

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»



Институт Природных ресурсов
Направление 21.03.01 Нефтегазовое дело
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Анализ эффективности эксплуатации фонда скважин электроцентробежными насосами на примере Крапивинского нефтяного месторождения (Томская область)

УДК 622.276.53.054.23-049.7-047.44(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 – 2Б23	Гребнев Василий Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пугачёв Евгений Вячеславович			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович	к.х.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав.кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова Оксана Сергеевна	к.г.–м.н.		

Томск – 2017

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

Институт Природных ресурсов
Направление 21.03.01 Нефтегазовое дело
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой _____
(Подпись), (дата), (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б23	Гребневу Василию Александровичу

Тема работы:

Анализ эффективности эксплуатации фонда скважин электроцентробежными насосами на примере Крапивинского нефтяного месторождения (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	
Срок сдачи студентом выполненной работы:	

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе:	
---------------------------	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов:	Введение Геолого-физическая характеристика месторождений Геологическая характеристика объекта разработки Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Состав и основные физические свойства нефти и газа Запасы нефти и растворённого газа Анализ текущего состояния разработки Анализ структуры фонда скважин Фонд скважин Динамика и современное состояние разработки Эксплуатация скважин с применением УЭЦН Общие сведения об УЭЦН Погружные электродвигатели Станции управления Кабельная линия Подбор и оптимизация режимов работы глубинного насосного оборудования для добычи нефти Оптимизация системы скважина-насос на Крапивинском месторождении Сопоставление расчётов по подбору УЭЦН с фактическим режимом Анализ причин отказов УЭЦН Финансовый менеджмент Социальная ответственность Заключение
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.э.н. Глызина Татьяна Святославовна
«Социальная ответственность»	Доцент, к.х.н. Гуляев Милий Всеволодович
Название разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранных языках:	
ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ	

АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ	
ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ	
ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ	
СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	

Задание выдал руководитель:

Должность	Ф.И.О.	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пугачёв Евгений Вячеславович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 – 2Б23	Гребнев Василий Александрович		

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕДИНЕНИЕ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
з-2Б23	Гребневу Василию Александровичу

Институт	ИПР	Кафедра	ГРМ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсообъединение и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчёт прироста добычи на Крапивинском нефтяном месторождении
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы времени на выполнение операции
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налог на прибыль 20%
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Расчёт потока денежной наличности от применения НТП
2. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Расчёт экономической эффективности от проведения оптимизации в НГДУ ОАО 'Томскнефть' ЦДНГ-10
Перечень графического материала	
1. Основные показатели проведения мероприятия	
2. Расчёт чистой текущей стоимости	
3. Диаграмма «Паук»	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры ЭПР	Глызина Т.С.	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2Б23	Гребнев В.А.		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б23	Гребневу Василию Александровичу

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объектом исследования является фонд скважин «Крапивинского» нефтяного месторождения. Назначение объекта исследования – добыча, сбор и транспорт нефтегазовой смеси по нефтесборному трубопроводу.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов 1.2. Анализ выявленных опасных факторов	Вредные факторы: 1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; 2. Неудовлетворительные метеорологические условия; 3. Повышенный уровень шума и вибрации; 4. Неудовлетворительная освещенность Опасные факторы: 1. Поражение электрическим током; 2. Пожароопасность; 3. Взрывоопасность; 4. Давление в системах работающих механизмов.
2. Экологическая безопасность	Воздействия на атмосферу: выбросы нефти, газа; пары химических реагентов; выхлопные газы автомобилей. Воздействия на гидросферу: разливы нефти и воды; буровой раствор; подтёки ГСМ. Воздействие на литосферу: смыв загрязнения с поверхности площадок дождевыми и талыми водами в результате нарушения гидроизоляции и обваловки на кустовых площадках; осаждение твердых выбросов из атмосферных осадков.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.	При строительстве, ремонте и

	обслуживании объекта исследования наиболее вероятно возникновение следующих чрезвычайных ситуаций: 1. Выброс добываемой продукции из технологических систем; 2. Аварийное фонтанирование скважины (ГНВП).
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	1. ГОСТ 12.1.007 – 76 ССБТ «Вредные вещества»; 2. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ «Электробезопасность»; 3. СНиП 2.09.04.87 4. ГОСТ 356 – 80 «Давления условные пробные и рабочие»; 5. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013г.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б23	Гребнев Василий Александрович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 110 стр., 19 рисунков, 18 таблиц, 15 источников.

Ключевые слова: Нефтяная залежь, коллектор, дебит, газовый фактор.

Объектом исследования являются скважины, оборудованные УЭЦН, на Крапивинском нефтяном месторождении.

Цель работы – анализ эффективности эксплуатации фонда скважин электроцентробежными насосами.

В процессе работы были изучены проблемы механизированной эксплуатации нефтяных скважин Крапивинского месторождения. Построены структурные карты по продуктивным пластам. Рассмотрены геолого-физические параметры пластовой системы, запасы по выявленным залежам по категориям С1, С2 тыс.т. пласта Ю1. Приведены рекомендации по повышению эффективности эксплуатации скважин с применением УЭЦН. Проведён анализ введенного в эксплуатацию фонда скважин, анализ соответствия установленного оборудования и режима его работы добывающим возможностям скважин. Приведены основные принципы подбора (расчёта) насосного глубинного оборудования. Подробно описано устройство и назначение УЭЦН. Проанализированы основные причины отказов УЭЦН, проведен подробный сравнительный анализ отказов установок с разбивкой по годам. Предложены конкретные рекомендации по повышению эффективности эксплуатации скважин с применением УЭЦН. Предложены новые разработки и методики, с экономическим расчётами, которые позволят исключить преждевременные отказы.

Описаны основные направления обустройства месторождения и комплекс мер по защите природной среды от планируемого вида деятельности.

Бакалаврская работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word, и Microsoft Excel.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

УЭЦН - установка электрического центробежного насоса

МРП - межремонтный период

СУ - станция управления

ПЭД - погружной электрический двигатель

АСПО - асфальтосмолопарафиновые отложения

ПЗП - призабойная зона пласта

ППД - поддержание пластового давления

КРС - капитальный ремонт скважины

КВЧ - количество взвешенных частиц

АПВ - автоматическое повторное включение

ТМС - телеметрия скважин

ГРП - гидравлический разрыв пласта

УШГН - установка штангового глубинного насоса

НКТ - насосно - компрессорные трубы

ГТМ - геолого - технические мероприятия

ЧРП - частотно регулируемый привод

ЭПУ - электропитающая установка

УПН - установка подготовки нефти

ПДН - полный динамический напор

АД - асинхронный двигатель

БСИ - блок считывания информации

МТЗ - максимальная токовая защита

ПДТ - преобразователь давления и температуры

ПЭДУ - погружной электродвигатель унифицированный

ОК - обратный клапан

СК - сливной клапан

СОДЕРЖАНИЕ:

ВВЕДЕНИЕ	11
1 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ	14
1.1 Геологическая характеристика объекта разработки	14
1.2 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов	18
1.3 Состав и основные физические свойства нефти и газа	21
1.4 Запасы нефти и растворенного газа	25
1.5 Выводы	26
2 АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ	27
2.1 Анализ структуры фонда скважин	27
2.2 Фонд скважин	28
2.3 Динамика и современное состояние разработки	28
3 ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ УЭЦН	31
3.1 Общие сведения об УЭЦН	31
3.2 Погружные электродвигатели	38
3.3 Станции управления	42
3.4 Кабельная линия	46
4 ПОДБОР И ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ГЛУБИННОГО НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ	48
4.1 Оптимизация системы скважина-насос на Крапивинском месторождении	48
4.2 Анализ факторов влияющих на МРП УЭЦН	67
4.3 Выводы	79
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	83
5.1 Анализ вредных и опасных факторов которые может создать объект исследования	83
5.2 Экологическая безопасность	87
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	89
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	95
6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	97
6.1 Оптимизация режима работы скважин	97
6.2 Расчёт потока денежной наличности от применения НТП	98
6.3 Вывод	107
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	109
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	110

ВВЕДЕНИЕ

В административном отношении Крапивинское месторождение расположено в Каргасокском районе Томской области, и лишь не большая по площади его юго-западная часть (район скважин 200,221,220) входит в состав Омской области Западной Сибири. В 37 км. на юго-восток от него находится разрабатываемое Игольско-Таловое нефтяное месторождение, в 7,5км на юг Западно-Карайское и в 20 км на юго-восток Карайское нефтяные месторождения, находящиеся в разведке. Более мелкие реки района - Большой и Малый Юнкуль пересекают месторождение в его северной части. Гидрографическая сеть района не представляет практического интереса для судоходства из-за небольшой ширины и глубины рек. Наиболее крупная из перечисленных рек «Ягыль-ях» достигает ширины 14м., ее глубина не превышает 2м. На ней обустроен причал для выгрузки маломерного флота, доставляющего на месторождение нефтепромысловое оборудование и грузы строительного назначения.

Рельеф района типично равнинный слабовсхолмленный. Характерны высокая (до 50-60%) заболоченность пойм рек и территории в целом, а также большое количество озер. Восточная и южная части месторождения покрыты смешанным редким лесом (береза, осина, сосна, ель).

В экономическом отношении район развит слабо. Ближайший населенный пункт - пос. Новый Васюган расположен в 70 км на северо-восток от месторождения. В апреле 2002г. запущен нефтепровод соединяющий Крапивинское с УПН п. Дорожная сеть на месторождении развита слабо. В 60 км. на восток от месторождения проходит бетонная дорога, соединяющая Каймысовскую группу нефтяных месторождений (Первомайское, Катильгинское, Зап. Катильгинское и др.) с Игольско-Таловым, пос. Новый Васюган и г. Стрежевой. Круглогодичного сообщения с этой дорогой у Крапивинского месторождения нет.

Крапивинское нефтяное месторождение приурочено к одноименному куполовидному поднятию, выявленное и подготовленному к глубокому бурению в 1967-1968гг. Промышленная нефтеносность месторождения установлена в 1969г. бурением поисковых скважин №№195,196,198.

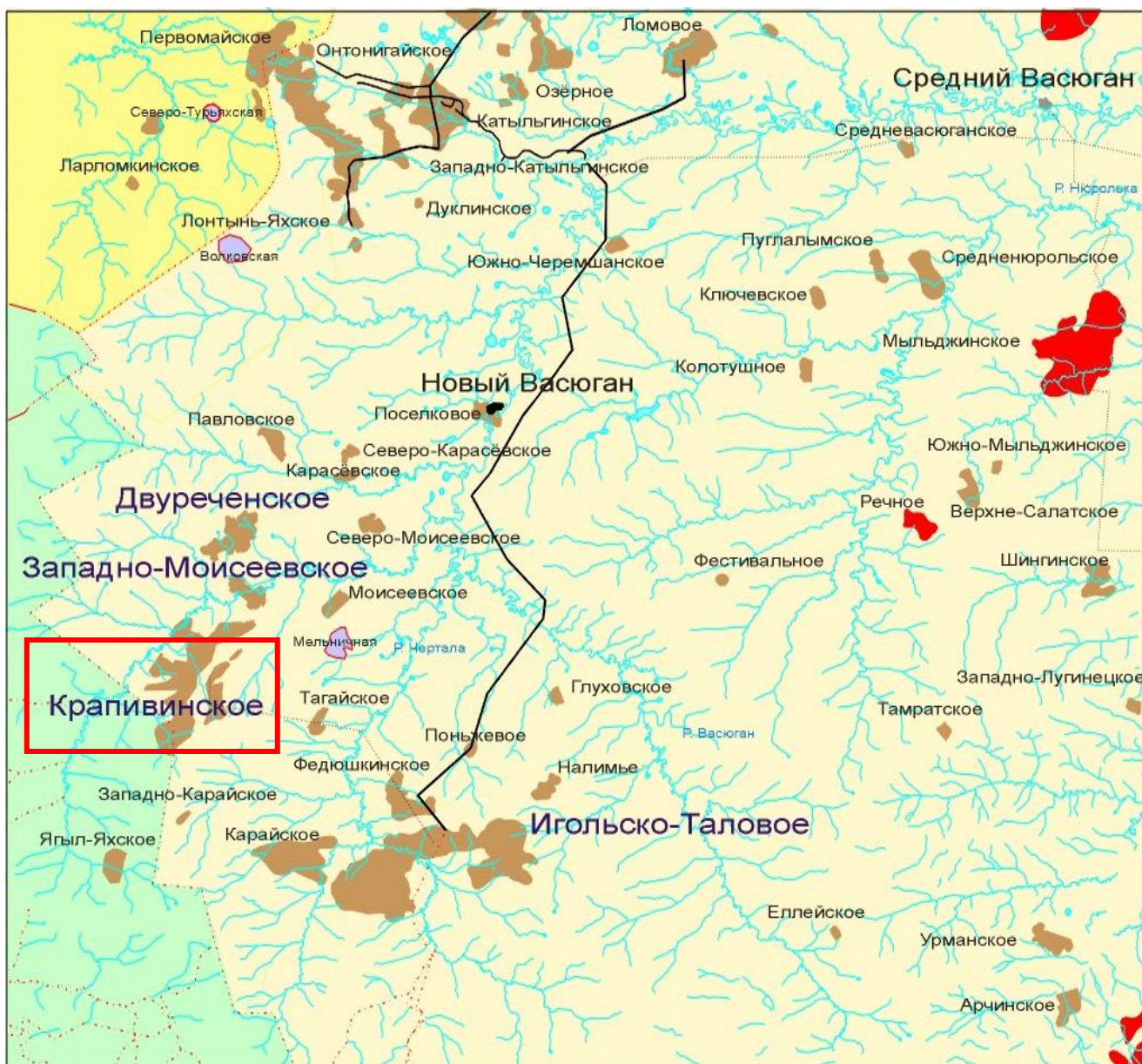


Рисунок 1 Обзорная карта Васюганского района работ

Весь комплекс геолого-поисковых и геологоразведочных работ на месторождении осуществлялся производственным геологическим объединением “Томскнефтегазгеология” и его предприятием ЗНГРЭ.

По результатам бурения и отдельного испытания скважин установлено сложное многопластовое строение месторождения. Пласты характеризуются крайне неоднородным строением по толщине, лито фациям, продуктивности, запасам и т.д. Наиболее высокодебитный в разрезе представляется пласт Ю1³⁺⁴, где дебиты фонтанирующих скважин изменяются от первых м³/сут до первых сотен м³/сут.

Основными ограничениями при фонтанном способе эксплуатации является: низкий газовый фактор (26 м³/м³); низкое давление насыщения (4 МПа); низкий коэффициент продуктивности по отдельным скважинам.

Более подходящим способом эксплуатации для данных условий является механизированный способ добычи, тем более что здесь нет значительного вредного влияния газа на работу оборудования. Но поскольку ни один из видов мех. добычи не может сравниться по объемам перекачиваемой жидкости с УЭЦН, то выбран именно этот способ за основной на данном этапе разработки объектов нефтедобычи. Тем более что, укомплектовывая погружное оборудование УЭЦН частотными преобразователями, появилась реальная возможность в проведении плавного регулирования темпов отбора скважинной продукции.

В настоящее время на Крапивинском месторождении в эксплуатации находится 283 скв. и все они оборудованы ЭЦН.

В данной работе ставится задача изыскания возможности повышения эффективности эксплуатации УЭЦН на Крапивинском месторождении и увеличения межремонтного периода работы (МРП).

1 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1.1 Геологическая характеристика объекта разработки

В геологическом строении Крапивинском месторождении принимают участие терригенно-осадочные метаморфизованные образования доюрского основания, юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем. Отложения вскрыты и изучены бурением поисково-разведочных скважин. Геолого-геофизический разрез Крапивинского месторождения (рисунок 1.1).

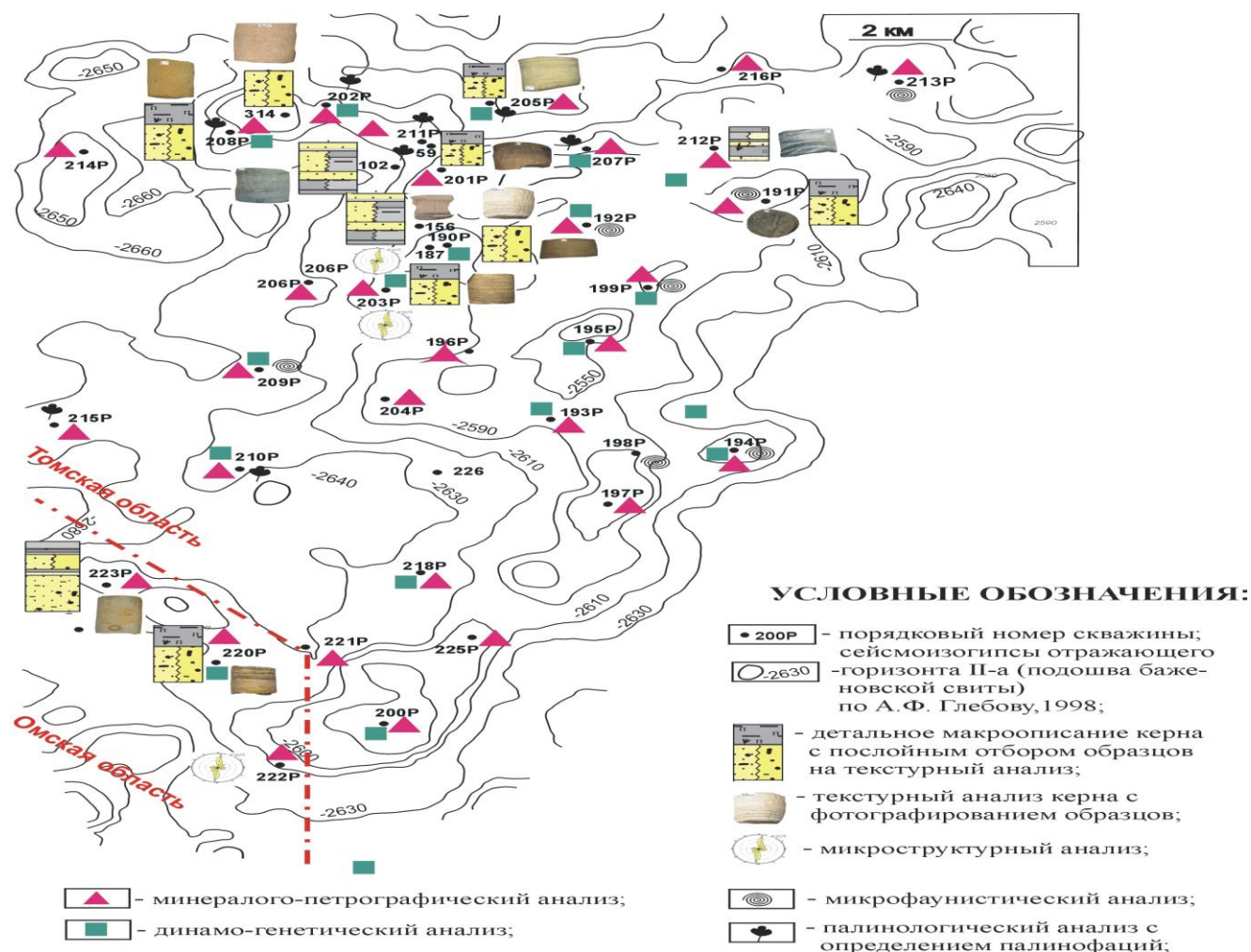


Рисунок 1.1 Схема литологической изученности

Доюрские образования вскрыты на месторождении лишь двумя скважинами - №№ 195 и 200 на мощность от 80 до 107 м. Залегают на глубине 2810 + 2950 м. Литологически представлены преимущественно эффузивными породами –

спилитами, диабазами, на которых развита кора выветривания мощностью 15 + 20 м. Спилиты и диабазы изменены динамо метаморфизмом и находятся в зеленокаменной фазе превращения пород. Толща практически непроницаема, коллекторы в ней отсутствуют.

Отложения коры залегают с размывом и стратиграфическим несогласием на доюрском метаморфизованном основании и выделяются в составе тюменской, васюганской, георгиевской и баженовской свит. Глубина их залегания оценивается в пределах от -2623 м (скв. 191) до -2723 м (скв. 205). В литофациальном отношении комплекс этих отложений выражен в прибрежно-морских, континентальных и лагунных фациях и сложен песчаниками, алевролитами, аргиллитами и углями.

Разрез юры характеризуется литофациальной изменчивостью песчаных пород, как по разрезу, так и по площади, распространением внутри толщи локальных седиментационных размывов, прерывистым и линзовидным залеганием песчано-алевролитовых пластов среди глин.

Отложения юрской системы несогласно залегают на размытой поверхности складчатого фундамента, породы которого, по аналогии с близлежащими месторождениями, сложены кварцевыми порфирами, туфами, альбитофирами. Встречаются аргиллиты серицитизированные, щелочные кварцевые порфиры и др.

Последовательность геологического анализа заключалась в следующем. На основе более детального изучения кернового материала и данных ГИС была построена литолого-фациальная модель пласта Ю₁³, где выделены литотипы и литофации. Литотипы характеризуют неоднородность строения пласта по площади, а выделенные литофации - отражают литологическую неоднородность строения каждого литотипа в разрезе рис.1. 2.

В составе данной системы выделены два отдела: нижний средний и верхний. Отложения нижнего и среднего отдела представлены тюменской

свитой, верхнего – васюганской, георгиевской и баженовской свитами. В свою очередь, по литологическим особенностям строения васюганская свита расчленяется на нижнюю и верхнюю подсвиты. Толщина вскрытых отложений составляет 141-258 м.

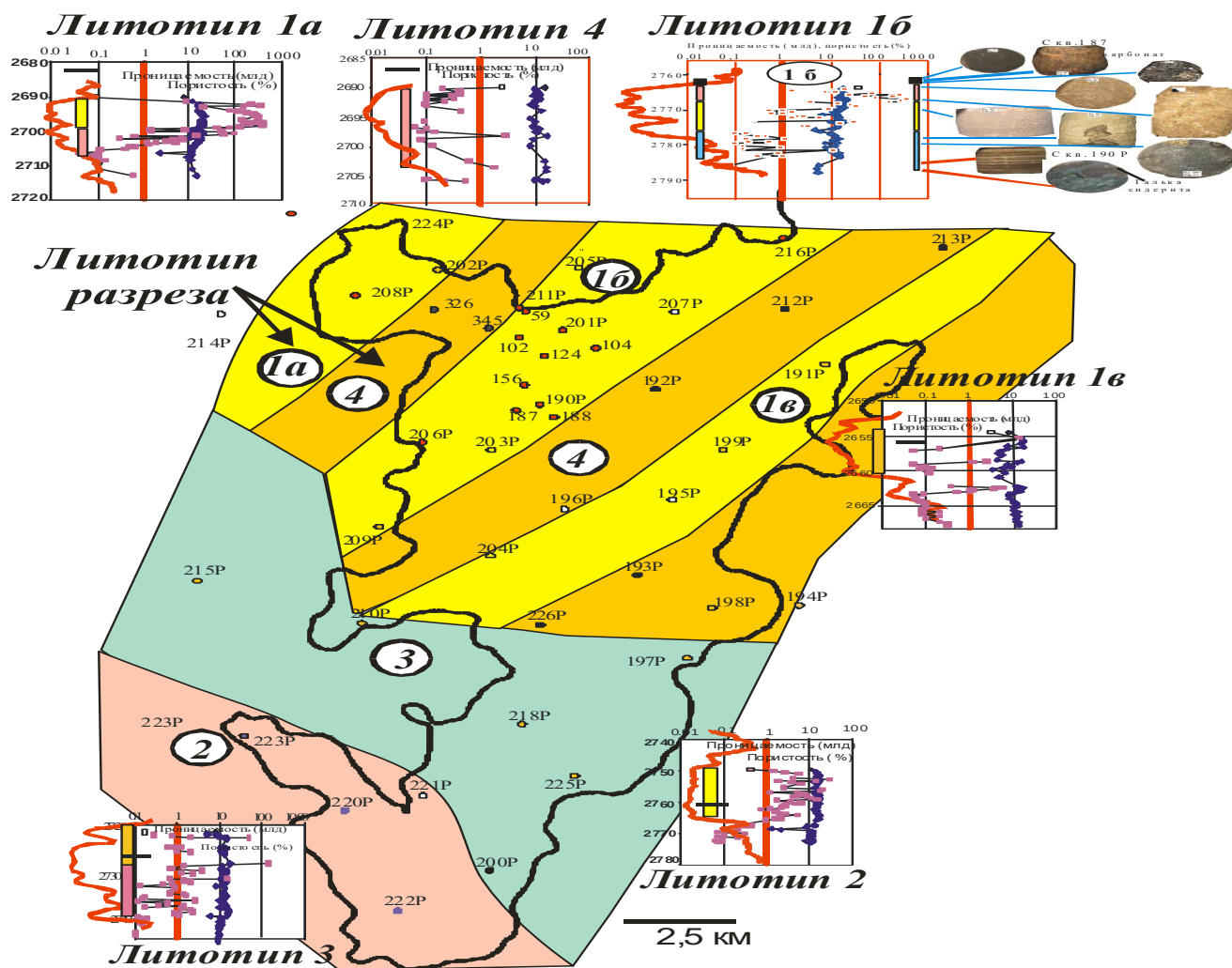


Рис. 1.2 Лито-фациальная модель пласта Ю₁³ Крапивинского месторождения Тюменская свита

Полные разрезы отложений свиты, вскрыты между скважинами - №№ 195 и 200, и неполные в 19 скважинах - №№ 191. 192, 193, 196, 198, 199, 201, 202, 203, 204, 205, 206, 207, 208, 210, 214, 215, 220 и 221. Залегаet с глубоким размывом, угловым и стратиграфическим не согласием на доюрском консолидированном основании. Разрез имеет двухчленное строение. Нижняя часть, преимущественно, глинистая. Литологически сложена аргиллитами

углистыми с резко подчиненными маломощными (1+1,5) прослоями алевролитов, песчаников, углей и их разностей; верхняя - алевролитопесчаная характеризуется чередованием пачек алевролитов, углистых аргиллитов и углей с прослоями и линзами песчаников толщиной от 2 до 40 м и углей толщиной 1-2 м. Песчаные пласты верхней толщи часто выклиниваются и замещаются на более глинистые разности пород от алевролитов до аргиллитов и имеют спорадический характер распространения. В их основании прослеживаются, как правило, пласты углей. Песчаные пласты выделяются под индексами Ю₂, Ю₃, Ю₄, Ю₅ и Ю₆. В шлифах песчаники мелко-среднезернистые, гора параллельно и косослойчатые, полимиктовые, кварц-полевошпатовые, содержат нередко обильный углефицированный растительный детрит, сидерит. Цемент поровой, порово-базальный глинистый. Аргиллиты углистые, темно-серые (до черных), ожелезненные с включениями обугленных растительных остатков. В верхней части разреза свиты в разрезе скв. 206 обнаружен споро-пыльцевой спектр голосеменных, споровый папоротников, плаунов и селягинелл, который позволяет датировать возраст описанных отложений как байосский средней юры. Мощность свиты 92 + 214 м.

Васюганская свита

Разрез свиты, вскрыт на полную мощность большинством пробуренных скважин, за исключением скважин №№ 190, 194, 209, 211 и 212, забой которых расположены в низах этой свиты. Залегает с размывом на отложениях тюменской свиты. Свита подразделяется на две подсвиты

Нижневасюганская подсвита, представлена аргиллитами серыми и темно-серыми, массивными, слоистыми, нередко известковистыми и известковыми. Мощность подсвиты, составляет 35-40 м.

Верхневасюганская подсвита, сложена чередованием песчаников, алевролитов, аргиллитов и углистых аргиллитов. По литофациальной характеристике подсвиты, расчленяется на три толщи – под угольную,

межугольную и надугольную и включает в себя до четырех песчаных пластов, индексируемых как (сверху вниз) $Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^M$ и $Ю_1^3$.

Характерна литологическая изменчивость пород-коллекторов пластов, вплоть до их полного выклинивания и замещения (пласт $Ю_1^2$). Песчаники и алевролиты серые, разномзернистые, кварц-полевошпатовые и полимиктовые, нередко известковистые, однородные, слоистые слабо – и крепко сцементированные. Аргиллиты серые, темно-серые (до черных), нередко алевролитистые, массивные и слоистые. В средней части разреза встречаются углистые аргиллиты и маломощные прослои углей. Мощность свиты 22-30м. Верхняя подсвита Крапивинского месторождения, соответствует по объему горизонту $Ю_1$, в составе которого выделяются два продуктивных песчаных пласта $Ю_1^{3-4}$ и $Ю_1^{1-2}$ разделенные углисто-глинистой перемычкой толщиной 2-10 м. По особенностям литофа-циального строения пласт $Ю_1^{3-4}$ уверенно расчленяется на три литопачки – песчаную, песчано-алевролитовую и алевролитоглинистую и перекрывается повсеместно слоем угля толщиной от I до 5 м. При этом под подошвой этого слоя нередко обнажаются различные стратиграфические уровни залегания пласта - от песчаной до алевролитоглинистой литопачек, что подтверждает наличие локального разрыва.

Баженовская+георгиевская свиты

Литологически представлены аргиллитами темно-серыми и черными битуминозными; аргиллитами серыми, тонкослоистыми, известковистыми и пиритизированными. Мощность свиты – 14-18м, в т.ч. георгиевской не превышает 2-3м.

1.2 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Характеристика продуктивных пластов приводится по четырем показателям: толщинам (общей, эффективной и нефтенасыщенной); коллекторским свойствам (проницаемости и открытой пористости);

неоднородности (расчлененности и песчанистости) и нефтенасыщенности, таблица 1.1.

Оценка показателей проводилась по результатам машинной обработки геолого-геофизических материалов разрезов 28 поисково-разведочных скважин с учетом их средних статистических значений, коэффициента вариации и стандартного отклонения. Результаты статистических исследований сведены в промежуточные и обобщающие таблицы и излагаются ниже.

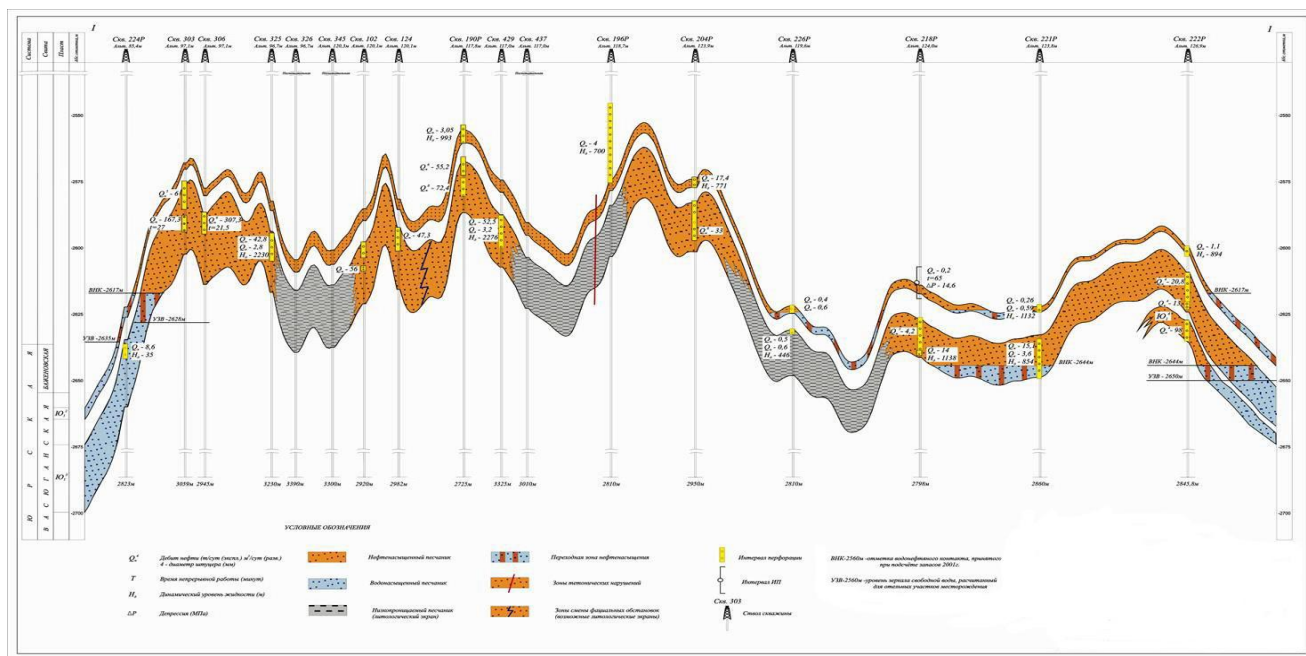
Кроме того, по пласту Ю₁³⁻⁴ для выяснения и оценки основных закономерностей распределений по площади проницаемости, нефтенасыщенных толщин, песчанистости и расчлененности построены карты и проведен их краткий анализ.

В результате уточнена и детализирована геологическая модель месторождения, проведена типизация разрезов, их картирование по площади, определены и оценены наиболее эффективные направления и участки для постановки работ по пробной эксплуатации месторождения.

Крапивинское месторождение.

Пласт Ю₁³⁻⁴. Общая толщина пласта в разрезах продуктивных скважин колеблется от 5 до 17,6 м, эффективная - от 4,6 до 17,6 м и нефтенасыщенная - от 2,2 до 17,6 м. Средние статистические показатели пласта в целом по месторождению (нефтяная + водонефтяная зоны) составляют: общая толщина - 13,6 м, эффективная - 12,6 м и нефтенасыщенная - 9,5 м. Песчанистость изменяется от 0,76 до I (среднее значение 0,917), расчлененность разреза от 0,11 до 0,5 (средняя 0,35). Нефтенасыщенность оценена по керну и промысловой геофизике. По керну изменяется от 0,51 до 0,70 (средняя 0,61, пять определений из 14 скважин) и ГИС колеблется от 0,43 до 0,69 (средняя 0,588, 17 определений из 17 скважин). По керну оценка проницаемости пласта проведена по разрезам 8 скважин нефтенасыщенной части пласта и гидродинамики 13 скважин. По керну этот показатель составил 0,038 мкм² и гидродинамике -0,037 мкм². Средняя

пористость по керну оценена в 0,156 (12 определений из 14 скважин) и материалам ГИС в 0,184. Существенные расхождения (на 0,109м/м²) в оценке показателя проницаемости по керну и гидродинамике объясняются, очевидно, не представительностью выборки и малым количеством проанализированных скважин.



и по пласту в целом она составляет 0,004 мкм². По гидродинамике изменения проницаемости пласта оцениваются от 0,0012 до 0,015 мкм².

Более детальная характеристика и оценка статистических показателей коллекторских свойств и неоднородности продуктивных пластов проведена отдельно по пяти участкам (залежам А, Б, В, Г и Д) пласта Ю₁³⁻⁴ и двум участкам пласта Ю₁¹⁻². Необходимо отметить, что связи с малым количеством проанализированных скважин полученные результаты имеют информативный характер и могут быть использованы для сравнительной оценки объектов исследований.

Таблица 1.1 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Крапивинского месторождения

Месторождение	Толщина	Наименование	Пласты		
			Зоны пласта Ю ₁ ¹⁻²	Зоны пласта Ю ₁ ³⁻⁴	Зоны пласта Ю ₁ ^М
			по пласту в целом	по пласту в целом	по пласту в целом
Крапивинское	Общая	Средняя, м	3	13,6	
	Эффективная	Средняя, м	2,57		
	Нефтенасыщенная	Средняя, м	2,57	8,2	
	Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,87	0,91	9,5	
	Коэффициент расчлененности, доли ед.	0,65	0,35		
	Проницаемость, мкм ²		0,004	0,18	
	Пористость, доли ед.		0,15	0,6	
	Нефтенасыщенность, доли ед.		0,56	0,55	0,034

1.3 Состав и основные физические свойства нефти и газа

На начало разработки месторождения имелись сведения по составу глубинных проб нефтей из 6 скважин. Из них 4 скважины находятся в пределах участка А, по одной скважине на участках В и I, а участок Б вообще не охарактеризован глубинными пробами. По этим 6 скважинам имеются

результаты анализов 16 проб нефтей. Из них 15 проб отобраны из пласта Ю₁³⁻⁴ и только одна проба из пласта Ю₁¹⁻².

Поверхностные пробы нефтей отобраны из 7 скважин. Все скважины находятся в пределах участков А (6 скважин) и В (1 скважина).

Компонентный состав газа представлен только результатами анализов, полученных после однократного разгазирования трех проб из двух скважин. Присутствие большого количества азота, окиси углерода и водорода в этих пробах ставит под сомнение их качество.

Анализ имеющегося материала показывает, что все нефти обладают низким газосодержанием и, следовательно, низким давлением насыщения и объемным коэффициентом. Газонасыщенность нефтей участков А и В изменяется в одних и тех же пределах (17 - 37 м³/т). Нефть на участке Г обладает аномально низким для нефтей пласта Ю¹ газосодержанием (9-11 м³/т), однако, эти сведения получены только на основе анализов параллельных проб из одной и той же скважины. Поэтому, чтобы сделать уверенный вывод о газосодержании нефтей на этом участке, необходимо отобрать и проанализировать глубинные пробы из других скважин.

Диапазон изменения плотности поверхностных проб нефтей достаточно широк. При этом наблюдается неплохое соответствие между анализами глубинных и поверхностных проб. В целом нефти участка А незначительно тяжелее нефтей участков В и Г. В них меньше выход легких фракций и в несколько раз больше содержание асфальтенов.

Наблюдается довольно отчетливая связь между содержанием асфальтенов и глубиной. Пользуясь этой зависимостью, можно прогнозировать качество нефтей запасов категории С₂.

Характеристика нефти представлена в таблице 1.2, а компонентный состав газа в таблице 1.3.

Таблица 1.2 Характеристика нефти

Наименование	Ед.	Количество
Плотность нефти в пластовых условиях	кг/м ³	770-804
Плотность нефти в поверхностных условиях	кг/м ³	848-853
Вязкость пластовой нефти	мПа·с	1,153-2,1
Вязкость нефти в стандартных условиях		
при 20 °С	мПа·с	7,06-9,56
при 50 °С	мПа·с	3,39-4,6
Массовое содержание (среднее значение):		
серы	% массов	0,52-0,814
смола силикагелевых	% массов	5,2-7,75
асфальтенов	% массов	1,8-4,4
парафинов	% массов	1,81-4,0
Температура плавления парафина	°С	47,3-55
Выход фракций		
100 °С	% об.	6
150 °С	% об.	14-20
250 °С	% об.	23-39
300 °С	% об.	39,5-52
Газовый фактор (среднее значение)	м ³ /т	27-36,2
Температура застывания	°С	-10
Обводнённость	%	5-50
Содержание мех. примесей	мг/дм ³	180-300

Таблица 1.3 Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной из пластовой нефти при дифференциальном разгазировании пластовой нефти Крапивинского месторождения

Наименование	Молекулярная концентрация, %		
	Выделившийся газ	Сепарированная нефть	Пластовая нефть
Двуокись углерода	1,45-2,3	0,11	0,34-0,54
(азот) N ₂ + редкие	3,18-3,9	-	0,5-0,88
(метан) CH ₄	3,38-56,6	0,07-0,11	7,35-16,23
(этан) C ₂ H ₆	6,76-15,47	0,3-0,7	1,84-2,57
(пропан) C ₃ H ₈	8,83-17,24	2,03-3,99	4,46-5,64
(изобутан) i-C ₄ H ₁₀	1,09-3,79	1,1-1,76	1,46-4,48
(бутан) n-C ₄ H ₁₀	3,02-6,7	3,09-3,89	1,73-3,82
(изопентан) i-C ₅ H ₁₂	0,47-1,87	1,32-2,67	1,22-3,11
(пентан) n-C ₅ H ₁₂	0,39-1,6	1,45-3,6	1,312,85
(гексан) C ₆ H ₁₄ + остаток	0,51-0,86	84,44-87,95	65,99-76,87
Плотность, кг/м ³	0,97-1,112	848,1-848,4	772,8-804

Очевидно, нефти выше абсолютной отметки 2580 м будут содержать мало асфальтенов, обладать пониженной плотностью и иметь повышенный выход светлых фракции по сравнению с нефтями ниже абсолютной отметки 2630 м.

Сравнение состава нефтей Крапивинского месторождения и нефтей Первомайского месторождения, куда они будут направлены на УПН, показывает, что при их смещении не должно наблюдаться каких-либо отрицательных явлений. Газонасыщенность и содержание парафинов нефтей Крапивинского месторождения ниже, чем нефтей Первомайского. Некоторое опасение вызывает лишь достаточно высокое содержание асфальтенов в нефтях Крапивинского месторождения. В принципе, при смещении их с легкими парафинистыми нефтями возможно выпадение асфальтенов в осадок. И хотя последнее маловероятно при подготовке их на Первомайском УПН, для большей уверенности необходимо провести экспериментальную проверку в лаборатории.

Учитывая слабую охарактеризованность объектов, а также значительный разброс данных, необходимо отдельно отобрать глубинные пробы из пластов Ю₁¹⁻² Ю₁³⁻⁴. Особенно важно отобрать пробы из скважин, пробуренных в сводовой части и вблизи ВНК. Пробы нужно исследовать по полной программе в соответствии с требованиями ОСТ, т.е. определить параметры пластовой системы, а также состав и свойства нефтей и газа после однократной и ступенчатой сепарации.

Поскольку на УПН п. Пионерного осуществляется совместная подготовка нефтей месторождений Крапивинской группы и месторождений Первомайской группы, то необходимо провести экспериментальную лабораторную проверку смешиваемости этих нефтей.

В последующем бланки глубинных манометров расшифровывались, и полученная динамика давления во времени обрабатывалась по методу Д. Р. Харнера с получением значений коэффициента продуктивности, гидропроводности, проницаемости пласта, потенциального коэффициента,

коэффициента призабойного дефекта (или ОП). Исследовались кривая притока и кривая восстановления давления. При отсутствии видимого притока, но при наличии КВД, проводилась обработка кривой восстановления давления с определением дебита, а также рассчитывались все выше указанные параметры. Использование данной методики обеспечивает точность определения параметра +/- 30.

1.4 Запасы нефти и растворенного газа.

По результатам уточненной оценки, запасы углеводородов представляются в следующем виде (Таблица 1.4):

Таблица 1.4 Запасы нефти и растворенного газа по крапивинскому месторождению

Пласт	Категория запасов	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т	Запасы растворенного газа, млн.м ³
Ю ₁ ¹	C ₁		
	C ₂		
	Всего		
Ю ₁ ^M	C ₁		
	C ₂		
	Всего		
Ю ₁ ³	C ₁	26526	801,9
	C ₂	9456	285,9
	Всего	35982	1087,8
Ю ₁ ²	C ₁	3310	100,1
	C ₂	2090	63,2
	Всего	5400	163,3
Ю1	C ₁	29836	902,0
	C ₂	11546	349,1
всего		41382	1251,1
		55413,0	1625,2

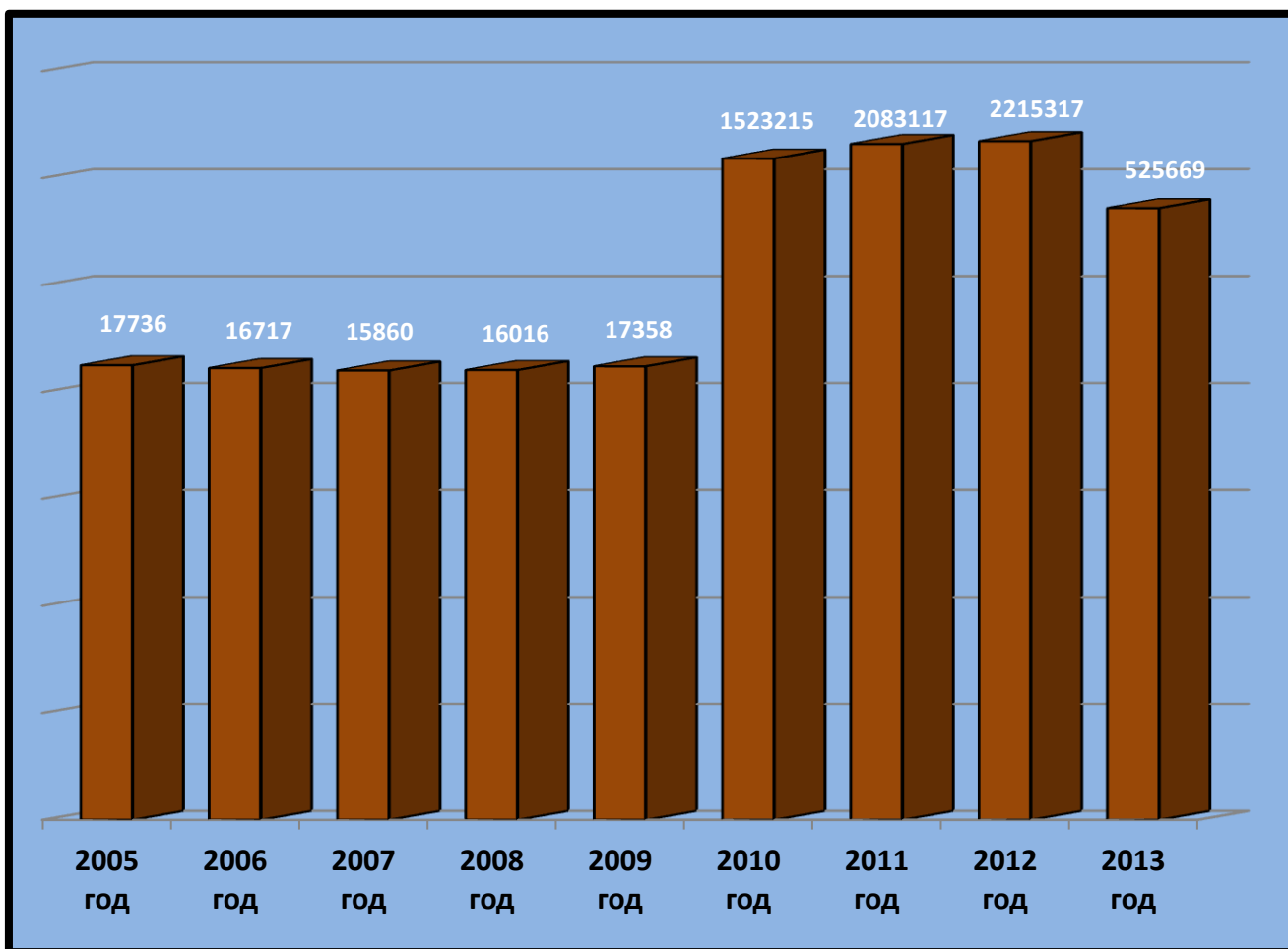


Рисунок 1.4 Извлеченные запасы по Крапивинскому месторождению

1.5 Выводы

Основываясь на имеющейся информации о свойствах пластовой продукции можно сделать вывод о том, что свойства нефти Крапивинского месторождения обладают такими свойствами, которые как нельзя лучше подходят для ее механизированной добычи посредством УЭЦН. Это низкое давление насыщения и газовый фактор, а так же связанный с этим небольшой перепад в плотности нефти в пластовых и поверхностных условиях, что гарантированно исключает образование газового замка на приеме ЭЦН.

К возможным осложнениям на Крапивинском месторождении относятся, прежде всего, влияние пластовой температуры $t\ 93-91^{\circ}\text{C}$ и вынос мех. примесей из при забойной зоны пласта.

2 АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ

2.1 Анализ структуры фонда скважин

В 2001 году ЦКР Минэнерго утверждена технологическая схема разработки месторождения (Томская область), составленная институтом «ТомскНИПИнефть» (протокол №2740 от 20.09.2001г., г. Москва).

На 01.01.2017г. общий фонд скважин Крапивинского месторождения Томской области составляет 487 ед., из них 283 ед. составляет фонд добывающих скважин, 190 ед.- фонд нагнетательных скважин и 14 ед. фонд водозаборных скважин (таблица 2.1, Рис.2.1).

Таблица 2.1 - Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2017г

Наименование	Характеристика фонда скв.	Кол-во скв.
1	2	3
Фонд добывающих скважин	Пробурено	-
	Возвращено с других горизонтов	-
	Всего	283
	В том числе:	
	Действующие	266
	из них фонтанные	-
	ЭЦН	266
	ШГН	-
	бескомпрессорный газлифт	-
	внутрискважинный газлифт	-
	Бездействующие	17
	В освоении после бурения	-
	В консервации	-
	Пьезометрические	-
	Переведены под закачку	-
	Переведены на другие горизонты	-
	В ожидании ликвидации	-
	Ликвидированные	-
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	-
	Возвращено с других горизонтов	-
	Переведены из добывающих	-
	Всего	190
	В том числе:	
	Под закачкой	170
	Бездействующие	20
	В освоении после бурения	-
	В консервации	-
	Пьезометрические	-

	В отработке на нефть	-
	Переведены на другие горизонты	-
	В ожидании ликвидации	-
	Ликвидированные	-

2.2 Фонд скважин

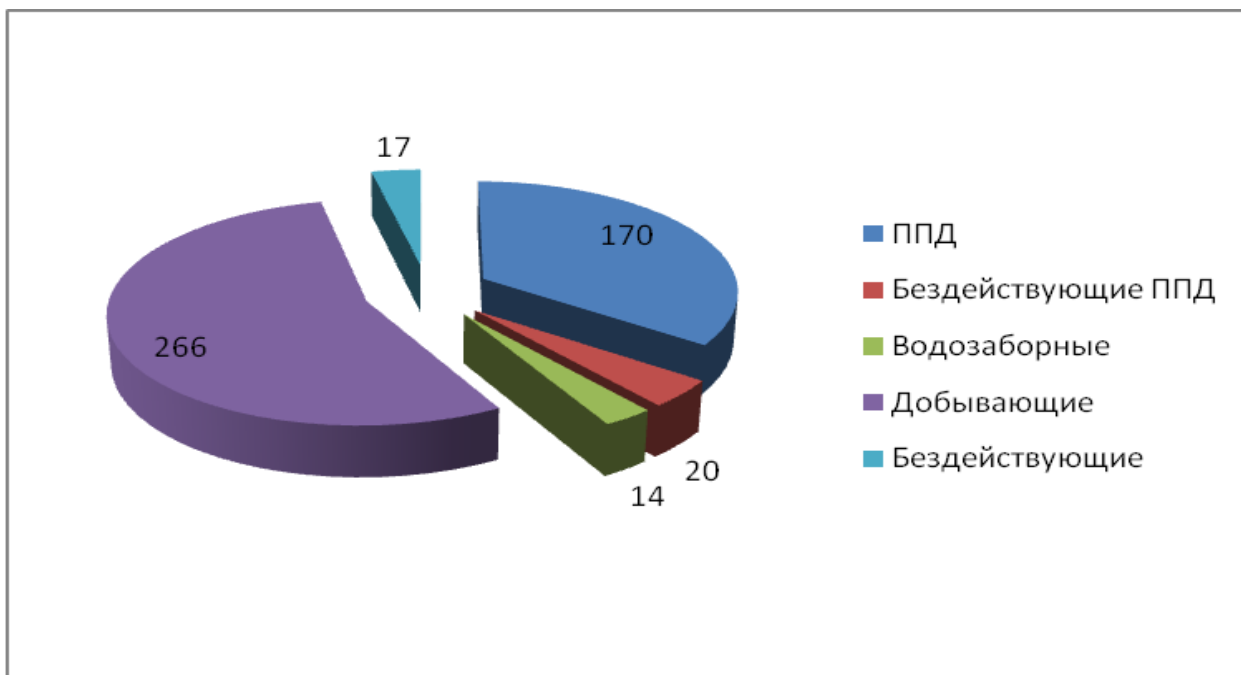


Рисунок.2.1 Фонд скважин Крапивинского месторождения на 01.01.2017г.

Основной эксплуатационный и ППД фонд Крапивинского месторождения представлен наклонно-направленными скважинами. Скважины оборудованы эксплуатационными колоннами диаметром – 146мм, за исключением скв.№389 (4 куст), где используется 168мм колонна. Интервалы перфораций колеблются от 2698 до 3529 метров. Пластовое давление варьируется от 104 до 272 атмосфер. Динамический уровень жидкости от 1173м до 3058м.

Эксплуатационный фонд добывающих скважин по состоянию на 01.01.2017г. насчитывает 283 ед., из них: бездействующих - 17 ед., нагнетательных - 170 ед.

2.3 Динамика и современное состояние разработки

В целом Крапивинское месторождение развивается очень быстро и эффективно. В 2012 году строительство скважин велось одновременно на 5

буровых станках. Скважины, осваиваемые из бурения сразу переводились в разряд добывающих и эксплуатируются механизированным способом посредством УЭЦН. Лишь часть из них переводилось в ППД без отработки на нефть. Соответственно увеличивается и ежемесячная добыча полезных ископаемых.

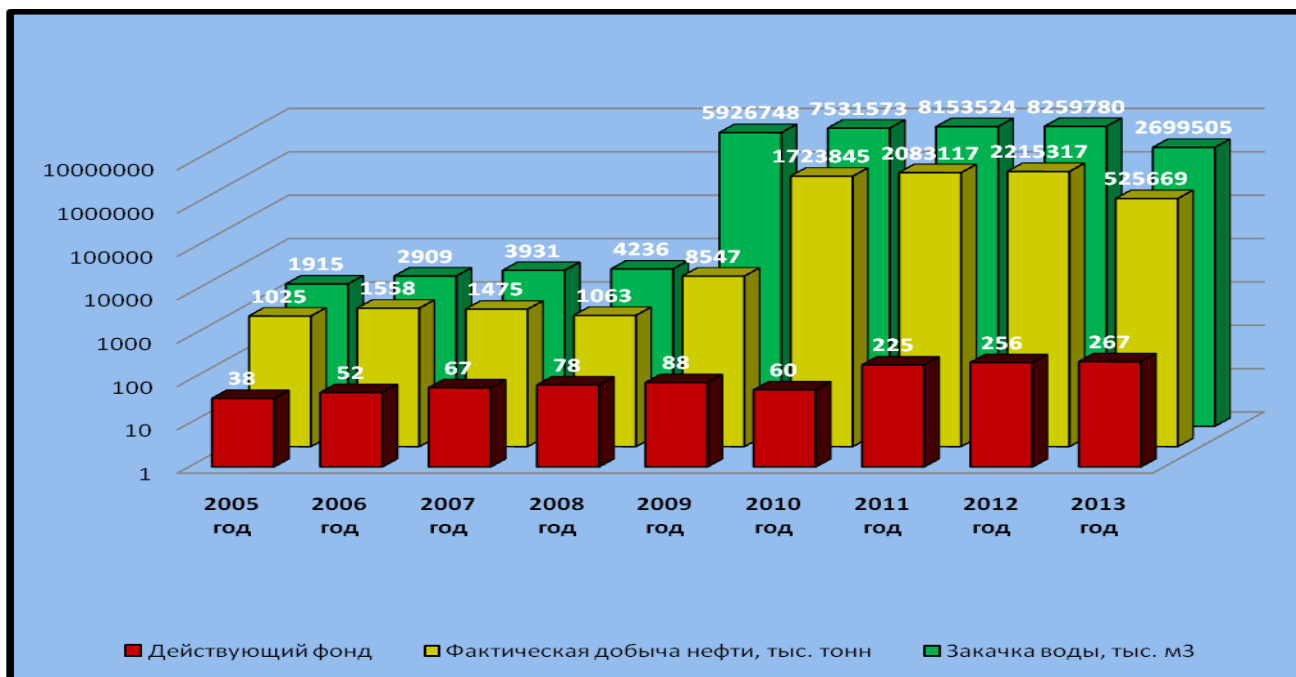


Рисунок 2.2 Динамика разработки Крапивинского месторождения

На рисунке 2.2 показана динамика некоторых показателей разработки Крапивинского месторождения, из которого видно возрастание добычи нефти от количества скважин действующего фонда. Здесь же для сравнения приведен график роста темпов закачки воды в продуктивный пласт.

Анализ текущего состояния разработки показывает, что наблюдается зависимость роста среднего дебита скважин от количество вновь вводимых после бурения (рисунок 2.3). идет снижение дебита нефти, несмотря на то, что дебит жидкости увеличивается. Это объясняется резким повышением обводнённости продукции скважин, которое может быть связано как с вводом нагнетательных скважин и ростом темпов закачки (рисунок 2.2.), так и с большим количеством проведенных ГРП. Увеличение добычи жидкости связано с проведением геолого-технологических мероприятий (ГТМ), которые включают

оптимизацию, интенсификацию работы скважин. Данная негативная ситуация нуждается в более подробном изучении и исследовании для определения причины роста обводнённости и разработки мероприятий по применению методов снижения темпов заводнения пласта.

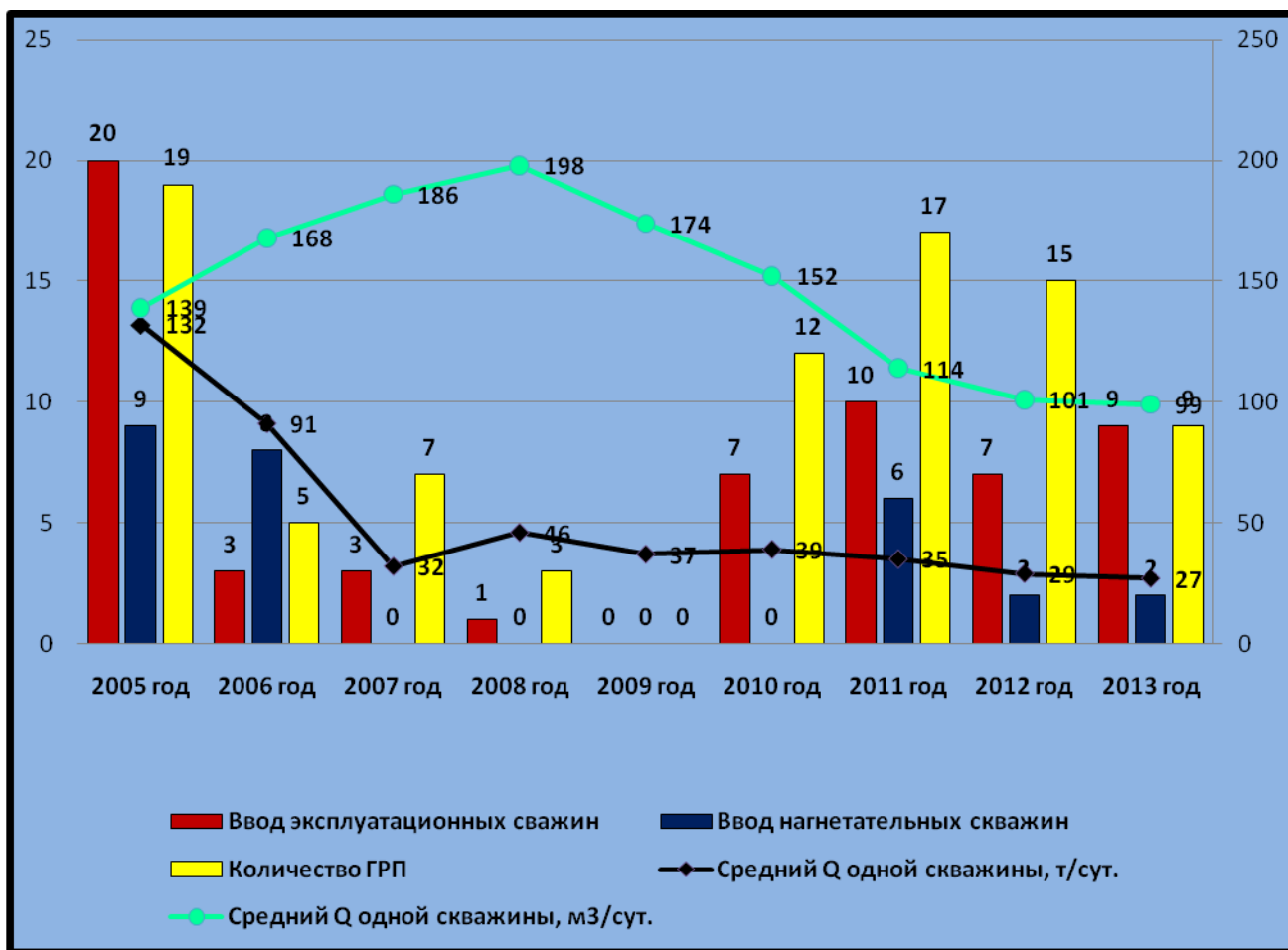


Рисунок 2.3 Зависимость добычи нефти от динамики разработки

3 ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ УЭЦН

3.1 Общие сведения об УЭЦН

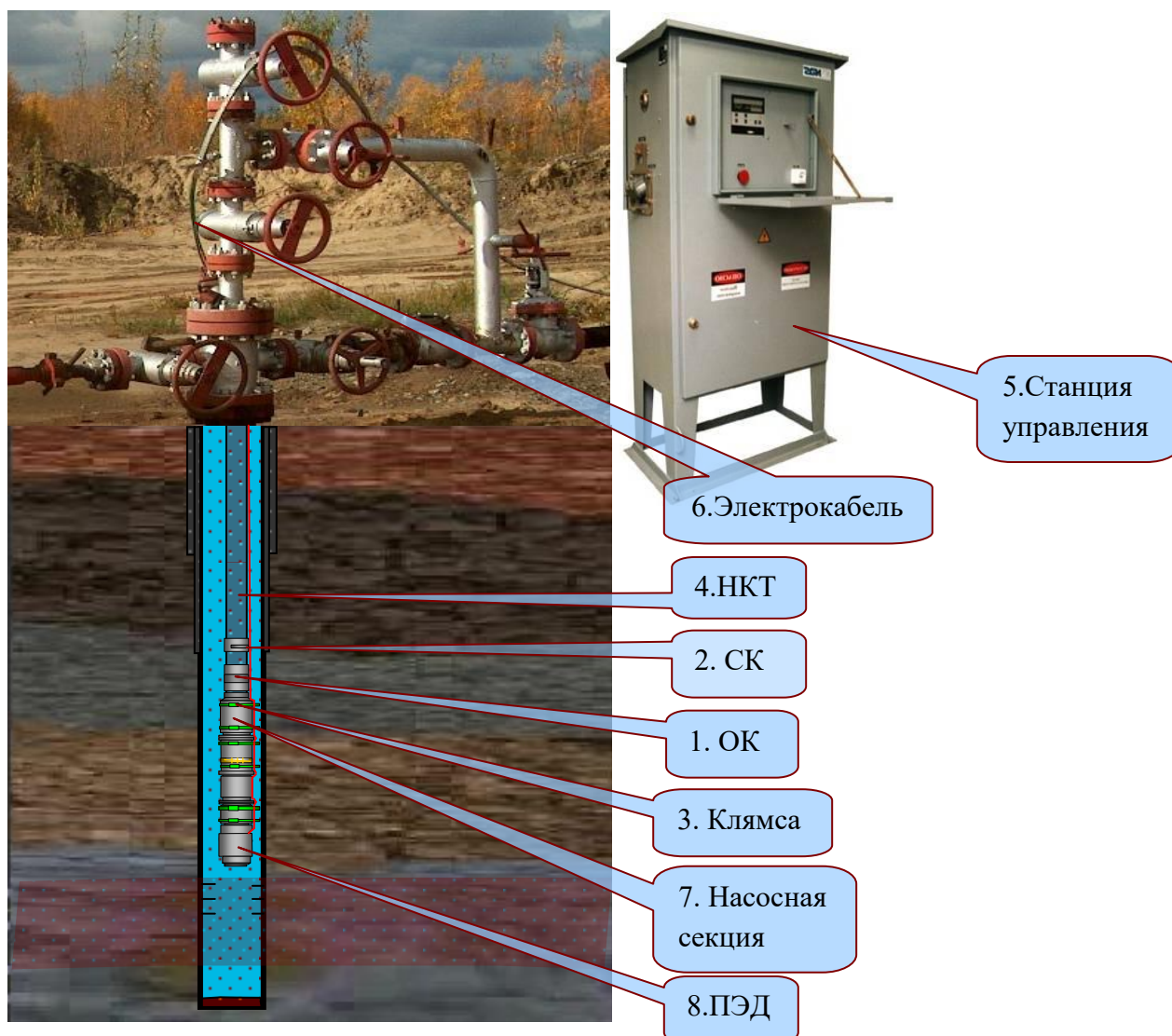


Рисунок 3 Общая схема оборудования скважины УЭЦН.

1. Обратный клапан, предназначенный для предотвращения обратного вращения (турбинный режим) ротора насоса под воздействием столба жидкости.
2. Сливной клапан, служащий для слива жидкости из колонны НКТ при подъеме насосного агрегата из скважины.
3. Металлический пояс, для крепления кабеля.
4. Насосно-компрессорные трубы.
5. Наземное электрооборудование-трансформаторная подстанция.
6. Бронированный электрокабель.

7. Погружной центробежный насос.

8. Погружной электродвигатель с гидрозащитой

Установки погружных центробежных насосов в модульном исполнении УЭЦНМ и УЭЦНМК предназначены для откачки из нефтяных скважин, в том числе и наклонных, пластовой жидкости, содержащей нефть, воду, газ, механические примеси. [13]

Установки имеют два исполнения :

- 1) обычное;
- 2) коррозионно-стойкое.

Пример условного обозначения установки

- при заказе: УЭЦНМ5-125-1200 ВК02 ТУ 26-06-1486 - 87,
- при переписке и в технической документации: УЭЦНМ5-125-1200 ТУ 26-06-1486 - 87, где У- установка; Э - привод от погружного двигателя; Ц - центробежный; Н - насос; М - модульный; 5 - группа насоса; 125 - подача, м³/сут; 1200 - напор, м; ВК - вариант комплектации; 02 - порядковый номер варианта комплектации по ТУ.

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

Показатели назначения по перекачиваемым средам следующие:

- среда - пластовая жидкость (смесь нефти, попутной воды и нефтяного газа);
- максимальная кинематическая вязкость однофазной жидкости, при которой обеспечивается работа насоса без изменения напора и к. п. д. - 1 мм²/с;
- водородный показатель попутной воды рН 6,0 - 8,5;
- максимальное массовое содержание твердых частиц - 0,01 % (0,1 г/л);
- микро твердость частиц - не более 5 баллов по Моосу;
- максимальное содержание попутной воды - 99%;

- максимальное содержание свободного газа у основания двигателя - 25%, для установок с насосными модулями-газосепараторами (по вариантам комплектации) - 55 %, при этом соотношение в откачиваемой жидкости нефти и воды регламентируется универсальной методикой подбора УЭЦН к нефтяным скважинам (УМП ЭЦН-79);
- максимальная концентрация сероводорода: для установок обычного исполнения - 0,001% (0,01 г/л); для установок коррозионно-стойкого исполнения - 0,125% (1,25 г/л);
- температура перекачиваемой жидкости в зоне работы погружного агрегата - не более 90 °С.

Для установок, укомплектованных кабельными линиями К43, в которых взамен удлинителя с теплостойким кабелем марки КФСБ используется удлинитель с кабелем марки КППП, температуры должны быть не более:

- для УЭЦНМ5 и УЭЦНМК5 с двигателем мощностью 32 кВт - 70 °С;
- для УЭЦНМ5, 5А и УЭЦНМК5, 5А с двигателями мощностью 45 - 125 кВт - 75 °С;
- для УЭЦНМ6 и УЭЦНМК6 с двигателями мощностью 90 - 250 кВт - 80 °С.

Примечание. Внутренний диаметр колонны обсадных труб не менее и поперечный габарит насосной установки с кабелем не более соответственно: для установок УЭЦНМ5 - 121,7 и 112 мм; для УЭЦНМ5А - 130 и 124 мм; для УЭЦНМ6 с подачей до 500 м³/сут (включительно) - 144,3 и 137 мм, с подачей свыше 500 м³/сут - 148,3 и 140,5 мм.[13]

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

Кабель, обеспечивающий подвод электроэнергии к электродвигателю,

крепится к гидрозащите, насосу и насосно-компрессорным трубам металлическими поясами, либо протекторами, входящими в состав насоса.

Комплектная трансформаторная подстанция (трансформатор и комплектное устройство) преобразует напряжение промышленной сети до значения оптимального напряжения на зажимах электродвигателя с учетом потерь напряжения в кабеле и обеспечивает управление работой насосного агрегата установки и ее защиту при аномальных режимах.

Обратный клапан предназначен для предотвращения обратного вращения (турбинный режим) ротора насоса под воздействием столба жидкости в колонне НКТ при остановках и облегчения, тем самым, повторного запуска насосного агрегата. Обратный клапан ввинчен в модуль - головку насоса, а сливной - в корпус обратного клапана.

Сливной клапан служит для слива жидкости из колонны НКТ при подъеме насосного агрегата из скважины.

Допускается устанавливать клапаны выше насоса в зависимости от газосодержания у сетки входного модуля насоса. При этом клапаны должны располагаться ниже сработки основного кабеля с удлинителем, так как в противном случае поперечный габарит насосного агрегата будет превышать допустимый.

Для откачивания пластовой жидкости, содержащей свыше 25 - до 55% (по объему) свободного газа у приемной сетки входного модуля, к насосу подключают насосный модуль - газосепаратор.

Двигатель - асинхронный погружной, трехфазный, короткозамкнутый, двухполюсный, маслonaполненный.

Установки могут комплектоваться двигателями типа 1ПЭД по ТУ 16-652.031 - 87, оснащенными системой контроля температуры и давления пластовой жидкости.

При этом установки должны комплектоваться устройством комплектным

ШГС 5805-49ТЗУ1.

Соединение сборочных единиц насосного агрегата - фланцевое (на болтах и шпильках), валов сборочных единиц - при помощи шлицевых муфт.

Соединение кабеля в сборе с двигателем осуществляется при помощи муфты кабельного ввода.

Подключательный выносной пункт предназначен для предупреждения прохождения газа по кабелю в КТППН (КТППНКС) или комплектное устройство.

Оборудование устья скважины обеспечивает подвеску колонны НКТ с насосным агрегатом и кабелем в сборе на фланце обсадной колонны, герметизацию затрубного пространства, отвод пластовой жидкости в выкидной трубопровод.

Насос - погружной центробежный модульный. Рисунок 3.1

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

Насос состоит из входного модуля, модуля-секции (модулей-секций), модуля-головки, обратного и спускного клапанов (рис.3.1). Допускается уменьшение числа модулей-секций в насосе при соответствующем укомплектовании погружного агрегата двигателем необходимой мощности.

Для откачивания пластовой жидкости, содержащей у сетки входного модуля насоса свыше 25 % (по объему) свободного газа, к насосу следует подсоединить насосный модуль - газосепаратор (рис.3.1). Газосепаратор устанавливается между входным модулем и модулем-секцией. Наиболее известны две конструкции газосепараторов:

- газосепараторы с противотоком;
- центробежные или роторные газосепараторы.

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

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

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

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

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

Рабочие колеса и направляющие аппараты насосов обычного исполнения изготавливают из модифицированного серого чугуна, насосов коррозионно-стойкого исполнения - из модифицированного чугуна ЧН16Д7ГХШ типа «нирезист». Рабочие колеса насосов обычного исполнения можно изготавливать из радиационно-модифицированного полиамида.

Модуль-головка состоит из корпуса, с одной стороны которого имеется внутренняя коническая резьба для подсоединения обратного клапана (насосно-

компрессорной трубы), с другой стороны - фланец для подсоединения к модулю-секции двух ребер и резинового кольца. Ребра прикреплены к корпусу модуля-головки болтом с гайкой и пружинной шайбой. Резиновое кольцо герметизирует соединение модуля-головки с модулем-секцией.

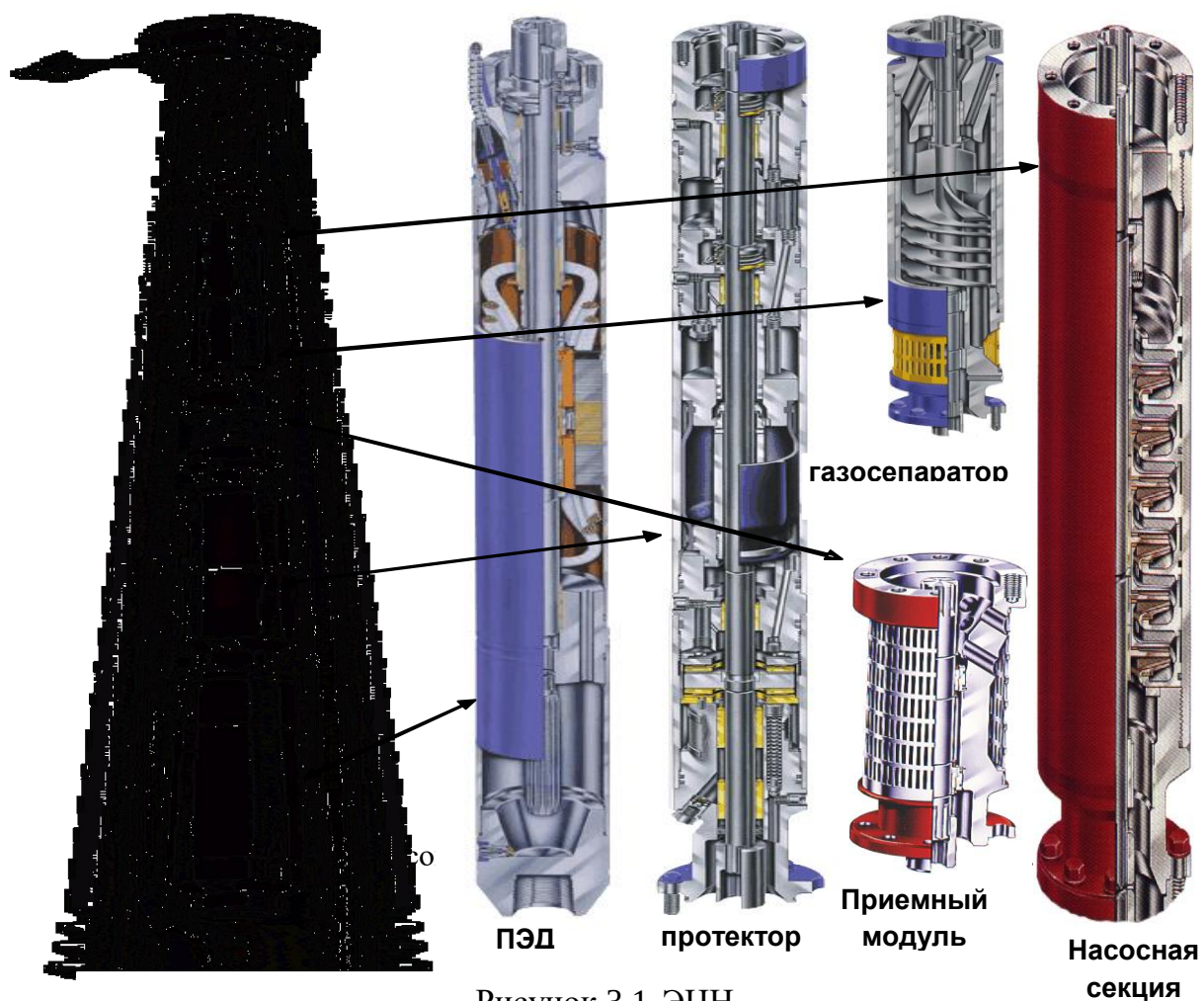


Рисунок 3.1 ЭЦН

Модуль-секция состоит из корпуса, вала, пакета ступеней (рабочих колес и направляющих аппаратов), верхнего подшипника, нижнего подшипника, верхней осевой опоры, головки, основания, двух ребер и резиновых колец. Соединение модулей-секций между собой, а также резьбовые соединения и зазор между корпусом и пакетом ступеней герметизируются резиновыми кольцами.

Ребра предназначены, для защиты плоского кабеля с муфтой от механических повреждений о стенку обсадной колонны при спуске и подъеме

насосного агрегата. Ребра прикреплены к основанию модуля-секции болтом с гайкой и пружинной шайбой.

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

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

Входной модуль для насосов группы 6 имеет два исполнения: одно - с валом диаметром 25 мм - для насосов с подачами 250, 320, 500 и 800 м³/сут, другое - с валом диаметром 28 мм - для насосов с подачами 1000, 1250 м³/сут.[8]

Обратные клапаны насосов групп 5 и 5А, рассчитанных на любую подачу, и группы 6 с подачей до 800 м³/сут включительно конструктивно одинаковы и имеют резьбы муфты гладкой насосно-компрессорной трубы 73 ГОСТ 633 - 80. Обратный клапан для насосов группы 6 с подачей свыше 800 м³/сут имеет резьбы муфты гладкой насосно-компрессорной трубы 89 ГОСТ 633 - 80.

Пояс для крепления кабеля состоит из стальной пряжки и закрепленной на ней стальной полосы.

3.2 Погружные электродвигатели

Погружные двигатели состоят из электродвигателя и гидрозащиты .

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

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

содержащей:

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

Допустимые отклонения от номинальных значений питающей сети:

по напряжению - от минус 5% до плюс 10%; по частоте переменного тока - $\pm 0,2$ Гц; по току - не выше номинального на всех режимах работы, включая вывод скважины на режим.

В шифре двигателя ПЭДУСК-125-117ДВ5 ТУ 16-652.029 - 86 приняты следующие обозначения: ПЭДУ - погружной электродвигатель унифицированный; С - секционный (отсутствие буквы - несекционный); К - коррозионностойкий (отсутствие буквы - нормальное); 125 - мощность, кВт; 117 - диаметр корпуса, мм; Д - шифр модернизации гидрозащиты (отсутствие буквы - основная модель); В5 - климатическое исполнение и категория размещения.

В шифре электродвигателя ЭДК45-117В приняты следующие обозначения: ЭД - электродвигатель; К - коррозионно-стойкий (отсутствие буквы - нормальное исполнение); 45 - мощность, кВт; 117 - диаметр корпуса, мм; В - верхняя секция (отсутствие буквы - несекционный, С - средняя секция, Н - нижняя секция).

В шифре гидрозащиты ПК92Д приняты следующие обозначения: П - протектор; К - коррозионно-стойкая (отсутствие буквы - исполнение нормальное); 92 - диаметр корпуса в мм; Д - модернизация с диафрагмой (отсутствие буквы - основная модель с барьерной жидкостью).

Пуск, управление работой двигателями и его защита при аварийных

режимах осуществляются специальными комплектными устройствами.

Предельная длительно допускаемая температура обмотки статора электродвигателей (по сопротивлению для электродвигателей диаметром корпуса 103 мм) равна 170 °С, а остальных электродвигателей - 160 °С.

Двигатель состоит из одного или нескольких электродвигателей (верхнего, среднего и нижнего мощностью от 63 до 360 кВт) и протектора.

Электродвигатель состоит из статора, ротора, головки с токовводом, корпуса.

Статор выполнен из трубы, в которую запрессован магнитопровод, изготовленный из листовой электротехнической стали.

Обмотка статора - однослойная протяжная катушечная. Фазы обмотки соединены в звезду.

Ротор короткозамкнутый, многосекционный. В состав ротора входят вал, сердечники, радиальные опоры (подшипники скольжения), втулка. Вал пустотелый изготовлен, из высокопрочной стали, со специальной отделкой поверхности. В центральное отверстие вала ротора верхнего и среднего электродвигателей ввинчены две специальные гайки, между которыми помещен шарик, перекрывающий слив масла из электродвигателя при монтаже.

Головка представляет собой сборочную единицу, монтируемую в верхней части электродвигателя (над статором). В головке расположен узел упорного подшипника, состоящий из пяты и подпятника, крайние радиальные подшипники ротора, узел токов вода (для несекционных электродвигателей) или узел электрического соединения электродвигателей (для секционных электродвигателей).

Токов вод - изоляционная колодка, в пазы которой вставлены кабели с наконечниками.

Узел электрического соединения обмоток верхнего, среднего и нижнего электродвигателей состоит из выводных кабелей с наконечниками и изоляторов,

закрепленных в головках и корпусах торцов секционирования.

Отверстие под пробкой служит для закачки масла в протектор при монтаже двигателя.

В корпусе, находящемся в нижней части электродвигателя (под статором), расположены радиальный подшипник ротора и пробки. Через отверстия под пробку проводят закачку и слив масла в электродвигатель.

В этом корпусе электродвигателей имеется фильтр для очистки масла.

Термоманометрическая система ТМС-3 предназначена для контроля некоторых технологических параметров скважин, оборудованных УЭЦН (давление, температура, вибрация) и защиты погружных агрегатов от аномальных режимов работы (перегрев электродвигателя или снижение давления жидкости на приеме насоса ниже допустимого).

Система ТМС-3 состоит из скважинного преобразователя, трансформирующего давление и температуру в частотно-манипулированный электрический сигнал, и наземного прибора, осуществляющего функции блока питания, усилителя-формирователя сигналов и устройства управления режимом работы погружным электронасосом по давлению и температуре.

Скважинный преобразователь давления и температуры (ПДТ) выполнен в виде герметичного цилиндрического контейнера, размещаемого в нижней части электродвигателя и подключенного к нулевой точке его статорной обмотки.

Наземный прибор, устанавливаемый в комплектное устройство ШГС, обеспечивает формирование сигналов на ее отключение и выключение насоса по давлению и температуре.

В качестве линии связи и энергопитания ПДТ используется силовая сеть питания погружного электродвигателя.

Гидрозащита предназначена для предотвращения проникновения пластовой жидкости во внутреннюю полость электродвигателя, компенсации изменения объема масла во внутренней полости от температуры

электродвигателя и передачи крутящего момента от вала электродвигателя к валу насоса.

Разработано два варианта конструкций гидрозащит для двигателей унифицированной серии:

- открытого типа - П92; ПК92; П114; ПК114 и
- закрытого типа - П92Д; ПК92Д; (с диафрагмой) П114Д; ПК114Д.

Гидрозащиту выпускаю:

- обычного исполнения;
- коррозионностойкого (буква К. - в обозначении) исполнения.

В обычном исполнении гидрозащита покрыта грунтовкой ФЛ-ОЗ-К ГОСТ 9109 - 81. В коррозионностойком исполнении гидрозащита имеет вал из К-монеля и покрыта эмалью ЭП-525, IV, 7/2 110 °С.

Основным типом гидрозащиты для комплектации ПЭД принята гидрозащита открытого типа. Гидрозащита открытого типа требует применения специальной барьерной жидкости плотностью до 2 г/см³, обладающей физико-химическими свойствами, которые исключают ее перемешивание с пластовой жидкостью скважины и маслом в полости электродвигателя.

Верхняя камера заполнена барьерной жидкостью, нижняя - диэлектрическим маслом. Камеры сообщены трубкой. Изменения объемов жидкого диэлектрика в двигателе компенсируются за счет перетока барьерной жидкости в гидрозащите из одной камеры в другую.

В гидрозащитах закрытого типа применяются резиновые диафрагмы, их эластичность компенсирует изменение объема жидкого диэлектрика в двигателе.

3.3 Станции управления

В настоящее время для контроля за работой УЭЦН используются станции управления «ЭЛЕКТОН-04».

Станция обеспечивает следующие защиты и регулирование их уставок:

- 1) отключение и запрещение включения электродвигателя при напряжении питающей сети выше или ниже заданных значений;
- 2) отключение и запрещение включения электродвигателя при превышении выбранной уставки дисбаланса напряжения питающей сети;
- 3) отключение электродвигателя при превышении выбранной уставки дисбаланса токов электродвигателя;
- 4) отключение электродвигателя при недогрузке по активной составляющей тока с выбором минимального тока фазы (по фактической загрузке). При этом уставка выбирается относительно номинального активного тока;
- 5) отключение и запрещение включения электродвигателя при снижении сопротивления изоляции силовой цепи ниже заданного значения;
- 6) запрещение включения электродвигателя при турбинном вращении с выбором допустимой частоты вращения;
- 7) отключение электродвигателя по максимальной токовой защите (МТЗ);
- 8) запрещение включения электродвигателя при восстановлении напряжения питающей сети с неправильным чередованием фаз;
- 9) отключение электродвигателя по сигналу контактного манометра в зависимости от давления в трубопроводе;
- 10) отключение электродвигателя при давлении на приеме насоса выше или ниже заданного значения (при подключении системы ТМС);
- 11) отключение электродвигателя при температуре выше заданного значения (при подключении системы ТМС);

Станция обеспечивает следующие функции:

- 1) включение и отключение электродвигателя либо в "ручном" режиме непосредственно оператором, либо в "автоматическом" режиме;
- 2) работа по программе с отдельно задаваемыми временами работы и остановки;

- 3) автоматическое включение электродвигателя с заданной задержкой времени после подачи напряжения питания, либо восстановлении напряжения питания в соответствии с нормой;
- 4) регулируемая задержка отключения отдельно для каждой защиты (кроме МТЗ и защиты по низкому сопротивлению изоляции);
- 5) регулируемая задержка активации защит сразу после пуска для каждой защиты (кроме МТЗ и защиты по низкому сопротивлению изоляции);
- 6) регулируемая задержка АПВ отдельно после каждой защиты (кроме МТЗ, защит по низкому сопротивлению изоляции, по турбинному вращению и);
- 7) возможность выбора режима с АПВ или с блокировкой АПВ после срабатывания отдельно каждой защиты (кроме МТЗ, защит по низкому сопротивлению изоляции и по турбинному вращению);
- 8) возможность выбора активного и не активного состояния защит отдельно для каждой защиты;
- 9) блокировка АПВ после отключения по защите от недогрузки при превышении заданного количества разрешенных повторных пусков за заданный интервал времени;
- 10) блокировка АПВ после отключения по защите от перегрузки при превышении заданного количества разрешенных повторных пусков за заданный интервал времени;
- 11) блокировка АПВ после отключения другими защитами (кроме защит от недогрузки) при превышении заданного количества разрешенных повторных пусков за заданный интервал времени;
- 12) измерение текущего коэффициента мощности ($\cos\varphi$);
- 13) измерение текущего значения фактической загрузки двигателя;
- 14) измерение текущего значения частоты вращения электродвигателя при турбинном вращении;

- 15) отображение в хронологическом порядке 63 последних изменений в состоянии насосной установки с указанием причины и времени включения или отключения электродвигателя;
- 16) сохранение заданных параметров работы и накопленной информации при отсутствии напряжения питания;
- 17) отображение общей наработки насосной установки;
- 18) отображение общего числа пусков насосной установки;
- 19) отображение текущих значений времени и даты;
- 20) световая индикация о состоянии станции ("СТОП", "ОЖИДАНИЕ", "РАБОТА");

Устройство БСИ-01 (блок считывания информации) предназначено для съёма и хранения информации с контроллера «Электон», а также для передачи ее на стационарный компьютер. Емкость памяти позволяет хранить информацию с 63 контроллеров. Питание БСИ-01 осуществляется от сетевого адаптера (в контроллерах с зав. №1000 и выше питание блока предусмотрено через разъем RS-232).

Преобразователи частоты семейства ПЧ-ТППТ-XXX-380-50-1-УХЛ1 «Электон 05» предназначены для регулирования частоты вращения трехфазных асинхронных двигателей (АД) с короткозамкнутым или фазным ротором распространенных общепромышленных серий.

СУ обеспечивает работу привода в нескольких режимах:

- ручное управление частотой вращения АД;
- режим самозапуска СУ после восстановления питания;
- плавный разгон асинхронного электродвигателя (АД) с заданным темпом;
- разгон по предельным (заданным) значениям токов фаз АД;
- плавное торможение АД;
- режим работы по программе;
- считывание телеметрической информации по каналу RS-232;

- работа в режиме ослабления поля при скоростях вращения выше номинальной;
- Выходная частота - $1...75 \text{ Гц} \pm 0,1 \%$;
- Ток перегрузки - 125 % от номинального в течение 5 минут при времени усреднения 10 минут (режим №2 в соответствии с ГОСТ 24607-88).

Средняя наработка на отказ СУ должна быть не менее 8000 часов.

Силовая часть всех СУ построена по единой схеме и представляет собой двухступенчатый преобразователь энергии трехфазного тока сети в энергию трехфазного тока, с регулируемым напряжением и частотой.

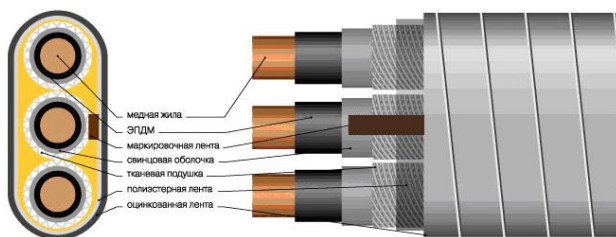
3.4 Кабельная линия

Для подвода электроэнергии к электродвигателю установки погружного насоса применяется кабельная линия, состоящая из основного питающего кабеля и сращенного с ним удлинителя с муфтой кабельного ввода, обеспечивающей герметическое присоединение кабельной линии к электродвигателю.

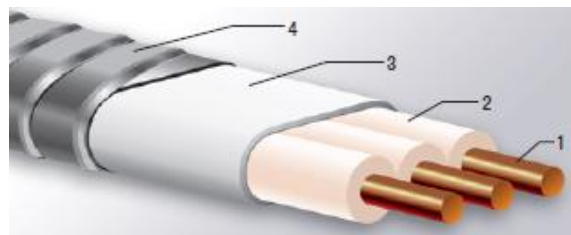
В зависимости от назначения в кабельную линию могут входить:

- в качестве основного кабеля - круглые кабели марок КПКБ, КТЭБК, КФСБК или плоские кабели марок КППП, КТЭБ, КФСБ;
- в качестве удлинителя - плоские кабели марок КППП или КФСБ;
- муфта кабельного ввода круглого типа. Кабели марок КПКБ и КППП с полиэтиленовой изоляцией предназначены для эксплуатации при температурах окружающей среды до $+90^\circ\text{C}$.

Рис.3.3. Типы кабельных линий



1. Медная жила;
2. ЭПДМ;
3. Маркировочная лента;
4. Свинцовая оболочка;
5. Тканевая подушка;
6. Полиэфирная лента;
7. Оцинкованная лента.



1. Медная однопроволочная жила;
2. Двухслойная изоляция из блоксополимера пропилена с этиленом;
3. Подушка из ленты нетканого полотна;

Кабели КПБК и КПБП состоят из медных токопроводящих жил, изолированных в два слоя полиэтиленом высокой плотности и скрученных между собой (в кабелях КПБК) или уложенных в одной плоскости (в кабелях КПБП), а также из подушки и брони.

Кабели марок КТЭБК и КТЭБ с изоляцией из термоэластопласта предназначены для эксплуатации при температурах окружающей среды до +110 °С. Кабели КТЭБК и КТЭБ состоят из медных, изолированных полиамидно-фторопластовой пленкой токопроводящих жил в изоляции и оболочках из термоэластопласта и скрученных между собой (в кабелях КТЭБК) или уложенных в одной плоскости (в кабелях КТЭБ), а также из подушки и брони.

Кабели КФСБК и КФСБ с фторопластовой изоляцией предназначены для эксплуатации при температурах окружающей среды до +160 °С.

Кабели КФСБК и КФСБ состоят из медных, изолированных полиамидно-фторопластовой пленкой токопроводящих жил в изоляции из фторопласта и оболочках из свинца и скрученных между собой (в кабелях КФСБК) или уложенных в одной плоскости (в кабелях КФСБ), а также из подушки и брони.

Таблица 3.1 Максимальный ток нагрузки для кабелей.

Максимальный ток нагрузки для кабелей:	
сечением 10мм ² , В, до	50
сечением 13,3мм ² , В, до	66
сечением 16мм ² , В, до	80
сечением 21,1мм ² , В, до	105
сечением 25мм ² , В, до	125
сечением 35мм ² , В, до	175
сечением 50мм ² , В, до	250

4 ПОДБОР И ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ГЛУБИННОГО НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

4.1 Оптимизация системы скважина-насос на Крапивинском месторождении.

Дополнительный приток нефти в скважины, а, следовательно, и дополнительный дебит (производительность) могут быть получены путем применения методов увеличения проницаемости призабойной зоны пласта. На окончательной стадии бурения скважины глинистый раствор может проникать в поры и капилляры призабойной зоны пласта, снижая ее проницаемость. Снижение проницаемости этой зоны, загрязнение ее возможно и в процессе эксплуатации скважины. Проницаемость призабойной зоны продуктивного пласта увеличивают за счет применения различных методов.

Производительность скважины - это то возможное количество жидкости, которое мы можем добыть из скважины и доставить к потребителю. Производительность определяется дебитом скважины.

Все, что делается на скважине, влияет на ее производительность. Любые наши действия (или бездействие) ведут к изменению дебита. При огромной трудоемкости и материалоемкости скважина является очень хрупкой. Скважинам очень легко нанести ущерб, и потребуются большие затраты для его исправления или ликвидации. Скважины, на которых принято неверное решение, произведены неправильные действия, или просто не выполнены какие-либо операции, ведут к потере дебита, и, следовательно, к потере прибыли.[11]

Важным путём решения проблем является четкая работа специалиста по добыче, который должен владеть процессом механизированной добычи, знать причины повреждения скважин и практические методы, которые наилучшим образом ведут к правильному выбору, подготовке, запуску оборудования, увеличению его сроков эксплуатации, снижению повреждений скважин и, тем самым, обеспечивает максимальную производительность.

Влияние одних факторов очевидно, действие других может сказаться через несколько лет, а то и десятилетий. Все факторы связаны между собой и их степень влияния на добычу определяется их отношением друг к другу. Например, хотя мы говорим о том, что на геологические факторы мы влиять не можем, но углубление знаний о Земле, разработка и внедрение новой техники и технологии позволяет, в известной мере, влиять на весь процесс добычи нефти.

Свой путь поток пластовой жидкости начинает из зоны дренирования, под действием перепада давления между пластовым и забойным давлением, устремляется по пласту к скважине.

Движение нефти в пласте, вызванное депрессией, начинается с радиуса дренирования скважины, и осуществляется радиально от зоны дренирования к стволу скважины по простираанию и параллельными потоками по профилю пласта. По мере движения пластовой жидкости к стволу скважины ее поток увеличивается и растет давление гидродинамического сопротивления. Наибольшего значения оно достигает пластовое давление ПЗП. График изменения давления окрестности скважины называется депрессионной воронкой (Рисунок 4).

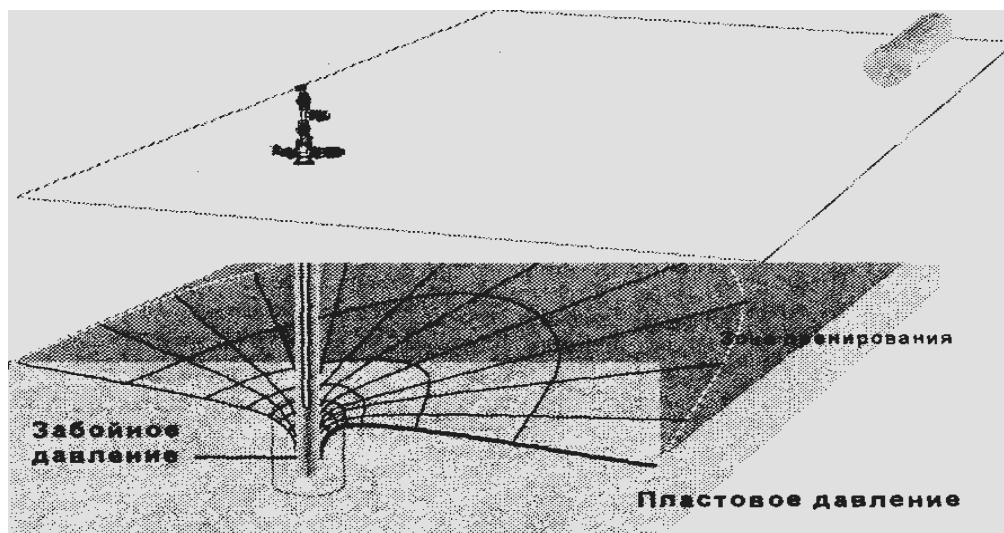


Рисунок 4. Воронка депрессии

Решающую роль в определении величины скважины по жидкости играет забойное давление - чем ниже забойное давление, тем больше дебит скважины.

Большой перепад давления в ПЗП приводит к различным явлениям: выпадению солей, выносу в скважину твердых частиц пород пласта, образованию отложений смол, асфальтенов, возникновению турбулентного движения жидкости и т.д.

Все эти явления ухудшают условия фильтрации жидкости из пласта и называются СКИН – эффектом, то есть любые преграды, мешающие течению флюида, в пласте называются СКИНом. Проблемы, связанные с нарушением течения в подъемнике, устьевом оборудовании, сборном коллекторе называются псевдо-СКИНами. СКИН породы-коллектора в природных условиях равен нулю. При нанесении ущербов естественным коллекторским свойствам пласта при вскрытии пласта, эксплуатации или ремонте скважин - величина СКИНа становится больше нуля. В результате проведения обработок ПЗП, приводящих к улучшению коллекторских характеристик (ГРП, кислотные обработки и др.) СКИН может принимать отрицательные значения.

Движение жидкости в фильтрационной среде (пласте-коллекторе) достаточно хорошо изучено и происходит по закону Дарси и характеризуется формулой:

$$Q_{ж} = K_{пр} * (P_{пл} - P_{заб}) \quad (1)$$

т.е. дебит скважины прямо пропорционален депрессии. При плоскорадиальном течении флюида в пласте закон Дарси будет иметь следующий вид:

$$Q_n = \frac{\kappa_{пр} * h * (P_{пл} - P_{заб})}{18,4 * \mu * \beta * (\ln \frac{r_{дрен}}{r_{скв}} - 0,75 + S)}, \quad (2)$$

Где μ - вязкость пластового флюида, сПз;

$r_{скв}$ - радиус скважины, м;

$K_{пр}$ - проницаемость, мДарси;

S – СКИН;

β - пластовый объёмный фактор;

$r_{\text{дрен}}$ - радиус дренирования скважины, м;

h - Толщина пласта, м

Индекс или коэффициент продуктивности - $K_{\text{пр}}$ представляет собой отношение дебита скважины к перепаду давлений на забое.

$$K_{\text{пр}} = q_n / (P_{\text{пл.}} - P_{\text{заб}}).$$

Угол наклона индикаторной кривой определяется коэффициентом продуктивности.

При течении по пласту газа его поток описывается формулой Вогеля. Формула Вогеля для пласта, не имеющего нарушений и с добычей при давлении ниже давления насыщения основывается на теории работы залежи в режиме растворенного газа:

$$\frac{Q_{\text{нас}}}{Q_{\text{max}}} = 1 - 0.2 * \left(\frac{P_{\text{заб}}}{P_{\text{пл}}} \right) - 0.8 * \left(\frac{P_{\text{заб}}}{P_{\text{пл}}} \right)^2 \quad (3)$$

При условиях, что забойное давление ниже давления насыщения поток флюида представляет собой мультифазный и описывается комбинированной формулой Дарси - Вогеля для нефтяных скважин

Максимальный дебит для нефтяных скважин (Q_{max}) при забойном давлении ниже давления насыщения нефти газом определяется по комбинированной формуле Дарси - Вогеля:

$$Q_{\text{max}} = Q_{\text{нас}} + \frac{J * P_{\text{нас}}}{1,8}, \quad (4)$$

Где $P_{\text{нас}}$ – давление насыщения нефти газом;

$Q_{\text{нас}}$ – дебит, при котором забойное давление равно давлению насыщения

Из графиков и формул видно, что течение жидкости в пласте происходит по линейной зависимости при давлениях выше давления насыщения. При давлениях ниже давления насыщения течение жидкости происходит по

квадратичной зависимости.

Проанализируем параметры формулы Дарси. Такие параметры как коэффициент проницаемости и мощность пласта величины, отражающие природные факторы и в связи с этим не изменяются с течением времени. Величина пластового давления при нашем уровне разработки поддерживается постоянной за счет работы системы ППД, она также с течением времени величина изменяющаяся достаточно мало. Теперь рассмотрим величины в знаменателе - вязкость флюида и объемный коэффициент величины тоже постоянные, радиус скважины и радиус дренирования также не подвергаются изменениям.

Таким образом, только два параметра - забойное давление и СКИН непосредственно прямо влияют на производительность скважины. Следовательно, работы, проводимые в призабойной зоне пласта для уменьшения СКИН, называются интенсификацией добычи нефти. Мероприятия, связанные с уменьшением забойного давления направлены на оптимизацию работы скважинного оборудования.

$$Q_H = \frac{\kappa_{пр} * h * (P_{пл} - P_{заб})}{18,4 * \mu * \beta * (\ln \frac{r_{дрен}}{r_{скв}} - 0,75 + S)} \quad (5)$$

ОПТИМИЗАЦИЯ

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ

Повреждение пласта и призабойной зоны

Повреждение пласта - это такое условие, при котором создаются "барьеры" для притока к стволу скважины, что ведет к более низкому, чем предполагалось, дебиту или снижению эффективности закачки. Повреждение вблизи ствола скважины ведет к снижению добычи. Близлежащая к стволу скважины зона является единственным местом, на которое мы оказываем воздействие.

СКИН-фактор является мерой повреждений пласта. Это безразмерная величина. При естественных природных коллекторских свойствах пласта СКИН имеет нулевое значение. Увеличение СКИН-фактора означает снижение продуктивности скважины. Улучшение естественных свойств пласта (увеличение пористости, проницаемости)

Повреждение призабойной зоны пласта может наступать при различных технологических операциях на скважине:

- Первичное вскрытие продуктивного пласта при бурении скважины;
- Во время крепления ствола скважины;
- Во время заканчивания (освоения) скважины;
- Во время проведения ремонтных работ;
- В течение эксплуатации скважины;
- Во время проведения ГРП.

Призабойная зона имеет решающее значение в производительности скважины. Большой перепад давления в ПЗП приводит к различным явлениям: выпадению солей, выносу в скважину твердых частиц пород пласта, образованию отложений смол, асфальтенов, возникновению турбулентного движения жидкости. Эти ущербы ведут к снижению добычи нефти. На производительность скважины могут также влиять повышенный вынос песка из пласта, проникновение воды. Не следует забывать, что при эксплуатации скважины на снижение продуктивности могут играть и другие факторы, например, проблемы в перфорации, в фильтре, гравийной набивке, в погружном насосном оборудовании, лифтовых трубах, а также в наземном оборудовании и сборных трубопроводах. На производительность скважины могут влиять и такие технические факторы как состояние забоя, эксплуатационной колонны, например, установленные гофры.

Наиболее подвержена ущербам призабойная зона пласта, ее еще называют критической зоной. Нарушения в ПЗП могут быть вызваны различными

факторами, поэтому выбор стимуляции определяется от формы нарушений. Как правило, может быть несколько факторов загрязнения, поэтому часто применяются комплексные обработки, включающие в себя несколько видов работ на скважине. [12]

Основные принципы подбора скважинного оборудования

При подборе насоса для скважины необходимо пройти несколько этапов:

- Сбор и анализ всех характеристик скважины, которые потребуются при проектировании;
- Определение потенциальной производительности скважины, определение глубины; установки насоса, требуемой для достижения заданной производительности;
- Определение объемов жидкости и газа, всасываемых насосом;
- Определение требований к напору насоса;
- При заданной производительности и выбранной величине напора выбрать тип насоса, который будет иметь максимальную эффективность при требуемом расходе;
- Выбрать оптимальные размеры насоса, двигателя, протектора и кабеля, проверить ограничения, связанные с оборудованием;
- Выбор вариатора вспомогательного (частоты тока двигателя, трансформатора, головки НКТ) и дополнительного оборудования.

Исходные данные

Проектирование погружного насосного агрегата обычно не представляет собой сложной задачи, особенно, если имеются надежные исходные данные. Однако, при недостаточности информации, в частности относительно дебита скважины, пластового или забойного давления работа выбранного насоса может быть неэффективной. Недостаток исходных данных зачастую приводит к неправильному выбору типоразмера насоса и к высоким эксплуатационным расходам. Неправильно выбранный насос может работать за пределами своего

эксплуатационного диапазона, что приводит к недогрузке или перегрузке электродвигателя, либо к быстрому дренированию скважины, что может привести к повреждению пласта. Другой крайностью является недостаточность мощности насоса для достижения требуемой производительности.

На выбор параметров оборудования может существенно влиять характеристики скважинного флюида. Это могут быть:

- большое процентное содержанием воды;
- многофазная среда (высокий ГФ);
- высокая вязкость флюида.

Ниже приводится примерный перечень требуемых данных:

1. Данные о скважинах

- а) Конструкция скважины. Размер и тип обсадной колонны;
- б) Размер, тип НКТ;
- в) Интервал перфорации;
- г) Глубина установки насоса (замеренная и по вертикали).

2. Эксплуатационные данные

- а) Давление в НКТ на устье скважины;
- б) Давление в обсадной колонне на устье;
- в) Текущий дебит;
- г) Динамический уровень;
- д) Статический уровень и(или) статическое давление и забое;
- е) Место установки насоса;
- ж) Температура в забое;
- з) Потенциальный дебит и. Газовый фактор (ГФ);
- к) Процентное содержание воды.

3. Состояние скважинного флюида

- а) Плотность пластовой воды;
- б) Плотность нефти или удельный вес;

- в) Удельный вес газа ;
- г) Давление насыщения газа;
- д) Вязкость нефти;
- е) Данные о давлении, температуре и объеме;

4. Источники энергоснабжения

- а) Первичное напряжение;
- б) Частота и мощность источника;

5. Возможные проблемы

- а) Песок;
- б) Отложения (накипь);
- в) Коррозия;
- г) Парафин;
- д) Температура;

Характеристики насоса определяется из условия обеспечения доставки на поверхность флюида в объеме потенциальных возможностей пласта. Основной методики расчета скважин является программа « PERFORMance» v 2.03.00. компании Schlumberger, которая основывается на законе Дарси. При однофазном течении жидкости, кривая притока представляет собой прямую, линию с наклоном $k_{пр}$, определяемым по коэффициенту продуктивности. Если давление насыщения ниже забойного давления, то поток многофазный и кривая притока имеет параболический вид. Зависимость потока была впервые описана В.Е. Гилбертом и была усовершенствована Й. М. Вогелем. Вогель разработал безразмерную опорную кривую, которая может использоваться при построении кривой для конкретной скважины. При подборе насоса следует применять следующие условия:

- Забойное давление должно быть минимальным (30-50 атм. из условия обеспечения подпора на центробежный насос);
- Глубина спуска насоса - на 50 метров выше верхнего интервала перфорации;

- Как правило, давление насыщения выше забойного давления, поэтому необходимо знать, что поток многофазный и принять меры по отделению газа.

Производительность насоса определяется из условия доставки пластовой жидкости по подъемному лифту, инженерным сооружениям, промышленным коллекторам потребителю. Если насос подобран неправильно, то, в случае превышения потенциала пласта над производительностью насоса, будет происходить повышение динамического уровня, что приведет к росту забойного давления и следствие - уменьшение дебита скважины. В случае превышения подачи насоса над потенциальным притоком из пласта, произойдет снижение динамического уровня, что приведет к срыву подачи.

Одно из основных условий, которое мы ставили для подбора насосного оборудования, было обеспечение минимального забойного давления. До недавнего времени метод создания на приеме насоса давления большего давления насыщения был широко распространен, так как прост технологически и организационно, но при этом недостаточно эффективен. Однако же современные погружные насосы позволяют работать на больших глубинах, достигая потенциальных дебитов. Как правило, в этих зонах давление ниже давления насыщения газа, поэтому скважинное оборудование работает с присутствием свободного газа.

Газ существенно влияет на характеристики центробежного насоса. Пока свободный газ находится в виде мелкодисперсных пузырей, насос ведет себя нормально, как при перекачивании жидкости с низкой плотностью. Однако, после превышения определенного «критического» значения соотношения объемов газа и жидкости (примерно 25%), давление на выходе насоса снижается. Это в основном обусловлено разделением газовой и жидкостной фаз в ступенях насоса и проскальзыванием между этими двумя фазами. Это явление еще полностью не изучено, и не существует общей зависимости, описывающей

влияние свободного газа на характеристики насоса. Тем не менее, оно является причиной «срыва подачи».

В идеале скважина будет продуктивной, если давление на глубине погружения превышает давление насыщения, что позволяет на входе насоса сохранять газы в растворенном состоянии. Однако условие достижения минимального забойного давления для достижения максимальной депрессии не позволяет работать насосу в этих условиях, поэтому для достижения наибольшей эффективности системы при содержании свободного газа более 25%, газы должны быть отделены от других флюидов до входа в насос.

Для выбора насоса и сепаратора необходимо определить влияние газа на объем флюида.

Общий объем флюида на приеме насоса будет складываться из объема нефти, пластовой воды и свободного газа.

Объем свободного газа на входе в насос определяется по формуле

$$G_{пр} = G \cdot (1 - P_{пр}/P_{нас}) \quad (6)$$

Объем нефти (V_n) на входе в насос равен объему нефти на поверхности, умноженному на B_o . коэффициент пластового объема, этот объем мы рассчитываем при определении потенциала пласта по формуле Дарси..

Объем воды (V_B) в пласте равен объему воды в нормальных условиях, т.е. не изменяется.

Теперь можно определить общий объем флюидов (V_f):

$$V_{np} = G_{пр} + V_n + V_B \quad (7)$$

Объем флюида на приеме насоса с вычетом объема свободного газа, отделенного газосепаратором, и определяет производительность насоса для обеспечения доставки на поверхность потенциального дебита скважины.

Следующим шагом является определение полного динамического напора, требуемого для перекачивания флюида при требуемой производительности.

Полный напор определяется числом метров столба жидкости и рассчитывается как сумма

- подъема жидкости в скважине (динамического подъема);
- потерь на трение в НКТ;
- устьевого давления.

Упрощенное уравнение выглядит следующим образом:

$$\text{ПДН} = \text{Ндин} + \text{Гнкт} + \text{Руст}, \quad (8)$$

Где ПДН - полный динамический напор в метрах, обеспечиваемый насосом при перекачивании требуемого объема.

Ндин - вертикальное расстояние в метрах между устьем скважины и ориентировочным динамическим уровнем скважинной жидкости при ожидаемом дебите.

Гнкт - напор в метрах, необходимый преодоления трения в НКТ.

Густ - напор в метрах, необходимый для преодоления трения в наружных трубопроводах, клапанах и арматуре, и для преодоления разности уровней между устьем скважины и резервуарами для хранения.

Глубина установки насоса определяется из условия достижения х минимального забойного давления, т.е. на минимальное расстояние от зоны перфорации (50 метров над верхним интервалом перфорации). При этом следует учесть ограничения, которые могут повлиять на место установки УЭЦН. Это могут быть: параметры кривизны в зоне установки УЭЦН, техническое состояние обсадной колонны в интервале установки УЭЦН или на траектории спуска и т.д.

Подбор оптимального типоразмера и глубины спуска УЭЦН производится по принятой в компаниях программе подбора (Well flow, RosPump). При отсутствии такой программы необходимо руководствоваться следующими основными принципами:

1) По данным предыдущей эксплуатации УЭЦН $Q_{ж}$, $H_{дин}$, $R_{пл}$ определяется коэффициент продуктивности скважины.

$$K_{пр} = Q_{ж} / (R_{пл} - P_{заб}), (м^3 / сут. атм.), \quad (9)$$

Где $Q_{ж}$ - дебит жидкости, $м^3/сут.$;

$R_{пл}$ - пластовое давление, $кг/см^2$;

$P_{заб}$ - забойное давление, $кг/см^2$.

Для вновь вводимых скважин $K_{пр}$ определяется по результатам гидродинамических исследований.

2) Определяется оптимальное забойное давление $P_{заб}^{опт}$, позволяющее получить при данном $K_{пр}$ максимальный дебит. Оптимальное забойное давление из опыта эксплуатации месторождений составляет $0,75 \div 0,8$ от давления насыщения нефти газом.

3) Исходя из значений оптимального забойного давления определяется динамический уровень

$$P_{дин}^{верт} = H_{пл}^{верт} - \frac{(P_{заб}^{опт} - P_{затр}) * 10}{\gamma_{см}}, \quad (10)$$

Где $H_{дин}^{верт}$ - динамический уровень по вертикали, м;

$H_{пл}^{верт}$ - глубина залегания пласта по вертикали, м;

$P_{заб}^{опт}$ - оптимальное забойное давление, $кг/см^2$.

$\gamma_{см}$ - удельный вес газожидкостной смеси, $г/см^3$.

4) Из инклинограммы скважины определяется среднее значение $\cos \alpha$ угла отклонения ствола скважины от вертикали

$$\cos \alpha = \frac{H_{пл}^{верт}}{H_{пл}^{постволю}} \quad (11)$$

5) Определяется динамический уровень в стволе скважины

$$H_{\text{дин}} = \frac{H_{\text{верт}}}{\cos \alpha} \quad (12)$$

6) Вычисляется глубина спуска установки в скважину

$$H_{\text{сп}} = H_{\text{дин}} + H_{\text{погр}}/\cos \alpha; \quad (13)$$

$H_{\text{погр}}$ - глубина погружения установки под динамический уровень, м.

7) Вычисляется планируемый дебит скважины при $p_{\text{заб}}^{\text{опт}}$

$$Q_{\text{пл}} = K_{\text{пр}} * (P_{\text{пл}} - p_{\text{заб}}^{\text{опт}}), \quad (14)$$

Где $Q_{\text{пл}}$ – планируемый дебит скважины, м³/сут

$K_{\text{пр}}$ – коэффициент продуктивности скважины, м³/сут.ат.

8) Определяется требуемый напор установки

$$H = H_{\text{верт}}^{\text{дин}} + \Delta H, \text{ (м)}, \text{ где} \quad (15)$$

Где H - напор установки, м;

ΔH - поправка напора, м (на вероятную характеристику насоса, потери на трение и др).

Для насосов производительностью:

$$-20 \div 50 \text{ м}^3/\text{сут} \quad \Delta H \approx 250 \text{ м}$$

$$-80 \div 125 \text{ м}^3/\text{сут} \quad \Delta H \approx 180 \text{ м}$$

$$-200 \text{ и более} \quad \Delta H \approx 100 \text{ м}$$

По вычисленным значениям планируемого дебита и требуемого значения напора подбирается ближайший по значениям типоразмер ЭЦН.

В скважинах с осложнениями (вынос мех.примесей (песка), опасность разгазирования, прорыва воды или газа из других пластов и др.) значение оптимального забойного давления и планируемого дебита ограничиваются геологической службой предприятия.

Подбор УЭЦН к каждой скважине производится индивидуально, при этом необходимо руководствоваться рекомендуемыми значениями глубины спуска в зависимости от напора насоса. Типы и эксплуатационные параметры насосов определяются по каталогам заводов-производителей. В зависимости от ожидаемого дебита флюидов и размеров обсадной колонны следует выбрать тип насоса, который при ожидаемом дебите будет работать в пределах своего эксплуатационного диапазона на режимах, максимально приближенных к пиковому к.п.д.

Если два насоса или более имеют аналогичные значения к.п.д. при требуемом объеме, то выбор насоса определяется следующими условиями:

Цены насосов, а также размеры и цены электродвигателей. Обычно насосы и двигатели большего диаметра обходятся дешевле и работают более эффективно.

При неизвестных или неточно оцененных характеристиках скважин, следует выбрать, насос с «крутой» характеристикой. Если требуемый объем приходится на точку характеристики, в которой оба насоса КПД имеют примерно одинаковый к.п.д., то следует выбрать насос с большим числом ступеней. Такой насос обеспечит производительность, близкую к требуемому объему, даже в тех случаях, когда напор в скважине будет намного больше или меньше ожидаемого.

Если в продуктивном флюиде присутствует газ, то для обеспечения эффективной эксплуатации может потребоваться газосепаратор. Скорректированный объем влияет на выбор насоса и на габариты остальных компонентов системы.

В скважинах, где флюид имеет высокую вязкость и(или) тенденцию эмульгированию для обеспечения эффективной эксплуатации необходимо внести некоторые поправки в выбор насоса. В таких случаях рекомендуется консультироваться со специалистами.

По характеристике выбранного типа насоса, приведенной в каталогах заводов-изготовителей, по заранее рассчитанной полного напора число необходимое достижения требуемой производительности. В каталогах имеются кривые, рассчитанные при частоте тока 50 Гц (импортные 60Гц), а также при переменной частоте. Следует отметить, что кривые характеристики насосов представляют собой данные для одной ступени, базирующиеся на перекачке воды (с удельным весом 1.00). Проекция точки пересечения линий требуемой производительности (нижняя шкала) и кривой «производительность -напор» (вертикальная шкала) на левую шкалу дает значение напора. Для определения числа ступеней следует разделить значение полного динамического напора на эту величину

$$\text{Число ступеней} = \text{Полный динамический напор} / (\text{Напор/ступень}) \quad (16)$$

Оптимальный выбор компонентов

Информация о газосепараторах приведена в каталоге. Следует соответственно откорректировать потребляемую мощность двигателя и длину корпуса.

Для выбора требуемого двигателя для ранее выбранного насоса необходимо прежде всего определить мощность, потребляемую насосом. Значение мощности одной ступени указано на правой шкале кривой характеристики выбранного насоса. Мощность, необходимая для привода данного насоса, определяется по простой формуле:

$$N_{\text{пэд}} = N_{\text{нас}} / \eta_{\text{пэд}}, \text{ где} \quad (17)$$

$$N_{\text{нас}} = H Q_p / \eta \quad (18)$$

Технические данные приведены в каталогах. По каталогам определяем значения напряжения для оптимальной работы двигателя.

При работе насоса в скважине могут возникнуть различные ситуации, требующие увеличения мощности электродвигателя (пуск насоса, откачка раствора глушения и т.п.), поэтому при определении мощности следует

проектировать электродвигатель с параметрами на 15% превышающие рабочие характеристики.[13]

При выборе кабеля следует определить:

- 1) размер кабеля
- 2) тип кабеля
- 3) длину кабеля.

Размер кабеля. Правильный выбор размера кабеля обуславливается совместным влиянием факторов падения напряжения, величины тока и имеющегося пространства между манжетами НКТ и обсадной трубой. При выбранном значении номинального тока двигателя и данной температуре в забое, рекомендуется выбирать кабель с падением напряжения менее 30В на длине 305 м. По этой зависимости можно определить требуемое напряжение для питания двигателя с поверхности (напряжение на двигателе плюс падение напряжения в кабеле).

И, наконец, по таблицам каталогов можно определить, соответствует ли выбранный размер кабеля размерам предлагаемых НКТ и обсадных труб скважины. Диаметр кабеля плюс диаметр замков НКТ должен быть меньше внутреннего диаметра обсадной колонны. При определении оптимального размера кабеля следует учитывать будущие задачи, которые могут потребовать применения кабеля большей длины.

Тип кабеля. Выбор типа кабеля производится с учетом параметров флюида, температуры в забое и пространственных ограничений в кольце между НКТ и обсадной трубой

Длина кабеля. Полная длина кабеля должна, по меньшей мере, на 30 м превышать замеренную глубину установки насоса, что позволит выполнить поверхностные соединения на безопасном расстоянии от скважины. Условия установки клямс, протекторов, обратных клапанов, сбивного клапана описаны в главе «Спуск УЭЦН в скважину»

Трансформаторы предназначены для питания установок погружных центробежных насосов от сети переменного тока напряжением 380 или 6000 В частотой 50 Гц.

Трансформатор и комплектное устройство (станция управления) преобразуют напряжение промышленной сети до величины, обеспечивающей оптимальное напряжение на зажимах эл. двигателя с учетом потерь напряжения в кабеле и обеспечивает управление работой насосной установки и ее защиту при аномальных режимах.

Вывод на режим и контроль за эксплуатацией УЭЦН на скважинах после ГРП.

Производятся две процедуры. Первая предназначена для скважин, оборудованных насосами ЭЦН – 50 или 80. Данная процедура обозначена литерой “А”.

Вторая процедура, обозначенная как процедура “В”, предназначена для скважин, оборудованных насосами большей производительности, чем ЭЦН-80.

Причина предоставления двух процедур заключается в том, что рекомендуемый начальный дебит скважины в идеале должен быть ограничен примерно 50 м³/сут., и медленно увеличиваться от этой отметки. Это достижимо при использовании УЭЦН-50 или 80 с частотным преобразователем (предпочтительный вариант) или штуцером для большего типоразмера насосов данный способ непрактичен. В случае применения УЭЦН большой производительности (процедура «В»), до спуска окончательного насоса, согласно программе работ, сначала спускается насос-«жертва» меньшей производительности.

В обоих случаях, целью является постепенный вывод скважины на режим, чтобы предотвратить сдвиг проппанта, пока он не закрепится проппетом в трещине. Это позволит максимально увеличить способность проппента предотвратить вынос проппанта.

Необходимо отметить, что во всех случаях настоятельно рекомендуется после подъема основного УЭЦН, при производстве ремонта скважины, проводить дополнительные работы по промывке скважины до искусственного забоя. Это необходимо для предотвращения повреждения оставшейся твердой фазой (проппантом или другими частицами) насосов, которые будут спускаться в дальнейшем.

Скважины, оборудованные насосами ЭЦН-50 или 80 или эквивалентными им насосами.

Цель – не производить слишком быстрый запуск скважины, предотвращая, таким образом, сдвиг проппанта и сокращая вынос твердой фазы в целом. Намного предпочтительнее использовать частотный преобразователь. Тем не менее, в качестве альтернативного варианта, можно производить запуск при помощи штуцера.

Необходимо отметить, что возможен некоторый вынос проппанта, даже при применении этой процедуры. Цель – минимально снизить этот эффект в течение начальной фазы работы скважины и дать проппанту и пропнету закрепиться в трещине, чтобы предотвратить вынос проппанта непосредственно после проведения ГРП и при последующих сменах насоса. Оптимальный способ достижения этого – медленный вывод скважины на режим в течение начальной фазы работы после ГРП.

Необходимо производить регулярные отборы жидкости для проведения анализов на содержание твердой фазы; анализы должны проводиться на скважине. Необходимо тщательно контролировать концентрацию твердой фазы в каждом образце. При значительной концентрации твердой фазы (0,25г/л) и отсутствии ее снижения до незначительного уровня, необходимо провести ситовый анализ с целью определения гранулометрического состава и таким образом, определения степени выноса проппанта. Для проведения ситового анализа должным образом, необходим образец пробы минимум 40 г.

Испытание скважины с использованием частотного регулятора и забойного датчика давления, для определения коэффициента продуктивности пласта, параметров коллектора скважины и оптимальной компоновки насоса.

Программа разработана специалистами фирмы Шлюмберже для определения истинного коэффициента продуктивности пласта, параметров коллектора и оптимальной компоновки погружного оборудования на скважинах после проведения ГРП. Обязательным условием при проведении комплекса испытаний является наличие частотного регулятора числа оборотов погружного электродвигателя, исправная запорная арматура на скважине, исправное ЗУ на кусту и УЭЦН, снабженный системой телеметрии с индикацией показаний давления на приеме насоса в пределах 0- 200 кг/см².

Максимальный дебит скважины будет установлен по максимальному значению частоты частотного регулятора, при которой давление на приеме насоса будет постоянно и больше давления насыщения на 20%-30%(определяется для каждого конкретного случая геологами НГДУ).

До запуска скважины в программу испытаний необходимо произвести откачку раствора глушения, при этом рабочая частота двигателя не должна превышать 50 Гц а давление на приеме насоса превышать давление насыщения. Период откачки раствора глушения до начала испытаний должен быть 24 часа или достаточный для извлечения всего раствора глушения - определяется по методике изложенной в разделе III настоящего регламента. Необходимо каждый час отбирать пробы скважинной жидкости на обводненность и КВЧ в течение первых восьми часов работы УЭЦН. После восьми часов работы пробы отбираются с периодичностью в два часа.

4.2 Анализ факторов влияющих на МРП УЭЦН

В настоящее время в УДНГ ОАО «Томскнефть» принята следующая методика оценки эффективности работы УЭЦН – основанная на расчете межремонтного периода работы скважин.

Межремонтным периодом работы скважин следует считать продолжительность времени в календарных сутках между двумя последовательными ремонтами. Расчет МРП производится за отчетные периоды: квартал, полугодия, девять месяцев, год. МРП рассчитывается для всего пробуренного фонда скважин, отдельно по нефтяным, нагнетательным, газовым скважинам, а также для скважин с различными видами эксплуатации (ШГН, ЭЦН, ЭВН, газлифт, фонтан). Расчет МРП производится по формуле:

$$\text{МРП} = T / Ч, \quad (1)$$

где: Т - календарное количество суток за расчетный период,

Ч – частота ремонта за расчетный период.

Расчет частоты ремонта за расчетный период производится по формуле:

$$Ч = P / \Phi, \quad (2)$$

где: Р- количество ремонтов за расчетный период,

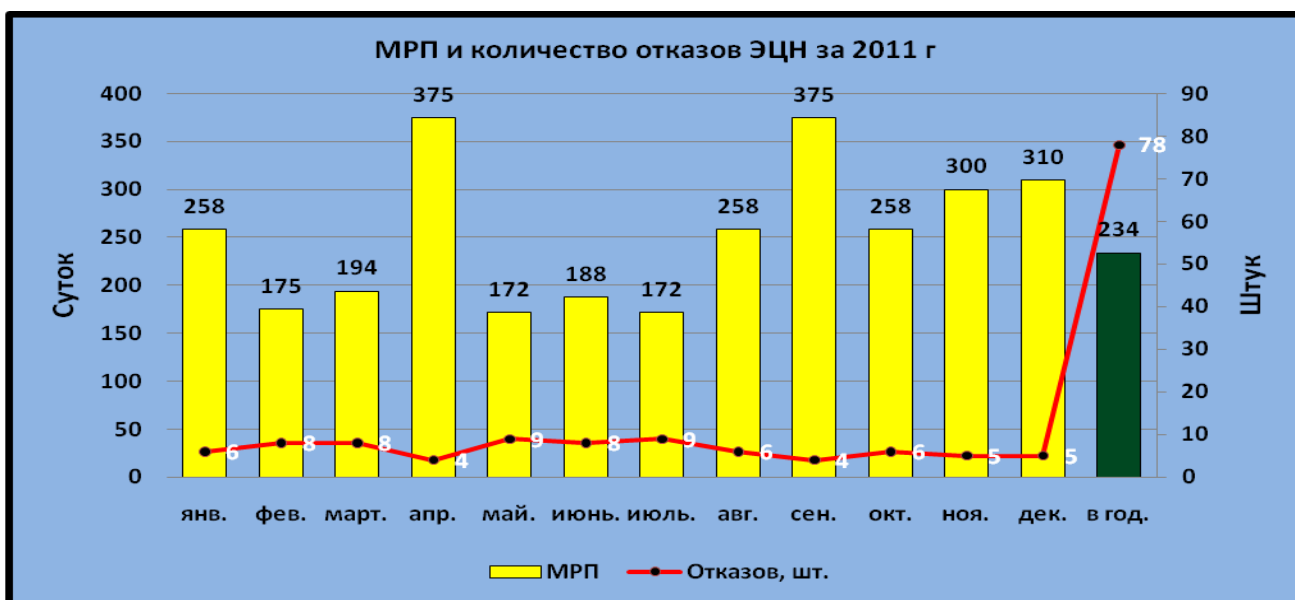
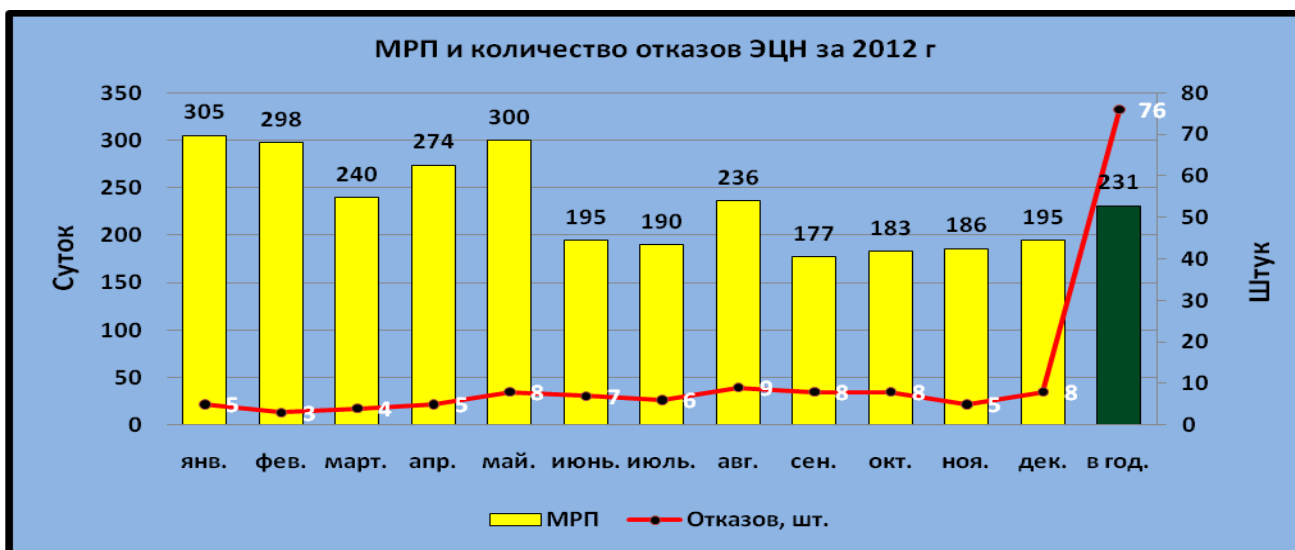
Φ- среднеарифметический фонд скважин на начало и конец расчетного периода $\Phi = (\Phi_H + \Phi_K) : 2$

В количество ремонтов за расчетный период включаются все ремонты, проведенные на фонде скважин за расчетный период, за исключением освоения скважин из бурения, ввода скважин из консервации. Ремонты, связанные с переводом скважин с одного способа эксплуатации на другой, из одной категории в другую (например, нефтяные в нагнетательные, ШГН на ЭЦН), а также ремонты по консервации и ликвидации скважин относятся к предыдущему способу эксплуатации, к предыдущей категории.

При расчете частоты ремонта за расчетный период принимается следующий фонд скважин:

- для расчета МРП по всему фонду скважин - весь пробуренный фонд скважин за исключением осваиваемых и ожидающих освоения после бурения, ликвидированных и законсервированных скважин;
- для расчета МРП по нефтяному фонду - весь эксплуатационный нефтяной фонд без скважин, осваиваемых и ожидающих освоения бурения;

- для расчета МРП по видам эксплуатации нефтяного фонда - весь эксплуатационный нефтяной фонд с данным видом оборудования без скважин, осваиваемых и ожидающих освоения после бурения;
- для расчета МРП нагнетательного фонда - все нагнетательные скважины;
- для МРП газового фонда - весь эксплуатационный газовый фонд без скважин, осваиваемых и ожидающих освоения после бурения и законсервированных скважин.



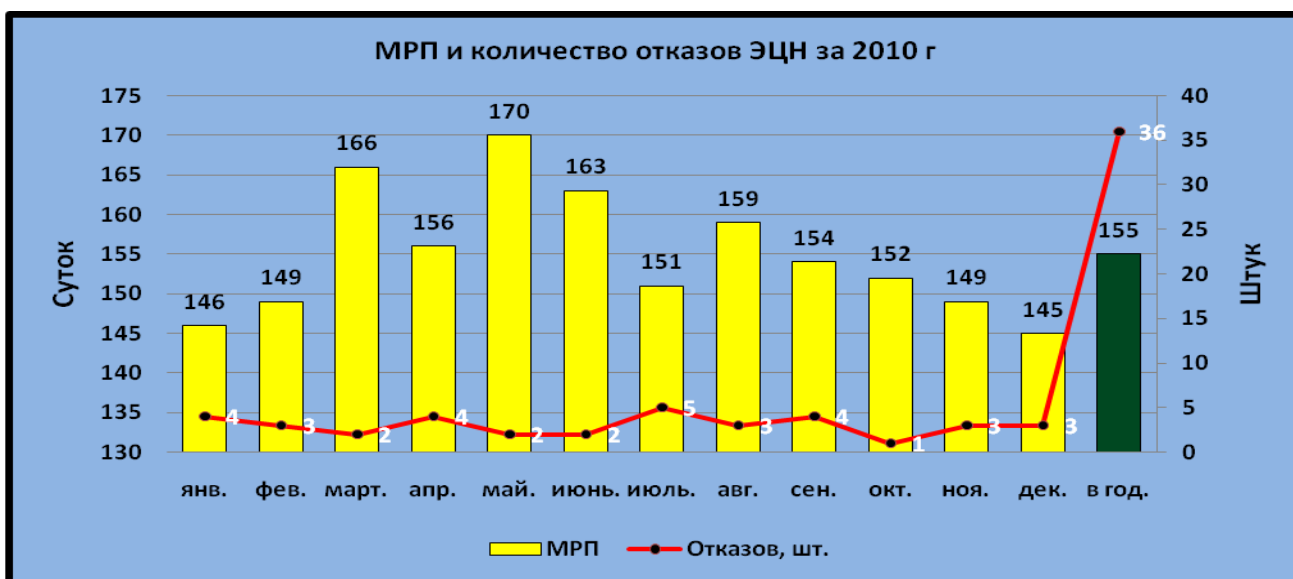


Рисунок. 4.1..МРП и количество отказов фонда ЭЦН за 2010-2012 год

На основании вышеизложенного, проведен анализ работы скважин на Крапивинском месторождении (рисунок 4.1.). Результаты показывают, что несмотря на увеличение механизированного фонда добывающих скважин (в сравнении с 2010 г.), МРП существенно возрос с 155 до 231 суток в 2012 г.

Этого удалось добиться повышением качества сервисных работ, в частности благодаря более детальному анализу причин выхода из строя оборудования (рисунок 4.2., 4.3., 4.4.).

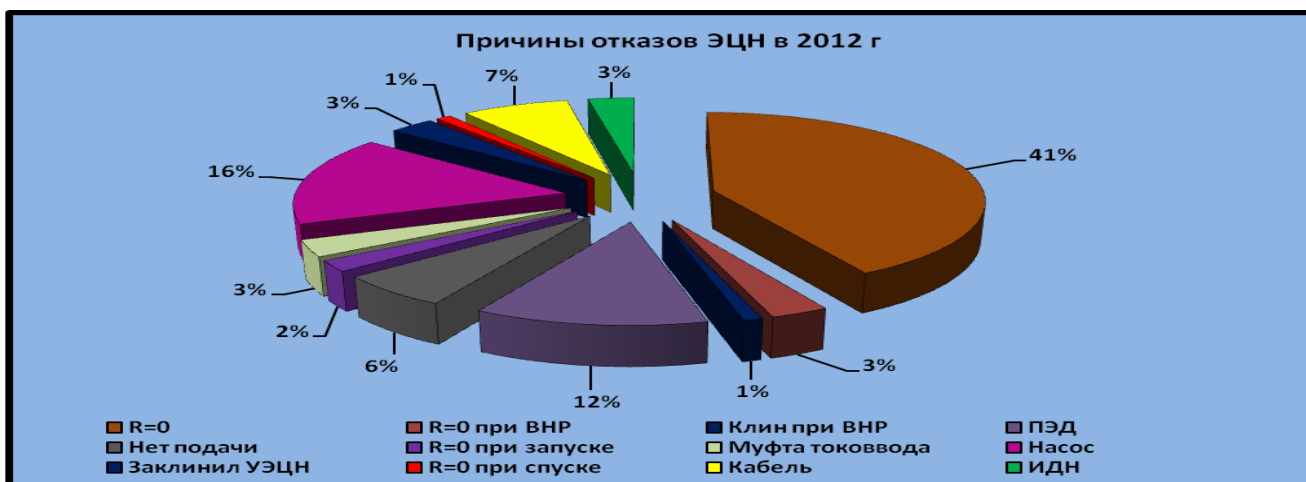


Рисунок 4.2 .Причины отказов УЭЦН в 2012 г на Крапивинском месторождении



Рисунок 4.3. Причины отказов УЭЦН в 2011 г на Крапивинском месторождении

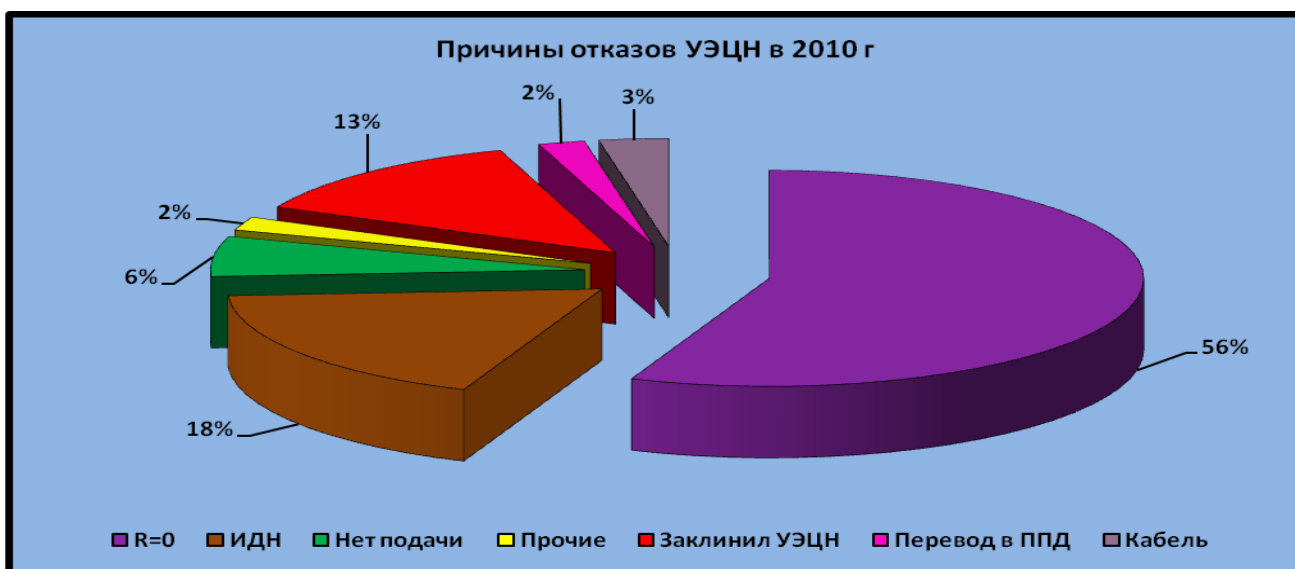


Рисунок 4.4. Причины отказов УЭЦН в 2010 г на Крапивинском месторождении

Расследование причин отказа и аварий ЭПУ проводится в два этапа, согласно РД 01 - ЭПУ – 2000 (РЕГЛАМЕНТ по расследованию причин отказов электропогружных установок на промыслах ОАО «Томскнефть» ВНК).

- Первый этап - расследование проводится непосредственно на скважине при подъёме и демонтаже ЭПУ.
- Второй этап. - расследование проводится на ремонтной базе ООО «ЭПУ-сервис» с полной разборкой узлов ЭПУ.

Анализ отказавших узлов показывает, что наибольшее число отказов происходит по причине короткого замыкания – $R=0$. По результатам анализа первого этапа расследования отказов видно,

что количество скважин останавливаемых по $R=0$, в части случаев, имеют заклинившие секции насосов, связанных с высоким износом, причиной которого стали отложение, солей и высокое содержание мех. примесей. Долговременные токовые нагрузки, при токах близких к предельно допустимым, в большинстве случаев приводят к выходу из строя муфты токоввода, кабеля и ПЭД.

Проведенные исследования по всем отказам погружных электродвигателей показывают, что причиной выхода из строя ПЭД является перегрев обмоток асинхронного электродвигателя, узла токоввода и удлинителя кабельной линии. При демонтаже установок обнаруживали недостаточное заполнение внутренних полостей двигателей маслом, масло обладало запахом гари, что также свидетельствует о чрезмерно высоких температурах работы двигателей. Перегрев ПЭД часто происходят из-за недостаточного охлаждения потоком восходящей жидкости, особенно при несоответствии гидродинамической характеристики скважины и реального насоса, что имеет место на месторождении. Так же необходимо отметить, осложняющий фактор - высокую пластовую температуру 91 - 100 °С .

Для предотвращения перегрева ПЭД с 2004г и до настоящее время на месторождении стали применяться системы контроля температуры и давления – ТМС.

Проанализируем наиболее частые преждевременные отказы на примере скважин Крапивинского месторождения.

Причина отказов «Заклинил УЭЦН»

Скважина 810 куст 26 Крапивинское н/м.р D-2100Ez(378stg – 2188) МРП 153 суток.

Состояние: На рабочих ступенях наличие мех. примеси (песок, проппант) (фото 1, 2, 3). Радиальный износ (превышающий допустимый) ступиц направляющих аппаратов по внутреннему диаметру, ступиц рабочих колес по внешнему диаметру (фото 4, 5), часть рабочих ступеней не снимается с вала (фото 6).



Фото 1



Фото 2



Фото 3



Фото 4



Фото 5



Фото 6

ВЫВОД: Отказ из-за высокого выноса мехпримесей в процессе эксплуатации, также необходимо отметить, что работы по промывке, произведенной бригадой ПРС, не дало результатов и не предоставлен результат по КВЧ в конце промывки. Брак подготовки скважины при ТКРС. Необходимо использовать дополнительное оборудование ФЭЦН.

Причина отказов «Нет подачи»

Скважина 1324 куст 28 Крапивинское н/ м.р ЭЦН 5А-160-2280 МРП 122 суток.

Состояние: Вращение вала нет. В основании скрут и слом вала в шлицевой части (фото 1, 2). Износ узла пяты до 80 %. На рабочих органах налет твердого осадка толщиной до 0,5 мм (предположительно соль) (фото 3, 4). Износ нижней опорной шайбы рабочих колес до 80 % (фото 5), износ уплотнительного пояса рабочих колес выше допустимого значения, верхняя опорная шайба рабочих колес без износа (фото 6). Внутреннего диаметра аппаратов направляющих выше

допустимого значения. Износ по окружности внешнего диаметра втулок защитных вала выше допустимого значения



Фото 1



Фото 2



Фото 3



Фото 4



Фото 5

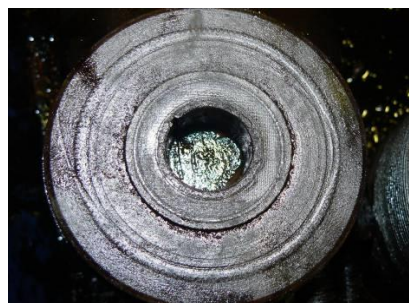


Фото 6

Причина отказов«R=0»

Скважина 124 куст 2 Крапивинское н/ м.р D 1000 EZ – 364stg МРП 210 суток.

Состояние: термоиндикатор отсутствует, опрессовку держит, R-0 МОм, Y-есть, межфазное сопротивление обмотки статора симметрично 4,2-4,2-4,2 Ом, масло черное с запахом гари, колодка токоввода оплавлена с внутренней и внешней стороны (фото 1, 2), плавление и износ подпятника, износ пяты (фото 3), на верхнем основании след от электропробоя в районе установки колодки токоввода (наплавление) (фото 4), при разборе наконечники выводных проводов отпали (фото 5), в основании изоляция нулевого провода (под датчик телеметрии) оплавлена (фото 6, 7), втулки, подшипники и пакеты ротора грелись (темные, цвет побежалости), на пакетах налет желтого цвета (предположительно лак), смещение статорного железа (фото 8).



Фото 1



Фото 2



Фото 3



Фото 4



Фото 5



Фото 6



Фото 7



Фото 8

Скважина 359 куст 6 Крапивинское н/ м.р D – 700 Ez (378stg) МРП 326
Состояние: вращение вала в норме, на рабочих ступенях отложение мех. примеси (проппант) и налет твердого осадка (предположительно соль) (фото 1, 2, 3, 4), полный износ (от допустимого) ступиц рабочих колес по внешнему диаметру, внутреннего диаметра направляющих аппаратов.



Фото 1



Фото 2



Фото 3



Фото 4

Коррозия корпуса газосепаратор (входной модуль) , вращение вала тугое, на рабочих органах обильное отложение мех. примеси (песок, проппант) (фото 5, 6, 7), износ основания (фото 8), износ втулок радиальных подшипников.



Фото 5



Фото 6



Фото 7



Фото 8

ВЫВОД: Высокий вынос мехпримесей. Необходимо использовать дополнительное оборудование ФЭЦН

Скважина 1323 куст 28 Крапивинское н/ м.р D 700 EZ МРП 255 суток.

Состояние: повреждение резьбовой части ловильной головки (фото 1), верхняя половина резьбы отсутствует (фото 2), один болт крепления ловильной головки срезан, вращение вала есть, в рабочих ступенях наличие мех. примесей (предположительно песок, глина) (фото 3, 4), износ нижней и средней опорных шайб рабочих колес до 80 % (фото 5), износ опорной поверхности аппаратов направляющих (в виде радиальных рисок) (фото 6), износ рабочих ступеней не превышает допустимого значения.



Фото 1

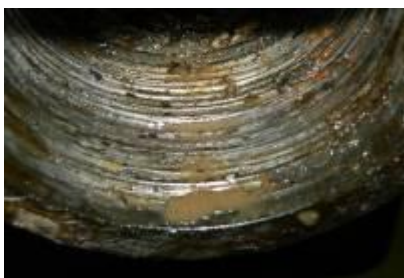


Фото 2



Фото 3



Фото 4

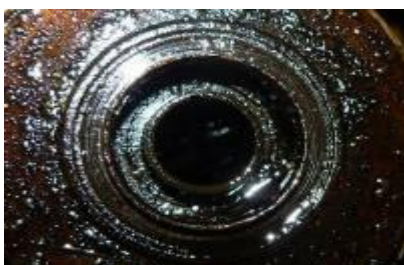


Фото 5



Фото 6

ВЫВОД: Высокий вынос мехпримесей. Необходимо использовать дополнительное оборудование ФЭЦН

Анализ отказавших узлов расследования показывает, что наибольшее число отказов происходит из-за заклинивания УЭЦН, потом из-за кабеля и ПЭД.

Очевидно, что насосы скважин останавливаемых по $R=0$, в части случаев имеют подклинивание и заклинившие секции. В большинстве случаев наблюдается оплавление, деформация и трещины муфты кабеля и колодки токоввода.

В скважинах с ГРП происходит вынос проппанта и механических примесей. Они отрицательно влияют на работу насоса:

- 1) крупные (проппант) скапливаясь в насосе вызывают заклинивание;
- 2) мелкие вызывают износ рабочих органов и вибрацию;
- 3) медленно скапливающиеся забивают каналы рабочих органов и уже на первоначальном этапе снижают производительность насосов.

Все это в совокупности с малой износостойкостью насосов марки «Алнас» приводит к преждевременному износу рабочих органов насоса, их заклиниванию.

Увеличенная глубина спуска насосов (при пластовой температуре 90-950С, при работе УЭЦН происходит увеличение температуры перекачиваемой жидкости на 10-140С), эксплуатация их на предельно - низких динамических уровнях (для максимального достижения МПД), приводит к повышенному температурному воздействию на узлы УЭЦН, в частности на кабель и муфту токоввода.

Частые остановки, запуски погружного оборудования связанного с отключениями электроэнергии, нестабильностью параметров напряжения также приводят к преждевременному отказу, так как при остановках твердые частицы, находящиеся в перекачиваемой жидкости осаждаются на рабочих аппаратах насоса, что при запуске приводит к повышению токовых нагрузок, к «перегрузам» и заклиниванию установок.

Имеют место случаи отказов из-за:

- 1) Брака подготовки кабеля на базе ЭПУ Крапивинское
- 2) Брака подготовки скважины при ТКРС
- 3) Необеспечен приток
- 4) Длительный простой
- 5) Брака эксплуатации скважины

- 6) Из-за высокого выноса мех примесей + пропанта можно отнести отказы по ряду скважин
- 7) Комплектация УЭЦН обычного исполнения (отсутствие в ЭПУ износостойкого оборудования)

Проведенные исследования по всем отказам погружных электродвигателей показывают, что причиной их отказа является перегрев обмоток асинхронного электродвигателя, узла токоввода и удлинителя кабельной линии. При этом при демонтаже установок обнаруживали недостаточное заполнение внутренних полостей двигателей маслом, масло обладало запахом гари, что также свидетельствует о чрезмерно высоких температурах работы двигателей. Перегрев ПЭД часто происходят из-за недостаточного охлаждения потоком восходящей жидкости в скважинах с диаметром колонн 168мм. 194мм.

Анализ оборудования спущенного на отказавшие скважины показал, что более половины спущенных УЭЦН представлены заводом «АЛНАС», и по своим рабочим характеристикам должны работать со средой с максимальной концентрацией твердых частиц - 0,1 г/литр и твердостью не более 5 баллов по Моосу.

Также проведенный анализ показал, что основные субъективные причины отказов следующие:

По причине ЦДНГ:

- 1) Брак эксплуатации обусловлен снижением потенциала скважины, как следствие работа установки в левой зоне, перегрев погружного оборудования, из-за недостаточного притока для охлаждения ПЭД, а также отсутствие оборудования для эксплуатационных колонн 168, 194мм (ПЭД+кожух)[14]
- 2) Мехповреждение кабеля обусловлен отсутствием достаточного количества протекторов для крепления кабеля на НКТ - 3", 3.5", 4" и спуск ГНО на клямсах

- 3) Брак подбора УЭЦН обусловлен, что расчёт производился исходя из запланированных работ при проведении ТКРС (очистка ПЗП), которые в свою очередь не дали желаемого результата; не согласованная деоптимизация скважины; не корректное определение потенциала скважины при освоении

По причине ТКРС:

- 1) Брак подготовки скважины: высокий вынос мехпримесей при запуске на ВНР
- 2) Мехповреждение кабеля при СПО
- 3) Полёт в основном из-за некачественных подвесных патрубков
- 4) Негерметичность лифта НКТ

По причине ЭПУС:

Имеют место все субъективные причины, согласно классификатора, особенно необходимо отметить большой процент различного брака оборудования

4.3 Выводы

Причинами низкого МРП являются:

- 1) Реализация программ ИДН и ГРП без внедрения износостойкого оборудования или устройств для удержания проппанта в продуктивном пласте, что приводит к преждевременным отказам УЭЦН.
- 2) Недостаточное количество частотных преобразователей необходимой мощности для вывода скважин на режим. Не возможность использования частотных преобразователей (из-за их недостатка или их малой мощности) приводит к более высоким электрическим нагрузкам при запуске скважин и высоким нагрузкам на электродвигатель при дальнейшей эксплуатации, так как для поддержания динамического уровня специалисты ЦДНГ прибегают к методу штуцирования, вследствие чего происходит нагревание ПЭД.
- 3) Эксплуатация ЭЦН на предельно низких динамических уровнях.

4) Отсутствие стабильности электроснабжения. После отключений скважин по высокому или низкому напряжению происходит осаждение твердых частиц на обратный клапан, его засорению и не герметичности. Что приводит к сифону столба жидкости НКТ через исполнительные механизмы ЭЦН, их засорение пропантом и мех. примесями. Что в свою очередь влечет за собой повышение токовых нагрузок при запусках и заклинивание валов ЭЦН. Вследствие чего, отключение приводит к заклиниванию установок.

5) Спуск электродвигателей габарита 117 мм в эксплуатационные колонны 168 и 194 мм. В результате чего при большом кольцевом пространстве между внутренней стенкой эксплуатационной колонны и корпусом ПЭД скорость восходящего потока не достаточна для отвода выделяемого электродвигателем тепла и происходит его перегрев с последующим отказом.

Мероприятия по снижению причин отказов ЦДНГ-10:

1. При отказах в план-заказ на производство ТРКС включать отбивку забоя скважины, работы по очистке, промывках забоя (с отбором контрольных проб на КВЧ), очистка ПЗП скважины, спуск скрепера
2. Усилить контроль за качеством ВНР. Обязательное присутствие технолога ЦДНГ при запусках скважин оборудованных импортным оборудованием, а также при запусках отечественных УЭЦН с дебитом скважины более 100 м³/сут. Указывать в карте вывода скважины на режим бригаду по запуску, для выявления негативных решений лиц, повлекших за собой преждевременный отказ оборудования
3. Усиление ежедневного контроля за работой фонда, своевременное планирование работ по оптимизации работы установок (промывки ГНО, установка ЧРП при снижении динамического уровня, оптимизация работы наземного оборудования)

4. Ежемесячно предоставлять список скважин-кандидатов на деоптимизацию в сектор по расчёту УЭЦН для согласования, при отказах производить спуск согласованного оборудования
5. В скважины с эксплуатационной колонной 168, 194мм, с недостаточным притоком для охлаждения ПЭД производить спуск установок укомплектованных ПЭД+кожух
6. Производить спуск УЭЦН с протекторами для крепления кабеля в скважины с дебитом скважины более 100м³
7. Внести дополнения в регламент по проведению гидроиспытаний НКТ, после калибровки на трубной базе, так как нет возможности производить поинтервальную опрессовку при спуске импортного оборудования, на которых отсутствуют обратные клапана
8. Усилить выходной контроль качества НКТ с трубного участка со стороны службы супервайзинга
9. Усилить контроль за техническими операциями и СПО при ТКРС со стороны службы супервайзинга
10. Совместный комиссионный выезд технолога ЦДНГ и супервайзера в бригады ТКРС при проведениях работ по очистке забоя скважины и ПЗП
11. Произвести закупку оборудования (пакер) для очистки ПЗП в эксплуатационных колоннах диаметром 168, 194мм

Однако, несмотря на все трудности, связанные с отказами погружного оборудования по фонду скважин, технологическая служба ЦДНГ работает с максимальной эффективностью, анализируя работу установок, во время проводит профилактические меры, как по текущей работе, так и при ТКРС, от месяца к месяцу наращивает МРП, по Крапивинскому месторождению в 2011г – 78 отказа, в 2012г – 76 отказов, за 1 квартал 2013г - 10 отказов. Также это наглядно видно из приведенных выше графиков, как с каждым годом растет процент наработки установок «более 180 суток».



Рисунок 4.5 Количество отказов по годам

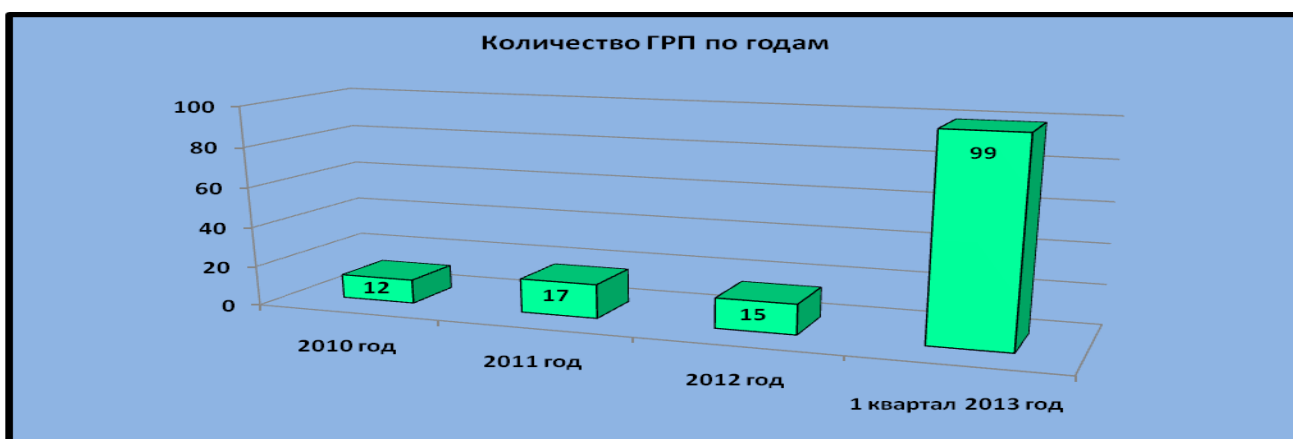


Рисунок 4.6 Количество ГРП по годам

Из рисунка 4.7 видно, что после проведенных ГРП в 2011, 2012 годах, снизился ЧРФ, увеличивается МРП.

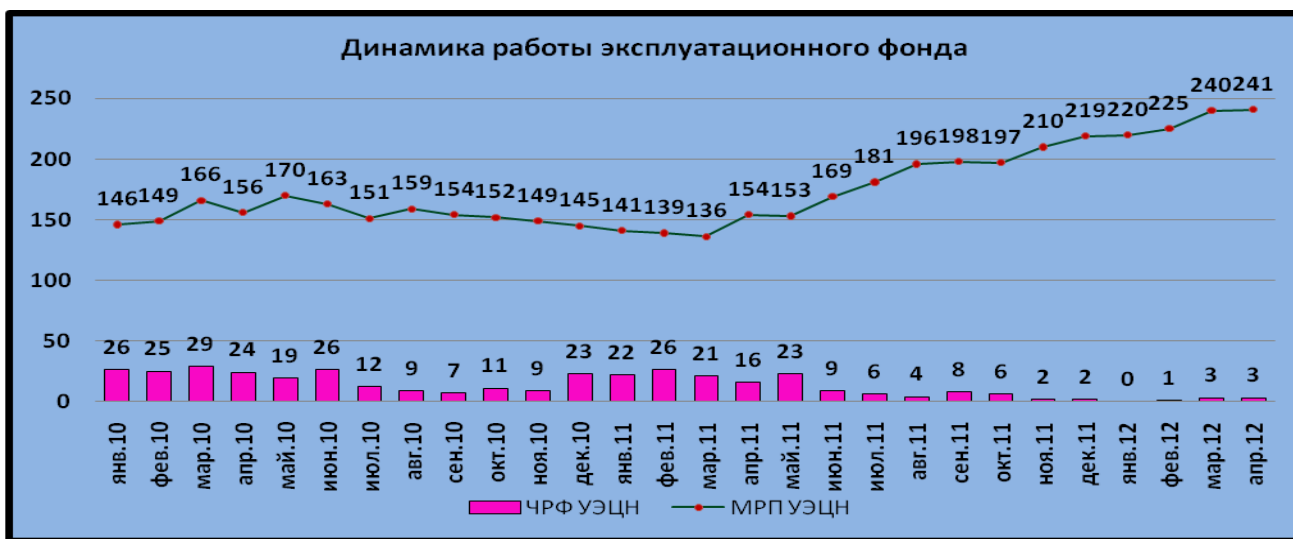


Рисунок 4.7 Динамика работы эксплуатационного фонда

5. Социальная ответственность

Социальная ответственность в ОАО «Томскнефть» ВНК при эксплуатации фонда скважин

Добывающая жидкость со скважин при помощи установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) подаётся на устье скважины, далее через фонтанную арматуру и выкидные линии проходит через АГЗУ (автоматизированная газо – замерная установка), где замеряется количество добываемой нефти, воды и газа. После замера дебита скважины, жидкость по межпромысловому трубопроводу транспортируется на ЦППН нефтяного месторождения.

5.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования

Таблица 5.1 – Опасные и вредные факторы при эксплуатации фонда скважин

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Обслуживание и эксплуатация фонда скважин	1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; 2. Неудовлетворительные метеорологические условия; 3. Повышенный уровень шума и вибрации; 4. Отсутствие или неудовлетворительное освещение	1. Поражение электрическим током; 2. Пожароопасность; 3. Взрывоопасность; 4. Давление в системах работающих механизмов.	1. ГОСТ 12.1.007 – 76 ССБТ «Вредные вещества»; 2. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ «Электробезопасность» 3. СНиП 2.09.04.874. ГОСТ 356 – 80 «Давления условные пробные и рабочие»; 5. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013г.

Пониженная температура окружающей среды

В целях предупреждения несчастных случаев, связанных с работой на открытом воздухе и в закрытых необогреваемых помещениях в холодное время года, в ОАО «Томскнефть» ВНК, установлены предельные значения температуры, при которых не могут производиться следующие работы на открытом воздухе:

1) лесозаготовительные работы:

без ветра: -40 °С;

при скорости ветра до 5 м/с: -39 °С;

при скорости ветра от 5 до 10 м/с: -38 °С;

при скорости ветра свыше 10 м/с: -36 °С;

2) строительно-монтажные и ремонтные работы, связанные с работой на высоте:

без ветра - -35 °С;

при скорости ветра до 5 м/с: -33 °С;

при скорости ветра от 5 до 8 м/с: -30 °С;

при скорости ветра свыше 8 м/с: -28 °С;

3) все остальные работы:

без ветра: -36 °С;

при скорости ветра до 5 м/с: -35 °С;

при скорости ветра от 5 до 10 м/с: -34 °С;

при скорости ветра свыше 10 м/с: -32 °С.

При работе в закрытых необогреваемых помещениях производство работ прекращается при температуре -36 °С и ниже.

При температуре -10 °С и ниже лицам, работающим на открытом воздухе и в закрытых необогреваемых помещениях, предоставляются перерывы для обогрева в специально отведенных помещениях, оборудованных в соответствии с санитарными нормами и правилами.

Загазованность воздуха рабочей зоны

При работе в местах, где возможно образование концентрации вредных газов, паров и пыли в воздухе выше допустимых санитарных норм, работники обеспечиваются соответствующими средствами индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД).

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

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

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

Повышенный уровень шума и вибрации

Многие производственные процессы (клепка, штамповка, ковка, зачистка, работа производственного оборудования) сопровождаются значительным уровнем шума или вибрации, которые являются причиной отрицательного действия не только на органы слуха, но и на нервную систему человека. Допустимый уровень шума в механических цехах не должен превышать 80дБ. Мероприятия по устранению этих вредных факторов, является применение средств индивидуальной защиты органов дыхания для органов слуха такие как антифоны - заглушки (снижение шума) при технологических процессах, беруши, электронные и активные наушники.

При использовании антифонов-заглушек высокочастотный шум 1200-8000 Гц снижается на 12-15 дБ, при этом звук воспринимается органом слуха мягче, разборчивость речи сохраняется.

Неудовлетворительная освещенность

Освещенность рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. Производство работ в неосвещенных местах не разрешается.

Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться от независимого источника.

Выбор вида освещения участков, цехов и вспомогательных помещений опасных производственных объектов должен производиться с учетом максимального использования естественного освещения .

Вывод: При соблюдении установленных работ по световым нормам перечисленных выше, является допустимо КЛ 2.

Поражение электрическим током

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

Необходимо осуществлять контроль за исправностью молниеотводов и заземляющих устройств с проверкой сопротивления заземлителей не реже одного раза в год (летом при сухой погоде) с оформлением результатов контроля. Величина сопротивления заземлителя не должна отличаться более чем в 5 раз от зафиксированной при приемке молниеотвода в эксплуатацию.

Защита от статического электричества на объекте обеспечивается путем присоединения всего электрооборудования к защитному контуру заземления. К сетям заземления присоединены корпуса электродвигателей, аппаратов, каркасы щитов, шкафов, кабельные конструкции.

Металлическое оборудование, трубопроводы представляют собой на всем протяжении непрерывную электрическую цепь, которая в пределах взрывоопасной зоны присоединена к контуру заземления не более чем через 25 м.

Давление в системах работающих механизмов

К обслуживанию сосудов, работающих под давлением, допускаются лица достигшие 18 лет, обученные в учебных заведениях, аттестованные комиссией с участием инспектора Ростехнадзора и имеющие удостоверения

на право обслуживания сосудов с указанием наименования, рабочих параметров рабочей среды сосудов, к обслуживанию которых они допущены.

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

Персонал обязан периодически в течение смены:

- осматривать закрепленные за ними сосуды, обращать внимание на состояние сварных заклепочных соединений, запорной и запорно - регулируемой арматуры, кранов слива конденсата;
- осматривать контрольно-измерительные приборы, предохранительные устройства и указания уровня жидкости, убедиться в их исправности
- убеждаться в отсутствии пропуска воздуха в соединениях элементов сосуда и трубопроводов;
- следить за давлением в сосуде, заметив опасность, угрожающую работникам, необходимо принять меры по ее незамедлительному устранению.

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

Применяемые для отключения заглушки, устанавливаемые между фланцами, должны быть соответствующей прочности и иметь выступающую часть (хвостовик), по которой определяется наличие заглушки. При установке прокладки между фланцами они должны быть без хвостиков.

5.2 Экологическая безопасность

5.2.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду

В процессе строительства скважин с целью охраны недр, природы и окружающей среды предусматривается проведение следующих мероприятий:

1. Оформление отвода земельного участка под строительство скважины производить согласно существующему строительному законодательству;
2. При выборе площадки под буровую необходимо учитывать водоохранную зону прилегающих водоемов, с обязательной обваловкой промплощадки буровой и площадки для склада ГСМ;
3. Лес в пределах земельного отвода вырубается и используется для строительства буровой и других хозяйственных потребностей;
4. Для сбора промывочной жидкости, загрязненных сточных вод, сжигания нефти и газа предусматривается копка котлованов (не нарушая водоупорного слоя);
5. Химреагенты и цемент необходимо хранить в закрытых складских помещениях или контейнерах, исключающих попадание атмосферных осадков и сточных вод, которые могут способствовать проникновению их в почву;
6. С целью предупреждения загрязнения грунтовых вод и водоносных горизонтов, которые могут использоваться как источники питьевых и термальных вод, необходимо исключить разлив ГСМ, для чего емкости, перед их заливом, проверяются на герметичность, оборудуются кранами или задвижками;
7. Глубина спуска кондуктора и высота цемкольца должны обеспечивать надежную изоляцию верхних водоносных горизонтов, как от бурового раствора, так и между собой;
8. Устье скважины после спуска кондуктора и эксплуатационной колонны оборудуется колонной головкой и противовыбросовым оборудованием соответствующих размеров, с учетом ожидаемого рабочего давления;
9. Цементаж колонны должен надежно исключать перетоки пластовых флюидов и образование грифонов;

10. Ликвидация глубокой скважины должна осуществляться в соответствии с действующими инструкциями. На устье устанавливается цементная тумба и репер и проводятся рекультивационные работы;

11. Работы по рекультивации земельных участков должны проводиться в соответствии с требованиями ГОСТ-17.5.04-83.

5.2.2 Анализ влияния процесса эксплуатации на окружающую среду

Ответственность за подготовку скважин, исправность оборудования, запорной арматуры возлагается на мастера ПРС или мастера КРС.

Мероприятия по охране недр при разработке месторождения являются составной частью всех основных технологических процессов и должны быть больше направлены на предотвращение и сведение до минимума отрицательных воздействий на окружающую среду, чем на ликвидацию их последствий, что обеспечивается безаварийностью производства и рациональным использованием природных ресурсов.

Мероприятия, обеспечивающие безопасное ведение работ при пользовании недрами, включают в себя обеспечение полной герметизации всего технологического оборудования, защиту оборудования от коррозии и испытание оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа. Кроме того, периодически необходимо проводить контроль швов сварных соединений трубопроводов, оснастить предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное. Сброс газа с предохранительных клапанов производится на факел.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.3.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследования

Эксплуатация нефтяных месторождений является одним из наиболее опасных техногенных источников воздействия на окружающую среду. Опасность производства добычи и подготовки нефти усугубляется при возникновении чрезвычайной ситуации.

В случае нарушения технологического процесса добычи нефти и газа возникает опасность неконтролируемых выбросов продуктов из технологических систем и, как следствие, появляется реальная угроза возникновения чрезвычайной ситуации на объекте.

Наиболее опасной аварийной ситуацией, является авария, в которой участвует наибольшее количество опасного вещества. Следовательно, наиболее опасным источником ЧС является емкостное оборудование и добывающие скважины.

Основными источниками ЧС на территории «Крапивинского» нефтяного месторождения являются:

- ✓ аварии в результате ГНВП на кустовой площадке добывающих скважин;
- ✓ аварии в результате разгерметизации РВС для нефти на территории ДНС;
- ✓ аварии в результате разгерметизации (порыв/прокол) нефтесборных трубопроводов, выкидных линий и межпромыслового нефтепровода.

Для исключения разгерметизации оборудования, предупреждения аварийных выбросов и разливов опасных веществ, обеспечения максимальных условий безопасности производства и обслуживающего персонала, снижения вредности производства в проекте предусмотрены следующие технические решения:

- емкостная аппаратура с нефтепродуктами оснащена дыхательными и предохранительными клапанами с огнепреградителями, арматурой с ручным и дистанционным приводом и сигнализаторами предельного верхнего уровня;
- технологическое оборудование оснащено необходимыми предохранительными клапанами для защиты оборудования от превышения давления;
- предусмотрены дренажные емкости, для опорожнения технологических аппаратов и трубопроводов;

- технологические процессы ведутся в закрытых аппаратах, исключающих возможность образования взрывоопасной смеси;
- толщина стенки труб и деталей трубопровода рассчитана с поправкой на глубину коррозионного разрушения стенки труб до 0,2 мм/год и срока их эксплуатации;
- монтаж и испытание трубопроводов предусмотрены в соответствии с требованиями РД 39-132-94, СП 34-116-97 и ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» и СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы».

Пожаровзрывобезопасность кустовых площадок

Пожарная безопасность кустовых площадок может быть обеспечена только с учетом показателей пожарной опасности, определяющих условия возникновения, развития и прекращения горения.

Сырая нефть относится к легковоспламеняющимся жидкостям. Категория взрывоопасности и группа взрывоопасных смесей паров нефти с воздухом- ПА-ТЗ по ГОСТ Р 51330.11, нефтяного газа и газа сеноманской воды – II А-Т1.

Вследствие того, что любой пожар начинается с загорания парогазовой фазы, показатели пожарной опасности паров и газов более важны, чем жидкой фазы.

Основными горючими компонентами нефтяных газов являются предельные углеводороды. Так, основную массу паров неразгазированной нефти составляют метан (около 50%) и пропан (20%), поэтому пожаровзрывоопасные свойства нефтяного газа принимаются по метану, а нефти по пропану.

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

- сооружения размещены на площадке с соблюдением противопожарных расстояний между ними;
- выполнена молниезащита, защита оборудования и трубопроводов от электрической и электромагнитной индукции;
- кустовые площадки обеспечены осветительной аппаратурой во взрывозащищенном исполнении;
- объем КИПиА позволяет держать под контролем технологический процесс добычи нефти и закачки воды в пласт, добычи сеноманской воды;
- предусмотрена предаварийная звуковая и световая сигнализация при отклонении технологических параметров от нормы;
- ведется контроль воздушной среды в помещении замерной установки с сигнализацией загазованности и включением аварийной вентиляции при необходимости;
- на кустовых площадках предусмотрен контроль воздушной среды газоанализаторами;
- согласно РД 39-22-113-78 «Временные правила защиты от статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности» опасность действия статического электричества устраняется тем, что специальными мерами создается утечка электрических зарядов, предотвращая накопление энергии заряда выше уровня 0,4 А·мин;
- основные потребители электроэнергии – электродвигатели технологического оборудования, электроприемники блок-боксов и освещение территории кустовых площадок относятся по надежности электроснабжения ко II категории.

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

Наиболее взрыво- и пожароопасными участками площадок кустов скважин являются: блок-боксы замерной установки, наружная площадка у замерной установки, зоны у устьев эксплуатационных скважин. Именно на этих участках могут возникнуть аварии с пожарами и взрывами.

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

Таблица 5.2 – Взрывопожарная и пожарная опасность производственных зданий, помещений и наружных сооружений

№ п/ п	Наименование помещений, наружных установок и оборудования	Категория взрывопожарной и пожарной опасности по НПБ 105-03	Классификация взрывоопасных зон			Границы взрывоопасной зоны
			по ПУЭ		По ПБ 08-624-03	
			Класс зон	Категория и группа взрывоопасных смесей		
1	Технологический блок, замерная установка	А	В-1а	IIА-Т1 IIА-Т3	1 1	Зона В-1г – до 0,5 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от проемов за наружными ограждающими конструкциями помещения Зона 1 (ПБ) закрытое помещение в котором установлено закрытое технологическое оборудование, содержащее нефть Зона 1 (ПБ) 3м по горизонтали и вертикали вокруг отверстий блока
2	Блок автоматики замерной установки	Д	-	-	-	-
3	Блок напорной гребенки	Д	-	-	-	-

4	Емкость подземная дренажная	Ан	В-1г	ПА-ТЗ	1	Зона В-1г (ПУЭ) до 5 м по горизонтали и вертикали от дыхательного клапана Зона 1 (ПБ) 3м по горизонтали и вертикали и до земли от дыхательного клапана. Зона 2 (ПБ) 2м по горизонтали и вертикали от зоны 1
5	Устье нефтедобывающей скважины	Ан	В-1г	ПА-Т1 ПА-ТЗ	0 1	Зона В-1г до 3 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от скважины Зона 0 (ПБ) 1,5м радиусом вокруг скважины Зона 1 (ПБ) 1,5м радиусом от зоны 0
6	Устье нагнетательной скважины	Д	-	-	-	При «отработке» на нефть - см. п. 4 таблицы
7	Устье водозаборных скважин	Ан	В-1г	ПА-Т1	0 1	Зона В-1г до 3 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от скважины Зона 0 (ПБ) 1,5м радиусом вокруг скважины Зона 1 (ПБ) 1,5м радиусом от зоны 0

Общие требования пожарной безопасности на объектах ОАО «Томскнефть» ВНК

1. Работники допускаются к работе на объекте только после прохождения обучения мерам пожарной безопасности. Обучение работников мерам пожарной безопасности осуществляется путём проведения противопожарного инструктажа и прохождения пожарно-технического минимума;
2. Дороги, проезды, подъезды к объектам, водоемам, пожарным гидрантам и средствам пожаротушения, а также противопожарные разрывы нельзя загромождать и использовать для складирования материалов, деталей, оборудования и др.;
3. Запрещается курение на территории вахтового посёлка, в общежитиях, столовой, бане, на территории и в помещениях взрывопожароопасных объектов ОАО «Томскнефть» ВНК. Курить только в отведенных местах для курения;

4. Въезд на территорию объектов нефтедобычи техники допускается только по разрешению инженерно-технического работника, ответственного за этот объект. При этом автотранспорт, тракторы и другие агрегаты должны быть оборудованы глушителями с искрогасителями;
5. За герметичностью оборудования (особенно фланцевых соединений и сальников) необходимо установить строгий контроль. В случае обнаружения пропусков должны приниматься меры к их устранению;
6. Отогревать замерзшую аппаратуру, арматуру, трубопроводы, задвижки разрешается только паром или горячей водой. Применение для этих целей открытого огня запрещается;
7. Спецдежда должна храниться в индивидуальных несгораемых шкафчиках в специально предназначенных для этих целей помещениях;
8. По окончании работы топка отопительных печей должна быть прекращена, а электроприборы отключены;
9. Для защиты от вторичных проявлений молний и разрядов статического электричества вся металлическая аппаратура, резервуары, газопроводы, нефтепроводы, сливо-наливные устройства должны быть заземлены.
10. По окончании работы ответственные за пожарную безопасность осматривают помещения, территорию. Закрывают на замок помещения, которые работают не в круглосуточном режиме.

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

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ для принятия

локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее чем за два месяца до введения его в действие.

В указанном графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни нахождения в пути к месту работы и обратно в рабочее время не включаются и могут приходиться на дни междувахтового отдыха.

Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

- устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;
- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:
 - в районах Крайнего Севера, - 24 календарных дня;
 - в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, - 16 календарных дней.

Основным направлением в охране жизни и здоровья работников нефтегазовой отрасли является выдача им технических средств для предотвращения или уменьшения воздействия на них вредных и/или опасных производственных факторов, а также от загрязнения. По характеру применения технические средства защиты подразделяются на коллективные и индивидуальные.

6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.

6.1 Оптимизация режима работы скважин

Процесс оптимизации включает в себя выявление фонда скважин для проведения технологических мероприятий по оптимизации режимов работы скважин и оборудования, подбор УЭЦН к скважинам, выдачу и внедрение рекомендаций.

Критериями оптимизации скважин, оборудованных УЭЦН, являются прирост добычи нефти и увеличение межремонтного периода работы скважин.

Одной из важнейших задач оптимизации работы скважины является правильный выбор соответствующего типоразмера для смены предыдущего насоса и для конкретных условий эксплуатации каждой скважины, т.к. это в конечном итоге, определяет экономическую эффективность подъема продукции скважины на поверхность.

При оптимизации режима работы скважины производят смену насоса УЭЦН с меньшего на больший типоразмер. Подбор производят исходя из существующих параметров вручную или с помощью компьютера.

Произведем экономический расчет прироста добычи нефти на Крапивинском месторождении ЦДНГ-10 на скважине № 393 куста 2 бис.

Таблица 6.1 Исходные данные для расчета НПДН и ЧТС.

№ п/п	Показатели	Ед. измерения	Абсолютные значения
1.	Объем внедрения	Скважина	1
2.	Дополнительная добыча нефти	Тыс. тонн	13,87
3.	Цена нефти (за 1т.)	Руб.	1468
4.	Стоимость одного ремонта	Тыс. руб.	105
6.	Условно-переменные затраты на добычу 1т нефти	%	42
7.	Себестоимость добычи 1 тонны нефти	Руб.	835
8.	Налог на прибыль	%	20
9.	Коэффициент инфляции	%	20
10.	Ставка дисконта	%	10

6.2 Расчет потока денежной наличности от применения НТП.

Основным показателем оценки мероприятия НТП является поток денежной наличности за расчетный период.

Прирост потока денежной наличности на всех этапах мероприятия определяется по формуле:

$$\Delta ПДН_t = \Delta B_t - \Delta И_t - K_t - \Delta Н_t, \quad (6.1)$$

где ΔB_t – прирост выручки от проведения мероприятий в t -ом году, тыс.руб.

$\Delta И_t$ – прирост текущих затрат в t -ом году, тыс.руб.

K_t – капитальные затраты в t -ом году связанные с проведением мероприятия, тыс.руб.

$\Delta Н_t$ – прирост величины налоговых выплат в t -ом году, тыс.руб.,

Прирост выручки (B_t) может быть вызван либо увеличением объема реализации нефти и газа

По мероприятию, связанному с увеличением добычи равна:

$$\Delta B(Q)_t = \Delta Q_t * C_t, \quad (6.2)$$

где C_t – цена нефти за расчетный период, тыс.руб. / т.

Дополнительные текущие затраты по мероприятию НТП можно рассчитать следующим образом

$\Delta И_t$ – текущие издержки в году t ,

$$\Delta И_t = И_{допт} + И_{мерт}, \quad (6.3)$$

где $И_{допт}$ – текущие затраты на дополнительную добычу, тыс.руб.

$И_{мерт}$ – текущие затраты в t -ом году на проведение работ по реализации мероприятия, тыс.руб.

$$И_{мерт} = C_p * n, \quad (6.4)$$

где C_p – стоимость одного ремонта

n – количество оптимизаций.

$$И_{допт} = \Delta Q_t * У_{пер}, \quad (6.5)$$

где $У_{пер}$ – условно-переменные затраты, тыс.р/т.,

K – капитальные затраты за расчетный период, т.руб. ($K=0$)

Все затраты и результаты, осуществляемые в разные годы, должны приводиться к одному расчетному году (t_p), в качестве которого берется год, предшествующий технологическому эффекту. Для этого применяют коэффициент дисконтирования:

$$t_p - t$$

$$d = (1 + E_{н.п.})^{-t_p - t} \quad (6.6)$$

где $E_{н.п.}$ – нормативный коэффициент приведения.

t_p – расчетный год, к которому приводятся затраты и результаты.

Чистую прибыль рассчитываем по формуле:

$$П_{чис.} = П_{вал.} - \text{налоги.}$$

Где $П_{вал.}$ – прирост прибыли от реализации дополнительной добычи

Налоги - 20 % от реализации.

Прирост накопленного потока денежной наличности ($\Delta НПДН$) определяется за все годы расчетного периода:

$$\Delta НПДН = \sum_{k=1}^t \Delta ПДН_k$$

где t - тек. год

$$t \in T$$

T - расчетный период по мероприятиям НТП.

K - годы, предшествующие текущему году включительно

$\Delta ПДН_k$ - прирост потока денежной наличности в k -том году, тыс.руб.

Поскольку результаты и затраты осуществляются в различные периоды времени, то применяется процедура дисконтирования потоков с целью приведения их по фактору времени. В качестве расчетного года выбирается год, предшествующий технологическому эффекту. Расчет коэффициента дисконтирования производится по формуле указанной выше. Приросты дисконтированных потоков денежной наличности ($\Delta ДПДН_t$) и чистой текущей стоимости ($\Delta ЧТС_t$) определяются по следующим формулам:

$$\Delta ДПДН_t = \Delta ПДН_t * a_t$$

$$\Delta \text{ЧТС}_t = \sum_{k=1}^t \Delta \text{ДПДН}_k$$

Исходные данные для расчетов НПДН и ЧТС представлены в таблице № 6.1.

Согласно этой методике все расчеты представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 Расчет экономической эффективности от проведения оптимизации в НГДУ ОАО «Томскнефть» ЦДНГ-10

№	Показатели	Ед. изм	Месяцы 2016 г.											
			январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
1	Фонд скважин													
2	Дополнительная добыча	тыс. т.	1,178	1,064	1,178	1,140	1,178	1,140	1,178	1,178	1,140	1,178	1,140	1,178
3	Прирост выручки	тыс. руб.	1729,3	1561,952	1729,304	1673,52	1729,304	1673,52	1729,304	1729,304	1673,52	1729,304	1673,52	1729,304
4	Текущие затраты, т.ч.	тыс. руб.	518,12	373,14	413,12	399,80	413,12	399,80	413,12	413,12	399,80	413,12	399,80	413,12
4.1.	Затраты на доп. добычу	тыс. руб.	413,12	373,14	413,12	399,80	413,12	399,80	413,12	413,12	399,80	413,12	399,80	413,12
4.2.	Затраты на оптимизацию	тыс. руб.	105,00											
5	Налог на прибыль	тыс. руб.	290,68	285,31	315,88	305,69	315,88	305,69	315,88	315,88	305,69	315,88	305,69	315,88
6	Поток денежной наличности	тыс. руб.	920,5	903,49	1000,30	968,03	1000,30	968,03	1000,30	1000,30	968,03	1000,30	968,03	1000,30
7	НПДН	тыс. руб.	920,5	1823,99	2824,29	3792,31	4792,61	5760,64	6760,94	7761,23	8729,26	9729,56	10697,59	11697,88
8	Коэф. дисконтирования		1,0	0,998	0,994	0,99	0,985	0,98	0,97	0,96	0,95	0,945	0,94	0,93
9	ДПДН	тыс. руб.	920,5	901,69	994,29	958,35	985,29	948,67	970,29	960,28	919,63	945,28	909,95	930,28
10	ЧТС	тыс. руб.	920,5	1822,18	2816,48	3774,83	4760,12	5708,79	6679,07	7639,36	8558,99	9504,27	10414,21	11344,49

6.2 Анализ чувствительности проекта к риску

Поскольку проекты в нефтегазодобывающем производстве имеют определенную степень риска, связанную с природными факторами и

рыночными, то необходимо провести анализ чувствительности каждого варианта проекта.

Для анализа чувствительности выбираем интервал наиболее вероятного диапазона изменения каждого фактора:

- дополнительная добыча (-30%; +10%),
- цены на нефть (-20%; +20%),
- текущие затраты (-10%; +10%),
- налоги (-20%; +20).

Для каждого фактора определяем зависимость: ЧТС(Qд.д.); ЧТС(Ц); ЧТС(И); ЧТС(Н). Результаты расчетов приведены в таблицах 6.3 – 6.10.

Таблица 6.3 Изменение ЧТС от дополнительной добычи -30 %

№	Показатели	Ед. изм	Месяцы 2016 г.											
			январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
1	Фонд скважин		1											
2	Дополнительная добыча.	тыс.т	0,825	0,745	0,825	0,798	0,825	0,798	0,825	0,825	0,798	0,825	0,798	0,825
3	Прирост выручки	тыс.руб.	1210,51	1093,37	1210,51	1171,46	1210,51	1171,46	1210,51	1210,51	1171,46	1210,51	1171,46	1210,51
4	Текущие затраты, т.ч.	тыс. руб.	394,19	261,20	289,19	279,86	289,19	279,86	289,19	289,19	279,86	289,19	279,86	289,19
4.1.	Затраты на доп.добычу	тыс.руб.	289,19	261,20	289,19	279,86	289,19	279,86	289,19	289,19	279,86	289,19	279,86	289,19
4.2.	Затраты на оптимизацию	тыс.руб.	105,00											
5	Налог на прибыль	тыс.руб.	195,92	199,72	221,12	213,99	221,12	213,99	221,12	221,12	213,99	221,12	213,99	221,12
6	Поток денежной наличности	тыс.руб.	620,41	632,45	700,21	677,62	700,21	677,62	700,21	700,21	677,62	700,21	677,62	700,21
7	НПДН	тыс.руб.	620,41	1252,85	1953,06	2630,68	3330,89	4008,51	4708,72	5408,92	6086,54	6786,75	7464,37	8164,58
8	Коеф.дисконтирования		1,00	0,998	0,994	0,99	0,985	0,98	0,97	0,96	0,95	0,945	0,94	0,93
9	ДПДН	тыс.руб.	620,41	631,18	696,01	670,84	689,70	664,07	679,20	672,20	643,74	661,70	636,96	651,19
10	ЧТС	тыс.руб.	620,41	1251,59	1947,59	2618,44	3308,14	3972,21	4651,41	5323,61	5967,35	6629,05	7266,01	7917,20

Таблица 6.4 Изменение ЧТС от дополнительной добычи +10 %

№	Показатели	Ед. изм	Месяцы 2016 г.											
			январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
1	Фонд скважин		1											
2	Дополнительная добыча	тыс. т.	1,296	1,170	1,296	1,254	1,296	1,254	1,296	1,296	1,254	1,296	1,254	1,296
3	Прирост выручки	тыс. руб.	1902,23	1718,15	1902,23	1840,87	1902,23	1840,87	1902,23	1902,23	1840,87	1902,23	1840,87	1902,23
4	Текущие затраты, т.ч.	тыс. руб.	559,44	410,46	454,44	439,78	454,44	439,78	454,44	454,44	439,78	454,44	439,78	454,44
4.1.	Затраты на доп.добычу	тыс. руб.	454,44	410,46	454,44	439,78	454,44	439,78	454,44	454,44	439,78	454,44	439,78	454,44
4.2.	Затраты на оптимизацию	тыс. руб.	105,00											
5	Налог на прибыль	тыс. руб.	322,27	313,85	347,47	336,26	347,47	336,26	347,47	347,47	336,26	347,47	336,26	347,47
6	Поток денежной наличности	тыс. руб.	1020,53	993,84	1100,33	1064,83	1100,33	1064,83	1100,33	1100,33	1064,83	1100,33	1064,83	1100,33
7	НПДН	тыс. руб.	1020,53	2014,37	3114,69	4179,53	5279,85	6344,68	7445,01	8545,34	9610,17	10710,49	11775,33	12875,65
8	Коэф. дисконтирования		1,00	0,998	0,994	0,99	0,985	0,98	0,97	0,96	0,95	0,945	0,94	0,93
9	ДПДН	тыс. руб.	1020,53	991,86	1093,72	1054,18	1083,82	1043,53	1067,32	1056,31	1011,59	1039,81	1000,94	1023,30
10	ЧТС	тыс. руб.	1020,53	2012,38	3106,11	4160,29	5244,11	6287,64	7354,96	8411,27	9422,86	10462,67	11463,61	12486,92

Таблица 6.5 Изменение ЧТС от цены -20 %

№	Показатели	Ед. изм	Месяцы 2016 г.											
			январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
1	Фонд скважин		1											
2	Дополнительная добыча	тыс. т.	1,178	1,064	1,178	1,140	1,178	1,140	1,178	1,178	1,140	1,178	1,140	1,178
3	Прирост выручки	тыс. руб.	1383,44	1249,56	1383,44	1338,82	1383,44	1338,82	1383,44	1383,44	1338,82	1383,44	1338,82	1383,44
4	Текущие затраты, т.ч.	тыс. руб.	518,12	373,14	413,12	399,80	413,12	399,80	413,12	413,12	399,80	413,12	399,80	413,12
4.1.	Затраты на доп.добычу	тыс. руб.	413,12	373,14	413,12	399,80	413,12	399,80	413,12	413,12	399,80	413,12	399,80	413,12
4.2.	Затраты на оптимизацию	тыс. руб.	105,00											

	ю													
5	Налог на прибыль	тыс. руб.	207,68	210,34	232,88	225,36	232,88	225,36	232,88	232,88	225,36	232,88	225,36	232,88
6	Поток денежной наличности	тыс. руб.	657,64	666,08	737,44	713,65	737,44	713,65	737,44	737,44	713,65	737,44	713,65	737,44
7	НПДН	тыс. руб.	657,64	1323,72	2061,16	2774,81	3512,26	4225,91	4963,35	5700,79	6414,45	7151,89	7865,54	8602,99
8	Коэф. дисконтирования		1,00	0,998	0,994	0,99	0,985	0,98	0,97	0,96	0,95	0,945	0,94	0,93
9	ДПДН	тыс. руб.	657,64	664,74	733,02	706,52	726,38	699,38	715,32	707,94	677,97	696,88	670,83	685,82
10	ЧТС	тыс. руб.	657,64	1322,39	2055,40	2761,92	3488,30	4187,68	4903,00	5610,95	6288,92	6985,80	7656,63	8342,46

Таблица 6.6 Изменение ЧТС от цены +20 %

№	Показатели	Ед. изм	Месяцы 2016 г.											
			январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
1	Фонд скважин		1											
2	Дополнительная добыча	тыс. т.	1,178	1,064	1,178	1,140	1,178	1,140	1,178	1,178	1,140	1,178	1,140	1,178
3	Прирост выручки	тыс. руб.	207,5,16	1874,34	207,5,16	200,8,22	207,5,16	200,8,22	207,5,16	207,5,16	2008,22	2075,16	2008,22	2075,16
4	Текущие затраты, т.ч.	тыс. руб.	518,12	373,14	413,12	399,80	413,12	399,80	413,12	413,12	399,80	413,12	399,80	413,12
4.1.	Затраты на доп. добычу	тыс. руб.	413,12	373,14	413,12	399,80	413,12	399,80	413,12	413,12	399,80	413,12	399,80	413,12
4.2.	Затраты на оптимизацию	тыс. руб.	105,00											
5	Налог на прибыль	тыс. руб.	373,69	360,29	398,89	386,02	398,89	386,02	398,89	398,89	386,02	398,89	386,02	398,89
6	Поток денежной наличности	тыс. руб.	118,3,35	1140,91	126,3,15	122,2,40	126,3,15	122,2,40	126,3,15	126,3,15	122,40	1263,15	1222,40	1263,15
7	НПДН	тыс. руб.	118,3,35	2324,26	358,7,41	480,9,82	607,2,97	729,5,37	855,8,52	982,1,67	1104,4,07	1230,7,22	1352,9,63	1479,2,78
8	Коэф. дисконтирования		1,00	0,998	0,994	0,99	0,985	0,98	0,97	0,96	0,95	0,945	0,94	0,93
9	ДПДН	тыс. руб.	118,3,35	1138,63	125,5,57	121,0,18	124,4,20	119,7,96	122,5,26	121,2,62	1161,28	1193,68	1149,06	1174,73
10	ЧТС	тыс. руб.	118,3,35	2321,98	357,7,55	478,7,73	603,1,93	722,9,89	845,5,15	966,7,77	1082,9,05	1202,2,73	1317,1,79	1434,6,52

Таблица 6.7 Изменение ЧТС от текущих затрат -10 %

№	Показатели	Ед. изм	Месяцы 2016 г.											
			январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
1	Фонд скважин		1											
2	Дополнительная добыча	тыс. т.	1,178	1,064	1,178	1,140	1,178	1,140	1,178	1,178	1,140	1,178	1,140	1,178
3	Прирост выручки	тыс. руб.	1729,30	1561,95	1729,30	1673,52	1729,30	1673,52	1729,30	1729,30	1673,52	1729,30	1673,52	1729,30
4	Текущие затраты, т.ч.	тыс. руб.	466,31	335,83	371,81	359,82	371,81	359,82	371,81	371,81	359,82	371,81	359,82	371,81
4.1.	Затраты на доп. добычу	тыс. руб.	413,12	373,14	413,12	399,80	413,12	399,80	413,12	413,12	399,80	413,12	399,80	413,12
4.2.	Затраты на оптимизацию	тыс. руб.	105,00											
5	Налог на прибыль	тыс. руб.	303,12	294,27	325,80	315,29	325,80	315,29	325,80	325,80	315,29	325,80	315,29	325,80
6	Поток денежной наличности	тыс. руб.	959,87	931,85	1031,69	998,41	1031,69	998,41	1031,69	1031,69	998,41	1031,69	998,41	1031,69
7	НПДН	тыс. руб.	959,87	1891,73	2923,42	3921,83	4953,53	5951,94	6983,63	8015,33	9013,74	10045,44	11043,85	12075,54
8	Коэф. дисконтирования		1,00	0,9984	0,99	0,99	0,985	0,98	0,97	0,96	0,95	0,945	0,94	0,93
9	ДПДН	тыс. руб.	959,87	929,99	1025,50	988,43	1016,22	978,45	1000,74	990,43	948,49	974,95	938,51	959,48
10	ЧТС	тыс. руб.	959,87	1889,86	2915,37	3903,80	4920,01	5898,46	6899,20	7889,63	8838,12	9813,07	10751,58	11711,06

Таблица 6.8 Изменение ЧТС от текущих затрат +10 %

№	Показатели	Ед. изм	Месяцы 2016 г.											
			январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
1	Фонд скважин		1											
2	Дополнительная добыча	тыс. т.	1,178	1,064	1,178	1,140	1,178	1,140	1,178	1,178	1,140	1,178	1,140	1,178
3	Прирост выручки	тыс. руб.	1729,30	1561,95	1729,30	1673,52	1729,30	1673,52	1729,30	1729,30	1673,52	1729,30	1673,52	1729,30
4	Текущие затраты, т.ч.	тыс. руб.	569,94	410,46	454,44	439,78	454,44	439,78	454,44	454,44	439,78	454,44	439,78	454,44
4.1.	Затраты на доп. добычу	тыс. руб.	413,12	373,14	413,12	399,80	413,12	399,80	413,12	413,12	399,80	413,12	399,80	413,12
4.2.	Затраты на оптимизацию	тыс. руб.	105,00											

	ю													
5	Налог на прибыль	тыс. руб.	278,25	276,36	305,97	296,10	305,97	296,10	305,97	305,97	296,10	305,97	296,10	305,97
6	Поток денежной наличности	тыс. руб.	881,12	875,13	968,90	937,64	968,90	937,64	968,90	968,90	937,64	968,90	937,64	968,90
7	НПДН	тыс. руб.	881,12	1756,25	2725,15	3662,80	4631,70	5569,34	6538,24	7507,14	8444,78	9413,68	1035,13	1132,22
8	Коэф. дисконтирования		1,00	0,998	0,994	0,99	0,985	0,98	0,97	0,96	0,95	0,945	0,94	0,93
9	ДПДН	тыс. руб.	881,12	873,38	963,09	928,27	954,37	918,89	939,83	930,14	890,76	915,61	881,39	901,08
10	ЧТС	тыс. руб.	881,12	1754,50	2717,59	3645,86	4600,22	5519,11	6458,94	7389,09	8279,85	9195,46	1007,68	1097,92

Таблица 6.9 Изменение ЧТС от налогов -20 %

№	Показатели	Ед. изм	Месяцы 2016 г.											
			январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
1	Фонд скважин		1											
2	Дополнительная добыча	тыс. т.	1,178	1,064	1,178	1,140	1,178	1,140	1,178	1,178	1,140	1,178	1,140	1,178
3	Прирост выручки	тыс. руб.	1729,3	1562,0	1729,3	1673,5	1729,3	1673,5	1729,3	1729,3	1673,5	1729,3	1673,5	1729,3
4	Текущие затраты, т.ч.	тыс. руб.	518,12	373,14	413,12	399,80	413,12	399,80	413,12	413,12	399,80	413,12	399,80	413,12
4.1.	Затраты на доп. добычу	тыс. руб.	413,12	373,14	413,12	399,80	413,12	399,80	413,12	413,12	399,80	413,12	399,80	413,12
4.2.	Затраты на оптимизацию	тыс. руб.	105,00											
5	Налог на прибыль	тыс. руб.	232,55	228,25	252,71	244,55	252,71	244,55	252,71	252,71	244,55	252,71	244,55	252,71
6	Поток денежной наличности	тыс. руб.	978,63	960,56	1063,47	1029,17	1063,47	1029,17	1063,47	1063,47	1029,17	1063,47	1029,17	1063,47
7	НПДН	тыс. руб.	978,63	1939,19	3002,66	4031,83	5095,30	6124,47	7187,94	8251,42	9280,58	1034,06	1137,32	1243,70
8	Коэф. дисконтирования		1,00	0,998	0,994	0,99	0,985	0,98	0,97	0,96	0,95	0,945	0,94	0,93
9	ДПДН	тыс. руб.	978,63	958,64	1057,09	1018,88	1047,52	1008,58	1031,57	1020,93	977,71	1004,98	967,42	989,03
10	ЧТС	тыс. руб.	978,63	1937,27	2994,36	4013,24	5060,76	6069,34	7100,91	8121,84	9099,55	1010,45	1107,95	1206,98

Таблица 6.10 Изменение ЧТС от налогов +20 %

№	Показатели	Ед. изм	Месяцы 2016 г.											
			январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
1	Фонд скважин		1											
2	Дополнительная добыча	тыс. т.	1,178	1,064	1,178	1,140	1,178	1,140	1,178	1,178	1,140	1,178	1,140	1,178
3	Прирост выручки	тыс. руб.	1729,30	1561,95	1729,30	1673,52	1729,30	1673,52	1729,30	1729,30	1673,52	1729,30	1673,52	1729,30
4	Текущие затраты, т.ч.	тыс. руб.	518,12	373,14	413,12	399,80	413,12	399,80	413,12	413,12	399,80	413,12	399,80	413,12
4.1.	Затраты на доп. добычу	тыс. руб.	413,12	373,14	413,12	399,80	413,12	399,80	413,12	413,12	399,80	413,12	399,80	413,12
4.2.	Затраты на оптимизацию	тыс. руб.	105,00											
5	Налог на прибыль	тыс. руб.	348,82	342,38	379,06	366,83	379,06	366,83	379,06	379,06	366,83	379,06	366,83	379,06
6	Поток денежной наличности	тыс. руб.	862,36	846,43	937,12	906,89	937,12	906,89	937,12	937,12	906,89	937,12	906,89	937,12
7	НПДН	тыс. руб.	862,36	1708,79	2645,91	3552,80	4489,92	5396,81	6333,93	7271,05	8177,94	9115,06	1002,95	1095,07
8	Коеф. дисконтирования		1,00	0,998	0,994	0,99	0,985	0,98	0,97	0,96	0,95	0,945	0,94	0,93
9	ДПДН	тыс. руб.	862,36	844,74	931,50	897,82	923,06	888,75	909,01	899,63	861,55	885,58	852,48	871,52
10	ЧТС	тыс. руб.	862,36	1707,10	2638,59	3536,42	4459,48	5348,23	6257,24	7156,87	8018,42	8904,00	9756,47	10627,99

Полученные зависимости чистой текущей стоимости от факторов изображены на рисунке 6.1. Значения ЧТС на каждой прямой, соответствующие крайним точкам диапазона, соединены между собой, образуя фигуру, напоминающего «паука».

Изменения ЧТС при заданной вариации параметров находятся в положительной области, то есть проект риска не имеет.

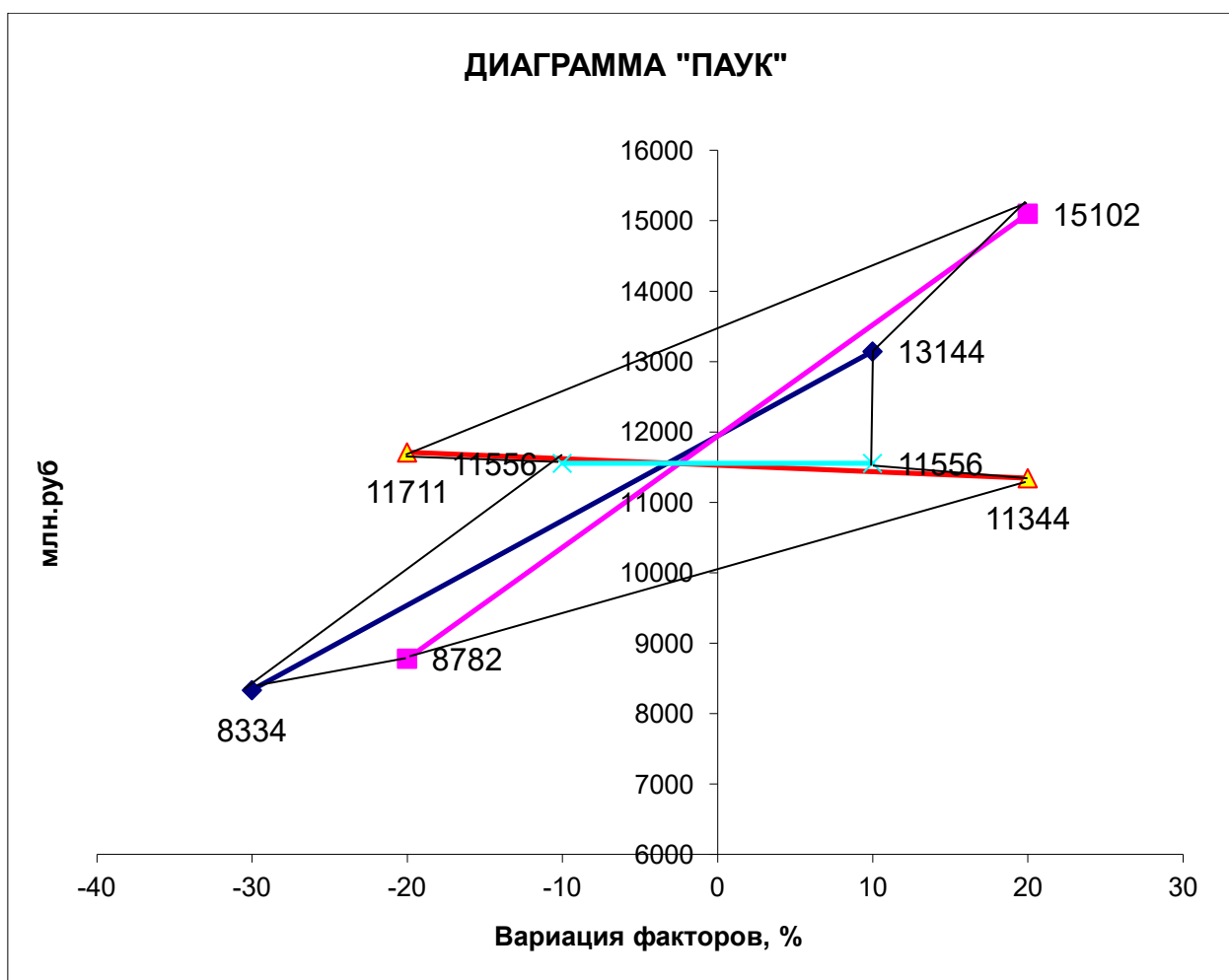


Рисунок 6.1

6.3 ВЫВОД

Внедрение мероприятий научно-технического прогресса имеет большое значение для рационального использования сырьевых, топливно–энергетических и других материальных ресурсов.

Результаты расчета накопленного потока денежной наличности (НПДН) и чистой текущей стоимости (ЧТС) показали, что внедрение такого мероприятия как оптимизация режима работы скважины экономически выгодно, поскольку:

Прирост добычи нефти составил 13,87 тыс.тонны.

Накопленный поток денежной наличности 11697,88 тыс.руб.

Чистая текущая стоимость составила 11344,49 тыс.руб.

Срок окупаемости от внедрения данного мероприятия составляет 0,5 – месяца.

Эти показатели отражены на графике накопленного потока денежной наличности и чистой текущей стоимости. Так же на графике хорошо заметно период окупаемости.

Вышеизложенные результаты показали, что внедрение такого мероприятия, как оптимизация режима работы скважины экономически выгодно.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В целом проведенный анализ эффективности эксплуатации скважин на Крапивинском месторождении показал, что механизированный способ добычи полезных ископаемых на данных месторождениях является самым эффективным способом.

Данный анализ показывает, что основные причины отказов, это вынос мехпримесей и пропанта из пласта и недостаточный приток.

- 1) Необходимо производить работы по очистке забоя скважины и ПЗП. В скважины с эксплуатационной колонной 168 и 194мм производить спуск ПЭД с кожухом, для компенсации недостаточного охлаждения ПЭД
- 2) Необходимо использовать дополнительное оборудование для улавливания пропанта и мехпримесей, тем самым исключения попадания в рабочие аппараты установки
- 3) Для исключения ошибок в подборе УЭЦН необходимо иметь полный объём информации по текущему состоянию скважины особенно замеренный дебит и пластовое давление (необходимо производить замер Рпл перед началом ремонта или останавливать работу скважины на КВУ).

Внедрение в производство всех предлагаемых разработок и методик позволит исключить преждевременные отказы, снизить до минимума (до нуля) количество скважин в часто ремонтируемом фонде, тем самым значительно увеличить межремонтный период работы и наработку на отказ скважин оборудованных для механизированной добычи полезных ископаемых УЭЦН. И, как следствие, увеличить суточную добычу полезных ископаемых на уровень, достойный для Крапивинского месторождения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. И.И.Кагарманов «Техника и технология добычи нефти», Томск. 2005.-176с.
2. Справочник инженера по добыче нефти. ООО «Печатник» 2002.-279с
3. Шуров В.А. "Техника и технология добычи нефти» М.Недра,1983.-267с
4. Лысенко В.Д. "Разработка нефтяных месторождений. Теория и практика" М.Недра, 1996.-93с
5. Бойко В.С. "Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений" М.Недра,1990г.
6. Ш.К. Гиматудинова, Р.С. Андриасов, И.Т. Мищенко, А.И. Петров и др. "Добыча нефти и газа". М.Недра,1983г.
7. Проект пробной эксплуатации Крапивинского месторождения. «ТомскНИПИнефть».
8. Хеманта Мукерджи «Производительность скважин», Москва. 2001.-183с.
9. Технологические режимы работы скважин Крапивинского месторождения.
10. В.Н.Ивановский, С.С.Пекин, А.А.сабиров «Установки погружных центробежных насосов для добычи нефти».М.:ГУП Изд-во»Нефть и газ» РГУ нефти и газа им.И.М.Гкубкина, 2002.256с
11. Сборник инструкций (положений) ОАО «ТОМСКНЕФТЬ» ВНК по работе с электропогружным оборудованием. Утвержденная 2004г.-148с
12. Регламенты по работе с погружным оборудованием УЭЦН. Утвержденные по ОАО «ТОМСКНЕФТЬ» ВНК.
13. Инструкции заводов изготовителей погружного и наземного оборудования УЭЦН.
14. Композит каталоги заводов изготовителей нефтедобывающего оборудования с 1993 по 2000 года.
15. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. 1998.-160с