторождения, Отчет ОАО «ТомскНИПИнефть» ВНК, 2014 г.
3. Агапов С.Ю. Скважинные насосные установки для добычи нефти – Уфа: издательство УГНТУ, 2003 – 167 с.
4. Ивановский В.Н., Дарищев В.И. Скважинные насосные установки для добычи нефти. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002.- 824 с.
5. В.Г. Крец, Л.А. Саруев “Оборудование для добычи нефти”. Учебное пособие. Томск: Изд. ТПУ, 1997 г.
6. Эксплуатация осложненных скважин центробежными электронасосами / Каплан Л. С; Семенов А. В. и др. - М.: Недра, 1994. - 190 с.
7. Нефтепромысловое оборудование: Справочник / Под ред. Е. И. Бухалепко. - М.: Недра, 1990. - 560 с.
8. Ибрагимов Н.Г. Осложнения в нефтедобыче.– Уфа:ООО «Издательство научно- технической литературы «Монотомь»», 2003.- 302с.
9. НПО "Борец", ОКБ БН. Установки погружных центробежных насосов. Каталог. ЦИНТИХИМНЕФТЕМАШ. - М., 1989. - 47 с.
10. Сафиуллин Р.Р., Матвеев Ю.Г., Бурцев Е.А. Анализ работы установок электроцентробежных насосов и технические методы повышения их надежности – Уфа: издательство УГНТУ, 2002 – 90 с.
11. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений.- М.: Недра, 1990.-427 с.
12. Бухаленко Е.И., Абдуллаев Ю.Г. “Монтаж, обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования ”. М.: Недра, 1989 г.
13. Комаров В.С. “Прогнозирование наработки на отказ глубиннонасосного оборудования ”. Нефтяное хозяйство № 9, 2002 г.

14. Инструкция по расследованию причин отказов установок электроцентробежных насосов (УЭЦН). ОАО «Томскнефть», 2007г.
15. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
16. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
17. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
18. ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
19. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
20. ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования.
21. Федеральный закон от 10.01.02 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»
22. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
23. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
24. СанПиН 2.2.4.1191-03 «Электромагнитные поля в производственных условиях»
25. ГОСТ 12.2.062-81. «Оборудование производственное. Ограждения защитные».
26. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»
Федеральный закон от 22 июля 2008 года № 123
27. ПУЭ и ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление»
28. http://deacademic.com/dic.nsf/dewiki/2346417#Erschlie.C3.9Fung_von_.C3.96lvorkommen
29. <https://www.wintershall.com/de/technologie-innovation/produktion/erdoel-und-erdgasfoerderung-an-land.html>
30. <https://de.wikipedia.org/wiki/Tiefpumpe>
31. <https://de.wikipedia.org/wiki/Exzentrerschneckenpumpe>

Приложение А
ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА ВКР,
ВЫПОЛНЕННОГО НА ИНОСТРАННОМ ЯЗЫКЕ

Приложение А

Раздел:
Förderverlauf im Erdölfeld

Студенту:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Панасенко Игорь Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Арбузов Валерий Николаевич			

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Щеголихина Юлия Викторовна	К. фил. н.		

Entstehung

Die fossilen Energieträger bleiben weiterhin die wichtigsten Energielieferanten weltweit. Zu ihnen gehören alle Energieträger, die sich vor langer Zeit gebildet haben und heute in der Erde gefördert werden: bspw. Erdöl, Erdgas und Kohle.

Als Erdölreserven werden nur diejenigen Erdölressourcen bezeichnet, die mit heutiger Technik rentable förderbar sind. Die Exploration und Erschliessung von Erdöllagerstätten ist kostspielig und dauert mehrere Jahre. Je höher der Erdölpreis, desto wirtschaftlich sinnvoller ist es, neue Lagerstätten zu suchen und zu erschliessen. Dank modernsten Techniken ist man heute in der Lage, Erdöl von Lagerstätten zu gewinnen, die früher als nicht abbauwürdig galten. Zunehmend gewinnt man auch Erdöl aus nicht konventionellen Quellen, bspw. Erdölsanden. Rund ein Zehntel der weltweiten Erdölvorkommen werden in unkonventionellen Vorkommen vermutet. Bei der Förderung dieser Vorkommen spielen vor allem Fracking und Horizontalbohrtechnologie eine wichtige Rolle.

Fracking ist eine Bohrmethode zur Erschliessung von Erdöl- und Erdgasvorkommen in schlecht durchlässigen, diese Energieträger enthaltenden Gesteinsformationen. Dabei wird unter hohem Druck Wasser, welches Hilfsstoffe (zum Beispiel Sand, Chemikalien) enthält, in das Bohrloch gepresst, was in den dichten Sandstein-, Schiefer- oder Kohleschichten bestehende Risse vergrössert oder neue erzeugt. Dadurch wird das im Gestein eingeschlossene Erdöl oder Erdgas mobilisiert und kann so gefördert werden.

Von Natur aus ist Rohöl eine begrenzte Ressource. Dennoch muss die Menge an Rohöl vorhanden sein Den weltweiten Anforderungen gerecht zu werden. Von Zeit zu Zeit wurde die Ölförderung absichtlich reduziert, und dies hat zu ernsthaften Ölkrisen geführt, begleitet von einem allgemeinen Anstieg des Ölpreises. Das in wende hat die Ölindustrie gezwungen, Öl aus komplizierteren Gebieten zurückzugewinnen, wo das Öl weniger ist zugänglich bedeutet, dass wiederherstellungstechniken ständig fortgeschritten sind. Das hat dazu beigetragen entwicklung von Techniken zur verbesserten Ölrückgewinnung (EOR), die auch

heute noch genutzt werden ständig weiter vorangetrieben und entwickelt. Bis zu zwei Drittel des Rohöls bleibt in den Reservoirs nach primären und sekundären Erholung in einem durchschnittlichen Ölreservoir gefangen, EOR ist dann erforderlich, um die Erschöpfung zu optimieren, da das verbleibende Öl gefangen wird in der Porenstruktur innerhalb des Reservoirs. EOR deckt mehrere verschiedene fortgeschrittene Erholung ab Techniken, die in diesem Kapitel vorgestellt werden.

Das primäre Ziel der guten Stimulation ist es, die Produktivität zu steigern von einem Brunnen durch Entfernen von Schäden in der Nähe des Bohrlochs oder durch Überlagerung einer hochleitfähigen Struktur auf die Formation. Häufig verwendete Stimulationstechniken gehören hydraulische Fraktur, Frac & Packung, Carbonat und Sandstein Matrix Säuerung und Fraktur Säuern. Jede dieser Stimulationstechniken kann erwartet werden generieren einen gewissen Anstieg des Produktivitätsindex, der wiederum kann verwendet werden, um entweder die Produktionsrate zu erhöhen oder den Druck zu verringern abziehen. Es besteht keine Notwendigkeit, die Vorteile der Erhöhung zu erklären die Produktionsrate. Die Vorteile der verminderten Druckabbau sind weniger offensichtlich, aber auch die Minimierung der Sandproduktion und Wasser kongen und / oder Verschieben des Phasengleichgewichts in der Nahbereichszone zu Kondensatbildung reduzieren. Injektionsbrunnen profitieren auch von Stimulation auf ähnliche Art und Weise.

Ebenso wie die Kohle, so sind auch Erdöl und Erdgas aus organischen Substanzen entstanden. Man nimmt heute an, daß vielen Jahrmillionen kleinste Meereslebewesen, das Plankton, nach dem Absterben auf den Meeresboden abgesunken ist und dort in sauerstoffarmem Wasser nicht verwesen konnte. Faulschlamm bildete sich, der von Ablagerungen überdeckt, unter Luftabschluß, Wärme und Druck im Laufe der Zeit von anaeroben Bakterien langsam in Erdöl verwandelt wurde.

Das Erdöl bleibt meist nicht dort wo es entstanden ist. Oft steigt es in durchlässigen Gesteinsschichten auf, bis eine feste Schicht den Weg versperrt. Aus den Erdöllagerstätten wird es dann durch Pumpen oder in besonders günstigen Fällen durch den Eigendruck gefördert. Häufig sammelt sich über dem Erdöl auch Erdgas

an.

Oft entweicht das Erdgas bei der Ölförderung und wird dann einfach abgefackelt. Steigende Energiepreise führen jedoch immer öfter dazu, daß nicht benötigtes Erdgas gespeichert wird und durch riesige Pipelinesysteme (z.B. Sibirien - Westeuropa) in die Verbraucherländer transportiert wird. Neue Ölquellen werden immer seltener, deshalb verwendet man heutzutage moderne Techniken wie die Erdölsuche per Flugzeug oder gar die Suche aus dem Weltraum an um an das schwarze Gold zu kommen. Auch die aufwendige Erschließung von Erdöl- und Erdgasvorkommen unter dem Meeresspiegel, z. B. unter der Nordsee ist inzwischen rentabel.

Einer der Hauptbestandteile von Erdgas ist das Methan.

Das neu gebildete Erdöl hat eine geringere Dichte als das umliegende Gestein und sucht sich durch die Gesteinsporen einen Weg nach oben. Mitunter dringt es auf diese Weise bis an die Erdoberfläche vor und tritt in Form von Teerseen aus dem Boden aus. Solche oberirdischen Ölvorkommen wurden von unseren Vorfahren schon in frühgeschichtlicher Zeit genutzt.

Erdölfallen

Vielerorts verhindern aber undurchlässige Gesteinsschichten den weiteren Aufstieg des Öls. Kann es auch seitlich nicht entweichen, sammelt sich das Erdöl unterhalb dieser Schicht an. Man spricht bei solchen geologischen Formationen von Ölfallen.

Bildung von Antiklinalen Ölfallen entstehen im Verlauf der Gebirgsbildung, bei der riesige Gesteinsschichten auseinander gerissen, gefaltet und gehoben werden. Dabei werden Aufwölbungen im Untergrund, die so genannten Antiklinalen, gebildet. Antiklinalen stellen die typischste und häufigste Form von Ölfallen dar. Auch in Verwerfungen, die durch Brüche in der Erdkruste entstehen, oder an den Rändern von unterirdischen Salzstöcken kann sich Erdöl ansammeln. Viele dieser Ölvorkommen werden von Erdgas überlagert.

Phasen der Erdölgewinnung

Die Gewinnung von Erdöl aus einer konventionellen Lagerstätte erfolgt in mehreren Phasen.

Prospektion

Die gezielte Suche nach Erdöl- und Erdgasvorkommen bezeichnet man als Prospektion. Sie ist eine kombinierte Aufgabe für Geologie und Angewandte Geophysik.

In der Frühzeit der Erdölgewinnung war man auf Anzeichen an der Erdoberfläche angewiesen, die auf Vorkommen von Erdöl schließen ließen. So tritt aus seicht liegenden Lagerstätten ständig Erdöl in geringen Mengen aus. Ein Beispiel dafür ist die seit dem 15. Jahrhundert bekannte, aber mittlerweile versiegte St. Quirins-Quelle bei Bad Wiessee am Tegernsee, aus der über Jahrhunderte Erdöl austrat, das vornehmlich als Heilmittel Verwendung fand. Auch das Vorkommen von Bitumen ist ein Indiz für KW-Lagerstätten.

Mit der Zeit wurden aufwändige Prüfungsmethoden entwickelt, die eine Darstellung der Bodenschichtung ermöglichen. Das am weitesten verbreitete Verfahren ist heute die Reflexionsseismik. Dabei werden an der Erdoberfläche durch große Vibratormassen (seltener durch Sprengung) Schwingungen erzeugt, deren an den unterschiedlichen Bodenschichten reflektierte Signale über Geophone empfangen und aufgezeichnet werden. Aus den Laufzeiten und Charakteristiken der reflektierten Signale lassen sich Schichtenprofile errechnen.

Heute wird in Europa in etwa zwei Drittel der Fälle das Vibroseis-Verfahren eingesetzt. Dabei wird mit Gruppen von üblicherweise drei bis fünf Spezialfahrzeugen, die Schwingungen einer definierten Frequenz über eine Art Rüttelplatte in den Erdboden übertragen, eine Messstrecke abgefahren. Entlang dieses Profils sind Geophone in Gruppen zum Empfang der reflektierten Signale angeordnet. Das systematische Befahren eines Gebiets mit sich kreuzenden Messstrecken erlaubt die Errechnung eines dreidimensionalen Modells der Bodenschichtung. [28]

Erschließung von Ölvorkommen

Befindet sich die Erdöllagerstätte nahe der Erdoberfläche, so kann das Öl im Tagebau gewonnen werden, Beispiel: Athabasca-Erdölsande, Alberta. Zu Beginn der Erdölnutzung wurde es an einigen Orten auch im Tiefbau gewonnen, zum Beispiel bei Wietze, westlich Celle (Niedersachsen, Deutschland). Aus tieferen Lagerstätten wird Erdöl durch Sonden gefördert, die durch Bohrungen bis zur Lagerstätte eingebracht werden. Lagerstätten im Meeresbereich werden von Bohrrinseln erschlossen und ausgebeutet, die ein Bohren und Fördern mitten im Meer ermöglichen. Dabei werden die zur Erschließung eingesetzten Bohrplattformen später teilweise durch Förderplattformen ersetzt. Zum Bohren werden Hohlbohrer verwendet, damit das dabei entstehende Bohrklein aus dem Bohrloch zutage transportiert werden kann. Das Bohrwerkzeug besteht aus Stahlrohren, die zu einem immer längeren Rohrgestänge, dem Bohrstrang, aneinandergeschraubt werden können. Am unteren Ende befindet sich das eigentliche Bohrwerkzeug, der so genannte Bohrmeißel mit der darüber angebrachten Schwerstange. Meistens besitzt der Bohrmeißel drei gegeneinander winklig angeordnete, gezähnte Kegelrollen. Solche Meißel werden zum Bohren von weichem und mäßig hartem Gestein eingesetzt. Andere Bauformen haben keine beweglichen Teile, sondern sind zum Bohren härterer Gesteine mit Diamanten, Schneidkeramiken oder Hartmetall besetzt.

Zum Wechseln des Bohrmeißels muss das gesamte Gestänge aus dem bereits gebohrten Bohrloch herausgezogen werden. Die Standzeit eines Bohrmeißels kann in extremen Situationen nur einige wenige Stunden betragen. Eine weitere nicht unübliche Situation ist der Bruch des Bohrmeißels. In diesem Falle wird zunächst versucht, den abgebrochenen Meißel mit einem in die Bohrung eingeführten Greifwerkzeug zu fassen. Gelingt dies nicht, so muss einige Meter oberhalb des abgebrochenen Werkzeuges eine neue Bohrung angesetzt werden, welche die Schadensstelle umgeht.

Meistens wird der gesamte Bohrstrang und damit auch der Bohrmeißel von einer Vorrichtung übertage gedreht (Rotary-Bohrverfahren), und zwar mit etwa 100 Umdrehungen pro Minute im Uhrzeigersinn. Bei früheren Bohranlagen erfolgte das

Drehen des Bohrstranges über einen Drehtisch, während neue Anlagen zumeist über einen Top-Drive am Flaschenzug des Bohrturms verfügen.

Der Bohrmeißel hat einen größeren Durchmesser als das Rohrgestänge, so dass um das Gestänge herum ein Hohlraum entsteht (so genannter Ringraum), der zur Verhinderung seines Zusammenbrechens mit einem Stahlrohr ausgekleidet wird („Casing“).

Um das Bohrklein herauszufördern und die beim Bohren entstehende Reibungswärme abzuführen, wird eine Bohrflüssigkeit durch das Bohrrohr eingepresst, die an der Bohrkrone austritt und im Ringraum zusammen mit dem Bohrklein wieder nach oben gedrückt wird. Die Bohrflüssigkeit muss ein hohes spezifisches Gewicht und eine hohe Viskosität aufweisen, damit sie durch das hohle Bohrgestänge eingepresst und durch den Ringraum wieder ausgepresst werden kann und damit das Bohrklein dabei mitgerissen wird. Sie besteht aus Wasser, das unter anderem gelöste Polymere und suspendiertes Baryt-Mehl enthält. Manchmal wird die Bohrspülung auch benutzt, um damit einen Motor direkt über dem Bohrmeißel anzutreiben, so dass nur der Bohrmeißel, nicht aber der gesamte Bohrstrang gedreht wird.

Damit die einzelnen Rohre des Bohrgestänges gehandhabt werden können, wird über dem Bohrloch ein Bohrturm errichtet, in dem sich auch die Vorrichtung zum Drehen des Bohrgestänges mittels Motor befindet.

Wenn die Gegebenheiten es erfordern, kann auch in weiten Bögen gebohrt werden, so dass eine Lagerstätte auch von der Seite aus erschlossen werden kann (siehe: Richtbohren), zum Beispiel bei Lagerstätten unter besiedeltem, schwierigem, zu schützendem oder militärisch genutztem Gelände.

Ist eine Bohrung „fündig“, finden zunächst Produktionstests statt, um die Ergiebigkeit des Vorkommens zu erkunden. In nicht wenigen Fällen zeigt sich nach anfänglich hoher Ergiebigkeit eine rasche Verwässerung, sodass nach wenigen Wochen bis Monaten eine Bohrung aufgegeben werden muss.

Förderung von Erdöl

Primärförderung.

Das gespeicherte Erdöl und Erdgas steht im Muttergestein unter einem gewissen Druck. Manchmal ist dieser Lagerstättendruck gross genug, um das Erdöl ohne fremde Hilfe an die Oberfläche zu pressen – mehrere Jahre lang. Damit können die Lagerstätten maximal zu 30% ausgebeutet werden. Im Bohrloch wird ein Steigrohr installiert, durch das das Erdöl durch den Lagerdruck nach oben fliesst. Damit das Öl nicht fontänenartig aus dem Bohrloch schießt, wird ein spezielles Ventil montiert, welches die Öffnung abdichtet.

In der ersten Phase der Produktion – der so genannten Primärförderung – sind kaum Hilfsmittel notwendig, um Öl und Gas zu fördern: Zunächst strömen die Kohlenwasserstoffe durch den natürlichen Lagerstättendruck noch von alleine an die Oberfläche. Dieser Druck entsteht durch das in den Poren der Gesteinsschichten vorhandene Wassergewicht, auch hydraulischer Druck genannt. Entweichen die Kohlenwasserstoffe durch die Förderung, sinkt auch der Druck innerhalb der Lagerstätte und das Wasser fließt nach.

Während Erdgas auch bei nachlassendem Druck gefördert werden kann, muss beim Erdöl nachgeholfen werden, beispielsweise mit dem Gasliftverfahren. Dabei pumpt man Erdgas zurück in das Bohrloch, wodurch das Gewicht der Ölsäule in der Bohrung geringer wird und der wertvolle Rohstoff zusammen mit dem Gas nach oben steigen kann – wie bei einem Strohhalm in einer Limonadenflasche. Wenn das nicht mehr hilft, schlägt die Stunde der Tiefpumpen: Dann sind unter anderem die bekannten Pferdekopfpumpen für den Öltransport an die Oberfläche zuständig. So lassen sich rund 15 bis 20 Prozent des Erdöls aus einer Lagerstätte fördern.

Sekundärförderung.

Bei nachlassendem Druck wird Wasser oder Gas in die Lagerstätte gepresst, damit steigt der Ölfluss wieder. Aus den Gesteinsporen lösen sich Erdöltropfen, die zusammen mit Wasser, Gas und Öl ins Steigrohr gedrückt werden und so an die Erdoberfläche kommen.

Wenn die Methoden der ersten Förderphase nicht mehr ausreichen, um das Erdöl zu fördern, tritt die Produktion in ihre zweite Phase, die der Sekundärförderung. Dabei wird beispielsweise über eine oder mehrere Bohrungen am Rand des Ölfelds Wasser in die Lagerstätte gepumpt. So wird der Druck in der Lagerstätte erhöht und das Öl fließt wieder zur Bohrung, wodurch sich zusätzlich 15 bis 20 Prozent eines Erdölvorkommens gewinnen lassen.

Tertiärförderung

Zwischen der Flüssigkeit und den Gesteinen wirken Kräfte, welche bewirken, dass etwa 15 bis 35% des ursprünglichen Ölinhalts im Gestein bleiben. Mithilfe von Kohlensäure und anderen chemischen Mitteln werden sie ebenfalls aus den Gesteinen gepresst.

Nach einer gewissen Zeit hilft auch das Fluten der Lagerstätte nicht mehr weiter. Da das Wasser immer den Weg des geringsten Widerstands nimmt, werden Teile der Lagerstätte gar nicht erst erreicht. Zudem transportiert das Wasser vor allem das leichte, flüssige Öl, das zähe dickflüssige Öl bleibt jedoch kleben. Um dennoch weiterhin produzieren zu können, werden in der dritten Förderphase – der Tertiärphase – besondere Methoden angewandt: Bei der sogenannten Enhanced Oil Recovery (EOR) – zu Deutsch: „verbesserte Ölgewinnung“ – wird das zähe Öl dünnflüssiger gemacht und so rund weitere 10 bis 20 Prozent aus der Lagerstätte herausgeholt.

Ein Beispiel für EOR ist das Dampfzünden: Dabei wird unter hohem Druck Wasserdampf in die Lagerstätte geleitet, der das im Gestein festsitzende zähflüssige Erdöl erwärmt und verflüssigt, wodurch es leichter zur Produktionsbohrung fließt. Eine andere Methode der verbesserten Ölgewinnung ist die Verwendung von Polymeren, die vor allem als Verdickungsmittel eingesetzt werden. Diese dicken das Wasser an, das so nicht mehr am Öl vorbeifließt, sondern es vor sich her nach oben schiebt. Wintershall forscht derzeit an einer neuen Möglichkeit, mit Hilfe eines aus einem Pilz gewonnenen Biopolymers die Erdölförderung umweltschonend weiter zu verbessern. [29]

Tiefpumpe

Tiefpumpen werden als Fördereinrichtungen zur Gewinnung von unterirdisch lagernden Flüssigkeiten eingesetzt, wenn der Lagerstättendruck nicht ausreicht, um selbständig bzw. in ausreichender Menge an die Oberfläche zu gelangen. Zumeist wird mit ihnen Erdöl gefördert. Weitere Einsatzgebiete sind die Förderung von Sole und Heilwässern.

Man unterscheidet mehrere Bauarten von Tiefpumpen.

Das Bild der meisten Ölfelder wird von Gestängetiefpumpen – wegen ihres Aussehens und ihrer Bewegung auch Pferdekopfpumpen oder Nickesel genannt – geprägt. Dabei befindet sich der eigentliche Pumpmechanismus – ein Kolben mit Rückschlagventilen – in einem eigenen Rohrstrang im Bohrloch nahe der ölführenden Schicht. Der Kolben wird mittels einer verschraubbaren Stange von einem an der Erdoberfläche befindlichen Pumpenbock in eine kontinuierliche Auf- und Abbewegung versetzt. Dies wird durch den sogenannten Pferdekopf bewerkstelligt. Dieser besteht aus einem am Ende eines Balanciers angeordneten Kreisbogensegment, an dem ein Stahlseil- oder Kettenpaar oben angeklemt ist, das stets Zug und nie Druck auf die Stange ausübt.

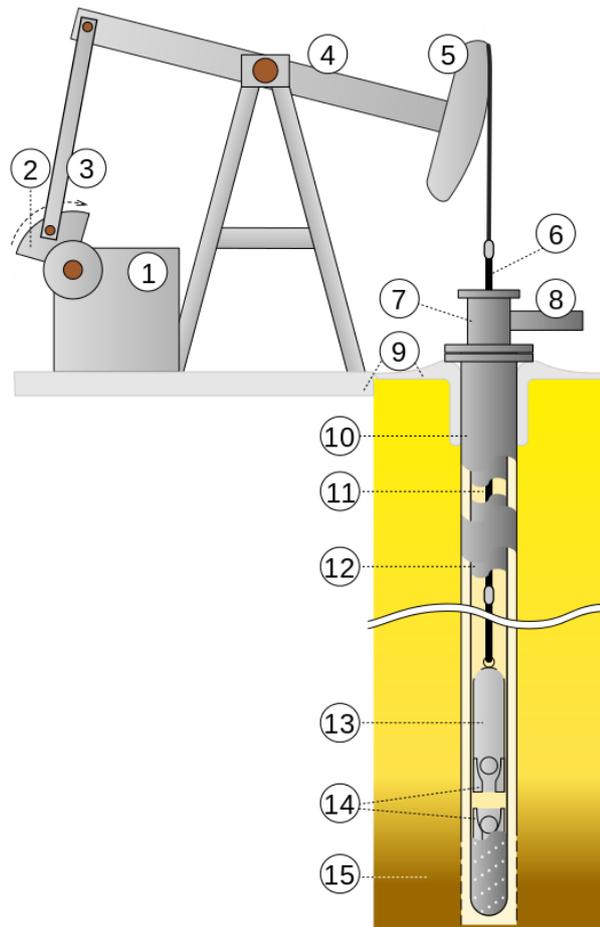
Der Antrieb erfolgt zumeist elektrisch. Beim Vorhandensein von ausreichend im Erdöl gelöstem energiehaltigen Gasen kann jedoch ein Teil dieses Gases an Ort und Stelle mittels eines Degasers vom Fördergut abgetrennt und einem Gasmotor, der die Pumpe antreibt, zugeführt werden.

In der Anfangszeit der Erdölförderung waren Zentralantriebe üblich. Bei der am häufigsten verwendeten Art trieb ein Verbrennungsmotor einen waagerechten Mechanismus aus exzentrischen Scheiben an, in die Gestänge eingehängt waren. Die Gestänge wurde dadurch in eine Hin- und Herbewegung versetzt, die oft über mehrere hundert Meter auf die Pumpenantriebe übertragen und dort in eine Auf- und Abbewegung umgesetzt wurden. Mit einem Motor wurden so oft mehr als zehn Tiefpumpen angetrieben. Auf einigen Ölfeldern in den USA werden derartige Zentralantriebe bis heute verwendet.

Je nach Pumpenbauart und -größe beträgt der Arbeitshub 1 bis 5 m. Pro

Minute sind zweieinhalb bis zwölf Hübe üblich. Die Gestängetiefpumpe kann bis zu Fördertiefen von etwa 2500 m wirtschaftlich eingesetzt werden. Für größere Tiefen sind aufgrund des großen Gewichts der zu hebenden Flüssigkeitssäule andere Pumpensysteme besser geeignet.

Speziell für Bohrungen mit abgelenktem Verlauf, bei dem sich ein stetig bewegtes Gestänge schnell abnutzen würde, bietet sich ein hydraulischer Antrieb an. Der eigentliche Pumpenmechanismus – wie bei der Gestängetiefpumpe ein Kolben mit Rückschlagventilen – wird mittels eines direkt über dem Kolben sitzenden Hydraulikzylinders betätigt, der über eine eigene Rohrleitung mit einer an der Erdoberfläche befindlichen Hydraulikpumpe verbunden ist. Das gewonnene Erdöl dient dabei als Betriebsmittel des gesamten Pumpensystems. [30]



Die Abbildung 1— Prinzip einer Gestängetiefpumpe zur Erdölförderung:

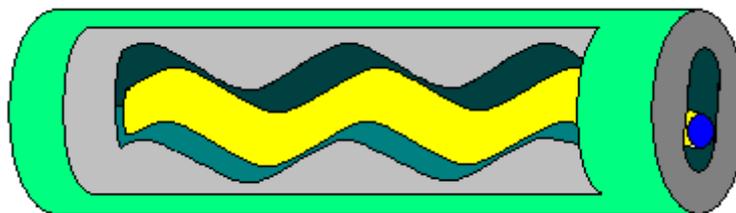
1. Antriebsmotor; 2. Gegengewicht; 3. Pleuelstange; 4. Balancier; 5. Pferdekopf;
6. Kolbenstange; 7. Dichtung als Bestandteil des Eruptionskreuzes; 8. Rohrleitung;
9. Betonhinterfüllung des Bohrloches; 10. äußere Bohrlochverrohrung; 11.

Pumpengestänge; 12. innere Bohrlochverrohrung; 13. Tiefpumpe;
14. Pumpenventile; 15. ölführende Gesteinsschicht.

Exzentrerschneckenpumpe

Exzentrerschneckenpumpen, auch PCP (von engl. progressing cavity pump) genannt, sind Pumpen zur Förderung einer Vielzahl von Medien, insbesondere von dickflüssigen, hochviskosen und abrasiven Medien wie zum Beispiel Schlämmen, Gülle, Erdöl und Fetten. Nach ihrem Erfinder René Moineau wird sie auch als Moineau-Pumpe bezeichnet, ebenso wird sie nach den Handelsmarken der Originallizenznehmer auch Mohno-, Moyno- oder Mono-Pumpe genannt.

Die Exzentrerschneckenpumpe zählt zur Gruppe der rotierenden Verdrängerpumpen. Die Hauptteile sind ein rotierendes Teil, der Rotor, und ein feststehendes, der Stator, in dem sich der erstere drehend bewegt. Der Rotor ist als eine Art Rundgewinde-Schraube mit extrem großer Steigung, großer Gangtiefe und kleinem Kerndurchmesser ausgebildet. Der elastische Stator hat einen Gewindegang mehr und die doppelte Steigungslänge des Rotors. Dadurch bleiben zwischen dem Stator und dem sich darin drehenden und zusätzlich radial bewegenden Rotor Förderräume, die sich kontinuierlich von der Eintritts- zur Austrittsseite bewegen. Ventile zur Begrenzung der Förderräume werden nicht benötigt.



Die Abbildung 2— Schnittbild einer Exzentrerschneckenpumpe

Die Größe der Förderräume und damit die theoretische Fördermenge hängt von der Pumpengröße ab. Eine 360°-Drehung bei freiem Auslauf ergibt die volumetrische Fördermenge pro Umdrehung. Die Pumpenfördermenge lässt sich somit über die Drehzahl verändern. Die tatsächliche Fördermenge ist vom sich

einstellenden Gegendruck abhängig. Das Medium ist immer bemüht, einen Druckausgleich vom hohen zum niedrigen Druck zu erreichen. Da die Abdichtung zwischen Rotor und Stator nicht statisch ist, wird immer Medium von der Druck- zur Saugseite strömen. Diese „Schlupf-Verluste“ sind anhand der Kennlinie als Differenz zwischen dem theoretischen und dem tatsächlichen Förderstrom ersichtlich. Legt man den maximal zulässigen Stufendruck auf 6 bar fest und verwendet zwölfstufige Förderelemente, können Drücke bis 72 bar überwunden werden.

Die Form der Hohlräume ist dabei konstant, sodass das Fördermedium nicht komprimiert wird. Bei passender Auslegung können mit Exzentrerschneckenpumpen nicht nur Fluide, sondern auch Festkörper gefördert werden. Die Scherkräfte, die auf das Fördergut einwirken, sind dabei sehr klein, sodass z. B. auch ganze Früchte gefördert werden können. Ein besonderer Vorteil besteht darin, dass Exzentrerschneckenpumpen kontinuierlich und pulsationsarm fördern, dies macht sie für die Verwendung in Vergussanlagen geeignet. Auch hochviskose und abrasive Medien können problemlos gefördert werden. Ebenfalls eignen sie sich als Pumpen mit runden Platten am Endstutzen zum Entleeren von Fässern.

Erfinder dieser Pumpentechnik ist der Franzose René Moineau (1887–1948), der im Jahr 1930 seine Erfindung zum Patent anmeldete und 1932 mit Robert Bienaimé den Pumpenhersteller PCM Pompes gründete und auch Lizenzen weltweit vergab. Die Technik der Exzentrerschneckenpumpen war auch ein Teil seiner Dissertation 1939.

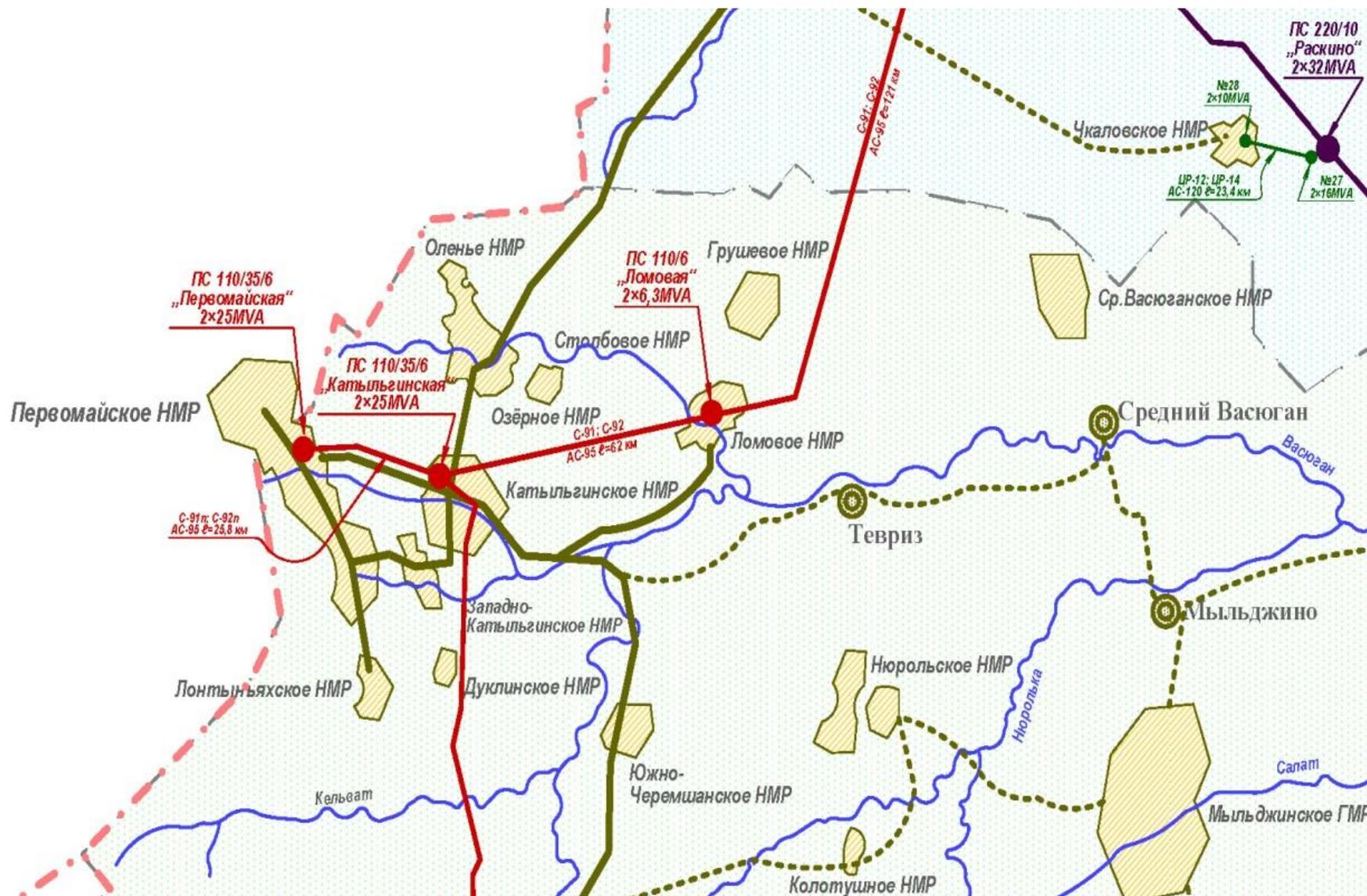
Mit der Exzentrerschneckenpumpe können die verschiedensten Medien schonend und pulsationsarm gefördert werden. Das Spektrum der Medien reicht von Wasser bis zu nicht mehr von selbst fließenden Medien. Da die Fördermenge proportional zur Drehzahl ist, lässt sich die Exzentrerschneckenpumpe in Verbindung mit entsprechender Mess- und Regeltechnik sehr gut zu Dosieraufgaben einsetzen.

Das Exzentrerschneckenpumpensystem vereint in sich viele positiven Eigenschaften anderer Pumpensysteme: Wie die Kreiselpumpe hat sie keine Saug- und Druckventile. Wie die Kolbenpumpe hat sie ein hervorragendes Selbstansaugvermögen. Wie die Membran- oder Schlauchpumpe kann sie jede Art

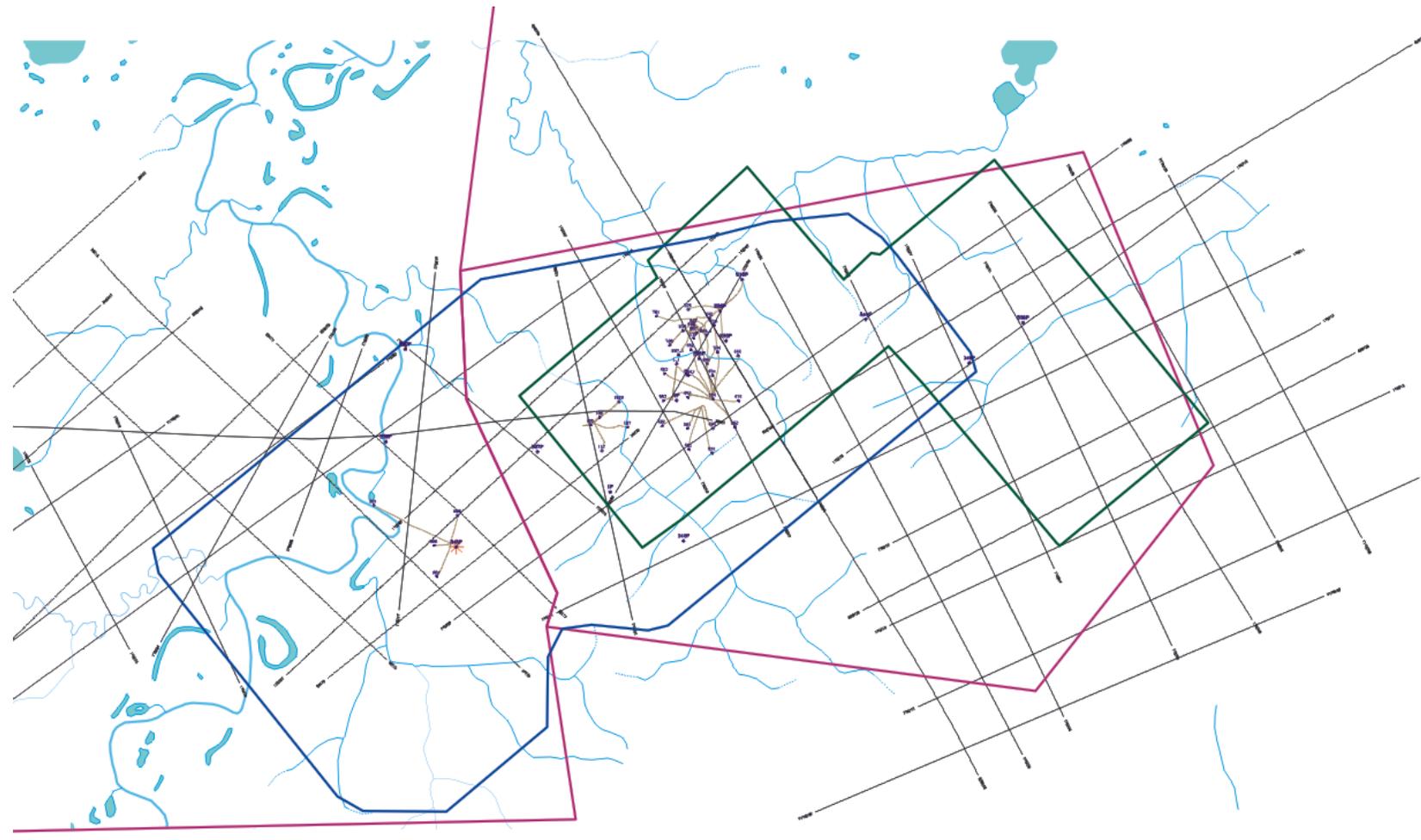
von inhomogenen und abrasiven Medien fördern, auch mit Fest- und Faserstoffen versetzt. Mehrphasengemische werden von der Exzentrerschneckenpumpe ebenfalls sicher und schonend gefördert. Wie die Zahnrad- oder Schraubenspindelpumpe ist sie in der Lage, höchste Viskositäten des Mediums zu bewältigen. Und wie die Kolben-, Membran-, Zahnrad- oder Schraubenspindelpumpe hat sie einen drehzahlabhängigen, kontinuierlichen Förderstrom und ist dadurch in der Lage, Dosieraufgaben zu erfüllen.

Die Exzentrerschneckenpumpe kann in allen Industriebereichen eingesetzt werden, in denen spezielle Förderaufgaben zu lösen sind. [31]

Приложение В



Приложение Г



Условные обозначения

Рязанские скважины

— 176211 Сеismicоразведочные профили 2Д



Участок seismicоразведочных работ 3Д, с/п 6/00-01, ПГТ

Границы лицензионных участков



Рязанские скважины

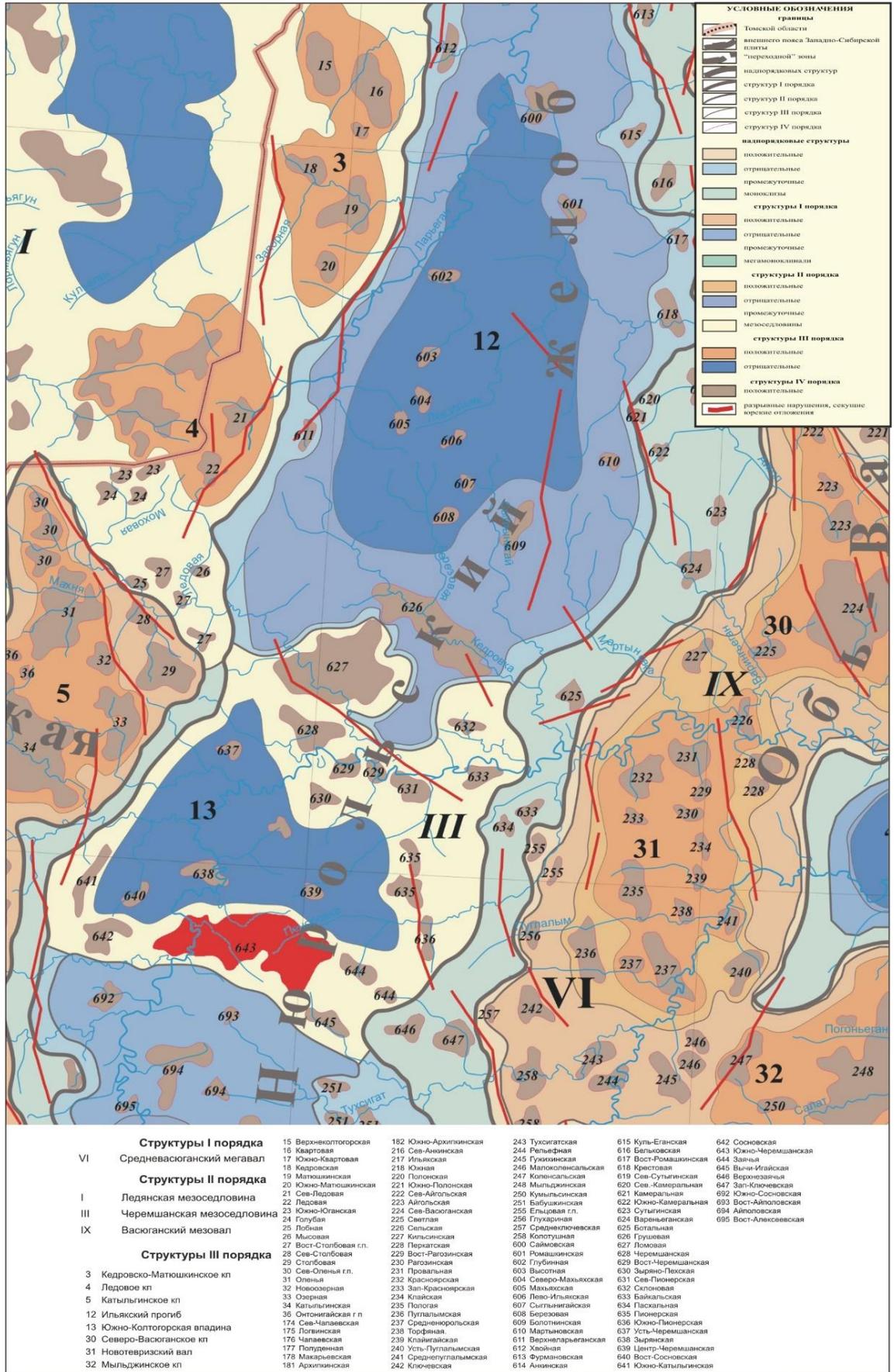
Скважины, в которых проводилось ВСП

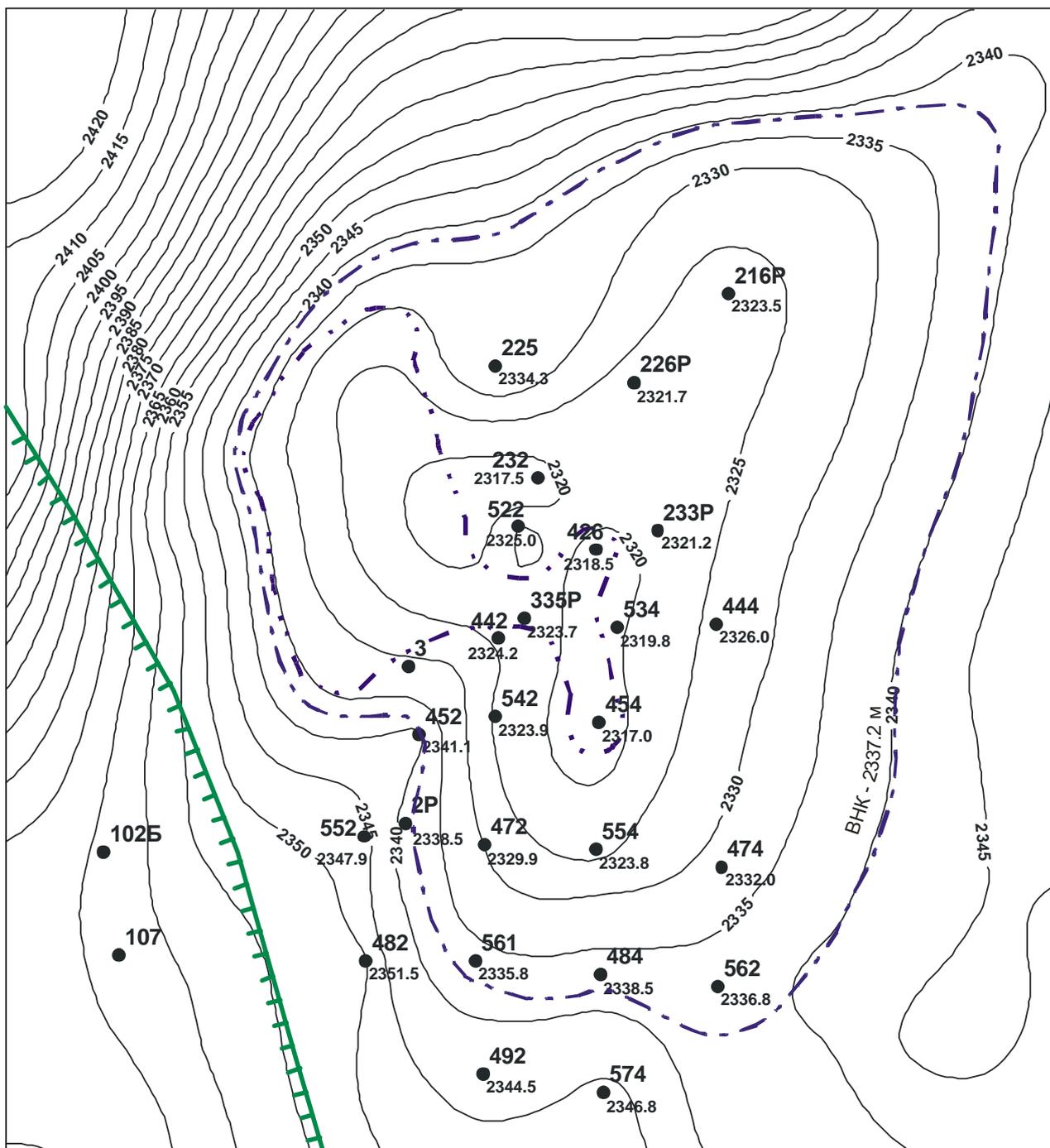


Участок seismicоразведочных работ 3Д, с/п 3/09-10, 3/10-11, ОАО "Ставропольнефтегазсервис"

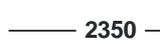
Гидроесь

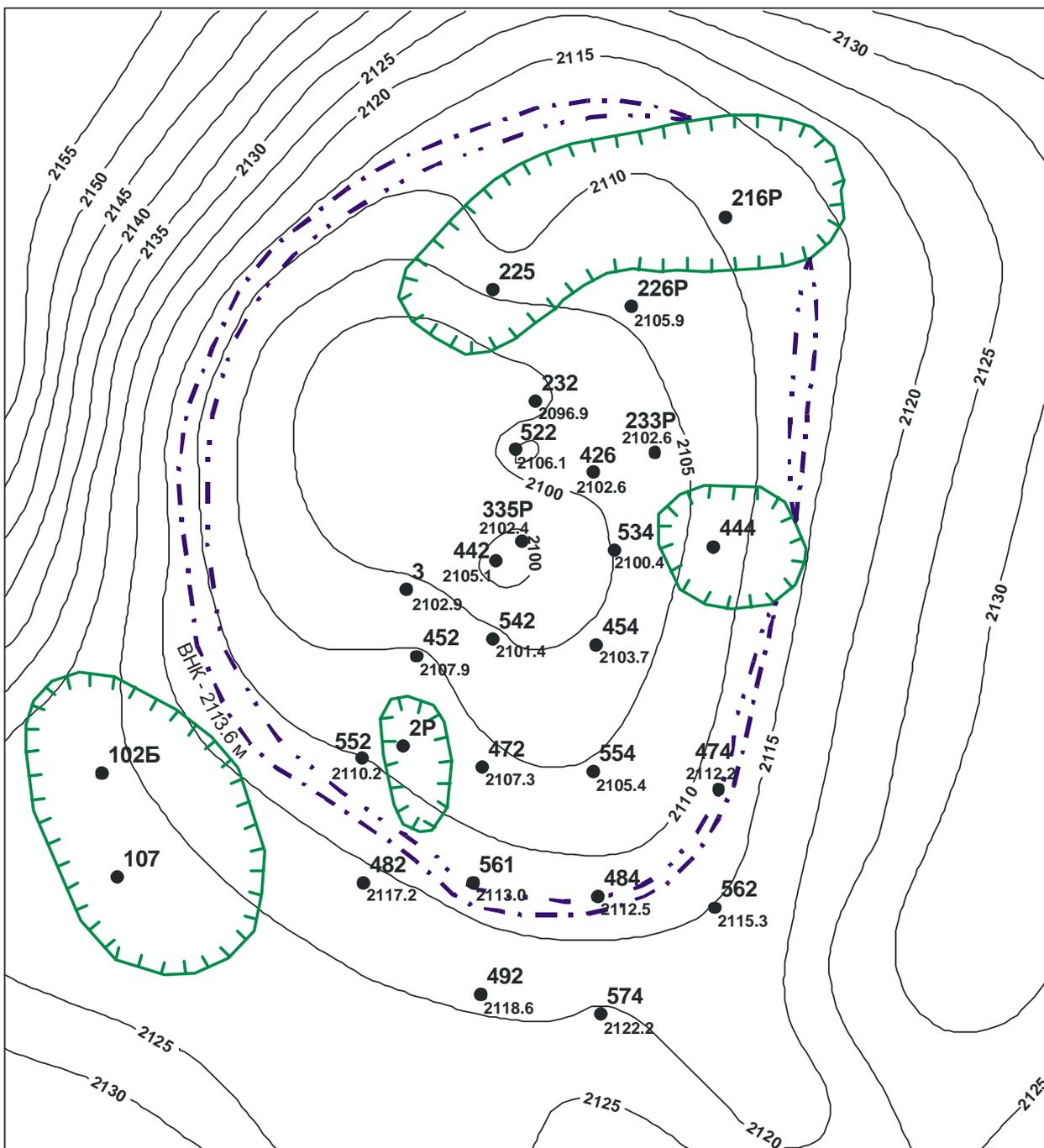
Приложение Д





Условные обозначения:

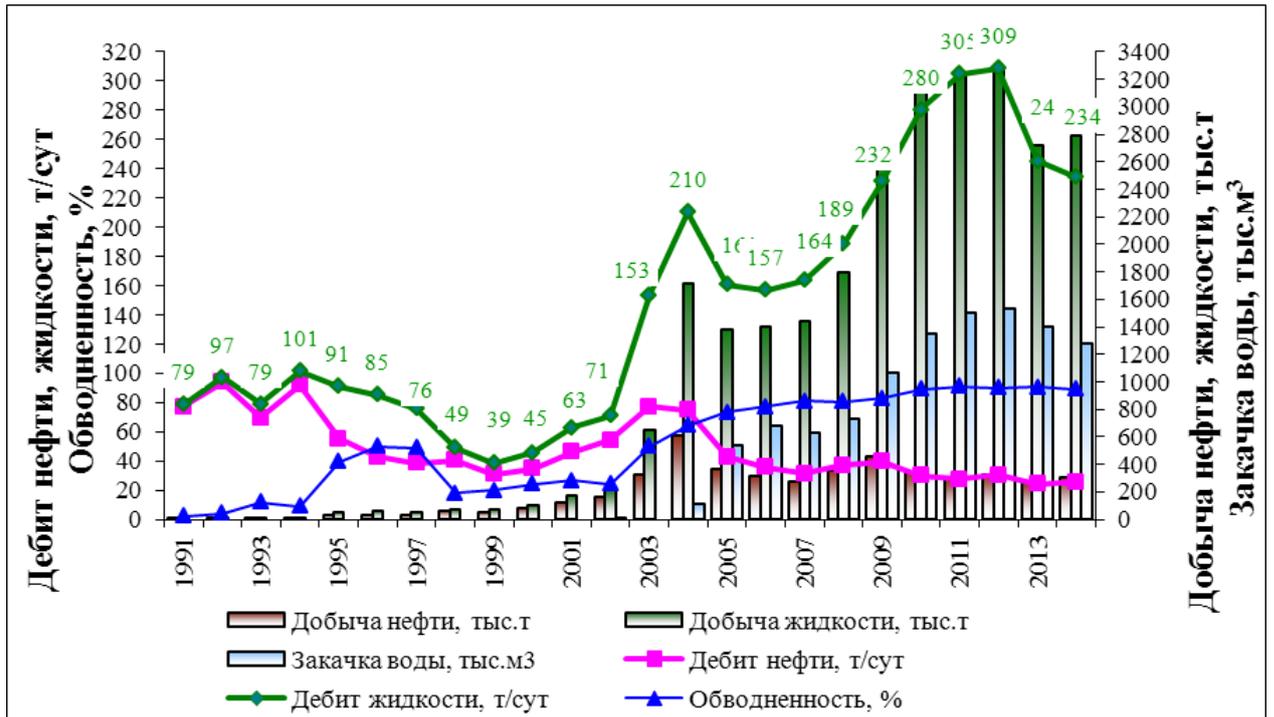
-  - внешний ВНК
-  - внутренний ВНК
-  - зона глинизации
-  - номер скважины
- а.о. кровли
-  - изогипсы



Условные обозначения:

- - - - - - внешний ВНК
- - внутренний ВНК
- - - - - - зона глинизации
- 574**
● 2122.2 - номер скважины
- 2122.2 - а.о. кровли
- 2110 — - изогипсы

Приложение 3



Приложение И

№	Показатели	Ед.	ДТСП (протокол № 5794 от 04.12.2013 г.)					
			2013 г.			2014 г.		
п/п		изм.	Проек т	Факт	откл., %	Проек т	Факт	откл., %
1	Добыча нефти всего	тыс.т	265.5	265.0	-0.2	210.5	302.9	43.9
50	Добыча нефти с начала разработки	тыс.т	4536	4536	0.0	4747	4839	1.9
45	Добыча жидкости всего	тыс.т	2595.0	2721.9	4.9	2345.0	2793.9	19.1
49	Добыча жидкости с начала разработки	тыс.т	24238	24365	0.5	26583	27159	2.2
55	Закачка рабочего агента	тыс.м ³	1493.0	1396.8	-6.4	1554.0	1281.9	-17.5
56	Закачка рабочего агента с начала разработки	тыс.м ³	8232.0	9529.6	15.8	9786.0	10811.4	10.5
57	Компенсация отбора текущая	%	54.7	49.1	-10.2	63.4	43.8	-31.0
58	Компенсация отбора с начала разработки	%	31.1	36.3	16.7	33.8	37.0	9.5
5	Ввод новых добывающих скважин	шт.	0	0	0.0	6	11	83.3
27	Фонд добывающих скважин на конец года	шт.	34	32	-5.9	39	44	12.8
29	Действующий фонд добывающих скважин на конец года	шт.	30	32	6.7	36	40	11.1
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.	5	5	0.0	9	5	-44.4
32	Ввод нагнетательных скважин	шт.	0	0	0.0	4	0	-100.0
35	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.	5	5	0.0	9	5	-44.4
51	Коэффициент извлечения нефти (КИН)	доли.е д	0,137	0,137	0,0	0.144	0.146	1.4
52	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов	%	39,2	39,2	0,0	41,0	41,8	2,0
53	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов	%	2,3	2,3	0,0	1,8	2,6	44,4
54	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов	%	3,6	3,6	0,0	3,0	4,3	43,3
42	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин	%	89.8	90.3	0.5	91.0	89.2	-2.0
39	Средний дебит действующих скважин по нефти	т/сут	26.1	23.9	-8.5	19.5	25.4	30.1
36	Средний дебит действующих скважин по жидкости	т/сут	254.8	245.3	-3.7	217.5	234.0	7.6
41	Средняя приемистость нагнетательных скважин	м ³ /сут	908.7	769.6	-15.3	680.8	735.8	8.1
59	Добыча растворенного газа	млн.м ³	15.0	12.0	-20.2	13.2	13.7	3.7
60	Добыча растворенного газа с начала разработки	млн.м ³	212.3	209.3	-1.4	225.5	222.9	-1.1
61	Использование растворенного газа	млн.м ³	12.0	5.1	-57.3	12.5	4.6	-63.3
62	Использование растворенного газа	%	80.0	42.8	-46.5	95.0	33.6	-64.6

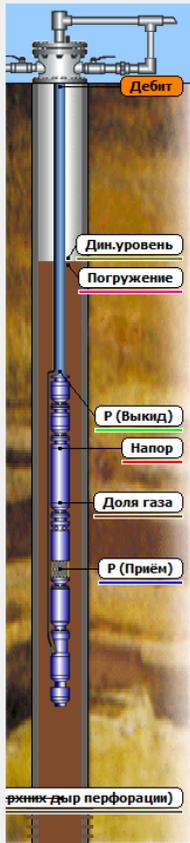
Приложение К

Мероприятия	Ед. изм.	2013 г.			2014 г.		
		Проект	Факт	+/-	Проект	Факт	+/-
Уровень добычи нефти	тыс.т.	265,5	265	-0,2%	210,5	302,9	43,9%
Базовая добыча	тыс.т.	207,9	201,1	-3,3%	150,3	158,8	6%
Доп. добыча за счет ГТМ	тыс.т.	57,6	63,9	10,9%	60,2	144,1	139%
Доля ГТМ от всей добычи	%	22%	24%	11,1%	29%	48%	95%
Всего провед. операций	опер.	2	8	300,0%	19	30	58%
ВНС	опер.	0	0	-	6 (10*)	11	9,1%
Итого	тыс.т.	0	0	-	20,6	44	114%
Горизонт. Скважины	опер.	0	0	-	0	0	-
новые	тыс.т.	0	0	-	0	0	-
переходящие	тыс.т.	8,7	17	95,4%	2,6	12	362%
Итого	тыс.т.	8,7	17	95,4%	2,6	12	362%
Зарезка бокового ствола	опер.	0	0	-	0	0	-
новые	тыс.т.	0	0	-	0	0	-
переходящие	тыс.т.	0	6	-	0	4	-
Итого	тыс.т.	0	6	-	0	4	-
Гидроразрыв пласта	опер.	0	2	-	5	11	120%
текущего года	тыс.т.	0	8,8	-	0	1,3	-
предыдущих годов	тыс.т.	0	16,7	-	0	9,8	-
Итого	тыс.т.	0	25,5	-	0	11,1	-
ПВЛГ/Приобщения	опер.	2	3	50,0%	4	5	25%
текущего года	тыс.т.	0	8,5	-	0	31,7	-
предыдущих годов	тыс.т.	0	1,5	-	0	14,6	-
Итого	тыс.т.	48,9	10	-79,6%	37	46,3	25%
РИР	опер.	0	2	-	0	1	-
Итого	тыс.т.	0	3	-	0	0	-
ОПЗ	опер.	0	0	-	0	0	-
Итого	тыс.т.	0	0	-	0	0	-
Прочие методы (ИДН)	опер.	0	1	-	0	1	-
Итого	тыс.т.	0	2,4	-	0	26	-
Прочие методы (ЛА)	опер.	0	0	-	0	1	-
Итого	тыс.т.	0	0	-	0	0,7	-

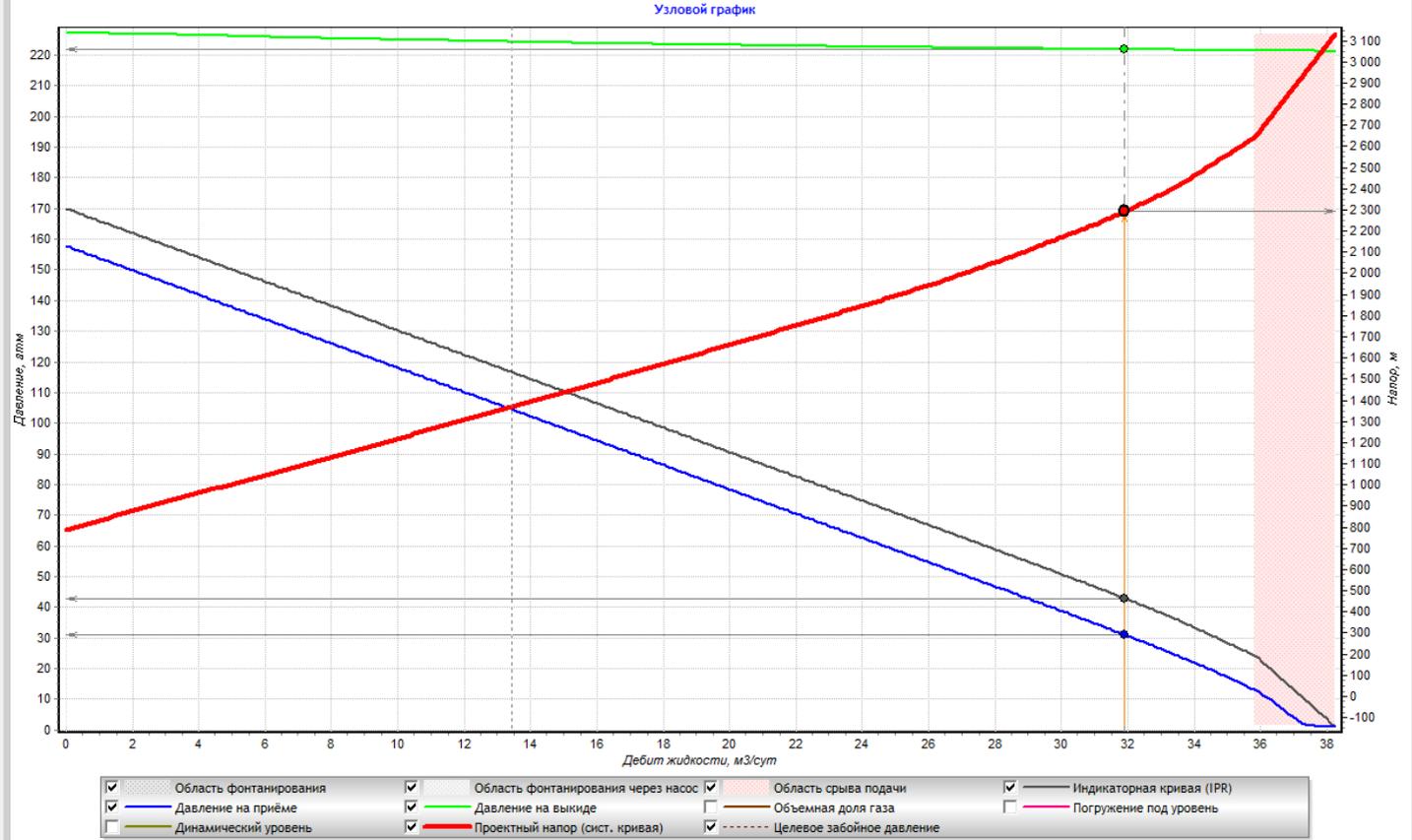
Приложение Л

УЭЦН: Дебиты и давления

ОАО "Томскнефть" ВНК / Южно-Черемшанское / ЦДНГ-7 / скв.16



Давления на устье скважины	
Затрубное давление	1 атм
Линейное давление	15 атм
Критерии проектирования	
Глубина спуска насоса (ворс)	2370,0 м
Сепарация для выбранного режима	
Установлен пакер	<input checked="" type="checkbox"/>
Общий коэф. сепарации	0,00
Расход газа через затруб.	0,0 м3/сут
Естественная (ЭЦН)	
Коэф. сепарации	<input checked="" type="checkbox"/> 0,00
<input checked="" type="checkbox"/> Доли газа	
<input type="checkbox"/> Центробежный газосепар.	
Параметры рабочей точки	
Дебит жидкости	32 м3/сут
Проектный напор	2292,6 м
Давление на забое	43 атм
Давление на приёме	31 атм
Давление на выкиде	222 атм
Доля газа в насосе	26 %
Погружение под уровень	0,0 м
Динамический уровень	2370,0 м
Показывать графики <input type="checkbox"/>	



Дебит жидкости, м3/сут = 13,467; Давление, атм = 170,309; Напор, м = 2310,769

1696 x 984 CAPS NUM SCRL

Приложение М

Описание скважины
ОАО "Томскнефть" ВНК / Южно-Черемшанское / ЦДНГ-7 / скв.16



Виртуальная скважина: Включить режим виртуальной скважины
В режиме виртуальной скважины можно редактировать административные данные скважины, но нельзя сохранять её дизайны в банк дизайнов

Номер скважины:

Куст:

Цех:

Месторождение: Код:

Пласт:

Фамилия инженера:

Добывающее предприятие:

Дополнительное описание:

Осложняющие факторы:

<input type="checkbox"/> Неизвестное осложнение	<input type="checkbox"/> Механические примеси	<input type="checkbox"/> Эмульсия
<input type="checkbox"/> Солеотложение	<input type="checkbox"/> Асфальтосмолопарафиновые отложения	<input type="checkbox"/> Высокая температура пласта
<input type="checkbox"/> Коррозионная агрессивность	<input type="checkbox"/> Газогидратные отложения	<input type="checkbox"/> Высокий газовый фактор
<input type="checkbox"/> Эрозийная агрессивность	<input type="checkbox"/> Высоковязкие нефти	

Дата дизайна:

История работы с документом:

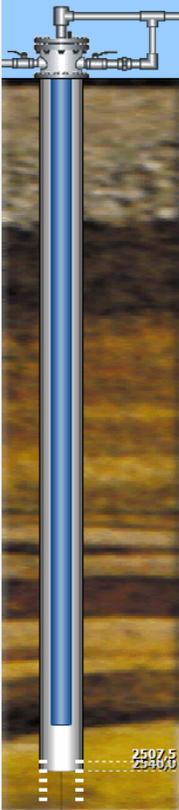
№	Дата	Время	Версия ПО	Фамилия инженера	Комментарий
1	30.04.2018	21:09:50		Стариков С. А.	Импорт данных Excel: "C:\Users\STARIKOVSA\Desktop\ЦДНГ-7 нефть.xls", строка 252 -> Вариант 1 [импорт/XLS]
2	30.04.2018	22:21:10	3.12.9.2436	Скорниченко А.В.	Сохранение документа
3	30.04.2018	22:35:18	3.12.9.2436	Скорниченко А.В.	Сохранение документа

Импорт
1696 x 984 CAPS NUM SCRL

Приложение Н

Ствол скважины | Трубы ОАО "Томскнефть" ВНК / Южно-Черемшанское / ЦДНГ-7 / скв.16

Трубы | Кривизна ствола



Общие параметры расчёта

Гидродинамические корреляции:
 для условно-вертикальных скважин: для условно-горизонтальных скв.: Глубина смены корреляций:

Температурная корреляция: Температура на устье:
 Мищенко Температура пласта:

Эксплуатационная колонна

Ступень	Длина, м	Типоразмер	Внутренний диаметр, мм	Наружный диаметр, мм	Шероховатость, мм
1	2540,0	146X8,5	129,0	146,0	0,0165

Всего: 1 | Всего = 2540,0 м | Мин = 129,0 мм | Макс = 146,0 мм

Глубина до верхних дыр перфорации
 Определять по длине эксплуатационной колонны Задать вручную (м):

Колонна НКТ

Ступень	Длина, м	Типоразмер	Условный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Класс прочности	Шероховатость, мм
1	2370,0	73X5,5-E 4,2	73,0	64,0	73,0	4,2	E	0,0165

Всего: 1 | Всего: 2370,0 м | Мин = 64,0 мм | Макс = 73,0 мм

Хвостовик

Использовать хвостовик Типоразмер: Длина:

1696 x 984 | CAPS NUM SCRL

Приложение О

ОАО "Томскнефть" ВНК / Южно-Черемшанское / ЦДНГ-7 / скв.16

PVT свойства

Предустановки:

Найти и применить лучшую предустановку

PVT свойства

- Свойства нефти**
 - Плотность нефти при с.у. 841,000 кг/м³
 - Давление насыщения при пластовой темпера 57 атм
 - Газосодержание при давлении насыщения 37,1 м³/т
 - Газовый фактор 71,5 м³/т
 - Вязкость нефти при с.у. 27,771 сПз
 - Вязкость нефти при давлении насыщения 0,876 сПз
 - Объемный фактор при пл.у. 1,13
- Свойства воды**
 - Объемная доля воды 78 %
 - Концентрация солей в воде* 0,000 мг/л
 - Плотность воды при с.у.* 1015,000 кг/м³
 - Вязкость воды при пл.у. 0,500 сПз
- Свойства газа**
 - Плотность газа при с.у. 0,800 кг/м³
 - Псевдокритическое давление 45 атм
 - Псевдокритическая температура -39,8 С°
- Газовые примеси (опционально)**
 - Газовые примеси (CO₂) 0 %
 - Газовые примеси (H₂S) 0 %
 - Газовые примеси (N₂) 0 %
- Условия в узле сепаратора**
 - Давление 8 атм
 - Температура 15,6 С°
- PVT корреляции**
 - Свойства нефти
 - Свойства воды
 - Свойства газа
- Настройки модуля расчёта PVT**
 - Учитывать область определения PVT корреляц
 - Включить экспертные ограничения PVT коррелс

Управление графиками

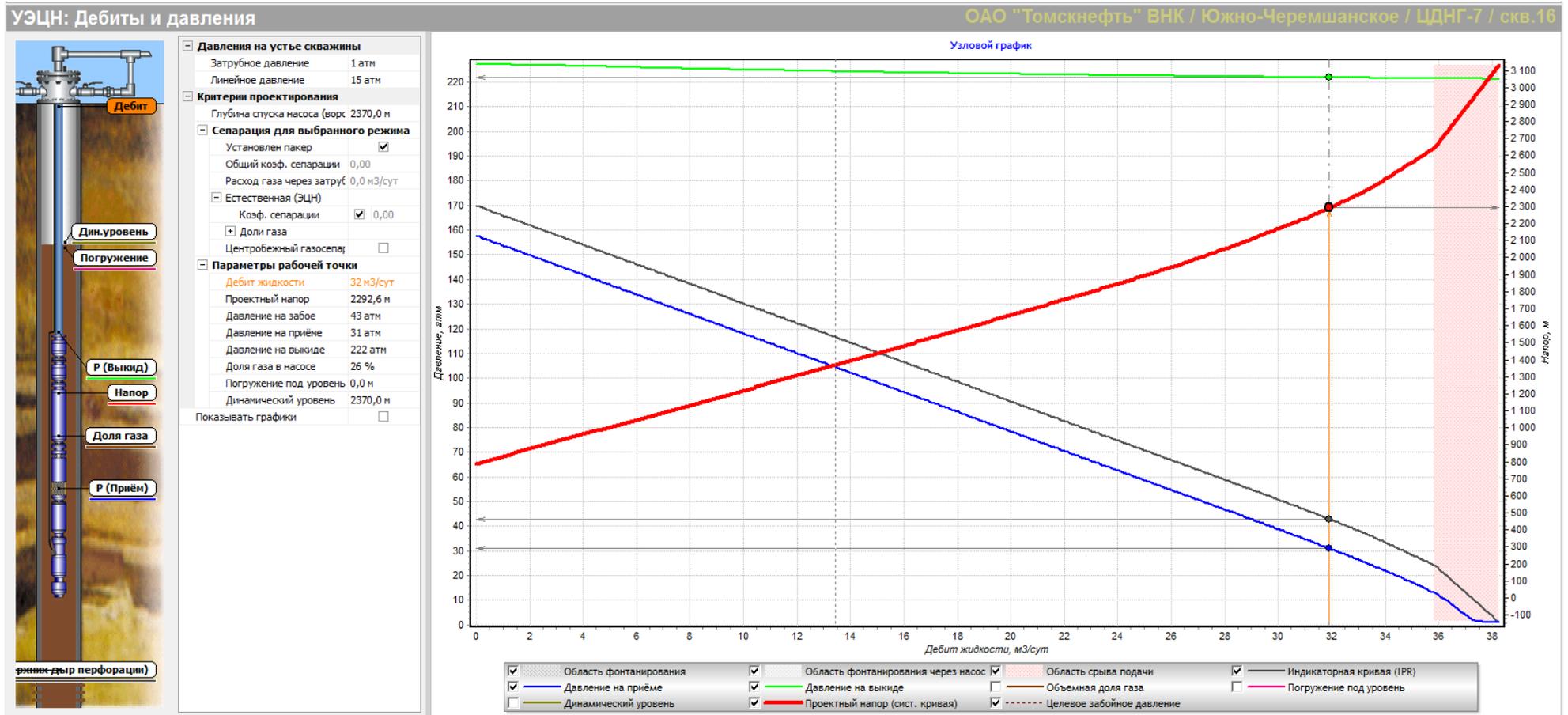
Режим настройки расположения

* взаимный пересчёт реализован только для кор-й McCain

Температура, С° = 68,670; Вязкость дегазированной нефти, мПа*с (Beggs&Robinson (1975)) = 26,573

1696 x 984 CAPS NUM SCRL

Приложение П



Дебит жидкости, м3/сут = 13,467; Давление, атм = 170,309; Напор, м = 2310,769

1696 x 984 CAPS NUM SCRL

Приложение Р

Проектирование колонны НКТ

ОАО "Томскнефть" ВНК / Южно-Черемш

Таблица

Колонна НКТ:		Параметры				Прочностной расчет				
Ступень	Δ	Длина, м	Типоразмер	Условный диаметр, мм	Класс прочности	Масса, кг	Макс. напряжение, МПа	Запас прочности	Максимальное допустимое	Давление, атм
1		2370,0	73X5, 5-E 4,2	73,0	E	22515,00	343,4	0,862	658	221

Расчёты

Оптимизировать длины ступеней

Параметры расчета

Предел текучести материала: минимальный

Режим оптимизации: по макс. напряжен

Аварийный режим

Параметры колонны НКТ

Запас прочности колонны: 0,862

Минимально допустимый: 1,300

Графические характеристики

Напряжения

Осовое напряжение

Запас прочности

Запас прочности

Плотность смеси

Плотность смеси

Зависимость давления от глубины

Давление в колонне НКТ
 Давление в затрубье
 Разность давлений в НКТ и затрубье

Запас прочности, доли = 3,758; Глубина, м = 445,683; = 0,000

1696 x 984 CAPS NUM SCRL

Приложение С

УЭЦН: Выбор установки | Насос <1> ОАО "Томскнефть" ВНК / Южно-Черемшанское / ЦДНГ-7 / скв.16

Установка ЭЦН: Насос <1> | Двигатель / Кошух | Кабель <3> | Наземное оборудование

52,50 Гц, 3034 об/мин
 $Q = 32 \text{ м}^3/\text{сут}$
 $Q_{пр}(Н+Г+В) = 46$
 $Q_{вык}(Н+Г+В) = 35$
 $Q_{ср}(Н+Г+В) = 37$

НОВОМЕТ - ВНН5-30
 471 ступеней
 $Q_{пр}(Н+Г+В) = 46$
 $Q_{вык}(Н+Г+В) = 35$
 $Q_{ср}(Н+Г+В) = 37$
 $P_{пр} = 31 \text{ атм}$
 $N_{вал} = 19,4 \text{ кВт}$

Газосепаратор
 $K_{сгсст.} = 0,000$
 $K_{общий} = 0,000$

Гидрозащита

НОВОМЕТ
 ПЭДН25-117-800/402
 тип: АСИНХРОННЫЙ
 Нагрузка = 19,4 кВт
 Ток = 19,190 А
 $T = 117,8 \text{ C}^\circ$

Добавить | Изменить | Удалить | Удалить все | Деградация

Параметры

Частота: 52,50 Гц | Количество ступеней: 471
 Обороты: 3034 об/мин | Номинальный напор (на воде): 2260,8 м

Конусная сборка Автоподбор ступеней

Коррекция по вязкости

Графики: Режим настройки расположения

- Дебит через насос
- Доля газа в насосе
- Коэффициент сепарации
- Узловой график
- Узловой график (забой)
- Производительность установки
- Паспортная характеристика

Производительность установки
3034 об/мин / 52,5 Гц

Напор, м

Дебит, м³/сут

- ВЕР (ВНН5-30)
- Рабочая область (левая граница) (ВНН5-30)
- Рабочая область (правая граница) (ВНН5-30)
- Расчётная РНХ
- Системная кривая

Мощность насоса
НОВОМЕТ - ВНН5-30 - 2261 / 471 ст. / 2910.0 об/мин / 52,5 Гц

Мощность, кВт

Дебит, м³/сут

- Характеристика мощности

Производительность насоса
НОВОМЕТ - ВНН5-30 - 2261 / 471 ст. / 3034 об/мин / 52,5 Гц

Напор, м

Подача, м³/сут

- Расчётная РНХ
- Системная кривая

Приложение Т

№ п/п	Мероприятия
1	2
1.1	Снижение отказов по вине ЦДНГ
1.1.1	Организационные причины
1.1.1.1	Произвести оснащение персонала ЦДНГ эхолотами "СУДОС"
1.1.1.2	Обеспечить участие персонала ЦДНГ в комиссионных разборах оборудования УЭЦН на сервисной базе ЭПУ.
1.1.1.3	Обеспечить участие технологов ЦДНГ в комиссии по расследованию причин отказов оборудования УЭЦН
1.1.1.4	Обеспечить участие персонала ЦДНГ в комиссионных разборах оборудования УШГН на сервисной базе ЭПУ.
1.1.1.5	Обеспечить участие технологов ЦДНГ в комиссии по расследованию причин отказов оборудования УШГН
1.1.1.6	Вертикальная ротация технологов ЦДНГ в ОРМФ и ОПКМД УДНГ на время отпуска/отсутствия основных работников с целью повышения квалификации и развития компетенций
1.1.1.7	Организовать проведение курсов повышения квалификации для работников и специалистов ОАО Томскнефть ВНК: "Солеотложения в процессе механизированной добычи нефти", "Коррозия в механизированной добыче нефти" (уровень: мастера, технологи ЦДНГ, ведущие специалисты УДНиГ).
1.1.2	Брак эксплуатации
1.1.2.1	Разработать мероприятия и форму сводки по работе с часто останавливаемым фондом скважин. Внести соответствующие изменения в ЛНД по эксплуатации механизированного фонда скважин.
1.1.2.2	Обеспечить исполнение мероприятий, направленных на снижение фонда скважин категории ЧОС, в формате сводки ЧОС
1.1.2.3	Обеспечить контроль параметров скважин незамеряемого фонда с периодичностью не менее регламентных требований (Нд, параметры СУ, динамометрия ШСНУ).
1.1.2.4	Проведение контрольных проверок качества работы технологических служб с механизированным фондом скважин с выездом в ЦДНГ и оформлением акта проверок.
1.1.2.5	Разработать новую форму "Рейтинга технологических служб ЦДНГ".
1.1.2.6	Обеспечить подведение итогов "Рейтинг технологических служб ЦДНГ" до 25 числа месяца, следующего за отчетным.
1.1.3	Необоснованный подъем
1.1.3.1	Обеспечить 100% ознакомление персонала ЦДНГ и исполнение требований "Регламента по учёту, расследованию отказов и аварий с ЭЦН, ШГН, НКТ и анализу механизированного фонда скважин" (актуальная версия).

1.1.3.2	Обеспечить 100% ознакомление персонала ЦДНГ и исполнение требований "Регламента по эксплуатации механизированного фонда скважин" (актуальная версия).
1.1.3.3	Обеспечить 100% ознакомление персонала ЦДНГ и исполнение требований "Стандарта порядок расследования причин отказов УЭЦН на механизированном фонде скважин" (актуальная версия).
1.1.4	Брак подбора ПО
1.1.4.1	Подбор ЭПО производить с помощью ПО RosPump. Все расчёты направлять на согласование в сектор РПО ОРМФ. Исключить спуск оборудования при отсутствии расчёта.
1.1.4.2	При несоответствии предлагаемого комплекта ЭПО заявленному (при вынужденном согласовании в целях избежания простоев) применять штрафные санкции к подрядчику по критериям: - разница в напоре УЭЦН более +/-6%; - отсутствие необходимого дополнительного оборудования; - разница мощности ПЭД более -10%/+15%; - любое несоответствие комплектации по скважинам, которые числятся/числились в фонде ЧРФ
1.1.4.3	При планировании ТРС при отказе обеспечить 100% анализ работы скважины, планировать комплектацию ЭПО с учётом комплектации отработавшего оборудования с составлением и подачей на согласование мероприятий в ОНИКС
1.2	Снижение отказов по причинам осложняющих эксплуатацию факторов
1.2.1	Формирование базы данных ОФ, нормативное обеспечение
1.2.1.1	Организовать отбор проб твёрдых отложений с ПЭД, ЭЦН, НКТ при демонтаже УЭЦН во время проведения ТКРС на устье скважины.
1.2.1.2	Организовать отбор проб твёрдых отложений с ПЭД, ЭЦН, ГС при разборе ГНО на сервисной базе ЭПУ (постоянно при обнаружении).
1.2.1.3	Организовать отбор проб твёрдых отложений с НКТ при ремонте НКТ на базе по ремонту НКТ (постоянно при обнаружении).
1.2.1.4	Организовать доставку и проведение ФХЛИ по твердым отложениям с получением результатов по определению качественного состава твёрдого отложения в период не более 7 суток после отбора пробы.
1.2.1.5	Разработать "Организационные мероприятия" по защите внутрискважинного оборудования от негативного влияния осложняющих факторов в период не более 7 суток после факта подтверждения наличия ОФ.
1.2.1.6	Разработка и утверждение критериев для формирования осложнённого фонда скважин ОАО ТН ВНК
1.2.1.7	Разработка, согласование и утверждение формы контроля за эксплуатацией коррозионного фонда скважин в ОАО Томскнефть ВНК от коррозии

1.2.1.8	Разработка, согласование и утверждение матрицы применимых технологий по организации защиты осложнённого фонда в ОАО Томскнефть ВНК от коррозии
1.2.2	Коррозия НКТ
1.2.2.1	Запретить использование в нефтяных скважинах погружных контейнеров с твёрдым ингибитором против солеотложения (КСТР, КСКР, ПСК и прочих) имеющих по результатам исследований в ХАЛ высокую коррозионную активность. - Использование данных контейнеров допускается только для особых случаев, связанных с сезонной потерей сообщения со скважиной, где на период времени нет возможности организации защиты другими технологиями и только по согласованию с ОРМФ.
1.2.2.2	На скважинах, где осуществляется защита от солеотложений методом применения контейнеров с твёрдым ингибитором против солеотложений (КСТР, КСКР, ПСК, ТРИЛЛ и т.д.), после выработки их ресурса или при необходимости организации защиты от солеотложений, организовать защиту технологиями с применением химических реагентов Ингибиторов Комплексного Действия против солей и коррозии или Ингибитором Солеотложения (по факту выявленных осложнений в процессе эксплуатации скважины).
1.2.2.3	В целях предотвращения негативных и необратимых процессов воздействия на внутрискважинное и нефтепромысловое оборудование кислотами (кислотная коррозия): 1. Рассмотреть вариант удаления солевых и неорганических отложений с внутрискважинного и нефтепромыслового оборудования нефтепромысловым химическим реагентом «Растворитель солеотложений» приготовленного в заводских условиях, в готовых формах или растворах, приготовленных на их основе, при условии их полного соответствия ЛНД РН. 2. Определить необходимый хим.реагент и провести ОПИ соляно-кислотных обработок погружного оборудования с хим.реагентом "Растворитель солеотложений". 3. Рассмотреть вопрос о запрете использование товарных форм кислот HCL, HF и прочих кислот (в том числе разбавленных в любой концентрации и с любыми добавками), при получении положительных результатов ОПИ
1.2.2.4	Разработать и внедрить Технические Требования в ОАО Томскнефть ВНК для растворов глушения, используемых во всех ремонтах ТКРС, при спуске компоновок внутрискважинного оборудования с пакером, в целях предотвращения образования в надпакерной зоне скважины процессов коррозии и биозаражённости.

Продолжение Таблицы

1.2.2.5	Организовать рабочую группу по ХПП (химизация производственного процесса) Вахского месторождения
1.2.2.6	Разработать единые квалификационные критерии для квалификации подрядных организаций по направлению ХПП
1.2.2.7	Провести тендерные процедуры и заключить договор об оказании услуг по химической защите внутрискважинного оборудования на Вахском месторождении
1.2.2.8	Провести тендерные процедуры и заключить договор об оказании услуг по супервайзингу работ по химической защите внутрискважинного оборудования на Вахском месторождении
1.2.2.9	Приступить к выполнению целевой программы по проведению ОПИ химической защиты внутрискважинного оборудования Вахского месторождения в течение 2014г.
1.2.2.10	Подвести промежуточные итоги мероприятий по ХПП. При положительном результате рассмотреть возможность применения ХПП на осложнённом фонде скважин других месторождений (ЦДНГ-5,7,8,9,10)
1.2.2.11	По промежуточным результатам ХПП на Вахском месторождении рассмотреть целесообразность и возможность организации (при наличии достаточного финансирования) химической защиты внутрискважинного оборудования коррозионного фонда на проблемных месторождениях (Малореченское, Чкаловское, Лугинецкое, Катильгинское, Колотушное, Ломовое, Оленье, Первомайское, Западно-Катильгинское, Онтонигайское, Игольское, Таловое, Крапивинское, Двуреченское).
1.2.2.12	Проведение ОПИ не менее 4 (четырёх) технологий по организации защиты внутрискважинного оборудования от Коррозии химическими реагентами.
1.2.2.13	Проведение ОПИ не менее 3 (трёх) ингибиторов Комплексного действия Соли+Коррозия.
1.2.2.14	Разработать и внедрить показатели КПЭ по эффективности организации защиты ГНО для ответственных специалистов.
1.2.2.15	Провести ОПИ погружного скважинного контейнера в составе УЭЦН с ингибитором коррозии Трил-К (фонд обслуживания РИМЕРА-Сервис Нижневартовск). После проведения Физико-Химических Лабораторных Исследований по оценке физико-химических свойств ингибитора наполнителя контейнера и оценке его эффективности по защите от коррозии в условиях применения на месторождениях ОАО Томскнефть ВНК

1.2.2.16	Провести технико-организационные мероприятия по оценке состояния эксплуатационных колонн ОАО Томскнефть ВНК и подготовить прогноз на 5 лет. Предоставить отчёт в ЦАУК УМДиГТМ ДНГД ОАО "НК "Роснефть"
1.2.3	Солеотложения
1.2.3.1	Указывать в план-заказе требования добавления в раствор глушения ингибиторов солеотложений при глушении скважин осложнённых солеотложениями и на скважинах с раствором плотностью выше 1,10 г/см ³ Обеспечить контроль при подготовке растворов глушения с ингибитором
1.2.3.2	Указывать в план-заказе обязательное проведение замещения раствора на плотность 1,03 г/см ³ либо на нефть, в случаях применения растворов глушения плотностью 1,10 г/см ³ и более
1.2.3.3	Производить закачку ударной дозировки ингибитора солеотложения перед запуском из ТКРС скважин солеосложнённого фонда.
1.2.3.4	Применение УДЭ на солеосложнённом фонде
1.2.4	Коррозия погружного насосного оборудования
1.2.4.1	Обеспечить подачу заявок на комплектацию УЭЦН в коррозионно-стойком исполнении, с защитным покрытием на скважинах коррозионного фонда
1.2.5	Высокое газосодержание на приеме насоса, большой газовый фактор
1.2.5.1	Обеспечить проведение замера дебита жидкости и ГФ с использованием передвижных мобильных комплексов (ПТС, АСМА-Т, УЗМТ и др.). Ведение накопительной базы измерений, учитывать результаты замеров при подборе и комплектации УЭЦН.
1.2.5.2	На фонде с некорректным/ложным динамическим уровнем (пена, ГФ>200м ³ /тн) обеспечить подачу заявок на комплектацию ПЭД с ТМС.
1.2.6	Засорение механическими примесями
1.2.6.1	Обеспечить запуск и вывод на режим УЭЦН на скважинах после ГРП, новых из бурения и ЧРФ осложнённых мех.примесями только при помощи частотных преобразователей. Необходимость установки ЧРП указывать в заявке на комплектацию ЭПО.
1.2.6.2	Обеспечить подачу заявок на комплектацию УЭЦН с ЖНША на скважинах с подтверждённым выносом проппанта
1.2.6.3	Обеспечить подачу заявок и комплектацию УЭЦН с ФСГЩ на скважинах, осложнённых выносом мех.примесей (регион обсуживания Новомет)

1.2.6.4	Обеспечить подачу заявок и комплектацию УЭЦН с десендером на скважинах, осложнённых выносом мех.примесей (регион обсаживания РСНВ)
1.2.6.5	Обеспечить подачу заявок и комплектацию УЭЦН с МВТФ на скважинах, осложнённых выносом мех.примесей (регион обсаживания Schlumberger)
1.2.7	Высокая температура пласта
1.2.7.1	Обеспечить применение ПЭД с кожухом на скважинах с эксплуатационной колонной "168 мм и более" и скважинах с недостаточным минимальным притоком из пласта, необходимого для охлаждения ПЭД - по заявкам ЦДНГ - учесть в заявках применение теплостойких узлов в составе УЭЦН
1.2.8	Снижение коэффициента продуктивности (необеспечен приток)
1.2.8.1	Применять методику кратковременной эксплуатации скважины (КЭС) на скважинах требующих переход на данную технологию эксплуатации - по заявкам технологических служб ЦДНГ
1.2.8.2	Обеспечить перевод скважин в периодический фонд при снижении коэффициента продуктивности в процессе эксплуатации при условии невозможности дальнейшей эксплуатации в постоянном режиме
1.3	Снижение отказов по вине ТКРС
1.3.1	Брак подготовки скважины
1.3.1.1	Обеспечить контроль очистки желобных и доливных емкостей с отбором проб на КВЧ в жидкости глушения и промывки из бойлеров организаций производящих глушение и промывку скважин
1.3.1.2	Запретить приемку скважин из ТКРС без предоставления бригадами информации контрольных диаграмм ИВЭ-50М по СПО УЭЦН
1.3.1.3	При выявленных фактах наличия солеотложений на ГНО и при увеличении типоразмера ЭПО (увеличение габарита при ТРС), планировать проведение дополнительных работ по скважине: - шаблонирование ЭК; - скрепперование (райбирование) ЭК; - ОПЗ, промывка скважины от продуктов скрепперования;
1.3.2	Нарушение СПО
1.3.2.1	Сервисным организациям по ТКРС произвести закуп и организовать применение направляющих воронок для СПО с НКТ всех типоразмеров
1.3.3	Нарушение технологии свинчивания НКТ и прочие организационные причины
1.3.3.1	Укомплектовать все подъемные агрегаты ИВЭ-50 с дополнительной функцией по регистрации момента свинчивания НКТ на гидроключе

1.3.3.2	Предоставить заказчику копии паспортов применяемых гидроключей (необходимы для расшифровки графика ИВЭ по моменту скручивания). Запретить приём скважин из ремонта без распечатки графика момента свинчивания с ИВЭ с указанием модели гидроключа.
1.3.3.3	При составлении планов работ на скважины, в перечне выполняемых работ прописывать 100% калибровку резьбовых соединений НКТ, в случае СПО > 0.
1.3.3.4	Обеспечить оснащённость бригад ТКРС при проведении СПО на скважинах в дополнение к резьбовым трубным калибрам, гладкими калибрами (кольцо, пробка) для проведения контроля резьбовых соединений эксплуатационных НКТ 89, 89 "в", 73, 73"в", 60, 60"в"
1.3.3.5	Обеспечить 100% выполнение "Инструкции по применению трубных резьбовых калибров № П2-05.01 И-0003 ЮЛ-098 (актуальная версия)" в части контроля резьбовых соединений эксплуатационных, технологических НКТ, патрубков переводников при проведении СПО трубными резьбовыми калибрами (кольцо, пробка)
1.3.3.6	Обеспечить запас переводников и подвесных патрубков для НКТ с высаженными концами в ЦДНГ-9, ЦДНГ-10
1.3.3.7	Обеспечить бригады ТКРС оказывающие услуги в ЦДНГ-9 и ЦДНГ-10 комплектами устьевого оборудования для работы с НКТ с высаженными концами
1.3.3.8	Подрядным организациям оказывающим услуги по ТКРС при проведении СПО применять только смазку типа "РУСМА"
1.3.3.9	Обеспечить проведение выездных проверок бригад ТКРС на предмет соблюдения ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕГЛАМЕНТА ЭКСПЛУАТАЦИЯ И РЕМОНТ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ № П2-05.01 ТР-0011 ЮЛ-098 ВЕРСИЯ 1.02
1.3.3.10	Проводить выборочные проверки персонала бригад ТКРС на предмет знания норм и правил отбраковки трубы. * при незнании оформлять акт в свободной форме и направлять в ОРМФ, ОТКРС. * мастерам ЦДНГ, технологам ЦДНГ обращать внимание на наличие колпачков на НКТ при проведении СПО, особенно при работе НКТ на беговой дорожке приемных мостков.
1.3.3.11	Технологическим службам ЦДНГ при планировании ремонта на скважинах с НКТ с покрытием ТС-3000, эмаль ,ТМК(УПОРТ) прописывать в план-заказе и выдавать задания внешнему супервайзингу по НКТ на полный контроль проведения СПО и 100% ревизию поднятых НКТ

1.3.3.12	Технологическим службам ЦДНГ при планировании ремонта на скважинах с НКТ с покрытием ТС-3000, эмаль,ТМК(УПОРТ) прописывать в план-заказе сбив сливного клапана только обрезаемым ломом
1.3.3.13	При наличии проивополетных пластин, протектолайзеров изменяющих размеры УЭЦН, производить отметку в паспорте, с приложением размеров и места установки в виде эскиза.
1.4	Снижение отказов по причине заводов и ремонтных баз НКТ (брак НКТ и брак ремонта НКТ)
1.4.1	Снижение отказов по причине ремонта НКТ
1.4.1.1	Включить в договор с ЗАО "НТС-Лидер" штрафные санкции при выявлении брака ремонта НКТ
1.4.1.2	Включить в договор с ООО "НПР" штрафные санкций при выявлении брака ремонта НКТ
1.4.1.3	Составить и согласовать с ЗАО "НТС-Лидер", ООО "НПР" график комиссионных проверок.
1.4.1.4	Производить комиссионные проверки качества работ Сервисных предприятий по ремонту НКТ и НШ согласно графика
1.4.1.5	Силами внешнего супервайзинга ООО "Римера-Сервис-Нягань" производить контроль за выходом готовой продукции после ремонта НКТ. - При выявлении нарушений составлять акт, направлять в ЦУДНКТиШ, ПТО УДНГ
1.4.1.6	Подготовка ежемесячных презентаций по рейтингу комплексов по ремонту НКТ.
1.4.1.7	НКТ со скважин коррозионного фонда направлять на ремонт отдельно, не допуская пересортицы при ремонте трубы
1.4.1.8	Произвести замену токарных станков на комплексе по ремонту НКТ п.Пионерный ООО "НПР"
1.4.1.9	ТИП ЦДНГ-7,8 изготовление 2-х замерных слеллажей, для установки на каждой ТИП зона обслуживания ООО "НПР"
1.4.1.10	Произвести модернизацию комплекса внутренней и наружной очистки тела НКТ п.Пионерный ООО "НПР"
1.4.1.11	Произвести модернизацию участка опрессовки НКТ п.Пионерный ООО "НПР"
1.4.1.12	Произвести капитальный ремонт токарных станков на комплексе по ремонту НКТ п.Игол ООО "НПР"
1.4.1.13	Произвести модернизацию участка внутренней и наружной очистки тела НКТ п.Игол ООО "НПР"
1.4.1.14	ТИП ЦДНГ-9,10 изготовление 2-х замерных слеллажей, для установки на каждой ТИП зона обслуживания ООО "НПР"

1.4.1.15	ЗАО "НТС-Лидер" и ООО "НПР" при ремонте НКТ применять только смазку типа "РУСМА"
1.4.1.16	ЗАО "НТС-Лидер" и ООО "НПР" производить закуп новой муфты всех типоразмеров только группы прочности "Е"
1.4.1.17	Проработать вопрос по ремонту НКТ с высаженными концами на комплексах по ремонту НКТ п.Игол или п.Пионерный ООО "НПР"
1.5.1	Снижение отказов по вине брака НКТ
1.5.1.1	Производить претензионную работу с заводами-поставщиками НКТ, направленную на возмещение потерь Общества при выявлении фактов брака НКТ
2	Мероприятия УЭЦН
2.1	Снижение отказов по вине ЦДНГ
2.1.1	Брак эксплуатации
2.1.1.1	Обеспечить перевод скважин в режим КЭС/АПВ в случае снижения дебита более 50% от номинальной производительности по причине снижения коэффициента продуктивности скважины.
2.1.1.2	Обеспечить контроль затрубного давления на скважинах, эксплуатирующихся с пакерами. При давлении, превышающем атмосферное, производить мероприятия по проверке герметичности НКТ.
2.1.1.3	При планировании изменения частоты ЧРП и/или диаметра штуцера (изменение буферного давления) производить расчет требуемого напора УЭЦН от планируемого изменения режима работы скважины.
2.1.1.4	Обеспечить комплектацию УЭЦН подземным блоком ТМС на незамеряемом/условно-замеряемом фонде скважин.
2.2	Снижение отказов причинам осложняющих эксплуатацию факторов
2.2.1	Солеотложения
2.2.1.1	Определить поставщика и организовать начало ОПИ контейнеров с комплексным ингибитором солеотложений и коррозии.
2.2.1.2	Обеспечить монтаж ЭЦН со ступенями из материала фортрон на солеосложнённом фонде
2.2.1.3	Обеспечить монтаж ЭЦН со ступенями ЖКП ПМ на солеосложнённом фонде
2.2.1.4	Проведение ОПИ Контейнера ТРИЛ-С
2.2.2	Коррозия погружного оборудования+Коррозия НКТ
2.2.2.1	Производить дозирование ИКД согласно производственной программе и графику обработок на Вахском месторождении
2.2.2.2	Обеспечить на всех месторождениях спуск НКТ в КСИ (хром-1%) в компоновке УЭЦН с пакером (длина подвески от устья до пакера).

2.2.2.3	Обеспечить подачу заявок и спуск УЭЦН в КСИ, ПЭД с монельным покрытием, кабельный удлинитель в КСИ, в скважинах с зафиксированной причиной отказа по ПДК "Коррозия УЭЦН"
2.2.2.4	По скважинам коррозионного фонда обеспечить спуск НКТ в коррозионно-стойком исполнении (Cr1%) согласно требованиям по использованию НКТ в КСИ
2.2.2.5	Обеспечить спуск НКТ в КСИ (Cr-13%) в компоновке УЭЦН с пакером на фонде Чкаловского месторождения.
2.2.2.6	По скважинам коррозионного фонда ЦДНГ-4 (Чкаловское-палеозойские пласты) обеспечить спуск НКТ в коррозионно-стойком исполнении (Cr13%)
2.2.2.7	По скважинам коррозионного фонда обеспечить усиление верхней части подвески НКТ до 1000м НКТВ-73 с защитным покрытием ТС-3000F (Hilong Temerso)
2.2.2.8	По скважинам коррозионного фонда обеспечить усиление верхней части подвески ВНКТ до 1000м НКТ в коррозионно-стойком исполнении, либо ВНКТ с защитным покрытием ООО "УПОРТ"(Нижневартовск), MajorPack
2.2.2.9	Внедрение насосов коррозионностойкого исполнения
2.2.2.10	Внедрение кабельных удлинителей КСИ
2.2.2.11	Внедрение оборудования с антикоррозийным покрытием (монельное покрытие).
2.2.2.12	Монтаж ПЭДС с Монельным покрытием на скважины коррозионного фонда
2.2.2.13	Проведение ОПИ Контейнера ТРИЛ-К
2.2.3	Высокое содержание свободного газа на приеме насоса (газовый фактор)
2.2.3.1	Замещение парка РД на КР-118 на Лугинецком месторождении
2.2.3.2	Разработать методику подбора глубины спуска глубинных регуляторов давления КР и РД на Лугинецком месторождении
2.2.3.3	Обеспечить комплектацию УЭЦН мультифазным насосом (МФОН) по заявкам технологической службой ЦДНГ.
2.2.4	Засорение мех. примесями
2.2.4.1	Промысловые испытания насосов с открытыми РК.
2.2.4.2	Продолжить испытания испытания Гравитационного-Щелевого Фильтра (ФСГЩ) в составе УЭЦН (новая техника), при положительном результате увеличение парка ФСГЩ.
2.2.4.3	Проведения ОПИ дополнительно двух типов защиты от механических примесей
2.2.5	Высокая температура пласта
2.2.5.1	Обеспечить комплектацию и спуск УЭЦН с использованием программы "Novomet-SelPro", учитывающую длину удлинителя и теплостойких ПЭД и ГЗ

2.2.5.2	Внедрение кабельных термоиндикаторов.
2.2.6	Снижение коэффициента продуктивности (необеспечен приток)
2.2.6.1	Промысловые испытания насосов с расширенным диапазоном подач.
2.2.7	Отложение АСПО
2.2.7.1	Проведения ОПИ контейнеров с ингибитором ВВЭ и АСПО
2.2.7.2	Проведение ОПИ НКТ с покрытием против АСПО (MajorPack)
2.3	Снижение отказов по вине ЭПУС
2.3.1	Брак ВНР
2.3.1.1	Проверка/обсуждение работы скважин, находящихся на ВНР, 2 раза в сутки с инженерами технологами г.Стрежевой
2.3.1.2	Проводить тестирование персонала знаниям Технологического регламента по эксплуатации механизированного фонда скважин производящих вывод скважин на режим.
2.3.1.3	Провести обучение и повышение квалификации персонала производящих вывод скважин на режим
2.3.1.4	Не допускать к самостоятельной работе к ВНР вновь принятого персонала не прошедшего аттестацию и проверку знаний.
2.3.2	Брак монтажа
2.3.2.1	Проведение супервайза монтажей, выполняемых полевым персоналом
2.3.2.2	Мотивация электротехнического персонала, соблюдению регламентов по монтажу-демонтажу УЭЦН
2.3.2.3	Теоритическое и практическое обучение электротехнического персонала занятого непосредственно работах по монтажу-демонтажу УЭЦН на знание, технологического регламента.
2.3.3	Брак ремонта ЭЦН
2.3.3.1	Введение критериев результативности качества ремонта узлов УЭЦН (KPI).
2.3.3.2	Плановое проведение МРІ-Аудитов (проверка персонала цехов ремонта на знание методик и технологических инструкций по ремонту УЭЦН)
2.3.3.3	Организация в ЦР ЭПУ отдельного участка подготовки и дефектации концевых и корпусных деталей узлов УЭЦН.
2.3.4	Брак ремонта Гидрозащиты
2.3.4.1	Проведение стендовых испытаний протекторов REDA и EZ-Line с созданием осевой нагрузки
2.3.5	Брак ремонта ПЭД
2.3.5.1	Внедрение в производство, при капитальном ремонте статоров ПЭД, операции пропитки высокотемпературным лаком с использованием гибкого технологического рукава
2.3.6	Брак ремонта кабельной линии

2.3.6.1	Проверка выполнения кабельщиками требований методик ремонта кабельной линии и изготовления сростков
2.3.7	Противополётные мероприятия
2.3.7.1	Обеспечить проведение 100% калибровки резьбовых частей при ремонте узлов ЭПО и дополнительного оборудования (КС, КО, Шламоуловители, РД и др.)
2.3.7.2	Обеспечить хранение в цехе проката и поставку на монтаж оборудования со смазкой и защитными колпачками для резьбовых соединений всех видов основного и дополнительного оборудования УЭЦН
2.4	Снижение отказов по вине заводов ЭПО
2.4.1	Снижение отказов по вине оборудования поставляемого с заводов в Сервис-Центр ЭПУ (Шламберже-РЭДА)
2.4.1.1	Обеспечить 100% входной контроль партий новой кабельной продукции
2.4.1.2	Обеспечить проведение выборочного входного контроля всех партий ЗиП для ЭПО поступающего на базу, от 10% до 20% единиц из каждой партии (но не менее 10 единиц)
2.4.1.3	Обеспечить участие в выявлении причин брака отказавшего нового оборудования, не отработавшего гарантийный срок
2.4.1.4	Проведение выборочного входного контроля (тестирования) нового оборудования УЭЦН и дополнительного защитного оборудования.
2.4.1.5	Приглашение представителей заводов на комиссионный разбор в постоянном порядке в период срока гарантии.
2.5	Снижение отказов по ТКРС
2.5.1	Нарушение скорости спуска / механическое повреждение кабеля
2.5.1.1	Установить дополнительные требования для подрядных организаций ТКРС, в области оснащения приборами регистрации данных скорости СПО.