

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Институт Нефти и газа  
институт  
Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Н.Д. Булчаев

подпись инициалы, фамилия

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 – Нефтегазовое дело

2103.0102-Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

### АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕХАНИЗИРОВАННЫХ СКВАЖИН НА ЗАПАДНО- МОИСЕЕВСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

тема

Руководитель \_\_\_\_\_ 22.06.16  
подпись, дата

канд.физ-мат. наук , доцент Б.Б. Квеско  
должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_ 27.06.2016  
подпись, дата

Д.В.Ляшков  
инициалы, фамилия

Красноярск 2016

Продолжение титульного листа дипломной работы по теме:

Консультанты по разделам:

Безопасность и экологичность проекта Е.В. Домаев 20.06.16 Е.В. Домаев  
подпись дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

Е.В. Помолотова 21.06.16 Е.В. Помолотова  
подпись дата инициалы, фамилия

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 88 страниц, 19 рисунков, 18 таблиц, 15 источников.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ПЛАСТ, ЗАЛЕЖЬ, НЕФТЬ, ГАЗ, ОБВОДНЕННОСТЬ, ФОНД СКВАЖИН, МЕХАНИЗИРОВАННАЯ ДОБЫЧА, МЕЖРЕМОНТНЫЙ ПЕРИОД, НАРАБОТКА НА ОТКАЗ, УСТАНОВКА ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА.

Объектом исследования является Западно-Моисеевское нефтяное месторождение Томской области.

Целью данной выпускной квалификационной работы является анализ эффективности эксплуатации механизированных скважин.

В процессе работы был проведён анализ текущего состояния разработки и изучены проблемы механизированной эксплуатации нефтяных скважин Западно-Моисеевского участка месторождения. Приведены рекомендации по повышению эффективности эксплуатации скважин с применением УЭЦН. Кратко рассмотрено соответствие фактических показателей разработки рассматриваемого месторождения проектным. Описан комплекс мер по защите природной среды от планируемого вида деятельности.

В результате работы проведен сбор, обобщение, переработка информации по всему фонду пробуренных скважин. Выполнен анализ эффективности работы установок электроцентробежных насосов, приведены рекомендации для повышения надежности работы насосного оборудования. Кроме того, проведён анализ применения закачки полимеров в пласт в качестве метода увеличения нефтеотдачи. В работе так же уделено внимание изучению вредного влияния солеотложений на работу электроцентробежного насоса (ЭЦН).

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение .....	5
1 Общие сведения о месторождении.....	6
2 Геолого-физическая характеристика месторождения .....	9
2.1 Стратиграфия.....	9
2.2 Тектоника.....	14
2.3 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов.....	19
2.4 Состав и основные физические свойства нефти, газа и попутной воды .....	23
2.5 Запасы воды.....	25
3 Анализ разработки Западно-Моисеевского месторождения .....	27
3.1 Проектные показатели разработки Западно-Моисеевского месторождения .....	27
3.2 Текущее состояние разработки Западно-Моисеевского месторождения....	28
3.3 Перспективы дальнейшей разработки Западно-Моисеевского месторождения .....	33
4 Анализ эффективности работы установки ЭЦН и REDa .....	35
4.1 Выбор способа эксплуатации .....	35
4.2 Эксплуатация скважин с использованием УШГН, ЭВН, ГПН, УЭДН .....	36
4.3 Назначение и устройство ЭЦН.....	37
4.4 Кривые производительности насоса .....	44
4.4.1 Ствол скважины.....	45
4.4.2 Расчет данных инклинометрии.....	46
4.4.3 Уравнение притока .....	46
4.4.4 Критерии проектирования .....	56
4.5 Анализ преждевременных отказов УЭЦН.....	56
4.5.1 Структура фонда и режимы работы скважин на 1.01.2012 г. ....	56
4.5.2 Этапы расследования и определение причин отказов УЭЦН на скважине .....	57
4.5.3 Анализ причин отказов УЭЦН Западно-Моисеевского месторождения за период с начала разработки (2006-2012 год).....	59
4.6 Эффективность работы скважинного оборудования .....	68
4.6.1 Анализ наработки на отказ Западно-Моисеевского месторождения .....	68
4.6.2 Межремонтный период .....	69
4.7 Повышение показателей МРП и СПО на Западно-Моисеевском месторождении в 2009 году .....	70
4.8 Рекомендации по повышению эффективности работы фонда скважин Западно-Моисеевского месторождения.....	72
5 Экологичность и безопасность.....	74
5.1 Недостатки базовой конструкции (аналогов) по обеспечению безопасности труда.....	74
5.2. Проектные решения по обеспечению безопасности труда на проектируемом оборудовании.....	75
5.3. Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования.....	76

5.4. Обеспечение безопасности технологического процесса.....	77
5.5. Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.....	79
5.6. Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях...	79
5.7 Экологичность проекта.....	81
Заключение.....	86
Список сокращений.....	87
Список использованных источников.....	88

## ВВЕДЕНИЕ

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

Цикл срока службы установок электроцентробежных насосов измеряется такими показателями как наработка на отказ и межремонтный период. На настоящее время данные показатели по Западно-Моисеевском месторождению значительно ниже средних по отрасли. Существенными факторами, влияющими на работу электроцентробежных насосов являются отложения солей.

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

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

Целью данной выпускной квалификационной работы является анализ эффективности работы механизированных скважин Западно-Моисеевского нефтяного месторождения.

## 1 Общие сведения о месторождении

Западно-Моисеевская структура была открыта в 1991 году, в результате проведения 2D-сейсморазведочных работ и бурения четырех поисково-разведочных скважин.

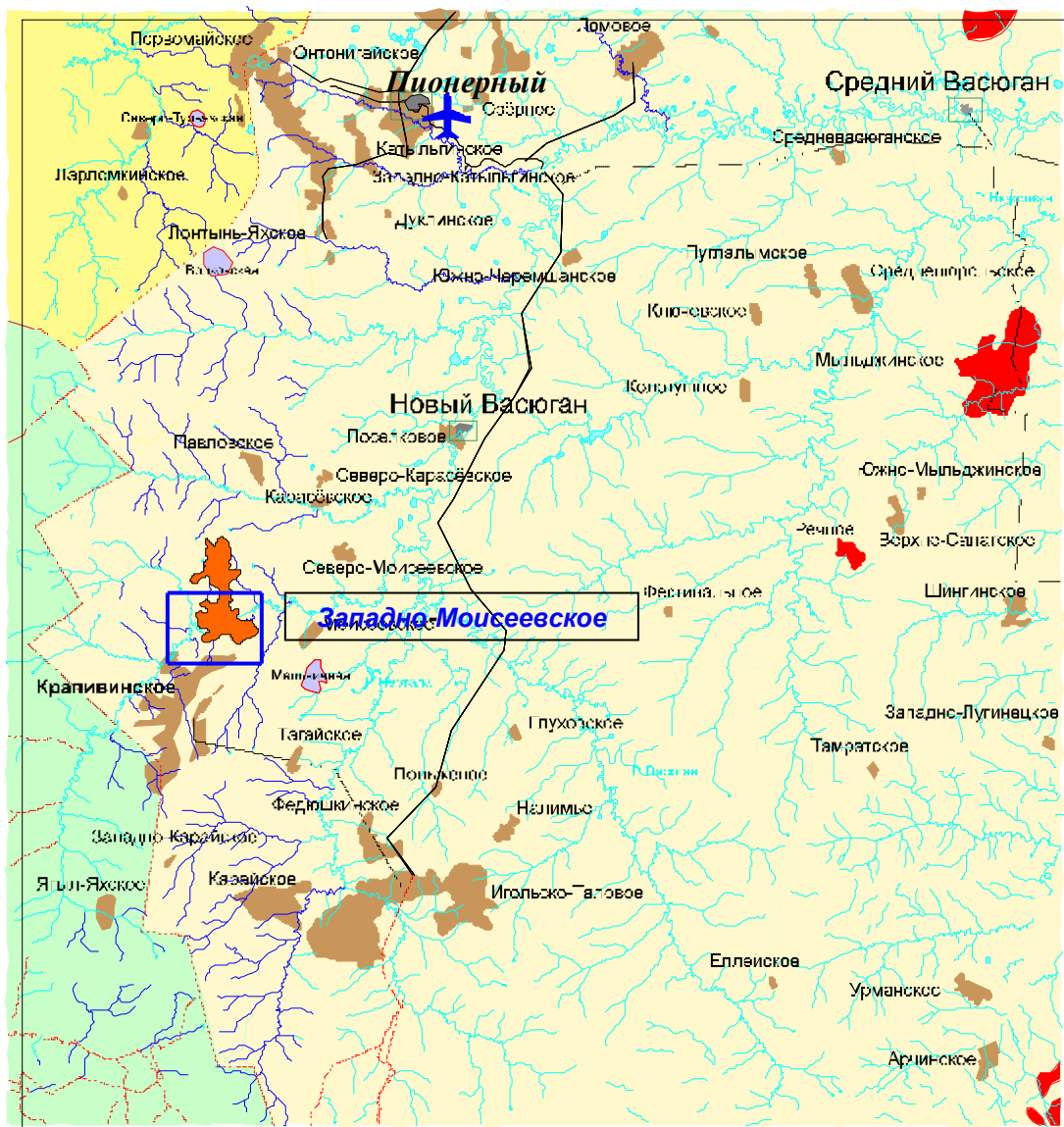
В административном отношении Западно-Моисеевское нефтяное месторождение находится в Каргасокском районе Томской области в 650 км на юго-запад от поселка Новый-Васюган (рисунок 1.1). Площадь месторождения представляет собой заболоченную и слабовсхолмленную равнину с абсолютной отметкой 100-125 м. Местность частично заболочена, леса большей частью смешанные. Климат района резко континентальный. Зима суровая, продолжительная (средняя температура января  $-19-21^{\circ}\text{C}$ ), лето теплое, короткое (средняя температура июля  $+17-18^{\circ}\text{C}$ ).

Дорожная сеть, как и населенные пункты, в районе работ отсутствуют. Ближайшим населенным пунктом является село Новый Васюган, расположенное в 50 км по прямой северо-восточнее месторождения, на реке Васюган. В селе имеется аэропорт местного значения, узел связи, больница – стационар, предприятия местной промышленности.

Сообщение между поселком Новый Васюган и месторождением возможно наземным транспортом круглогодично по вновь построенной автодороге, а также круглогодично вертолетами. В 45 км на восток от месторождения проходит автомобильная дорога с твердым покрытием, соединяющая г. Стрежевой, вахтовый поселок Пионерный с Игольско – Таловым месторождением. База снабжения «Игол» находится на расстоянии 63 км на юго-восток, поселок Пионерный в 110 км на север.

Речная сеть в районе месторождения представлена мелкими несудоходными речками – левыми притоками реки Васюган. Река Васюган является судоходной для речных судов небольшого тоннажа в период весеннего половодья. Расстояние от Нового Васюгана до Каргаска составляет по прямой 260 км, по воде – 610 км, до Томска (областного центра) – соответственно, 715 км и 1195 км. Для технического водоснабжения и поддержания пластового давления на месторождении можно использовать подземные воды сенманского водоносного комплекса отложений.

Западно-Моисеевское месторождение приурочено к трем локальным поднятиям: Междуреченскому, Лесмуровскому и Западно-Моисеевскому.



Условные обозначения:




- |       |                                  |  |                  |
|-------|----------------------------------|--|------------------|
| ----- | Областные границы                |  | Месторождения:   |
| ----- | Границы административных районов |  | Нефтяные         |
| ----- | Дороги автомобильные:            |  | Газоконденсатные |
| ----- | Улучшенные грунтовые             |  |                  |
| ----- | Сезонные                         |  |                  |

Рисунок 1.1 – Обзорная карта района работ

На месторождении выявлено и учтено Госбалансом 4 продуктивных пласта:  $Ю_1^1$ ,  $Ю_1^2$ ,  $Ю_1^M$  и  $Ю_1^3$ . Последний разделен на две пачки: высокопроницаемую  $Ю_1^{3A}$  и низкопроницаемую  $Ю_1^{3B}$ , запасы по которым учтены раздельно. Запасы прошли государственную экспертизу и утверждены ЦКЗ в количестве: категория  $C_1$  – 48359 тыс. т, категория  $C_2$  – 13109 тыс.т. Основным продуктивным пластом является пласт  $Ю_1^3$ .

Эксплуатационное бурение Западно-Моисеевского месторождения было



начато на основании «Проекта пробной эксплуатации Западно-Моисеевского месторождения».

До 2003 года на Государственном балансе запасы числились отдельно по Двуреченскому, Лесмуровскому и Западно-Моисеевскому месторождениям. По результатам эксплуатационного бурения 2004-2005 гг. залежь Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> – основной продуктивный горизонт – оказалась единой. Три площади были объединены в единое – Двуреченское месторождение.

Месторождение находится в непосредственной близости (на север) от разрабатываемого Крапивинского месторождения. Транспорт нефти осуществляется следующим образом: с Двуреченского и Лесмуровского участков нефть собирается на УПСВ и по нефтепроводу 325 мм соединяется с нефтью Западно-Моисеевского участка и затем по нефтепроводу 630 мм поступает на ЦППН Пионерный.

Электроснабжение месторождения осуществляется по ЛЭП-110кВ от подстанции ПС «Западно-Моисеевская». Внутри месторождения используется ЛЭП-35 кВ.

По сейсмической активности (опасности) район работ относится к 5-балльной зоне, т.е. неопасной.

По состоянию на 1.01.2012 накопленная добыча по месторождению составила: нефти **11101,9** тыс. тонн.

Междуреченская (Двуреченско-Моисеевская) структура выявлена и подготовлена под поисковое бурение в 1987 г. сейсморазведочными работами МОГТ Томским геофизическим трестом, с/п 4,5,7/85-86. В региональном тектоническом плане принадлежит Междуреченскому локальному поднятию, осложняющему Каймысовский свод. Первооткрывательницей Двуреченско-Моисеевского месторождения является сводовая поисковая скважина №10, пробуренная в 1996 г. ГПП «Томскнефтегазгеология». Позже здесь пробурены и испытаны три разведочные скважины №11, 12 и 13.

По результатам бурения, ОАО «ТомскНИПИнефть» ВНК проведена предварительная и оперативная оценка запасов с представлением результатов в ЦКЗ Роскомнедра. По состоянию на 01.01.2000г., учтенные Госбалансом РФ запасы нефти и растворенного углеводородного газа приняты отдельно по трем верхнеюрским пластам Ю11, Ю1м и Ю13 по категории С1 и С2

## 2 Геолого-физическая характеристика месторождения

### 2.1 Стратиграфия

В геологическом строении описываемого района принимают участие терригенные отложения различного литолого-фациального состава мезозойско-кайнозойского платформенного чехла и в различной степени метаморфизованные и дислоцированные породы доюрского складчатого фундамента. Отложения чехла, имеющие в пределах рассматриваемого района общую мощность 2800-3000 м и более, залегают на денудированной и выветрелой поверхности фундамента несогласно, со стратиграфическим перерывом.

Стратиграфическое расчленение разреза осуществлено по данным глубоких скважин на основании корреляционных схем, утвержденных Межведомственным стратиграфическим комитетом в 1968 г и уточнявшихся и дополнявшихся в последующие годы, включая корреляционные схемы, утвержденные МСК в г. Тюмени в 1991 г.

#### Палеозойская группа – PZ

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

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

#### Мезозойская группа – MZ

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

Тюменская свита. Отложения тюменской свиты залегают несогласно на размытой и выветрелой поверхности доюрских образований и вскрыты на полную толщину скважиной 10П, пробуренной в своде Междуреченского поднятия. Здесь ее толщина составила 141 м.

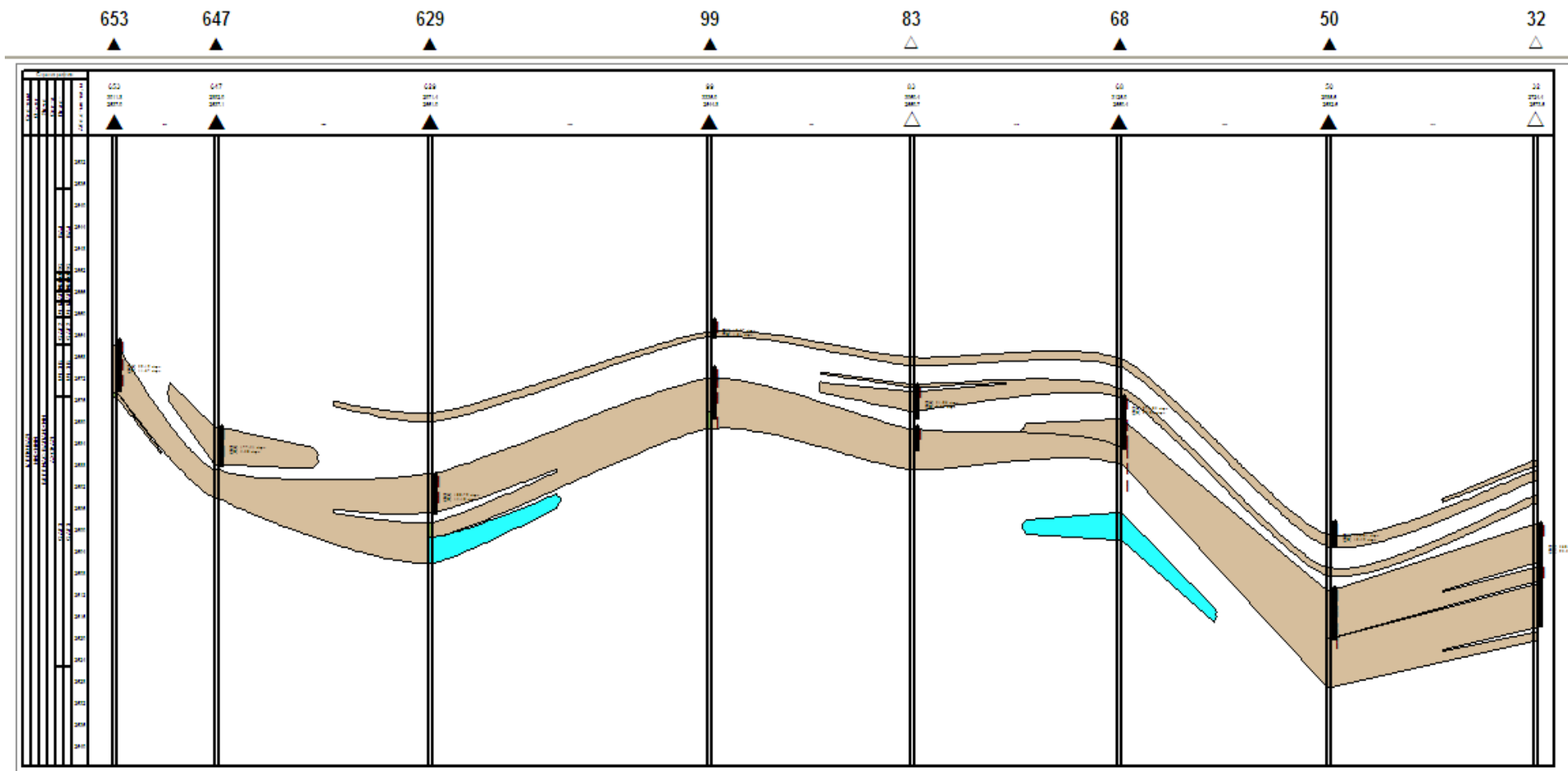


Рисунок 2.1 – Геологический разрез по линии 653,647,629,99,93,68,50,32 Западно-Моисеевского месторождения  
 Масштаб вертикальный 1:25000. Масштаб горизонтальный 1:500

Свита сложена континентальными отложениями – аргиллитами, алевролитами, песчаниками, углистыми аргиллитами и углями с преобладанием в разрезе глинисто-алевролитовых пород. Верхняя часть свиты более песчаная, здесь выделяются песчаные пласты Ю2, Ю3 и Ю4, из которых наиболее мощным является последний. Песчаные пласты, в силу их континентального происхождения, характеризуются резкой фациально-литологической изменчивостью, невыдержанностью по простиранию и по разрезу.

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

Нижневасюганская подсвита сложена, в основном, мелководноморскими глинистыми породами – аргиллитами темно-серыми, буровато-серыми, с редкими, тонкими прослойками светло-серых алевролитов. Подсвита хорошо выдерживается по простиранию, мощность ее 33-36 м.

Верхневасюганская подсвита преимущественно песчаная и представляет собой регионально нефтегазоносный горизонт Ю1, являющийся основным продуктивным объектом как в описываемой зоне, так и практически на всех месторождениях Томской области. Горизонт Ю1 формировался в трансгрессивно-регрессивную стадию развития осадочного бассейна, что позволяет выделить в его составе три осадочных пачки:

- подугольную, песчаную, прибрежно-морскую, регрессивную;
- межугольную, прибрежно-континентальную, трансгрессивно регрессивную;
- надугольную, преимущественно песчаную, прибрежно-морскую

В объеме горизонта в описываемой зоне выделяются пласты Ю11, Ю12 (надугольная толща), Ю1М (межугольная толща) и Ю13 (подугольная толща), каждый из которых продуктивен в тех или иных скважинах.

Мощность свиты составляет 56-69 м.

Георгиевская свита. Породы васюганской свиты перекрываются глубоководно-морскими глинами георгиевской свиты. В пределах описываемой зоны мощность свиты незначительна и составляет 0.8-5.0 м.

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

Морские осадки баженовской свиты характеризуются выдержанностью

литологического состава и площадного распространения, четкой стратиграфической привязкой. Эти факторы, а также четкий облик на каротажных диаграммах, делают свиту региональным репером.

Толщина свиты 15-18 м.

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

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

Куломзинская свита. Сложена морскими, преимущественно глинистыми отложениями, согласно перекрывающими верхнеюрские. Свита сложена, в основном, аргиллитами серыми, темно-серыми, плотными, крепкими, алевритистыми, иногда плитчатыми, с тонкими пропластками алевrolита. В верхней части свиты выделяется группа песчаных пластов Б12-13, а в нижней части выделяется ачимовская пачка, сложенная преимущественно уплотненными песчаниками и алевrolитами с прослоями аргиллитов.

Толщина свиты 300-340 м.

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

Толщина свиты 78 – 100 м.

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

Толщина свиты 470-510 м.

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

Толщина свиты 56-69 м.

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

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

Мощность свиты в пределах описываемой зоны 767 – 795 м.

Верхнемеловые отложения – К2. Верхнемеловые отложения представлены толщей морских, преимущественно глинистых пород и подразделяются на

четыре свиты: кузнецовскую (турон), ипатовскую (верх.турон + коньяк + ниж.сантон), славгородскую (верх.сантон + кампан) и ганькинскую (маастрихт + даний).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Таблица 2.1 – Стратиграфические разбивки разрезов поисково-оценочных скважин Западно-Моисеевской и Лесмуровской площадей (глубина кровли свиты/толщина свиты)

Скважина Альтитуда ротора(м) Свита	20 102,2	21 108,1	22 111,9	24 95,0	25 105,4	26 – Лёсмуров. 100,7	30 89.4	31 102.5
Чеганская								
Люлинворская							30 560	31
Талицкая	594 50	597 52	597 59	587 50	605 49		590 48	
Ганькинская	644 146	649 144	656 138	637 138	654 138	643 144	638 142	
Славгородская	790 124	793 123	794 131	775 128	792 129	787 125	780	848
Ипатовская								
Кузнецовская	914 12	916 11	925 11	903 13	921 12	912 13	910 12	920 14
Покурская	926 783	927 795	936 794	916 779	933 783	925 791	922 788	934 816
Алымская	1709 56	1722 58	1730 64	1695 60	1716 58	1716 60	1710 70	1750 41
Киялинская	1765 477	1780 488	1794 508	1755 484	1774 501	1776 491	1780 500	1791 503
Тарская	2242 91	2268 93	2302 100	2239 78	2275 89	2267 87	2280 90	2294 86
Куломзинская	2333 301	2361 309	2402 323	2317 299	2364 304	2354 307	2370 310	2380 306
Баженовская	2634 16	2670 17	2725 16	2616 16	2668 16	2661 15	2680 13	2686 12
Георгиевская	2650 1	2687 1	2741 3	2632 1	2684 1	2676 1	2693 2	2698 2
Васюганская	2651 55	2688 60	2744	2633 58	2685 66	2677 60	2695	2700
Тюменская	2706	2748		2691		2737	Не вскр	Не вскр

## 2.2 Тектоника

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

В региональном тектоническом плане мезозоя Западно-Сибирской плиты Западно-Моисеевское, Лесмуровское и Двуреченское месторождения расположены на юге Каймысовского свода – в зоне сочленения трех структурно-тектонических элементов второго порядка – Моисеевского к.п., Карандашовского к.п. и Нововасюганского вала и пространственно сопряжено с

Междуреченским локальным поднятием (структурой третьего порядка), являющимся составным осложняющим элементом юго-восточного склона прогиба.

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

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

Свод сформирован двумя системами поднятий северо-западного и северо-восточного направлений, относительно которых центральная (осевая) часть структуры I порядка несколько опущена. Такое строение свода, отнюдь не типичное для положительных тектонических элементов, фиксируется в рельефе как баженовской свиты, так и доюрского основания.

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

Нововасюганский мезовал имеет линейную форму и вытянут в северо-северо-западном направлении. По отражающему горизонту Па амплитуда структуры, ограниченной изогипсой, проведенной на отметке минус 2450 м, составляет 80 м, площадь – 1350 км<sup>2</sup>. В рельефе доюрского основания мезовал, сохраняя форму и незначительно уменьшаясь в размерах, выражен несколько контрастней. Структура оконтурена на глубине 2700 м, имеет площадь 1080 км<sup>2</sup> и амплитуду 180 м.

Западный и восточный склоны Нововасюганского мезовала осложнены серией тектонических нарушений, секущих юрские отложения. Аналогичные нарушения, обеспечивающие ступенчатое погружение территории в направлении Колтогорского мезопрогиба, выделены на северо-восточном крыле Катыльгинского куполовидного поднятия, осложняющего северо-восточный склон положительной структуры I порядка.

В наиболее приподнятых частях Каймысовского свода, разрез юры существенно сокращен и образования палеозоя со значительным перерывом перекрыты келловейскими отложениями.

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

В рельефе кровли и подошвы юры Карандашовское куполовидное поднятие имеет площадь, соответственно, 220 и 380 км<sup>2</sup>, амплитуду – 50 и 120 м.



Крапивинско-Моисеевское куполовидное поднятие расположено в зоне сочленения Каймысовского свода и Нюрольской мегавпадины. Площадь структуры по отражающему горизонту Па составляет 940 км<sup>2</sup>, амплитуда – 180 м, оконтуривающая изогипса проведена на отметке минус 2600 м. Структура несколько вытянута в северо-восточном направлении и ориентирована параллельно западному борту Нюрольской мегавпадины.

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

В рельефе доюрского основания Крапивинско-Моисеевское куполовидное поднятие сохраняет конфигурацию и характеризуется следующими параметрами: площадь – 850 км<sup>2</sup>, амплитуда – 320 м, оконтуривающая изогипса – минус 2880 м.

Колтогорско-Нюрольский желоб – отрицательная надпорядковая надрифтовая структура, «рассекающая» территорию Томской области в северо-северо-восточном направлении, расположена к востоку от Нижневартовского и Каймысовского сводов. Желоб объединяет серию депрессий различных порядков. В качестве самостоятельных тектонических элементов, осложняющих непосредственно желоб, выделено 4 разнопорядковых структуры: Колтогорский мезопрогиб, Черемшанская мезоседловина, Нюрольская мегавпадина, и Западно-Крапивинский прогиб. В структурном плане баженовской свиты надпорядковая депрессионная зона ограничена на глубине 2640 м и имеет площадь 36000 км<sup>2</sup>, амплитуда структуры составляет 360 м.

В локальном структурном плане по отражающему сейсмогоризонту Па Междуреченское поднятие представляет собой сложно построенную линейно-куполовидную антиклинальную складку, простирающуюся с юго-запада на северо-восток. Размеры складки по оконтуривающей изогипсе – 2580 м составляют: 13,7 \* 5 км при высоте 50 м. В западной части (район скважины 12) она выражена узкой линейной, и в восточной (район скважин 10, 13) – куполовидной формой. Отмечается существенное увеличение площади структуры на восточном участке месторождения. Сводовая поверхность поднятия осложнена мелкими локальными складками изометрических очертаний, что определяет ее многокупольное строение. Всего здесь насчитывается до четырех таких складок. Ундуляция шарниров мелких складок незначительна и не превышает 10 м. Наиболее крупная из них расположена в восточной части месторождения (район скважины 13). В поперечных сечениях структура имеет асимметричное строение. Её краевые обрамления по всему

периметру осложнены многочисленными структурными заливами и выступами.

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

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

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

Для детального изучения рассматриваемой площади использовалось около 2000 пог. км сейсмических профилей Томского геофизического треста и ОАО «Сибнефтегеофизика» и данные бурения поисково-разведочных и эксплуатационных скважин, а также привлекались результаты ГИС и сейсмокаротажа (СК) по скважинам, расположенным за пределами участка работ. В результате современный структурный план по региональному реперу Па как итоговая картина пликативной тектоники для верхнеюрских отложений участка работ была построена.

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

Вся зона локальных поднятий не может быть оконтурена единой

изогипсой, хотя, с учётом реальной точности структурных построений, на роль оконтуривающей могла бы претендовать изогипса в диапазоне от -2585 до -2580 м.

Двуреченское лок.под. III порядка вместе со своим юго-западным ответвлением оконтуривается изогипсой -2575 м и включает до 7 небольших куполов, условно относимых нами к структурам V порядка. Из шести надёжно картируемых куполов пять могут быть объединены в два локальных поднятия IV порядка: 1) Центрально-Двуреченское трёх- (возможно 4-х)-купольное лок.под. в районе скважин 10Р, 11Р и 13Р, оно оконтуривается изогипсой -2560 м и имеет амплитуду 35 м;

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

Лесмуровское лок.под. по изогипсе -2580 м оконтуривается совместно со всем Двуреченским лок.под., а в качестве самостоятельного оно может быть оконтурено изогипсой -2575 м, амплитуда его не более 7-8 м.

Западно-Моисеевская группа лок.под. в качестве единой структуры (III порядка) отдельно от вышеописанных не оконтуривается. По изогипсе -2580 м она распадается на три разномасштабных локальных поднятия. Основное из них вытянуто с северо-запада на юго-восток в виде 8-километровой полосы шириной 2,6-3,7 км, оно имеет амплитуду до 55 м в своём центральном куполе, который может быть объединён по оконтуривающей изогипсе -2550 м с соседним северным куполом (район скв. 24Р) в единое лок.под. IV порядка; от него небольшой седловинкой отделяется южный купол в районе скв. 20Р и 21Р. Основное 3-купольное лок.под. имеет два основных ответвления в юго-западном направлении, каждое ответвление можно рассматривать в качестве самостоятельного двухкупольного лок.под. IV-V порядка; из них наиболее приподнятым является северо-западное (с амплитудой более 15 м относительно а.о. -2580), с крутым западным склоном, отделённое от основного поднятия небольшой седловиной в районе скв. 25Р.

По доюрскому фундаменту все описанные поднятия имеют ещё более сложную форму и в более контрастном виде повторяют структурный план по отражающему горизонту Па.

Вверх по разрезу структурные планы (по меловым реперным горизонтам) выполаживаются. Наблюдается тенденция к объединению ряда структур.

Проявление дизъюнктивной тектоники на рассматриваемом участке прежде всего связано с наличием линейных зон деструкции и разуплотнения, унаследованных от нижележащих разрывных нарушений фундамента. Лишь самые крупные из нарушений, например, вдоль восточного склона вышеописанной приподнятой зоны, могут проявляться на уровне верхнеюрских отложений в виде субвертикальных смещений с небольшими амплитудами (вероятно не превышающих 10 м).

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

нефтегазоносности):

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

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

3) наличие локальных антиклинальных поднятий, ненарушенных дизъюнктивной тектоникой.

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

### **2.3 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 песчаности) и нефтенасыщенности, таблица 2.2.

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.

Кроме того, по пласту Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> для выяснения и оценки основных закономерностей распределений по площади проницаемости, нефтенасыщенных толщин, песчаности 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.

Западно-Моисеевское месторождение.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>. 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. Песчаность 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 мкм<sup>2</sup> и гидродинамике -0,037 мкм<sup>2</sup>. Средняя пористость по керну оценена в 0,156 (12 определений из 14 скважин) и

материалам ГИС в 0,184. Существенные расхождения (на 0,109м/м<sup>2</sup>) в оценке показателя проницаемости по керну и гидродинамике объясняются, очевидно, не представительностью выборки и малым количеством проанализированных скважин.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>. Общая толщина в 14 разрезах продуктивных скважин изменяется от 1,6 до 4,6 м, эффективная – от 1,4 до 4,6 м и нефтенасыщенная – от 1,4 до 4,6 м. Средние статистические показатели по пласту составляют: общей толщины 3,0 м, эффективной и нефтенасыщенной – 2,57 м. Песчаность разреза изменяется от 0,62 до 1, расчлененность от 0,2 до 1. Среднее значение песчаности по пласту оценивается в 0,89 (13 скважин) и расчлененности в 0,65. Нефтенасыщенность пород по ГИС колеблется от 0,43 до 0,69.

Среднее значение по разрезам 12 скважин составляет 0,56 коллекторские свойства пласта низкие: открытая пористость в разрезах скважин по керну изменяется от 0,12 до 0,174, при среднем значении 0,142 и материалам ГИС оценивается от 0,140 до 0,184, при среднем статистическом показателе – 0,150; средняя проницаемость по керну в скважинах изменяется от 0,005 до 0,013 мкм<sup>2</sup> и по пласту в целом она составляет 0,004 мкм<sup>2</sup>. По гидродинамике изменения проницаемости пласта оцениваются от 0,0012 до 0,015 мкм<sup>2</sup>.

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 Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> и двум участкам пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>. Необходимо отметить, что связи с малым количеством проанализированных скважин полученные результаты имеют информативный характер и могут быть использованы для сравнительной оценки объектов исследований.

Западно-Моисеевское месторождение.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>. Общая толщина пласта составляет 2,7 м, интервал ее изменения от 2 до 3,2 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 2,6 м. Непроницаемые разделы отсутствуют. Среднее значение коэффициента песчаности составляет 1; коэффициент расчлененности равен 1.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>. Общая средняя толщина пласта составляет 11 м, с интервалом изменения от 10,2 до 11,8 м. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина в чисто нефтяной зоне составляет 8,2 м, интервал ее изменения от 6 до 8,8 м. Средняя толщина непроницаемых прослоев 2,7 м (изменяется от 1,2 до 4,4 м). Среднее значение коэффициента песчаности составляет 0,75 при коэффициенте вариации 0,172; среднее значение коэффициента расчлененности 4,5 при коэффициенте вариации 0,287.

Средние значения проницаемости по пластам Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> соответственно равны 14,4 и 11,3 мД, пористости – 17,4 и 16,9 %. В распределении пористости по пласту Ю<sub>13</sub> больших отклонений не отмечается (коэффициент вариации – 0,053). Максимальное и минимальное значения проницаемости по разрезу горизонта Ю<sub>1</sub> различаются в 4,5 раза.

По геофизическим данным средние значения проницаемости изменяются от 6 мД (пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>) до 18 мД (пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>), какие-либо тенденции в ее распределении по разрезу отсутствуют. Средние значения пористости по ГИС –

15,3 % для пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и 15,0 % - для пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>.

Гидродинамические исследования были выполнены по пласту Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> в одной скважине ( $k_{пр}=24,5$  мД), по пласту Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> в трех скважинах (среднее значение проницаемости 28,3 мД). Максимальное значение проницаемости  $k_{пр}=93$  мД отмечается по пласту Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> (скв.20п, интервал 2661-2669м).

Двуреченское месторождение.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>. Общая толщина пласта составляет 6 м, интервал ее изменения от 1,4 до 6 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 0,9 м, интервал ее изменения от 0 до 2,2 м. Толщина непроницаемых разделов составляет 5,1 м, интервал ее изменения от 0,6 до 4,2 м. Среднее значение  $K_p$  равно 0,543 при коэффициенте вариации 0,633; среднее значение  $K_r$  – 1,5 при коэффициенте вариации 0,471.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>М</sup>. Общая толщина пласта составляет 3,8 м, интервал ее изменения от 3,8 до 5,0 м. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 3,4 м с диапазоном ее изменения от 1,2 до 3,4 м, толщина непроницаемых разделов составляет 0,4 м с интервалом их изменения от 0,4 до 4 м. Среднее значение  $K_p$  равно 0,636 при коэффициенте вариации 0,579; среднее значение  $K_r$  – 2 при коэффициенте вариации 0,5.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>. Общая средняя толщина пласта в нефтяной части составляет 10 м, с интервалом изменения толщины по пласту от 9,0 до 14,0 м. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина в чисто нефтяной зоне составляет 5,2 м, интервал ее изменения от 4,6 до 5,8 м. Эффективная водонасыщенная толщина пласта составляет 3,6 м. Толщина непроницаемых прослоев по пласту в среднем 4,8 м с интервалом их изменения от 1,4 до 4,6 м. Среднее значение  $K_p$  равно 0,537 при коэффициенте вариации 0,045; среднее значение  $K_r$  – 3,3 при коэффициенте вариации 0,631.

Средние значения для проницаемости увеличиваются вниз по разрезу и изменяются от 8,5 до 50,5 мД. Открытая пористость пород варьирует в пределах 11,1-21,7 % и в среднем по пластам Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>М</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> составляет 15,1; 13,6; 16,6 и 13,6 % соответственно.

По геофизическим данным средние значения проницаемости изменяются от 2,6 до 23 мД, какие-либо тенденции в ее распределении по разрезу отсутствуют. Пористость по ГИС изменяется от 8,7 до 15,7 %.

Гидродинамические исследования скважин показали значительное различие по проницаемости продуктивных пластов – минимальное значение 4,3 мД по пласту Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, максимальное – 1700 мД по пласту Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>. Горизонт Ю<sub>1</sub> характеризуется большой степенью неоднородности коллекторских свойств: пласты-коллектора надугольной и межугольной толщ: Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>М</sup> имеют низкие коллекторские свойства, подугольный пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> в свою очередь отличается резкой дифференциацией свойств – в верхней части (пачка А) он обладает свойствами «суперколлектора», в нижней – аналогичен коллекторам надугольной и межугольной толщ.

Таблица 2.2 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Крапивинской группы месторождений

Месторождение	Толщина	Наименование	Пласты		
			Зоны пласта Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup>	Зоны пласта Ю <sub>1</sub> <sup>3-4</sup>	Зоны пласта Ю <sub>1</sub> <sup>М</sup>
			по пласту в целом	по пласту в целом	по пласту в целом
Крапивинское	Общая	Средняя, м	3	13,6	
<b>Зап. - Моисеевское</b>	<b>Общая</b>	<b>Средняя, м</b>	<b>2,7</b>	<b>11</b>	
Двуреченское	Общая	Средняя, м	6	10	3,8
Среднее по группе месторождений			3,90	11,53	3,80
Крапивинское	Эффективная	Средняя, м	2,57	12,6	
<b>Зап.- Моисеевское</b>	<b>Эффективная</b>	<b>Средняя, м</b>	<b>2,6</b>	<b>8,2</b>	
Двуреченское	Эффективная	Средняя, м	0,9	5,2	3,4
Среднее по группе месторождений			2,02	8,67	3,40
Крапивинское	Нефтенасыщенная	Средняя, м	2,57	9,5	
<b>Зап.- Моисеевское</b>	<b>Нефтенасыщенная</b>	<b>Средняя, м</b>	<b>2,6</b>	<b>8,2</b>	
Двуреченское	Нефтенасыщенная	Средняя, м	0,9	5,2	3,4
Среднее по группе месторождений			2,02	7,63	3,40
Крапивинское	Коэффициент песчанистости, доли ед.		0,87	0,91	
<b>Зап.- Моисеевское</b>	<b>Коэффициент песчанистости, доли ед.</b>		<b>1</b>	<b>0,75</b>	
Двуреченское	Коэффициент песчанистости, доли ед.		0,74	0,53	0,63
Среднее по группе месторождений			0,87	0,73	0,63
Крапивинское	Коэффициент расчлененности, доли ед.		0,65	0,35	
<b>Зап.- Моисеевское</b>	<b>Коэффициент расчлененности, доли ед.</b>		<b>1</b>	<b>4,5</b>	
Двуреченское	Коэффициент расчлененности, доли ед.		1,25	3,3	2
Среднее по группе месторождений			0,97	2,72	2,00
Крапивинское	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>		0,004	0,038	
<b>Зап.- Моисеевское</b>	<b>Проницаемость, мкм<sup>2</sup></b>		<b>0,024</b>	<b>0,028</b>	
Двуреченское	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>		0,0056	0,024	0,034
Среднее по группе месторождений			0,01	0,03	0,03
Крапивинское	Пористость, доли ед.		0,15	0,18	
<b>Зап.- Моисеевское</b>	<b>Пористость, доли ед.</b>		<b>0,15</b>	<b>0,15</b>	
Двуреченское	Пористость, доли ед.		0,15	0,18	0,19
Среднее по группе месторождений			0,15	0,17	0,19
Крапивинское	Нефтенасыщенность, доли ед.		0,56	0,6	
<b>Зап.- Моисеевское</b>	<b>нефтенасыщенность, доли ед.</b>		<b>0,62</b>	<b>0,55</b>	
Двуреченское	нефтенасыщенность, доли ед.		0,7	0,69	0,72
Среднее по группе месторождений			0,63	0,61	0,72

В целом по площади распространения продуктивных коллекторов наибольшая проницаемость отмечается в отложениях гребней барьерных островов, а по разрезу наибольшие значения отмечаются в пласте Ю<sub>1</sub><sup>3А</sup>. Минимальные средние значения проницаемости отмечены в пласте Ю<sub>1</sub><sup>М</sup> – 5.9 мД по керну, 7.3 мД по ГИС. По керновым данным максимальные значения проницаемости отмечаются на Западно-Моисеевской – в скважине 25 – 2392 мД, на Лесмуровской – в скважине 215 – 3584 мД.

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

#### **2.4 Состав и основные физические свойства нефти, газа и попутной воды**

На начало разработки месторождения имелись сведения по составу глубинных проб нефтей из 6 скважин. По этим 6 скважинам имеются результаты анализов 16 проб нефтей. Из них 15 проб отобраны из пласта Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> и только одна проба из пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>.

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 участка А изменяется в одних и тех же пределах (17 – 37 м<sup>3</sup>/т). Нефть на участке В обладает аномально низким для нефтей пласта Ю<sub>1</sub> газосодержанием (9 – 11 м<sup>3</sup>/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 С<sub>2</sub>.

Характеристика нефти представлена в таблице 2.3, а компонентный состав газа в таблице 2.4.



Таблица 2.3 – Характеристика нефти

№№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Количество
1.	Плотность нефти в пластовых условиях	кг/м <sup>3</sup>	770-804
2.	Плотность нефти в поверхностных условиях	кг/м <sup>3</sup>	848-853
3.	Вязкость пластовой нефти	мПа·с	1,153-2,1
4.	Вязкость нефти в стандартных условиях		
	при 20 °С	мПа·с	7,06-9,56
	при 50 °С	мПа·с	3,39-4,6
5.	Массовое содержание (среднее значение):		
	серы	% массы	0,52-0,814
	смола силикагелевых	% массы	5,2-7,75
	асфальтенов	% массы	1,8-4,4
	парафинов	% массы	1,81-4,0
6.	Температура плавления парафина	°С	47,3-55
7.	Выход фракций		
	100 °С	% об.	6
	150 °С	% об.	14-20
	250 °С	% об.	23-39
	300 °С	% об.	39,5-52
8.	Газовый фактор (среднее значение)	м <sup>3</sup> /т	27-36,2
9.	Температура застывания	°С	-10
10.	Обводнённость	%	5-50
11.	Содержание мех. примесей	мг/дм <sup>3</sup>	180-300

Таблица 2.4 – Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной из пластовой нефти при дифференциальном разгазировании пластовой нефти Крапивинской группы месторождений

Наименование	Молекулярная концентрация, %		
	Выделившийся газ	Сепарированная нефть	Пластовая нефть
Двуокись углерода	1,45-2,3	0,11	0,34-0,54
N <sub>2</sub> + редкие	3,18-3,9	-	0,5-0,88
CH <sub>4</sub>	3,38-56,6	0,07-0,11	7,35-16,23
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	6,76-15,47	0,3-0,7	1,84-2,57
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	8,83-17,24	2,03-3,99	4,46-5,64
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1,09-3,79	1,1-1,76	1,46-4,48
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	3,02-6,7	3,09-3,89	1,73-3,82
i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,47-1,87	1,32-2,67	1,22-3,11
n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,39-1,6	1,45-3,6	1,312,85
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> + остаток	0,51-0,86	84,44-87,95	65,99-76,87
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	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.

Информация о физико-химических свойствах и составе пластовых вод Двуреченского месторождения немногочисленна. Исследования проводились в разное время, начиная с 1994 года, и разными лабораториями (ТО

СНИИГГиМСа, ХАЛ НГДУ «Васюганнефть», ЛХА ЦНИПР). В таблице 2.5 приведены обобщенные результаты по составу и свойствам пластовых вод. Разброс значений минерализации вод Западно-Моисеевской площади несколько шире, чем на Двуреченской. Причем в пробах вод из разведочных скважин (1994-1995 г.г.) минерализация находится на уровне 23- 33 г/л, в настоящее время в некоторых образцах она достигает 43 г/л, при этом заметно повышено содержание хлорид-ионов и увеличилась кислотность воды (рН 6,4-6,6).

Таблица 2.5 – Свойства и содержание ионов в пластовой воде Западно-Моисеевского месторождения

Содержание ионов, мг/л	Рекомендуемые значения
Сумма ионов калия и натрия	9971,7
Кальций	729,0
Карбонаты	Отсутствуют
Гидрокарбонаты	1341
Хлориды	16327,0
Магний	134
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,017
рН	7,20
Минерализация	29760
Тип воды	хлоркальциевый

## 2.5 Запасы нефти

На государственном балансе запасы числились отдельно по Двуреченскому, Лесмуровскому и Западно-Моисеевскому месторождениям. По результатам эксплуатационного бурения 2009-20015 гг. году залежь Ю<sub>1</sub><sup>3А</sup> – основной продуктивный горизонт – оказалась единой. Три площади были объединены в единое – Двуреченское месторождение. Геологические запасы Двуреченского месторождения представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 - Геологические запасы Двуреченского месторождения на 01.01.12

Балансовые запасы, тыс.т.	63420
Начальные извлекаемые запасы, тыс.т.	27981
Остаточные запасы	8950
Проектный коэффициент извлечения нефти (КИН)	0,4410
Текущий КИН	0,3
Накопленная добыча на 01.01.2009, тыс.т.	19030,6
% отбора от начальных извлекаемых запасов (НИЗ), %	68

Западно-Моисеевское месторождение.

Пласт Ю11: нефти кат. С1 – 155 тыс.т; кат. С2 –599 тыс.т; растворённого газа кат. С1 –2,7 млн.м<sup>3</sup>; кат. С2 –10,3 млн.м<sup>3</sup>.

Пласт Ю13: нефти кат. С1 –2079 тыс.т; кат. С2 –4222 тыс.т;  
растворённого газа кат. С1 –35,8 млн.м3; кат. С2 –72,8 млн.м3.

Таблица 2.7 – Запасы нефти и растворенного газа по месторождениям

Пласт	Категория запасов	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т			Запасы растворенного газа, млн.м <sup>3</sup>		
		двуреч.	зап.-моис.	крапив.	двуреч.	зап.-моис.	крапив.
Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	С <sub>1</sub>	30	<b>155</b>		1,1	<b>2,7</b>	
	С <sub>2</sub>	291	<b>599</b>		10,5	<b>10,3</b>	
	Всего	321	<b>754</b>		11,6	<b>13</b>	
Ю <sub>1</sub> <sup>М</sup>	С <sub>1</sub>	304			11		
	С <sub>2</sub>	2197			79,5		
	Всего	2501			90,5		
Ю <sub>1</sub> <sup>3</sup>	С <sub>1</sub>	1422	<b>2079</b>	26526	51,5	<b>35,8</b>	801,9
	С <sub>2</sub>	2732	<b>4222</b>	9456	98,9	<b>72,8</b>	285,9
	Всего	4154	<b>6301</b>	35982	150,4	<b>108,6</b>	1087,8
Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>	С <sub>1</sub>			3310			100,1
	С <sub>2</sub>			2090			63,2
	Всего			5400			163,3
Ю1	С <sub>1</sub>	1756	<b>2234</b>	29836	63,6	<b>38,5</b>	902,0
	С <sub>2</sub>	5220	<b>4821</b>	11546	188,9	<b>83,1</b>	349,1
Всего		6976	<b>7055</b>	41382	252,5	<b>121,6</b>	1251,1
		55413,0			1625,2		

### 3 Анализ разработки западно-моисеевского месторождения

#### 3.1 Проектные показатели разработки Западно-Моисеевского месторождения

Расчет технологических показателей выполнен с помощью компьютерной гидродинамической модели месторождения для пяти вариантов разработки. Все варианты рассчитаны до срока достижения значения технологического коэффициента извлечения нефти. Прогнозное моделирование проведено при ограничении давления на забое добывающих скважин 6 МПа. Давление на забоях нагнетательных скважин 45 МПа. Добывающие скважины отключаются при достижении обводненности 98 %. Во всех вариантах предусмотрены операции по гидроразрыву пласта по всему проектному добывающему фонду.

Предлагаемые к рассмотрению варианты отличаются расстоянием между скважинами в разбуренной и неразбуренной частях месторождения, применению методов увеличения нефтеотдачи пластов.

Технологические показатели пяти вариантов сходны, отклонение величины накопленной добычи нефти в ту или иную сторону не превышает 10 %. Из предложенных вариантов разработки месторождения с применением пятиточечной системы разбуривания наилучшими технологическими показателями (КИН, добыча нефти) обладает вариант 1.

Согласно первому варианту предусмотрено увеличение фонда добывающих скважин с 60 до 83 в 2012 г. Количество кустовых площадок будет увеличено с 7 до 11.

В соответствии с проектными решениями общий объем добываемой жидкости достиг максимума в 2013 г., при этом наблюдается монотонное снижение среднего дебита скважин по жидкости с максимального значения 542,7 м<sup>3</sup>/сут в 2012 году, до 130,8 м<sup>3</sup>/сут в 2016 г. Далее предусмотрено плавное снижение среднего дебита до 46 м<sup>3</sup>/сут в 2018 г. При этом максимальный дебит скважин ожидается на уже разбуренных кустах в центральной части месторождения, в среднем около 125 м<sup>3</sup>/сут. Максимальный дебит более 250 м<sup>3</sup>/сут ожидается только на отдельных новых скважинах куста 4 и куста 21 объекта разработки Ю<sub>1</sub><sup>3А</sup>. На южной части Западно-Моисеевской площади ожидаемые дебиты новых скважин существенно меньше и составляют, в среднем, до 146 м<sup>3</sup>/сут.

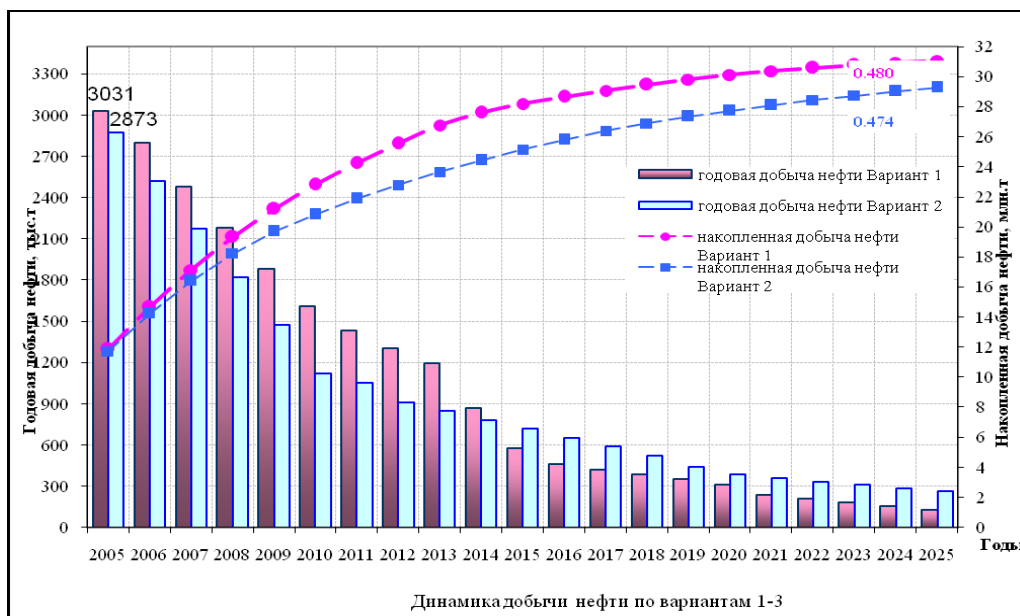


Рисунок 3.1 – Основные проектные технологические показатели разработки Западно-Моисеевского месторождения

Пиковые показатели добычи нефти приходятся на 2004 год – 3169,7 тыс. тонн.

Изменение основных технологических показателей разработки по годам разработки на ближайшие 15 лет приведены на рисунке 3.1.

Отметим, что за счет изменения динамики разбуривания и отклонения дебитов от проектных значений в настоящее время планируется более крутое падение добычи во времени при более быстром росте обводненности, по сравнению с действующим проектным документом.

### 3.2 Текущее состояние разработки Западно-Моисеевского месторождения

На 01.01.2012 года пробурено на Двуреченском месторождении 103 скважин основного фонда, из них 66 добывающих, 30 нагнетательных, 7 водозаборных скважин (таблица 3.1).

Добывающий действующий фонд составил 62 скважин, в бездействии находится 4 скважин. Нагнетательный действующий фонд составил 30 скважин, в бездействии находится 1 скважина. Соотношение действующих нагнетательных и добывающих скважин в целом по месторождению равно 1:2.

Динамика показателей текущего состояния приведена в таблице 3.2. Из приведённых данных видно, что основная доля добычи нефти по месторождению получена при помощи импортных погружных установок REDA, причём с течением времени доля этих установок будет только увеличиваться, т.к., во-первых, нет аналогов российского производства, во-вторых, работы по монтажу, эксплуатации, техническому обслуживанию ЭПО по ЦДНГ-10 с 1.01.2010 года производит международная корпорация

Schlumberger. Заключён договор по комплексному обслуживанию оборудования.

Таблица 3.1 – Фонд скважин на 01.05.12

Пробуренный фонд	103
Фонд добывающих скважин	66
Действующий фонд:	62
ЭЦН	17
RED	45
Бездействующий фонд	4
Фонд нагнетательных скважин	30
Действующий	29
Бездействующий	1
Водозаборные скважины	7
В ликвидации, в ожидании ликвидации	1
В консервации	0
Наблюдательные/пьезометрические	0

Таблица 3.2 – Динамика показателей текущего состояния разработки Западно- Моисеевского месторождения

			2005г	2006г	2007г	2008г	2009г	2011г	2012г
№ п/п	Наименование показателя	единицы измер.	Итог	Итог	Итог	Итог	Итог	Итог	Итог
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>1.</b>	<b>ДОБЫЧА НЕФТИ</b>								
1.1.	за период	тыс.т	71,80	794,10	2019,00	3169,70	1847,20	1155,000	242,700
1.1.1.	из новых скважин	тыс.т	71,800	652,313	719,849	45,938	0,000	28,296	15,737
1.1.2.	ФОН	тыс.т	71,800	50,512	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.1.3.	ЭЦН	тыс.т	0,000	66,103	360,114	381,637	139,605	208,251	85,952
1.1.4.	ШГН	тыс.т	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.1.5.	УВН	тыс.т	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.1.7.	RED	тыс.т	0,000	677,485	1658,886	2788,063	1707,595	946,749	156,748
1.2.	среднесуточная	т/сут	196,7	2175,6	5531,5	8660,4	5060,8	3164,4	2696,7
1.2.1.	из новых скважин	т/сут	196,7	1787,2	1972,2	125,5	0,0	77,5	174,9
1.2.2.	ФОН	т/сут	196,7	138,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.2.3.	ЭЦН	т/сут	0,0	181,1	986,6	1042,7	382,5	570,6	955,0
1.2.4.	ШГН	т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.2.5.	УВН	т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.2.7.	RED	т/сут	0,0	1856,1	4544,9	7617,7	4678,3	2593,8	1741,6
1.3.	с начала разработки	тыс.т	71,80	865,90	2884,90	6054,60	7901,80	9056,800	9299,500
2.1.	за период	тыс.т	72,66	823,49	2245,50	4528,38	5235,71	5779,308	
2.1.1.	из новых скважин	тыс.т	72,66	678,19	768,76	99,43	0,00	33,344	
2.2.	среднесуточная	т/сут	199,1	2256,1	6152,0	12372,6	14344,4	15833,7	
2.2.1.	из новых скважин	т/сут	199,1	1858,1	2106,2	271,7	0,0	91,4	
3.1.	за период	т/сут	269,42	550,31	301,89	268,84	170,14	93,73	
3.1.1.	по новым скважинам	т/сут	269,42	602,88	186,54	105,92		21,85	
3.1.2.	ФОН	т/сут	269,42	316,69					
3.1.3.	ЭЦН	т/сут		384,32	125,17	67,23	28,49	33,10	
3.1.4.	ШГН	т/сут							
3.1.5.	УВН	т/сут							
3.1.7.	RED	т/сут		609,52	435,31	455,99	286,65	156,99	

Продолжение Таблицы 3.2

4.1.	за период	т/сут	272,63	570,68	335,76	384,07	482,25	468,99	
4.1.1.	по новым скважинам	т/сут	272,63	626,80	199,21	229,26		25,75	
4.1.2.	ФОН	т/сут	272,63	322,79					
4.1.3.	ЭЦН	т/сут		402,98	136,66	95,81	95,05	101,34	
4.1.4.	ШГН	т/сут							
4.1.5.	УВН	т/сут							
4.1.7.	RED	т/сут		632,20	486,07	651,68	800,72	852,60	
5.	ОБВОДНЕННОСТЬ (весовая)								
5.1.	за период	%	1,18	3,57	10,09	30,00	64,72	80,01	
6.	ЗАКАЧКА ВОДЫ								
6.1.	за период	тыс.м3	0,00	0,00	2572,00	6359,00	7181,00	7097,000	
6.2.	среднесуточная	м3/сут	0,0	0,0	7046,6	17374,3	19674,0	19443,8	
7.1.	за период	м3/сут			1079,99	1232,82	1270,78	1215,63	
8.	КОМПЕНСАЦИЯ								
8.1.	за период	%	0,00	0,00	92,30	118,24	123,59	116,657	
8.2.	с начала года	%	0,00	0,00	92,30	118,24	123,59	116,657	
8.3.	с начала разработки	%	0,00	0,00	65,70	96,11	106,68	109,547	
9.1.	эксплуатац. фонд	скв	1	10	37	36	36	51	
9.2.	действующий фонд	скв	1	10	37	34	33	48	
9.2.1.	ФОН	скв	1	0	0	0	0	0	
9.2.2.	ЭЦН	скв	0	0	20	15	16	31	
9.2.3.	ШГН	скв	0	0	0	0	0	0	
9.2.4.	УВН	скв	0	0	0	0	0	0	
9.2.6.	RED	скв	0	10	17	19	17	17	
							3	3	
9.3.	в консервации	скв	0	0	0	0	0	0	
9.4.	наблюд/пьезометр	скв	0	0	0	0	0	0	
10.1.	эксплуатац. фонд	скв	0	1	12	16	16	18	19
10.2.	действующий фонд	скв	0	0	12	16	16	18	18



Окончание Таблицы 3.2

10.3.	бездействующий фонд	СКВ	0	0	0	0	0	0	1
10.4.	в консервации	СКВ	0	0	0	0	0	0	0
10.5.	наблюд./пьезометр	СКВ	0	0	0	0	0	0	0
11.1.	в экспл.на нефть	СКВ	1	10	32	3	0	15	6
11.2.	нагн.под закачку	СКВ	0	0	12	4	0	2	1
12.1.	всего	СКВ	1	10	37	34	33	48	56
12.2.	до 2 %	СКВ	1	0	0	0	0	0	0
12.3.	от 2 до 20 %	СКВ	0	10	34	20	10	20	21
12.4.	от 20 до 50 %	СКВ	0	0	3	8	7	6	13
12.5.	от 50 до 90 %	СКВ	0	0	0	6	13	13	11
12.6.	более 90 %	СКВ	0	0	0	0	3	9	11
13.1.	за период		1,0000	0,9556	0,8946	0,9062	0,9046	0,9162	0,8826
14.1.	за период		1,0000	0,9220	0,8438	0,8684	0,8262	0,8255	0,8329

С 2007 года добыча нефти осуществляется только механизированным способом эксплуатации, установками ЭЦН и REDA различного типоразмера и производительности (от ЭЦН-30 до ЭЦН-400, от REDA-DN-285 до REDA-DN-10000).

В динамике показателей разработки за весь период разработки можно отметить резкий рост увеличения обводнения продукции скважин начиная с момента форсирования отборов в 2004 году. Среднегодовая обводнённость составила на 1.01.2012г. 89 %.

В настоящее время обводнённость продукта снижается за счёт ввода новых безводных скважин на кусте №4 Западно-Моисеевском и составляет 87,1 %.

### **3.3 Перспективы дальнейшей разработки Западно-Моисеевского месторождения**

Перспективы дальнейшей разработки – ищем нефть в новых местах со старыми идеями. Прирост в текущей добыче нефти просматривается вводом новых скважин на востоке и юго-востоке Западно-Моисеевской площади. Все вновь вводимые скважины отрабатываются на нефть, затем проводятся мероприятия по формированию системы ППД с учётом рекомендаций ТомскНИПИнефть. Довольно часто применяется удачный опыт формирования внутриконтурного заводнения куста №9 Крапивинского, что позволяет при условии достаточной компенсации в довольно-таки сжатые сроки проводить мероприятия по интенсификации добычи нефти.

Основные перспективы повышения эффективности выработки запасов нефти по горизонту Ю<sub>1</sub><sup>3А</sup> Западно-Моисеевского месторождения связаны с отработанными мероприятиями по интенсификации притока к добывающим скважинам, улучшению условий притока флюидов к скважине (уменьшению скин-фактора), увеличению приемистости нагнетательных скважин, ограничению притока подошвенных и закачиваемых вод в добывающие скважины.

Для интенсификации притока к добывающим скважинам по горизонту Ю<sub>1</sub><sup>3Б</sup> Западно-Моисеевского месторождения реализуется программа интенсификации добычи нефти методом форсированных отборов (применено на всех добывающих скважинах), после проведения гидравлического разрыва пласта, дополнительной перфорации.

Интенсификация добычи нефти (ИДН) проводится по прежнему за счет форсированного отбора жидкости при снижении забойного давления до 5 – 6 МПа. Форсирование отбора жидкости проводится в комплексе с методом поддержания пластового давления путём закачки рабочего агента (воды) в пласт.

На рисунке 3.2 отражена базовая добыча нефти без учёта ГТМ и добыча по Западно-Моисеевскому участку с учётом геолого-технических мероприятий за 2008 год.

Основные приросты получены за счёт ввода новых скважин по кусту №4. Максимальные приросты получены по пласту Ю<sub>1</sub><sup>3А</sup> Западно-Моисеевского месторождения, по горизонту Ю<sub>1</sub><sup>3Б</sup> приросты значительно ниже, несмотря на проведенный гидравлический разрыв пласта по всем без исключения скважинам.

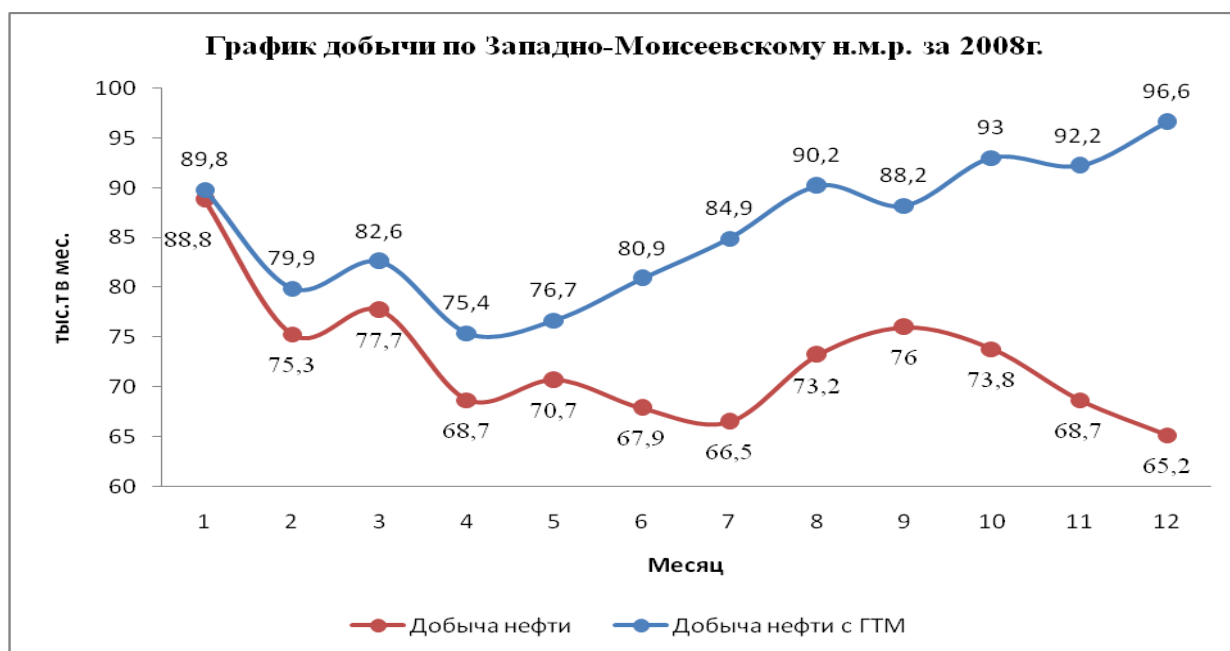


Рисунок 3.2 – Добыча нефти по Западно-Моисеевскому месторождению за 2008 ГОД

## 4 Анализ эффективности работы установок ЭЦН и REDa

### 4.1 Выбор способа эксплуатации

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

В настоящее время отечественные заводы выпускают электроцентробежные насосы широких диапазонов производительности ( $10-2000 \text{ м}^3/\text{сут}$ ) и развиваемых напоров ( $500-3000 \text{ м}$ ). Однако электроцентробежные насосы высокой производительности – то  $1000 \text{ м}^3/\text{сут}$  и выше, имеют недостаточно высокие напорные характеристики, что обуславливает ограничения по глубине спуска установок. Поэтому на Западно-Моисеевском месторождении, впервые в ОАО «ТН» ВНК, начали применять импортные высокодебитные установки. Есть опыт применения импортных электроцентробежных насосов типа REDA серий EZ, DN, SN, GN, DR, GR и Centrilift серии FC, GC производительностью до  $1590 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

Все установки Западно-Моисеевского месторождения рассчитываются, используя специализированное программное обеспечение по подбору ЭЦН SUBPUMP 8.0 (PSG - IHS Energy). Расчеты проводятся с использованием известных корреляций Хайгедорна-Брауна для вертикального многофазного (нефть-газ-вода) потока, позволяющих корректно выбирать оптимальный режим эксплуатации оборудования в соответствии с его паспортными техническими характеристиками, режимом течения, физико-химическими характеристиками флюида, инклинометрией скважин, другими техническими параметрами. Характеристики притока определяются по уравнениям Дарси и Вогеля с поправкой на обводненность продукции.

Ввиду низкого газового фактора у скважин с обводненностью 5% и выше, количество свободного газа на приеме насоса незначительно. Результаты расчетов показывают возможность добычи жидкости из скважин установками УЭЦН даже при минимальной обводненности продукции (от 0.1% и выше). Результаты оптимизации условий работы УЭЦН, обеспечивающие приемлемые для насоса и погружного электродвигателя режимы при заданном забойном давлении 6 МПа(принятом теперь и в НК «РОСНЕФТЬ»), приведены в таблице 4.1.

Для достижения запланированных проектом объёмов добычи жидкости на Западно-Моисеевском месторождении рекомендуется применение установок ЭЦН импортного исполнения производительностью от 25 до  $1500 \text{ м}^3/\text{сут}$ , в зависимости от коэффициента продуктивности каждой конкретной скважины.

Таблица 4.1 - Результаты расчета условий работы УЭЦН при  $P_{заб}=6$  МПа

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

## 4.2 Эксплуатация скважин с использованием УШГН, ЭВН, ГПН, УЭДН

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

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

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

возможность замены насоса без глушения скважин и проведения подземного ремонта скважин.

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

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

Диафрагменные погружные насосы (УЭДН), обеспечивающие широкий диапазон регулирования производительности при малых дебитах (4 – 28 м<sup>3</sup>/сут) и развивающие напор 1700 – 2000 м, эффективны в скважинах с высоковязким флюидом при большой концентрации мехпримесей. Преимущество перед УШГН и УЭЦН не наблюдается ни по возможностям дополнительной добычи, ни по наработке на отказ. На Западно-Моисеевском месторождении закладывать УЭДН нецелесообразно из-за большой глубины скважин и ограничений по допустимым напорам насосов.

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

Таким образом, добыча нефти на Западно-Моисеевском месторождении будет осуществляться механизированным способом, в основном с использованием высоконапорных импортных высокопроизводительных ЭЦН типа REDA или Centrilift.

### 4.3 Назначение и устройство ЭЦН

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.

Установки имеют два исполнения:

- обычное;
- коррозионно-стойкое.

Пример условного обозначения установки:

- при заказе: УЭЦНМ5-125-1200 ВК02 ТУ 26-06-1486 – 87;
- в технической документации: УЭЦНМ5-125-1200 ТУ 26-06-1486 – 87;
- где У – установка; Э – привод от погружного двигателя;

Ц – центробежный; Н – насос; М – модульный; 5 – группа насоса; 125 – подача, м<sup>3</sup>/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. –  $1 \text{ мм}^2/\text{с}$ ;

- 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

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

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

Установки УЭЦНМ и УЭЦНМК (рисунки 4.1 и 4.2) состоят из:

- погружного насосного агрегата, кабеля в сборе,

- наземного электрооборудования – комплектной трансформаторной подстанции (индивидуальной КТПН или кустовой КТПНКС).

Вместо подстанции можно использовать трансформатор и комплектное устройство.

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

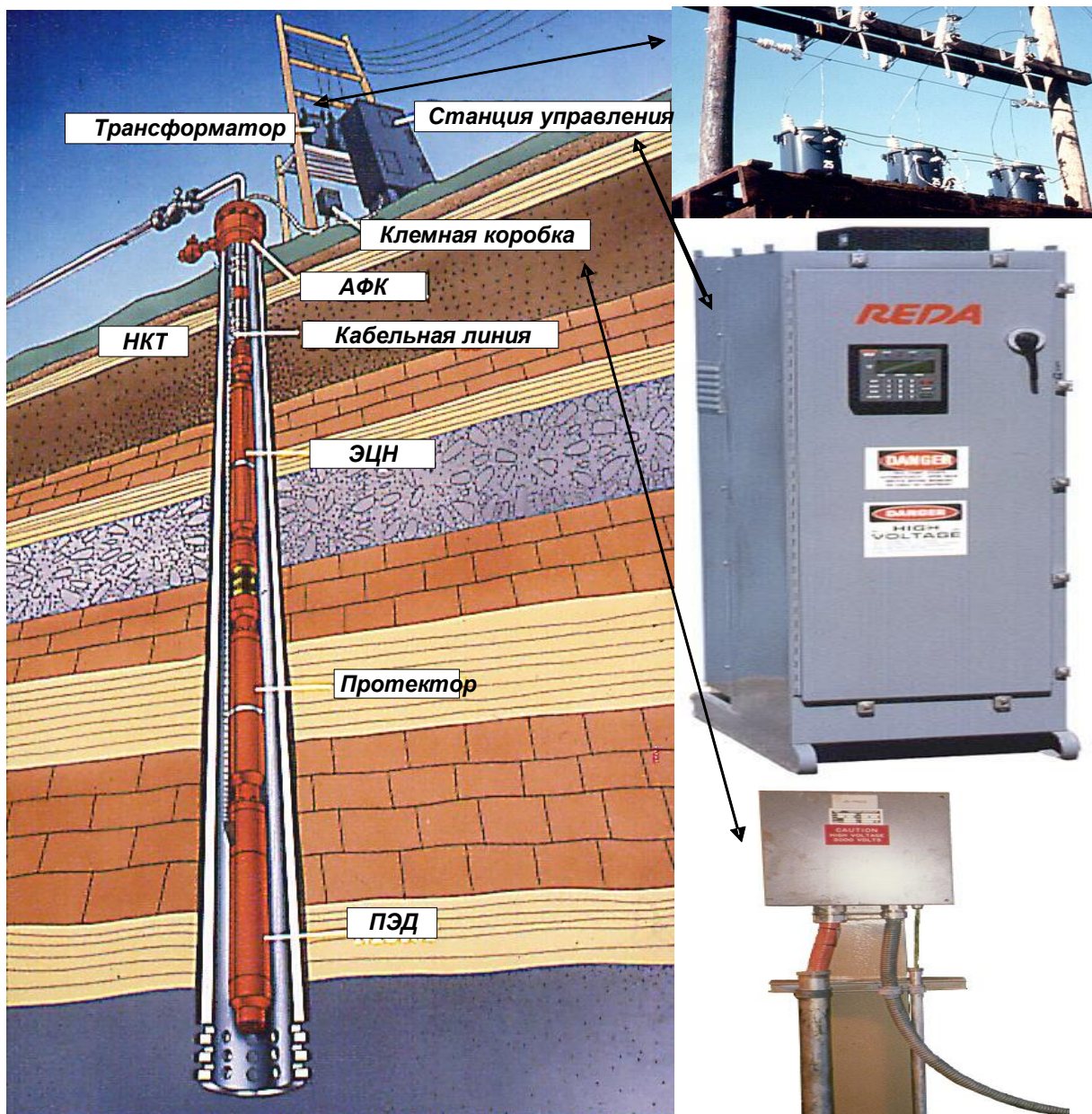


Рисунок 4.1 – Устройство УЭЦН

Кабель, обеспечивающий подвод электроэнергии к электродвигателю, крепится к гидрозащите, насосу и насосно-компрессорным трубам металлическими поясами (клямсами), 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.

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.

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 КТПН (КТПНКС) 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 4.2

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 (рисунок 4.2). Допускается уменьшение числа модулей-секций в насосе при соответствующем укомплектовании погружного агрегата двигателем необходимой мощности.

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

Газосепаратор устанавливается между входным модулем и модулем-секцией.

Наиболее известны две конструкции газосепараторов:

- газосепараторы с противотоком;
- центробежные или роторные газосепараторы.

Для первого типа, применяемого в некоторых насосах Reda, при попадании жидкости в газосепаратор, она вынуждена резко менять направление движения. Некоторые газовые пузырьки сепарируются уже на входе в насос. Другая часть, попадая в газосепаратор, поднимается внутри его и выходит из корпуса отечественных установках, а также насосах фирмы Centrilift 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 осуществляется шлицевыми муфтами.

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

Валы модулей-секций всех групп насосов, имеющих одинаковые длины корпусов (2, 3 и 5 м), унифицированы по длине. Валы модулей-секций и входных модулей для насосов обычного исполнения изготавливают, из калиброванной коррозионно-стойкой высокопрочной стали марки ОЗХ14Н7В и имеют на торце маркировку «НЖ», для насосов повышенной коррозионно-стойкости – из калиброванных прутков из сплава Н65Д29ЮТ-ИШ К-монель и имеют на торцах маркировку «М».

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.

Обратные клапаны насосов групп 5 и 5А, рассчитанных на любую подачу, и группы 6 с подачей до 800 м<sup>3</sup>/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 м<sup>3</sup>/сут имеет резьбы муфты гладкой насосно-компрессорной трубы 89 ГОСТ 633 - 80.

Спускные клапаны имеют такие же исполнения по резьбам, как обратные.

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

Погружные двигатели

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.

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.

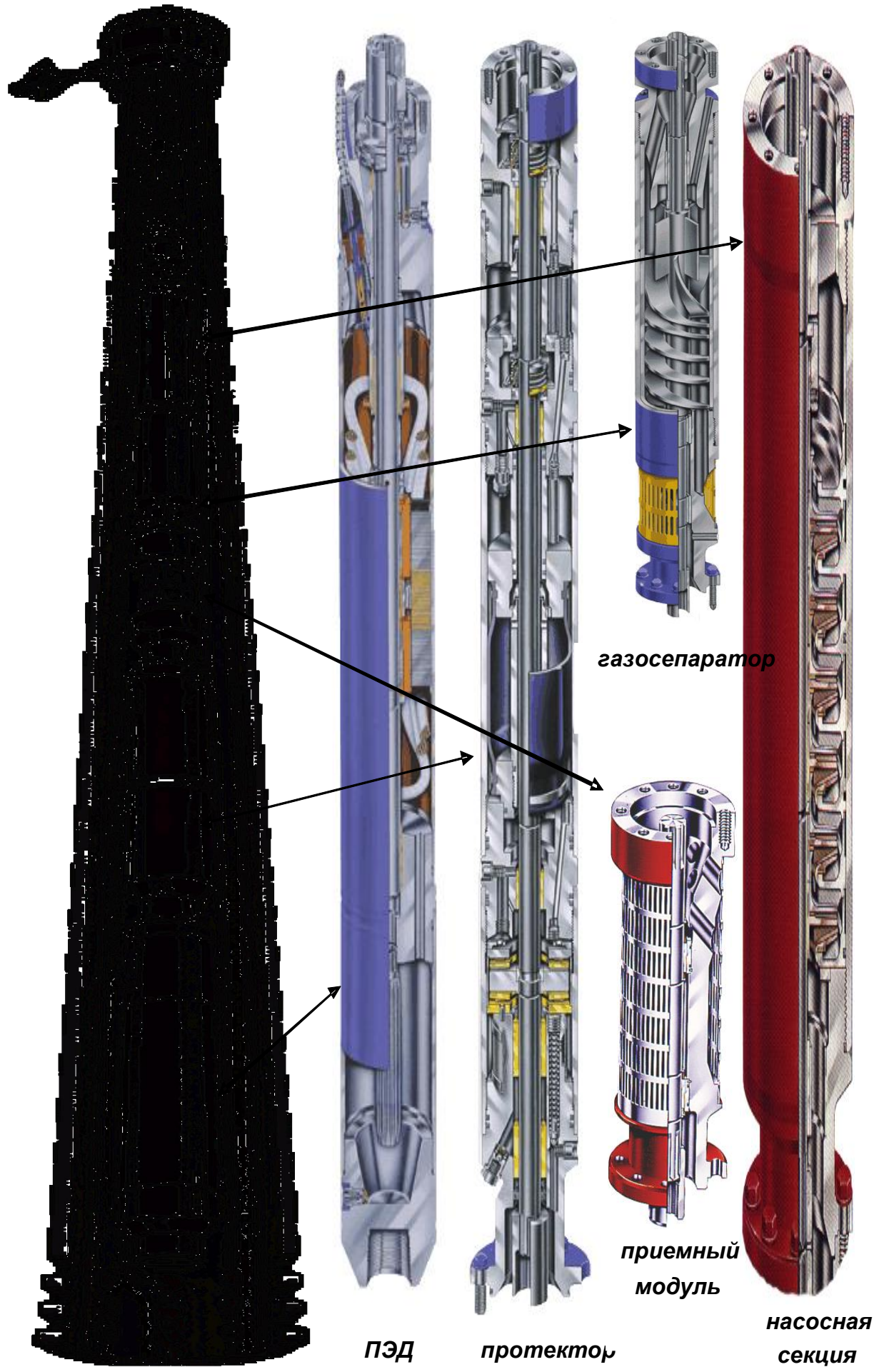


Рисунок 4.2 – Установка ЭЦН

Наземный прибор, устанавливаемый в комплектное устройство СУ, 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 погружных электродвигателей

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 выпускают:

- обычного
- коррозионностойкого (буква К. - в обозначении) исполнений.

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

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

#### **4.4 Кривые производительности насоса**

Кривые производительности насоса – это предоставляемая производителем погружного насоса характеристика максимального напора, кпд

и тормозной мощности одной ступени как функции расхода жидкости. Каждый производитель насоса публикует в каталогах кривые производительности насосов для различных типоразмеров, серий, типов и диапазонов рабочего расхода. Кривые производительности насоса измеряются для пресной воды на определенных оборотах (обычно 3500 об./мин.) и частоте (50 или 60 Гц). Эта информация используется наряду с информацией о скважине и флюиде для составления списка возможных насосов для окончательной конструкции.

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

Полиномиальные коэффициенты и другая информация хранятся в библиотеке насосов, которая используется для описания характеристик насоса и кривые производительности.

Значения напора и тормозной мощности, определенные по кривой производительности насоса, суммируются для всех ступеней насоса, которые необходимы по конструкции скважинной насосной системы. После того как количество ступеней вычислено, рассчитывается суммарная кривая производительности насоса. Средний расход жидкости через насос рассчитывается как сумма расходов для каждой ступени, деленная на общее количество ступеней.

#### **4.4.1 Ствол скважины**

Диалоговое окно Ствол скважины содержит информацию о конфигурации конкретной скважины, для которой разрабатывается скважинная насосная система.

Это, в частности, насосно-компрессорные трубы, обсадная колонна, инклинометрия, оптимизация газлифта и соответствующая информация о глубине.

#### **4.4.2 Расчет данных инклинометрии**

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

Набор данных инклинометрии может описывать скважину с поднимающимся и падающим профилем, как показано ниже на рисунке. В этом случае угол с вертикалью может быть больше 90 градусов.

#### 4.4.3 Уравнение притока

Вклад резервуара в характеристики скважины определяется уравнением притока (IPR).

Уравнение притока для резервуара

Зависимость дебита резервуара от забойного давления добывающей скважины называется уравнением притока для резервуара. По мере работы скважины уравнение притока меняется, однако это изменение обычно настолько постепенное, что уравнение можно считать неизменным на протяжении относительно продолжительных периодов времени.

Ключ к оптимизации продуктивности скважины - это эффективное использование уравнения притока для достижения максимально длительной эксплуатации при высоких значениях дебита. Уравнение притока обычно считают не зависящим от эффектов, связанных с заканчиванием - например, влияния перфораций или гравийной набивки. Поскольку уравнение притока в настоящее время либо вычисляется по известному коэффициенту продуктивности, либо по дебиту и забойному давлению фонтанирования для экспериментальных точек, мы будем предполагать, что эти значения уже учитывают все возможные влияния заканчивания.

Виды уравнений притока

Для уравнения притока можно использовать одну из четырех моделей, выбранных в разделе Метод расчета притока диалогового окна Уравнение притока.

Возможны следующие модели: Коэффициент продуктивности, Уравнение Вогеля,

Уравнение Вогеля с поправкой на обводненность (иногда также называют комбинированным методом) и Импорт данных уравнения притока.

Уравнение Коэффициент продуктивности

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

$$Q = PI \times (Pr - Pwf) \quad (4.1)$$

где Q – Дебит, барр./сут.  
 PI – Коэффициент продуктивности (барр./сут./psi)  
 Pr – Среднее статическое забойное давление в резервуаре (psi)  
 Pwf – Динамическое забойное давление (psi)

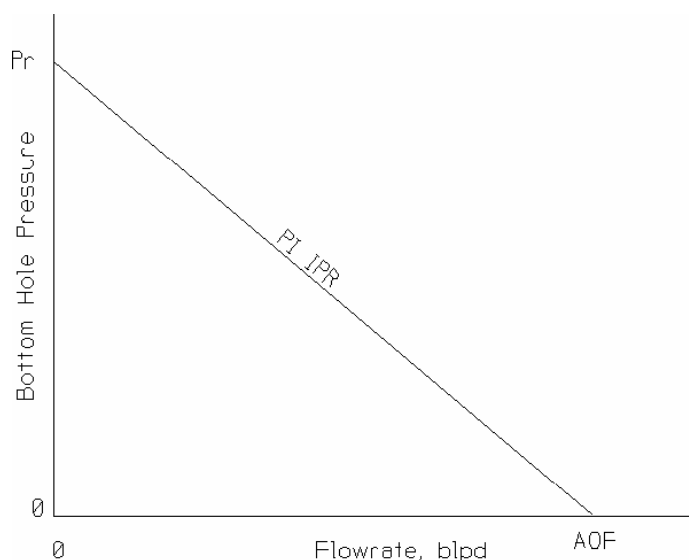


Рисунок 4.3 – Уравнение притока на основе коэффициента продуктивности

Уравнение притока на основе коэффициента продуктивности основывается на предположении, что свойства резервуара и флюида постоянны и не зависят от давления. Хотя в некоторых случаях это справедливо, особенно для однофазных течений, для скважин, дающих одновременно и нефть, и газ, уравнение на основе коэффициента продуктивности дает завышенные результаты. Метод коэффициента продуктивности дает наилучшие результаты для флюида со 100 % обводненностью.

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



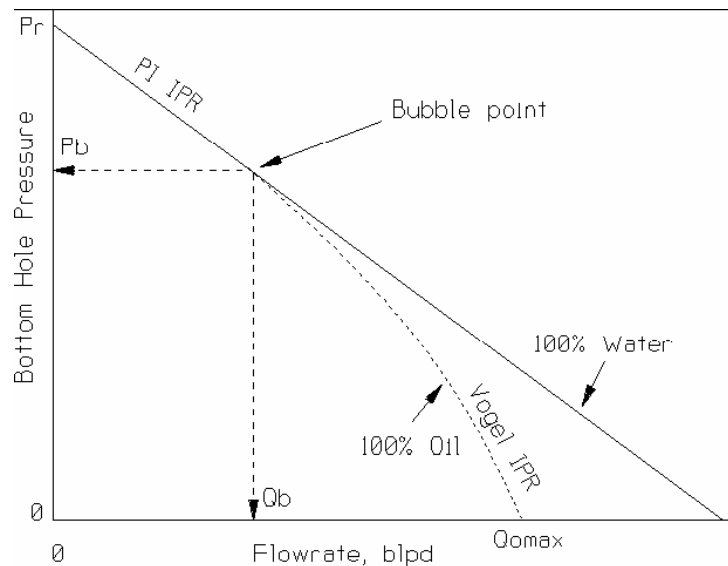


Рисунок 4.4 – Уравнение притока Вогеля

Уравнение Вогеля для притока разработано в предположении нулевой обводненности (100 % нефть) и может давать негодные или ненадежные результаты, если обводненность превышает 60 %. По мере увеличения обводненности скважины количество свободного газа, способного выделиться из нефтяной фазы, уменьшается, поскольку уменьшается содержание нефтяной фазы в флюиде. Если предположить, что метод коэффициента продуктивности является адекватным для скважины со 100 % обводненностью, то скважина с обводненностью между 0 % и 100 % будет иметь уравнение притока, промежуточное между уравнением Вогеля (100 % нефть) и уравнением коэффициента продуктивности (100 % вода).

#### Уравнение Вогеля с поправкой на обводненность

Уравнение Вогеля с поправкой на обводненность представляет собой уравнение притока для произвольной обводненности. Если обводненность (доля водной фазы во всем флюиде) равна нулю, этот комбинированный метод точно совпадает с методом Вогеля. Если обводненность равна 100 %, комбинированный метод совпадает с методом коэффициента продуктивности. Когда выбрано уравнение Вогеля, SubPUMP использует уравнение комбинированного метода с обводненностью, равной 0 %. Если мы хотим учитывать ненулевую обводненность в уравнении притока, следует использовать комбинированный метод, в противном случае обводненность игнорируется.

Для уравнения Вогеля необходимо иметь одну экспериментальную пару значений динамическое забойное давление – дебит. Уравнения и методы определения уравнения притока выбираются на основании одного из трех сценариев.

Давление резервуара и давление экспериментальной точки выше точки насыщения.

Давление резервуара выше точки насыщения, давление экспериментальной точки ниже точки насыщения.

Давление резервуара и давление экспериментальной точки ниже точки насыщения.

Уравнения притока – резервуар и экспериментальное давление выше точки насыщения (Рисунок 4.6)

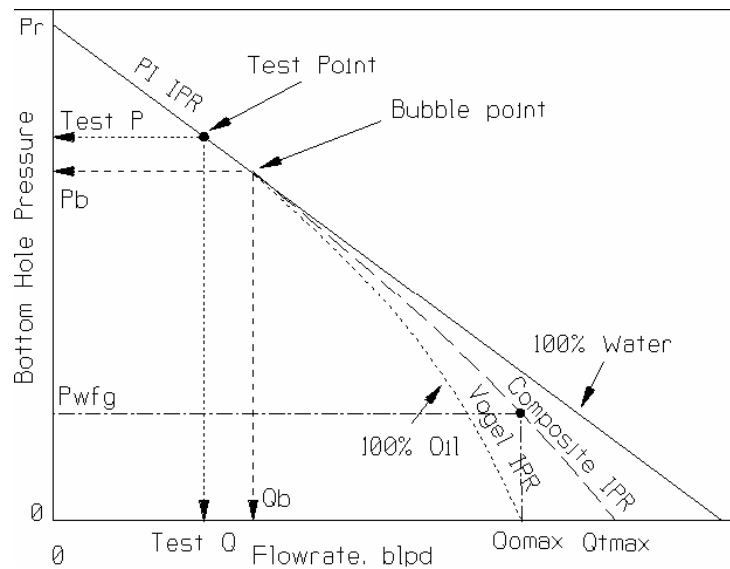


Рисунок 4.5 – Уравнение притока

Давление экспериментальной точки и давление резервуара выше точки насыщения

Варианты уравнения притока:

Коэффициент продуктивности:

$$J = \frac{\text{Test } Q}{(P_r - \text{Test } P)} \quad (4.2)$$

Доля нефти:

$$F_o = 1,0 - F_w \quad (4.3)$$

Дебит в точке насыщения:

$$Q_b = J \cdot (P_r - P_b) \quad (4.4)$$

Максимальный дебит при 100% нефти:

$$Q_{o \max} = Q_b + \frac{J \cdot P_b}{1,8} \quad (4.5)$$

Давление для комбинированного уравнения притока при дебите  $Q_{o \max}$ :

$$P_{wfg} = F_w \cdot \left( P_r - \frac{Q_{o \max}}{J} \right) \quad (4.6)$$

Геометрические факторы:

$$CG = 0,001 \cdot Q_{\text{оmax}}$$

$$CD = F_w \cdot \left( \frac{CG}{J} \right) + F_0 \cdot 0,125 \cdot P_b \cdot \left( -1 + \sqrt{81,0 - \frac{80,0 \cdot ((0,999 \cdot Q_{\text{оmax}}) - Q_b)}{Q_{\text{оmax}} - Q_b}} \right) \quad (4.7)$$

Максимальный дебит по комбинированному уравнению притока:

$$Q_{t \text{ max}} = Q_{\text{оmax}} + F_w \times \left( P_r - \left( \frac{Q_{\text{оmax}}}{J} \right) \right) \times \left( \frac{CG}{CD} \right) \quad (4.8)$$

где J – Коэффициент продуктивности, барр./сут./psi;  
 $P_r$  – Статическое забойное давление в резервуаре, psi;  
 TestQ – Дебит для экспериментальной точки, барр./сут.;  
 Test P – Динамическое забойное давление для экспериментальной точки, psi;

$F_o$  – Доля нефти в суммарном флюиде;

$F_w$  – Доля воды во флюиде (обводненность);

$Q_b$  – Дебит в точке насыщения, барр./сут.;

$P_b$  – Точка насыщения, psi;

$Q_{\text{оmax}}$  – Максимальный дебит нефти, барр./сут.;

$P_{\text{wfg}}$  – Динамическое забойное давление по комбинированному уравнению притока при дебите  $Q_{\text{оmax}}$ , psi;

$Q_{\text{tmax}}$  – Максимальный дебит жидкости по комбинированному уравнению притока при обводненность, отличной от 100 %, барр./сут.;

CG, CD – Геометрические факторы;

Следующие выражения определяют динамическое забойное давление через известный дебит, исходя из вышеприведенных уравнений:

Если обводненность равна 100 % и/или если Q превышает  $Q_b$ , то:

$$P_{wf} = P_r - \left( \frac{Q}{J} \right) \quad (4.9)$$

Если обводненность меньше 100 % и Q меньше  $Q_{\text{оmax}}$ , то:

$$P_{wf} = F_w \cdot \left( P_r - \left( \frac{Q}{J} \right) \right) + F_0 \cdot 0,125 \cdot P_b \cdot \left( -1 + \sqrt{81,0 - 81,0 \cdot \left( \frac{Q - Q_b}{Q_{\text{оmax}} - Q_b} \right)} \right) \quad (4.10)$$

Если обводненность менее 100 % и Q менее  $Q_{\text{tmax}}$ , но не меньше  $Q_{\text{оmax}}$ , то:

$$P_{wf} = F_w \cdot \left( P_r - \left( \frac{Q_{\text{оmax}}}{J} \right) \right) - (Q - Q_{\text{оmax}}) \cdot \left( \frac{CD}{CG} \right) \quad (4.11)$$

Где  $P_{wf}$  – Динамическое забойное давление при дебите  $Q$ , psi;  
 $Q$  – Дебит, при котором вычисляется  $P_{wf}$ , барр./сут.;  
 $J$  – Коэффициент продуктивности, барр./сут./psi;  
 $P_r$  – Статическое забойное давление в резервуаре, psi;  
 $F_o$  – Доля нефти в суммарном флюиде;  
 $F_w$  – Доля воды во флюиде (обводненность);  
 $Q_b$  – Дебит в точке насыщения, барр./сут.;  
 $P_b$  – Точка насыщения, psi;  
 $Q_{o\max}$  – Максимальный дебит нефти, барр./сут.;  
 $Q_{t\max}$  – Максимальный дебит жидкости по комбинированному уравнению притока при обводненность, отличной от 100 %, барр./сут.;  
 $CG, CD$  – Геометрические факторы;

Следующие выражения определяют дебит по известному динамическому забойному давлению:

Если обводненность равна 100 % и/или если  $P_{wf}$  превышает  $P_b$ , то:

$$Q = J \cdot (P_r - P_{wf}) \quad (4.12)$$

Если обводненность не равна 100 % и  $P_{wf}$  более  $P_{wfg}$ , то:

$$A = \frac{P_{wf} + (0,125 \cdot F_o \cdot P_b) - (F_w \cdot P_r)}{0,125 \cdot F_o \cdot P_b} \quad (4.13)$$

$$B = \frac{F_{wf}}{0,125 \cdot F_o \cdot P_b \cdot J} \quad (4.14)$$

$$C = (2,0 \cdot A \cdot B) + \left( \frac{80,0}{Q_{o\max} - Q_b} \right) \quad (4.15)$$

$$D = A^2 - \left( 80,0 \cdot \frac{Q_b}{Q_{o\max} - Q_b} \right) - 81,0 \quad (4.16)$$

Если  $B$  равно нулю, то:

$$Q = \left| \frac{D}{C} \right| \quad (4.17)$$

Если  $B$  не равно нулю, то:

$$Q = \frac{-C + \sqrt{4,0 \cdot B^2 \cdot D}}{2 \cdot B^2} \quad (4.18)$$

Если  $P_{wf}$  меньше или равно  $P_{wfg}$  и обводненность не равна 100 %, то:

$$Q = \frac{(P_{wfg} + Q_{o\max} \cdot \left(\frac{CD}{CG}\right) - P_{wf}}{\left(\frac{CD}{CG}\right)} \quad (4.19)$$

- где  $P_{wf}$  – Динамическое забойное давление при дебите  $Q$ , psi;  
 $Q$  – Дебит, при котором вычисляется  $P_{wf}$ , барр./сут.;  
 $J$  – Коэффициент продуктивности, барр./сут./psi;  
 $P_r$  – Статическое забойное давление в резервуаре, psi;  
 $F_o$  – Доля нефти в суммарном флюиде;  
 $F_w$  – Доля воды во флюиде (обводненность);  
 $Q_b$  – Дебит в точке насыщения, барр./сут.;  
 $P_b$  – Точка насыщения, psi;  
 $P_{wfg}$  – Динамическое забойное давление покомбинированному уравнению притока при дебите  $Q_{o\max}$ , psi;  
 $Q_{o\max}$  – Максимальный дебит нефти, барр./сут.;  
 $CG, CD$  – Геометрические факторы;  
 Уравнения притока – давление в резервуаре и давление испытания ниже точки насыщения (рисунок 4.7)

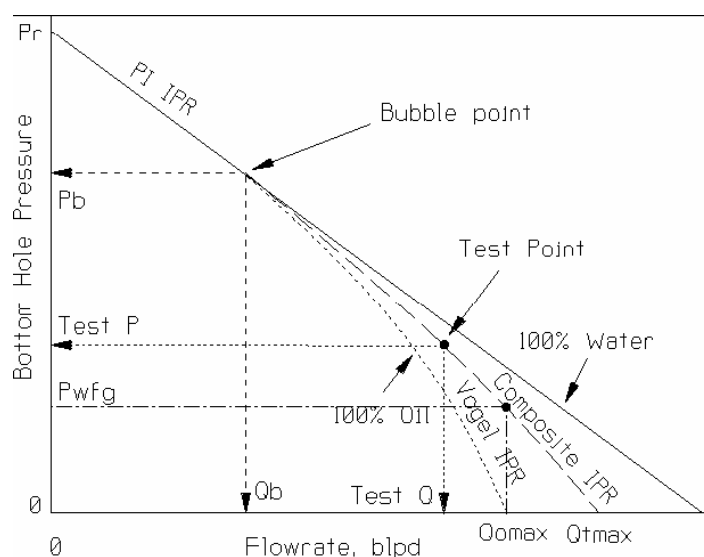


Рисунок 4.6 – Уравнение притока

Давление в резервуаре выше, а давление испытания ниже точки насыщения

Все предыдущие уравнения применимы, если давление испытания находится ниже точки насыщения, за исключением того, что коэффициент продуктивности ( $J$ ) нельзя найти напрямую, поскольку точка испытания не находится на прямолинейном участке кривой уравнения притока.  $J$  находят итеративным способом по давлению и дебиту для точки испытания, используя уравнения для дебита и динамического забойного давления и варьируя  $J$  так, чтобы кривая уравнения притока прошла через точку испытания.

Начальное значение  $J$  в случае, если давление резервуара выше точки насыщения, а давление испытания ниже точки насыщения, рассчитывается следующим образом:

$$J_{init} = \frac{Test\ Q}{F_0 \left( P_r - P_b \frac{P_b \left( 1 - 0,2 \left( \frac{Test\ P}{P_b} \right) - 0,8 \left( \frac{Test\ P}{P_b} \right)^2 \right)}{1,8} \right) + F_w (P_r - Test\ P)} \quad (4.20)$$

где  $J_{init}$  – Начальное значение коэффициента продуктивности, барр./сут./psi;  
 $P_r$  – Статическое забойное давление в резервуаре, psi;  
 $P_b$  – Точка насыщения, psi;  
 $Test\ Q$  – Дебит для точки испытания, барр./сут.;  
 $Test\ P$  – Динамическое забойное давление для точки испытания, psi;  
 $F_o$  – Доля нефти в суммарном флюиде;  
 $F_w$  – Доля воды во флюиде (обводненность);  
 Уравнения притока – давление в резервуаре и давление испытания ниже точки насыщения (рисунок 4.8)

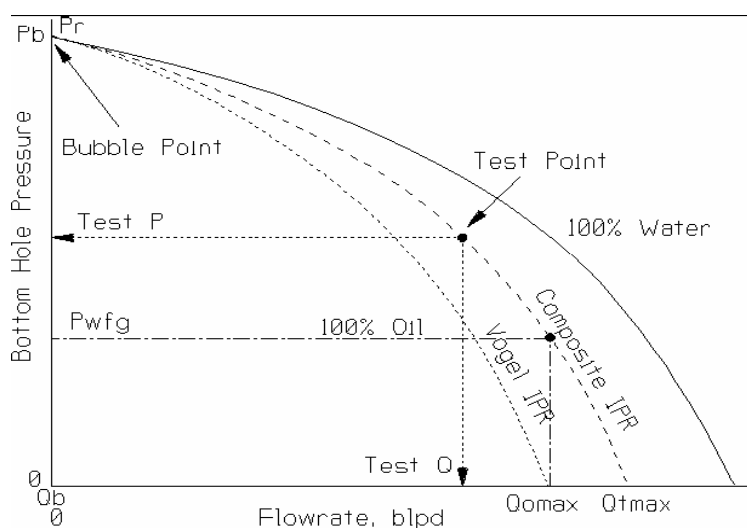


Рисунок 4.7 – Уравнение притока

Давление в резервуаре и давление испытания ниже точки насыщения

Все предыдущие уравнения применимы, если давление испытания и давление в резервуаре находятся ниже точки насыщения, за исключением того, что коэффициент продуктивности ( $J$ ) нельзя найти напрямую, поскольку кривая уравнения притока не имеет прямолинейного участка.  $J$  находят итеративным способом по давлению и дебиту для точки испытания, используя уравнения для дебита и динамического забойного давления и варьируя  $J$  так, чтобы кривая уравнения притока прошла через точку испытания. Точка насыщения  $P_b$  устанавливается равной статическому забойному давлению в резервуаре  $P_r$ ,

поскольку свойства флюида в скважине будут другими. Это связано с тем, что часть растворенного газа остается в резервуаре в виде газовой фазы, тем самым уменьшая точку насыщения флюида в скважине.

Начальное значение  $J$  для случая, когда давления в резервуаре и в точке испытания ниже точки насыщения, вычисляется следующим образом:

$$J_{init} = \frac{Test\ Q}{F_0 \left( \frac{P_r \left( 1 - 0,2 \left( \frac{Test\ P}{P_r} \right) - 0,8 \left( \frac{Test\ P}{P_r} \right)^2 \right)}{1,8} \right) + F_w (P_r - Test\ P)} \quad (4.21)$$

где  $J_{init}$  – Начальное значение коэффициента продуктивности, барр./сут./psi;  
 $P_r$  – Статическое забойное давление в резервуаре, psi;  
 $P_b$  – Точка насыщения, psi;  
 $Test\ Q$  – Дебит для точки испытания, барр./сут.;  
 $Test\ P$  – Динамическое забойное давление для точки испытания, psi;  
 $F_o$  – Доля нефти в суммарном флюиде;  
 $F_w$  – Доля воды во флюиде (обводненность);

Вычисление кривых уравнения притока.

Расчет уравнения притока в будущем

Прогноз продуктивности скважины в будущем является очень важным инженерным заданием для оптимизации конструкции скважины, оценки необходимости механизированной эксплуатации скважины, условий ликвидации скважины и максимизации возврата на инвестиции.

Феткович представил следующее уравнение для оценки уравнения притока при известном значении пластового давления в будущем  $pr_2$ , используя фактические данные давления ( $pr_1$ ):

$$Q_{o2} = J_{o1} \left( \frac{Pr_2}{Pr_1} \right) (Pr_2^2 - P_{wf2}^2)^{n_1} \quad (4.22)$$

где  $Q_{o2}$  – Дебит при пластовом давлении 2, барр./сут при н.у.;  
 $J_{o1}$  – Коэффициент продуктивности при пластовом давлении 1, барр./фунт на кв.дюйм при н.у.;  
 $P_{r1}$  – Фактическое пластовое давление, фунт на кв.дюйм;  
 $P_{r2}$  – Будущее пластовое давление, фунт на кв.дюйм;  
 $P_{wf2}$  – Динамическое забойное давление при пластовом давлении 2, фунт на кв.дюйм;  
 $n_1$  – Показатель экспоненты при пластовом давлении 1, фунт на кв.дюйм.

Феткович – Вогель равнения для этого метода представлены ниже. Прежде всего максимально возможный дебит  $Q_{max}$  для будущего пластового давления рассчитывается следующим образом:

$$\frac{Q_{0\max 1}}{Q_{0\max 2}} = \left( \frac{Pr1}{Pr2} \right)^3 \quad (4.23)$$

где  $Q_{0\max 1}$  – Дебит нефти при  $r_{wf}=0$  (макс. возм. дебит) для  $P_{r1}$ , барр./сут н.у.;  
 $Q_{0\max 2}$  – Дебит нефти при  $r_{wf}=0$  (макс. возм. дебит) для  $Pr1$ , барр./сут н.у.;  
 $P_{r1}$  – Фактическое пластовое давление, фунт на кв.дюйм;  
 $P_{r2}$  – Будущее пластовое давление, фунт на кв.дюйм;  
 Затем дебит в будущем может быть рассчитан, используя уравнение Фогеля.

Клинс - Кларк, используя методы Муската и Уэллера и данные 21 теоретических пластов в газонапорном режиме вытеснения, рассчитали более 19000 точек давление - добыча. Используя эти данные, они создали кривые продуктивности пласта типа Фетковича кривых с соответствующими табулированными значениями параметров  $C$  и  $n$  и на их основе разработали простую корреляцию между значениями  $C$ ,  $n$  падением пластового давления. Они пришли к выводу, что значения  $C$  и  $n$  не постоянны и меняются в прямой зависимости от падения пластового давления.

Основные шаги методологии расчета заключаются в следующем:

- получить одну точку испытания на приток при текущем значении пластового давления;
- получить  $Q_{0\max}$  по уравнению Фогеля при текущем пластовом давлении
- используя  $Q_{0\max}$  и данные точки испытания, решить уравнение Фетковича для  $n$  и  $C$ ;
- $Q_o = C(P_{r2} - P_{wf2})n$ ;
- решить для  $(n/n_{pb})$  и  $(C/C_{pb})$ , используя уравнения (А) и (В);
- решить для  $n_{pb}$  и  $C_{pb}$ , используя результаты пунктов (3) и (4);
- решить для будущих  $(n/n_{pb})$  и  $(C/C_{pb})$ , используя уравнения (А) и (В) с  $P_r$  в качестве будущего давления;
- решить для  $n$  и  $C$ , используя результаты пунктов (5) и (6);
- решить для будущего  $Q_{0\max}$ , используя уравнение Фетковича (при  $r_{wf}=0$ );
- для расчета будущего уравнения притока использовать уравнение Фогеля;
- согласно заявлениям авторов предлагаемая методология может уменьшить среднюю ошибку при расчете будущего притока нефти примерно до 9 %.

#### 4.4.4 Критерии проектирования

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



В расчете притока необходимо учитывать, установлен ли насос выше или ниже верха перфораций. Если насос находится выше перфораций, уровень флюида в обсадной трубе может опускаться до глубины установки насоса. Максимально возможный дебит будет вычисляться для уровня флюида на глубине верха перфораций.

Если насос располагается ниже верха перфораций, то ни при каких обстоятельствах уровень флюида в обсадной трубе не может быть ниже верха перфораций.

Если есть закачка газа, газ уменьшает необходимое давление на выходе, от насоса

требуется меньший напор и соответственно потребуются меньше ступеней для поддержания работы системы. Хотя количество ступеней и мощность уменьшаются и можно использовать насос и двигатель меньшего размера, потребуются дополнительная мощность для компрессора.

## 4.5 Анализ преждевременных отказов УЭЦН

### 4.5.1 Структура фонда и режимы работы скважин на 1.01.2012 г.

Фонд действующих добывающих скважин на Западно-Моисеевском месторождении на 1.01.12 года составил 66 единиц. Все оборудованы ЭЦН.

По Западно-Моисеевскому месторождению фонд на 01.01.12 г. составил ЭЦН Россия – 23 ед. (34 %); ЭЦН фирмы «Reda» – 43 ед. (66 %).

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

Основной отбор нефти по месторождению проводится по скважинам, работающим с дебитом нефти от 10 до 100 т/сут. Распределение скважин действующего фонда по дебитам нефти приведено в таблице 4.2 из которого следует, что 12 % скважин действующего фонда работают с дебитами менее 10 т/сут, 83 % скважин работают с дебитами от 10 до 100 т/сут, 13 % с дебитами более 100 т/сут и одна скважина даёт более 200т/сут

Таблица 4.2 – Распределение фонда скважин по дебитам за январь 2012

Диапазон дебитов, т/сут	Количество скважин	%
0-10	7	12
10-100	50	83
100-200	8	13
>200	1	2

По всем скважинам месторождения отмечается присутствие воды практически с начала разработки. Распределение действующего фонда добывающих скважин по обводненности представлено в таблице 4.3. Из таблицы имеем, что 47 % скважин работают с малой обводненностью – до 20 %. 13 скважин (20 % эксплуатационного) работают с обводненностью от 20

до 50 %, высокообводненными можно считать всего лишь 22 % скважин Западно-Моисеевского месторождения. Наибольшую долю (67 %) составляют скважины, в которых обводненность не достигла критического значения более 50 %.

Таблица 4.3 – Распределение фонда скважин по обводненности

Диапазон обводненности, %	Количество скважин	%
0-20	31	47
20-50	13	20
50-90	11	16,5
>90	11	16,5

Как было сказано в анализе разработки эксплуатация фонда скважин на Западно-Моисеевском месторождении осуществляется установками не только российского производства, а в основном установками REDA с диапазоном номинальной подачи от 30 до 1600 м<sup>3</sup>/сут.

#### 4.5.2 Этапы расследования и определение причин отказов УЭЦН на скважине

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

Расследованию и определению причин отказов подвергаются УЭЦН, не отработавшие гарантийный срок -180 суток, импортные установки -365 суток. При этом принята следующая классификация ремонтов скважин:

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

Оборудование УЭЦН, провисевшее в скважине после отказа три и более месяца комиссией не рассматривается. Причины отказов установок, отработавших более 180 (365) суток, расследуются технической службой ЭПУС, Shlumberger при необходимости определения наработки отдельных узлов или деталей, либо по другим исследовательским причинам.

Расследованию и определению причин отказов подвергаются все УЭЦН отработавшие менее 180 (365) суток (в дальнейшем преждевременный отказ исключением могут быть установки, остановленные по геолого-техническим мероприятиям).

Расследованию подвергаются все без исключения узлы УЭЦН с преждевременными отказами поступившие со скважин. При этом отказы классифицируются:

По длительности работы УЭЦН в скважине:

- затянувшиеся отказы (включают отказы, при которых отказ УЭЦН произошел после монтажа и в процессе спуска в скважину до кнопочного запуска);

- отказы на выводе (отказ УЭЦН произошел в процессе вывода скважины на режим);

- преждевременные отказы (УЭЦН отработал менее 180 суток с момента запуска);

По причине остановки УЭЦН:

- R-O – остановка по сопротивлению изоляции системы «кабель-ПЭД» ниже нормы 0,2 кОм;

- Клин – остановка по невозможности запустить погружное оборудование из-за неразворота рабочих органов;

- нет подачи – остановка из-за отсутствия подачи жидкости на устье скважины;

- снижение производительности – остановка из-за снижения дебита жидкости на устье по вине погружного оборудования ниже допустимых пределов, при которой эксплуатация данного оборудования в длительном режиме невозможна (работа за пределами рабочего диапазона) или нецелесообразна (неэффективное использование данного оборудования);

- отсутствие звезды – обрыв в цепи питающей ПЭД («отсутствие звезды»);

- геолого-Технические Мероприятия – остановки не связанные с выходом из строя узлов УЭЦН (ИДН, ГРП, ППД, ГФР, КРС, и т.д. [исключение ППР]);

- аварии.

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

Основной документ расследования причины отказа УЭЦН - эксплуатационный паспорт, а также акты этапов комиссионных разборов оборудования, информации с контроллеров и блоков регистрации СУ. При необходимости могут быть использованы иные документы, обеспечивающие дополнительную информацию о технологии ремонта скважины, режима её работы, исследований, дефектовки узлов и т.д.

Первый этап расследования – Производится непосредственно на скважине, до подъёма установки

Второй этап расследования – демонтаж УЭЦН. На этом этапе работы производятся работником бригады ремонта скважин (бурильщик, оператор ПРС, мастер) и ЭПУС (электромонтер), выполненные работы и их результат заносят в эксплуатационный паспорт УЭЦН.

Третий этап расследования – подготовка к ревизии и дефектации узлов УЭЦН. На этом этапе мастер ОТК либо технолог ЭПУ, знакомится с эксплуатационным паспортом установки (характеристика скважины, режим

работы УЭЦН, причина подъёма, результаты демонтажа), определяет на основе проведённого анализа узлы и детали, которые должны дефектоваться особо тщательно и информирует об этом цех ремонта.

Четвертый этап расследования – разборка и дефектация узлов УЭЦН в цехе ремонта ЭПУС производится рабочими цеха. При разборке насоса ЭЦН особое внимание уделяется состоянию напорных ступеней и механическим примесям.

Пятый этап расследования – подготовка к заседанию Дня Качества. На данном этапе технологическая служба ЭПУС направляет в отдел Главного технолога Общества производственного подразделения предварительный список эксплуатационных по скважинам которые подлежат к рассмотрению на данном совещании. Все материалы расследования остаются в распоряжении ЭПУС, заинтересованным лицам передаются необходимые копии.

Шестой этап расследования – ежемесячное заседание Дня Качества. Проведение заседания «День Качества» направленно на повышение ответственности работников производственных управлений Общества, сервисных предприятий за соблюдение технологической дисциплины при ремонте скважин, оборудования, эксплуатации и качественного расследования причин преждевременных отказов при работе УЭЦН, а также для разработки мероприятий по профилактике отказов

Седьмой этап расследования – проведение анализа надёжности работы УЭЦН за отчётный период (месяц, квартал, полугодие, год). Анализ по надёжности погружного оборудования, по выявлению «слабых» мест, узлов УЭЦН проводится на основании программы «Электронный День Качества» или отчета о причинах отказа УЭЦН.

Главный технолог Общества является ответственным за исполнение инструкций и за организацию всего процесса определения причин отказа погружного оборудования, за подготовку и реализацию мероприятий (на основании анализа) направленных на повышение качества и эффективности работы механизированного фонда скважин.

#### **4.5.3 Анализ причин отказов УЭЦН на Западно-Моисеевском месторождении за период с начала разработки (2006-2012 год)**

Рассмотрим причины преждевременных отказов УЭЦН (по результатам первого этапа расследования) на фонде скважин Западно-Моисеевского месторождения (рисунок 4.8).

2006год (35 скважин, СНО – 91 суток, 70 отказов)

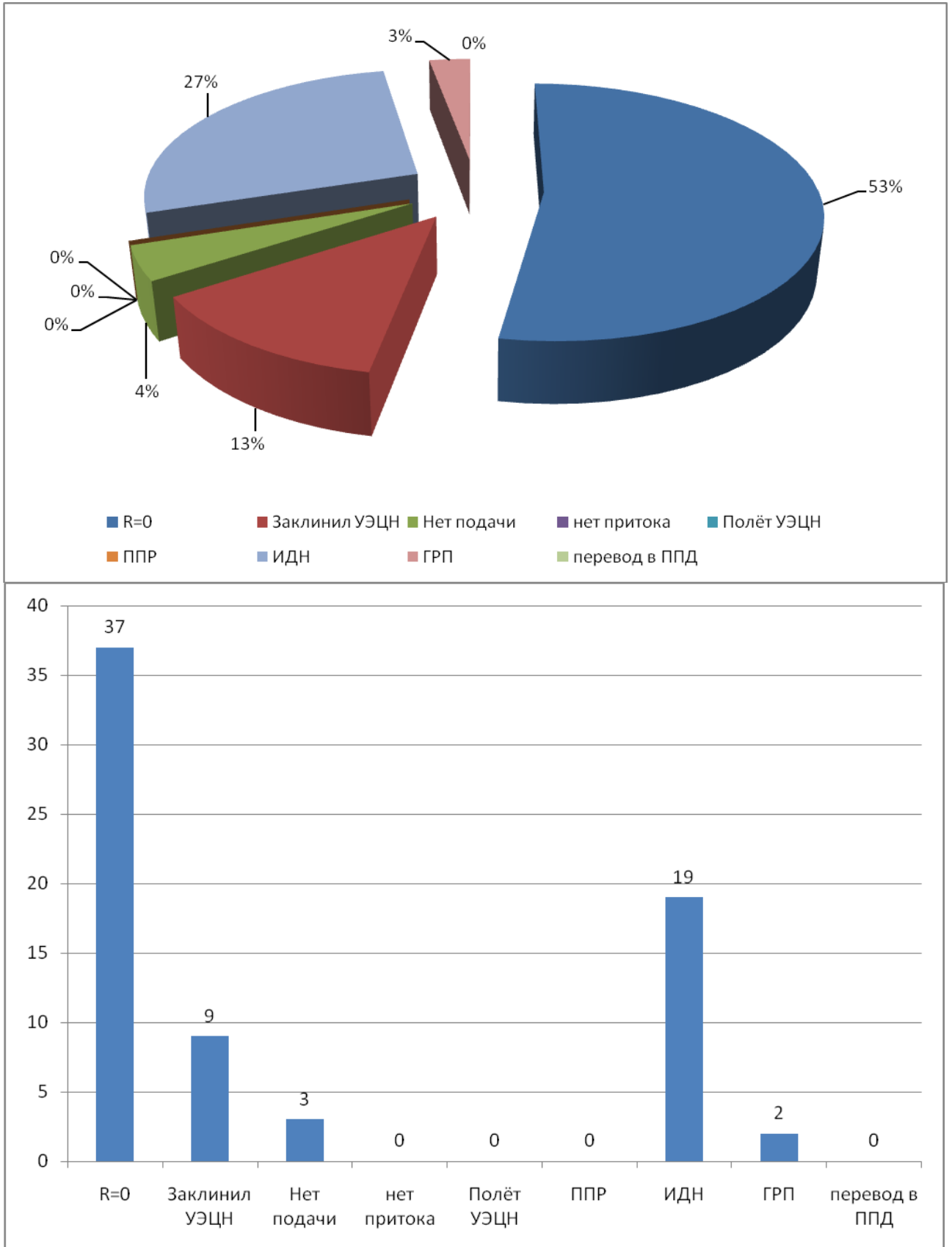
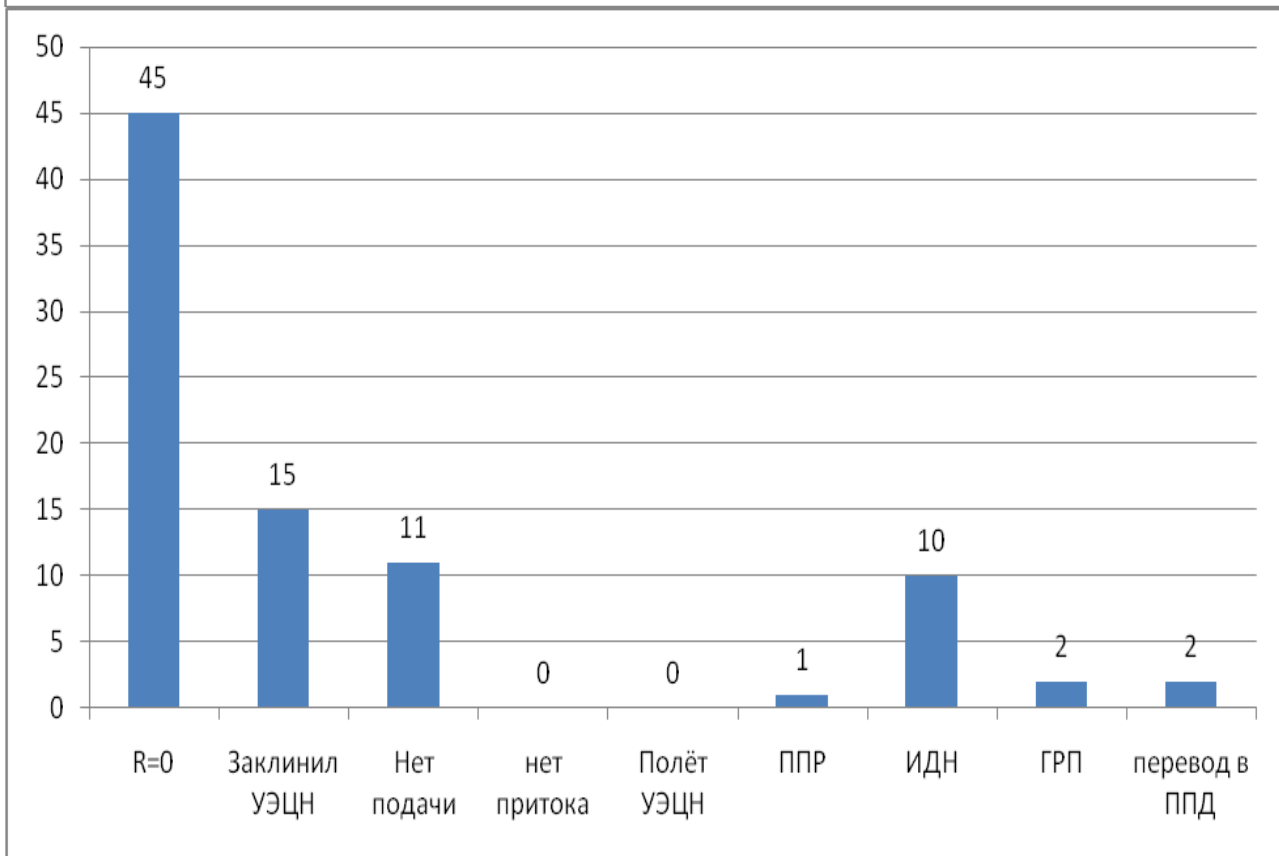
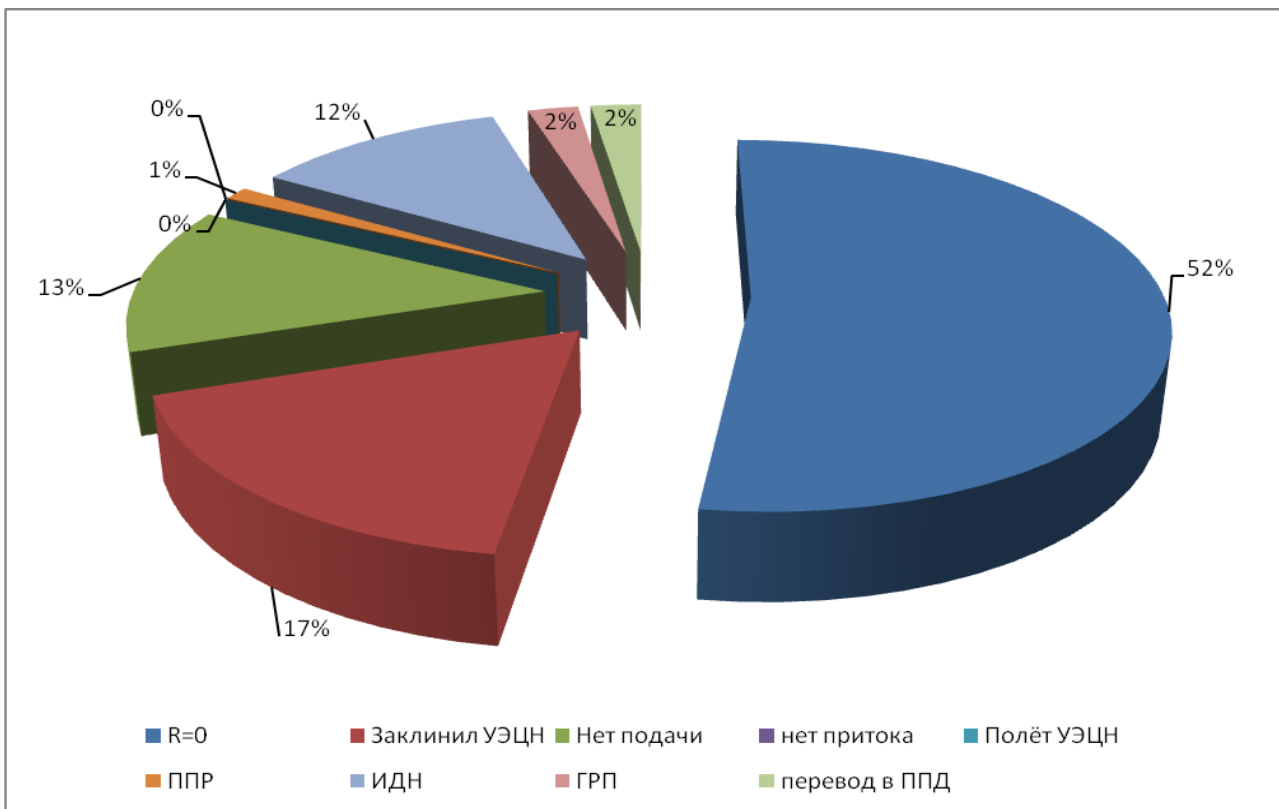


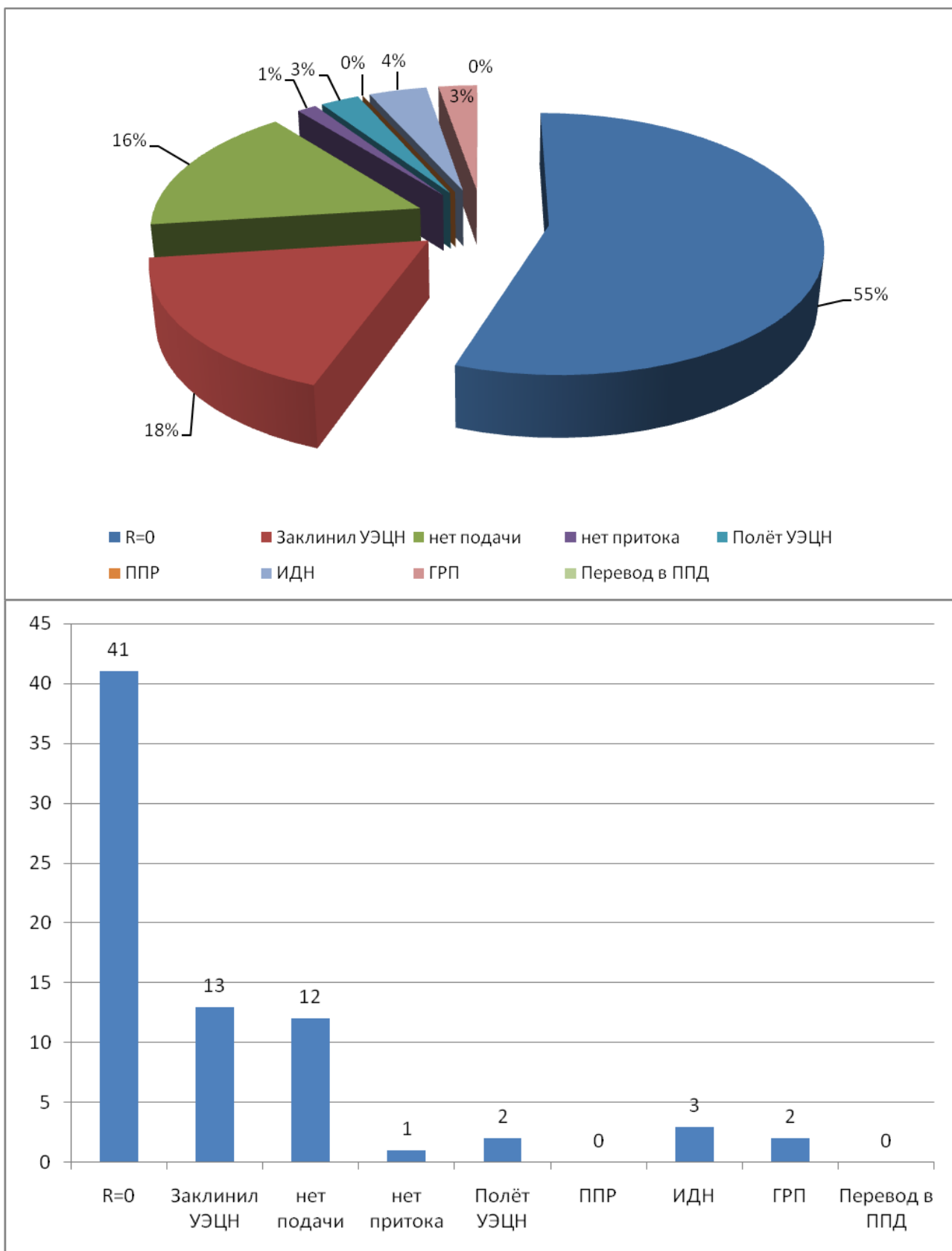
Рисунок 4.8 –Анализ причин отказов

2007год (35 скважин, СНО – 61 суток, 86 отказов)



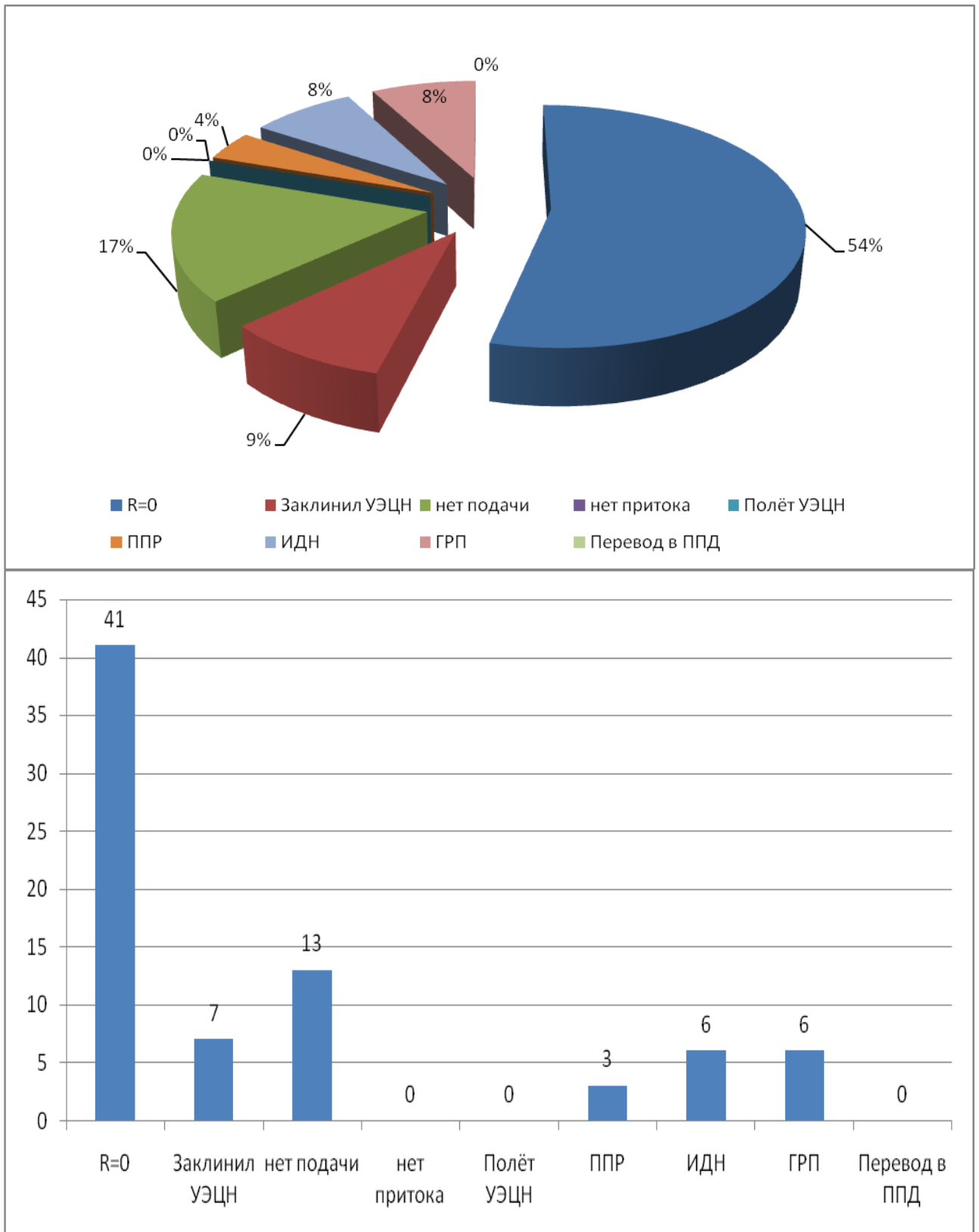
Продолжение Рисунка 4.8

2008год (36 скважин, СНО – 178 суток, 74 отказа)



Продолжение Рисунка 4.8

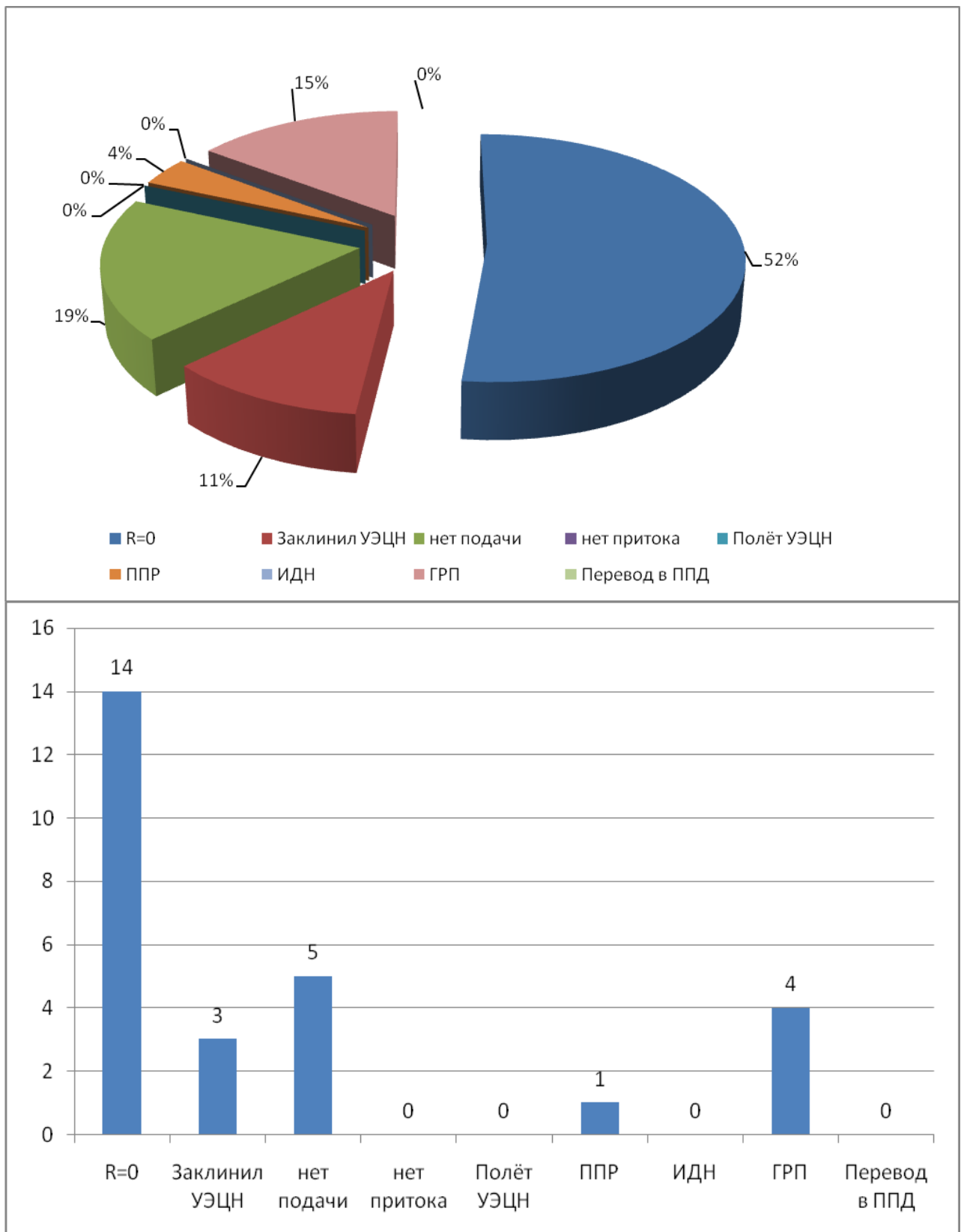
2009 год (51 скважин, СНО – 129 суток, 76 отказов)



Продолжение Рисунка 4.8

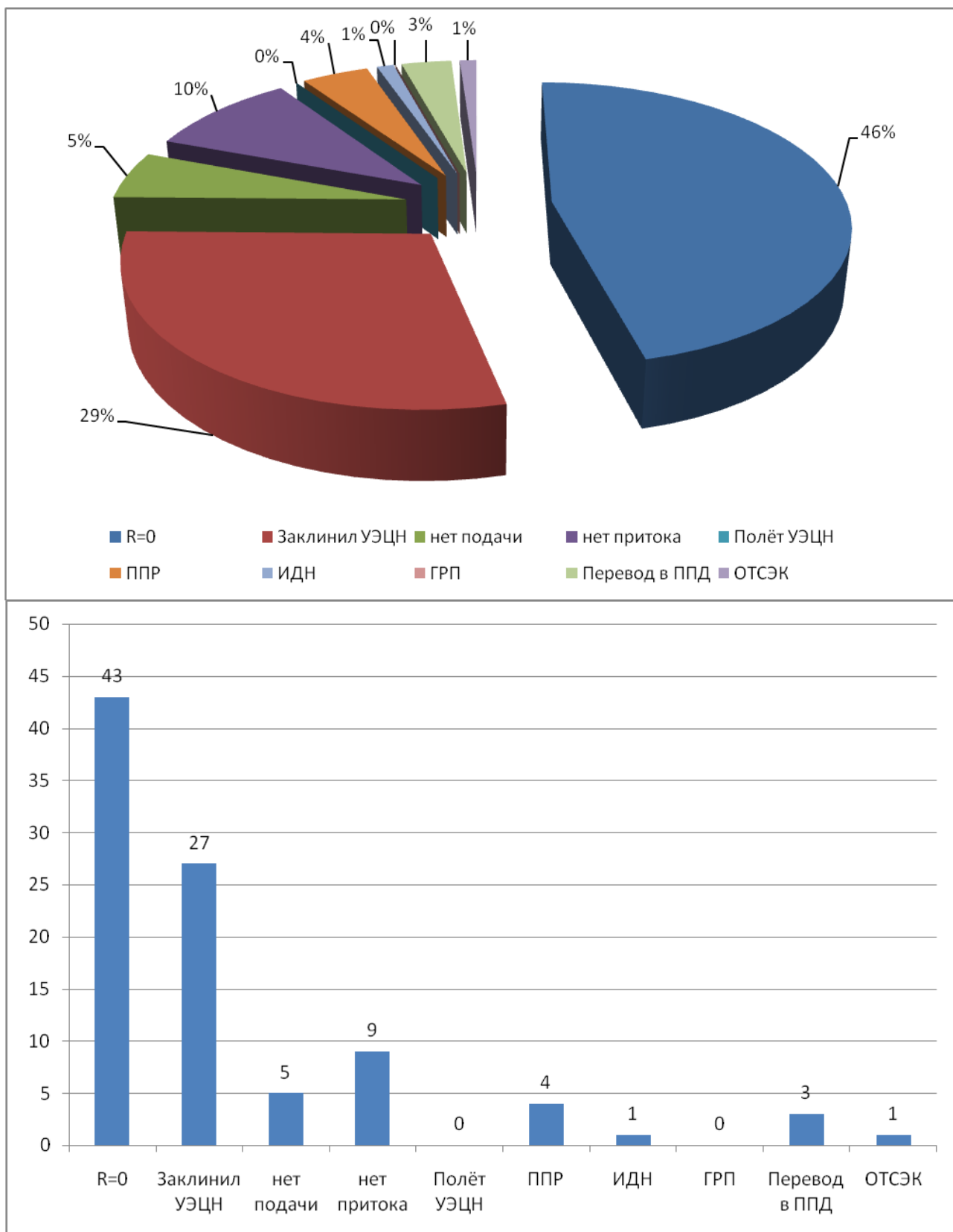


2010год (53 скважин, СНО – 168 суток, 27 отказов)



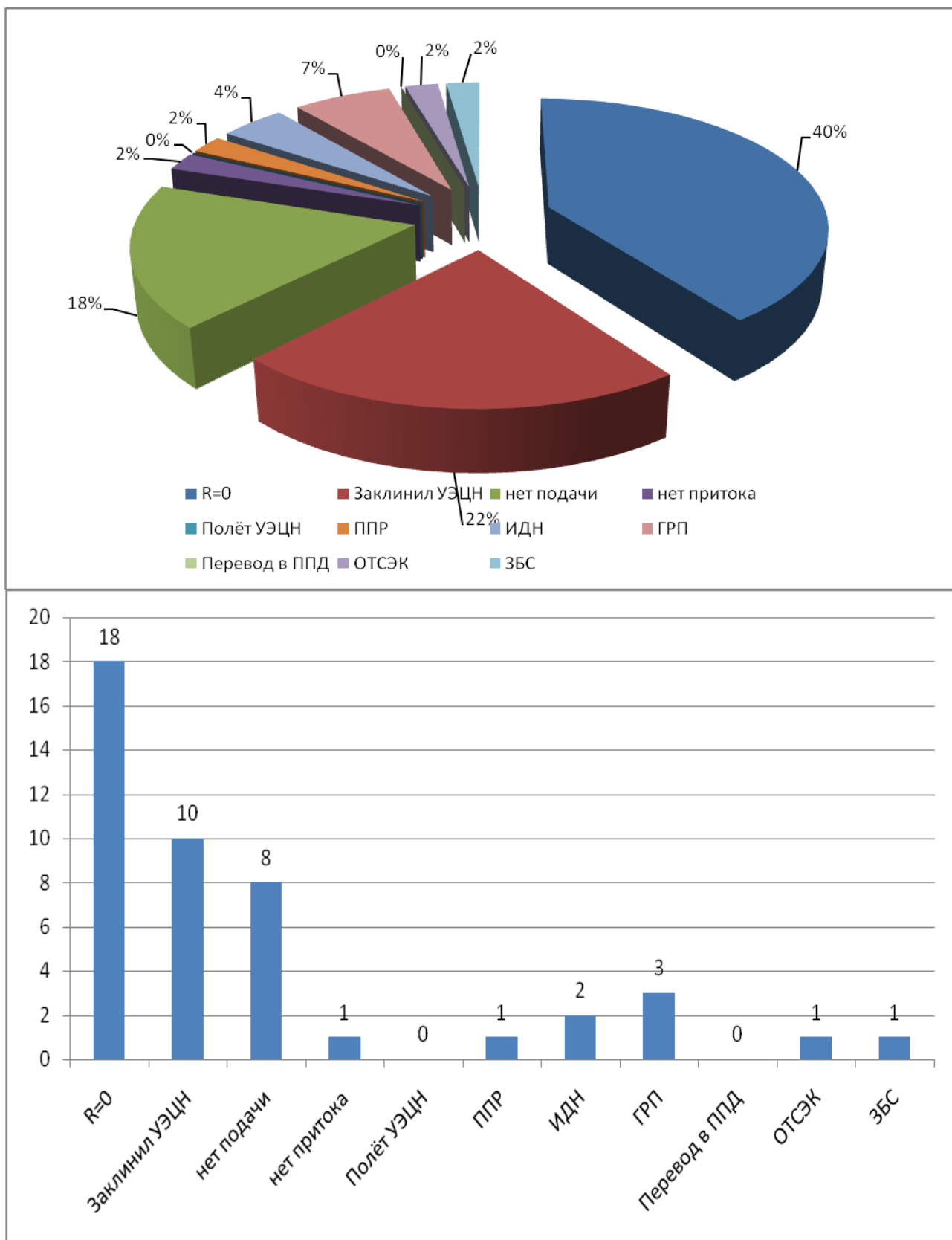
Продолжение Рисунка 4.8

2011 год (57 скважин, СНО – 194 суток, 53 отказа)



Продолжение Рисунка 4.8

01.01.2012года (66 скважин, СНО – 175 суток, 45 отказов)



Продолжение Рисунка 4.8

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

Значительная часть отказов – порядка 18-25 % происходит в результате заклинивания насоса, что связано с наличием мех. примесей, кальцита в секциях насоса и приёмной сетке насоса. В основном на скважинах, на которых проводится ГРП нет интенсивного выноса проппанта, т.к. последние 5 лет на последней стадии проведения ГРП применяется закачка RSP – проппанта, который « спекается» в призабойной зоне продуктивного пласта скважины, закупоривает интервал перфорации. Очевидно, мы практически «ушли» от отказов «по клину» в результате выноса проппанта. Здесь у нас другая беда. Основные 4 типа отказов по :

- $R=0$ ;
- заклинил УЭЦН;
- нет подачи;
- нет притока.

Мы получаем по причине скорее организационного характера, нежели технического. Пытаясь добыть лишнюю тонну нефти, мы даже новые скважины пытаемся просчитать «на максимум» - стандартный цикл (бурение, ГРП, только затем освоение), причём освоение идет по расчёту на максимально высокий потенциальный дебит при  $P_{заб} = 5-6$  МПа, хотя ни о какой компенсации  $R_{пл}$  при бурении нового куста ещё не идёт и речи. Результат – динамический уровень «уходит» на приём установки уже через 2-3 месяца работы скважины, дебит её «падает» до 50 % от номинальной производительности насоса, установка начинает работать в «левой» зоне – перегрев на малых подачах вызывает мгновенное отложение солей практически на всех конструктивных частях УЭЦН. (см. рисунок 4.36).

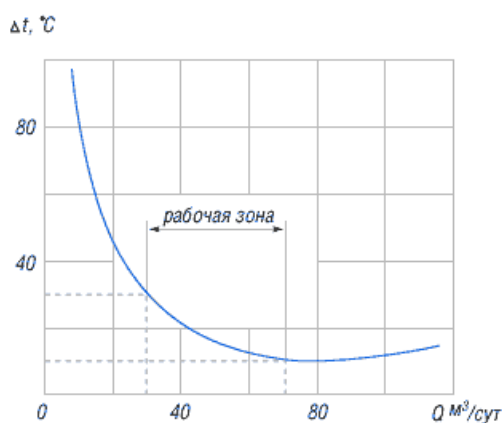


Рисунок 4.9 – Зависимость нагрева от подачи для насоса ЭЦН 5-50-1300

Рассмотрим результаты второго этапа расследования (демонтаж УЭЦН) на Западно-Моисеевском месторождении.

Сетка приёмного модуля забивается отложениями солей, в результате прохождение жидкости за единицу времени снижается, увеличивается нагрузка на двигатель и защита отключает его по перегрузке. После нескольких отключений установка чаще всего выходит из строя. Отказ по  $R=0$ , СКО обычно эффекта не даёт.

В категорию «необеспечен приток» попали скважины, в которых был проведен ГРП и скважины с наличием солеотложений на рабочих органах насоса. Следствием засорения рабочих органов насоса мех. примесями и солеотложениями является снижение подачи насоса, либо ее полное прекращение. Здесь значение имеет подбор правильной установки для условий конкретной скважины, но отказы произошли не по вине ЦДНГ-10 (брак подбора УЭЦН), а в результате подбора неподходящих установок на максимальный типоразмер, обусловленный политикой компании (вина УДНГ). Солеотложения являются проблемой при эксплуатации скважин на Западно-Моисеевском месторождении, в 2012 г. 29 % отказов произошла по этой причине. По вине солеотложений происходит заклинивание насоса, а также снижение или прекращение подачи (при отложении солей на приемной сетке насоса).

Значительная часть отказов происходит по причине коррозии. Коррозионный износ двигателя, протектора, гидрозашиты, коррозия брони кабеля и удлинителя, а также секций насоса является серьезной проблемой на Западно-Моисеевском месторождении.

## **4.6 Эффективность работы скважинного оборудования**

### **4.6.1 Анализ наработки на отказ на Западно-Моисеевском месторождении**

Наработка на отказ характеризует среднюю работоспособность скважинного оборудования с момента запуска до отказа.

Расчет наработки на отказ ( $N_{отк}$ ) производится по формуле:

$$N_{отк} = \Sigma T_i / \Sigma N_i, \quad (4.24)$$

где  $\Sigma N_i$  – суммарное количество отказов скважинного оборудования за отчетный период, шт.;

$\Sigma T_i$  – суммарное отработанное отказавшим ( $\Sigma N_i$ ) скважинным оборудованием время с момента пуска скважины в работу до отказа, сут.

Под отказом оборудования понимается любая неисправность, повлекшая за собой замену (или ремонт) подземного оборудования или его части на работоспособный комплект или его часть. К отказам также относятся: первые отказы после бурения, ремонты по устранению аварий со скважинным оборудованием (аварии с насосами, НКТ, штангами), отказы по причине отложения в насосах или НКТ солей, парафина, гидратов, засорения насосов механическими примесями.

В отказах не учитываются:

- геолого-технические мероприятия (ГТМ);
- смена, ремонт, ревизия устьевого и наземного оборудования;
- исследования скважин;
- остановки по геологическим причинам (100 % обводнение пластовой или посторонней водой и т.п.);
- остановки по технологическим причинам (на подачу электроэнергии со стороны энегросбытовых предприятий и т.п.);
- остановка в связи с принятием решения о переводе скважин в другие категории (под нагнетание, поглощение, в контрольные, пьезометрические, водозаборные, в консервацию, ликвидацию и т.п.).

Восстановление работоспособности скважинного оборудования без его подъема на поверхность не считается отказом. Нарботка на отказ рассчитывается отдельно по способам эксплуатации (ЭЦН, ШГН, др.). Расчет наработки на отказ ведется раздельно для скважин, эксплуатируемых отечественным и импортным оборудованием.

Динамика наработки на отказ за 2008-2011 г. по площадям Двуреченского месторождения показана в таблице 5.6 и на рисунке 5.27.

Таблица 4.4 – Динамика наработки на отказ скважин месторождения

Нарботка на отказ, сут.	2008	2009	2010	2011
Западно-Моисеевская площадь	97	171	131	161

#### 4.6.2 Межремонтный период

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

$$\text{МРП} = T / N, \quad (4.25)$$

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

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

Под отказом внутрискважинного оборудования для расчёта МРП понимается любая остановка для его ремонта. При подсчёте МРП учитываются скважины, остановленные по ППР, и не учитываются ГТМ, повторные ремонты и остановки по геологическим и технологическим причинам. Учёт работы и отказов ведётся раздельно по каждой скважине, независимо от способа эксплуатации или вида эксплуатационного оборудования. Данные о работе, остановках и отказах скважины, наряду с другими показателями работы, фиксируются в журнале учёта работы скважины. Отказы учитываются в том

месяце, когда они произошли, вне зависимости от того рассмотрена ли до конца причина отказа. Учёт отработанного времени, количества отказов и расчёт МРП работы скважин ведётся отдельно для скважин, эксплуатируемых отечественным и импортным оборудованием.

Общество по данным, полученным от всех ЦДНГ, составляет сводные данные МРП работы скважин по способам эксплуатации. В Компанию представляются данные по МРП работы скважин за скользящий год, текущий месяц, а также суммарное отработанное время скважин и количество отказов за текущий месяц и за скользящий год в разрезе месторождений и Общества в целом. В отличие от показателя наработки на отказ МРП учитывает не только отказавшие установки, но и установки ЭЦН, безотказно работающие на конец отчетного периода, поэтому показатель МРП корректнее.

Рассмотрим средние показатели межремонтного периода площадей Западно-Моисеевского месторождения за период 2004-2008 гг. (таблица 5.7 и рисунок 5.28).

Таблица 4.5 – Динамика МРП месторождения за 2007-2011 гг.

МРП	2007	2008	2009	2010	2011
Западно-Моисеевская площадь	166	206	185	202	225

Таким образом, межремонтный период скважин Западно-Моисеевского месторождения на конец 2008 года в среднем составляет 225 суток. Подобные показатели являются недостаточно высокими для ЦДНГ-10, так как гарантийный срок составляет для импортного оборудования 365 суток, средний показатель наработки на отказ по отрасли составляет 600 суток.

#### **4.7 Повышение показателей МРП и СНО на Западно-Моисеевском месторождении в 2009 году**

- закуп и внедрение насосов ЭЦН в износостойком исполнении;
- закуп и внедрение обратных клапанов КОШ-73 со шламоуловителем (шламовая труба ТШБ 42х73) по фонду скважин осложнённых повышенным содержанием мехпримесей (более 100 мг/литр);
- закуп и внедрение фильтров-насадок от мехпримесей STRONG ФНТ-75-150-4500-85-НКТ-73-Н по фонду скважин осложнённых повышенным содержанием мехпримесей;
- закуп и внедрение входных модулей ЖНШ от мехпримесей на скважинах ЧРФ осложнённых повышенным содержанием мехпримесей (производство ООО «НОВОМЕТ»);
- организация на скважинах после ГРП и новых скважинах из бурения проведение освоения с помощью газобустерной или азотной установками;
- удаление солейотложений с помощью кислотных обработок с ЭПО (программа «Солезашита»);

- покрытие рабочих органов ЭЦН полимерами с низкой адгезией к солям (программа «Солезащита» в рамках комплексной программы ОАО «НК Роснефть», работает группа Системы Новых Технологий);
- применение ЭЦН со ступенями ЖКП (жидкокристаллический полимер);
- добавление в раствор глушения ингибиторов солеотложений при глушении скважин осложнённых солеотложениями и на скважинах с раствором плотностью выше 1,05 г/см<sup>3</sup>;
- внедрение погружных контейнеров для предотвращения солеотложений (конструкция «контейнер-насадка с ингибитором + ПЭД») производства ЗАО «НОВОМЕТ-Пермь»;
- закачка в пласт большеобъёмных ингибирующих композиций SQUEEZE (по программе «Солезащита», в рамках комплексной программы ОАО «НК Роснефть», работает группа Системы Новых Технологий);
- при запуске и выводе на режим УЭЦН в скважинах с УДЭ закачка в кольцевое пространство ударной дозировки ингибитора;
- на скважинах категории «Кандидаты на ИДН в ГТМ» проведение дополнительных исследований (замеры пластовых давлений и плотномер);
- подбор оборудования с более гибкими характеристиками по истории работы скважин;
- закуп и внедрение опрессовочных клапанов для НКТ-102мм и НКТ-114мм;
- закуп и применение при спуске УЭЦН в скважину протекторов для НКТ 60мм, 73мм, 89мм, 102мм, 114мм с муфтами;
- закуп и применение при спуске УЭЦН протектолайзеров;
- закуп и применение термостойких ПЭД с телеметрической системой (ТМС) в комплекте с термостойкой Гидрозащитой;
- закуп и применение термостойкого кабеля (температура 230гр.) для изготовления удлинителей;
- обновление парка трансформаторов ТМПН;
- провести обучение специалистов технологических служб ЦДНГ навыкам работы на программах по расчёту-подбору УЭЦН к скважинам;
- провести промысловые испытания винтовых установок с нижним приводом на скважинах с недостаточным притоком;
- провести испытания насосов без осевой опоры, со ступенями из полимерных материалов;
- внедрение системы мониторинга и регулирования (СМР УЭЦН) на базе существующей телемеханики и программного обеспечения SEMACv1.3 на кустовых площадках Западно-Моисеевского месторождения;
- проведение на скважинах, осложнёнными выносом мехпримесей, контрольных отбивок текущего забоя, очистки призабойной зоны пласта (ПЗП) с применением установки гидроимпульсного воздействия (УГИВ), очистка ПЗП с УГИВ с пакером, спуск пера с промывкой скважины и отбором глубинных проб на КВЧ;
- очистку ствола скважины путем скрепирования внутренней поверхности НКТ с последующей промывкой;



- внедрение безостановочной технологии вывода на режим УЭЦН малых типоразмеров (от 18 до 70 м<sup>3</sup>/сут);

При условии выполнения хотя бы оговоренных выше мероприятий есть все предпосылки для увеличения конца текущего года:

- наработки на отказ (СНО) – до 220 суток
- межремонтного периода (МРП) – до 300 суток

#### **4.8 Рекомендации по повышению эффективности работы фонда скважин Западно-Моисеевского месторождения**

Кроме запланированного комплекса мероприятий по повышению эффективности работы насосных установок хотелось бы порекомендовать скорейший ввод и полную модернизацию Системы СМР УЭЦН. Полное наименование системы – система дистанционного многопараметрического мониторинга и адаптивного регулирования работы УЭЦН кустовых площадок. Условное обозначение – СМР УЭЦН, объединяет ряд аппаратных (в том числе средства КИПиА) и программных средств, в совокупности с SCADA-системой нефтепромысла предназначена для дистанционного контроля, управления и регулирования отдельных скважин, их кустов или месторождения в целом. Применяется для оперативного дистанционного контроля состояния погружного и наземного оборудования кустовых площадок и оптимального управления в реальном масштабе времени оборудованием добывающих скважин с УЭЦН с диспетчерского пункта ЦДНГ-10.

Назначение системы SCADA-7 – мониторинг технологических и энергетических параметров, передача данных в диспетчерскую ЦДНГ-10; дистанционное управление УЭЦН кустовых площадок; адаптивное регулирование (самонастройка) режима работы УЭЦН; дистанционная установка любого нового значения забойного давления Рзаб, поддержание заданного Рзаб с учетом динамики скважин, автоматический режим эксплуатации скважин.

Основные цели внедрения системы SCADA-7 – мониторинг технического состояния насосной установки и дистанционное управление в условиях отдаленности и труднодоступности технологических объектов; повышение информационной полноты, достоверности и быстродействия (оперативности) контроля скважин и скважинного оборудования (погружного и наземного); оптимизация эксплуатационных режимов работы скважин (системы «пласт – скважина – насосная установка») на заданные целевые функции путём согласования добывных возможностей пласта (характеристики притока) с режимом работы насосной установки (характеристики истечения) за счёт регулирования частоты вращения погружного электродвигателя.

Функции, реализуемые системой SCADA:

- непрерывный контроль (мониторинг) основных параметров скважин с УЭЦН;
- контроль телеуправления станций управления УЭЦН кустовой площадки;

- расчет (моделирование) по контролируемым параметрам и отображение в реальном масштабе времени вычисляемых параметров;
- сигнализация предельных значений по всем контролируемым и вычисляемым параметрам в соответствии с заданными уставками;
- регулирование (задание и поддержание) забойного давления в ручном (технологом из диспетчерского пункта) и автоматических режимах с учетом характеристик скважины и насосной установки;
- изменение в процессе эксплуатации уставок сигнализации и блокировок, заданий и параметров настройки регуляторов в АРМ-технолога с диспетчерской ЦДНГ-10;
- плавный пуск и частотное регулирование привода погружного оборудования УЭЦН;
- сохранение в долговременном запоминающем устройстве всех включений и отключений электродвигателя с указанием времени и причины отключения и автоматическое архивирование их в базе данных;
- предоставление информации из базы данных в виде трендов, таблиц, диаграмм;
- автоматическая регистрация действий оператора;
- диагностика состояния и учет времени наработки оборудования;
- полная защита оборудования при аварийных ситуациях;
- оперативное выявление аварийных ситуаций;
- измерение и архивация параметров внутри скважины (при наличии датчиков погружной телеметрии);
- предоставление информации о технологическом процессе и состоянии оборудования в виде мнемосхемы с индикацией на ней значений технологических параметров, их отклонений;
- контроль состояния технических средств, локализация, сигнализация и регистрация отказов оборудования.

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

## 5 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

Главной целью охраны труда есть создание на каждом рабочем месте безопасных условий труда, безопасной эксплуатации оборудования, уменьшения или полной нейтрализации действий вредных и безопасных производственных факторов на организм человека и, как следствие, уменьшения производственного травматизма и профессиональных заболеваний.

### 5.1. Недостатки базовой конструкции (аналогов) по обеспечению безопасности труда.

Крапивинское месторождение расположено в междуречье несудоходных рек Крапивной и Ягыль-Яха, притока крупной реки Васюган. Северо-восточная и южная части территории месторождения заболочены до 60-70%. Характерной особенностью климата является большая междусуточная изменчивость температуры воздуха, составляющая в среднем за год 3,1-3,2 °. Этому способствуют открытость территории с севера и юга, приводящая к сравнительно частой смене западного переноса меридиональными, интенсивное развитие процессов фронтогенеза и быстрая смена циклонов и антициклонов. Прозрачность атмосферы за год в районе около 0,75, вероятность ясного неба до 28 %.

Максимальное число ясных дней отмечается с февраля по апрель и составляет 42 %. Суммарная радиация за год около 85 ккал/см<sup>2</sup>. Основной ее рост наблюдается в марте-апреле, а наибольшей величины он достигает в июне. Температура воздуха от -55°С зимой до +35°С летом. Промерзаемость грунта зимой составляет 0,4-1,6 м и зависит от гранулометрического состава почвы, степени заболоченности. По количеству выпадаемых осадков район относится к зоне избыточного увлажнения. Количество годовых осадков составляет 350-550 мм, снежный покров достигает 1 м. В году бывает в среднем 241 день с осадками. В июле и августе часто наблюдаются ливневые дожди большой интенсивности. Согласно СНиП 2.01.01.- 82 территория подзоны относится к 1 климатическому району, подрайону Д. По территории Крапивинского нефтяного месторождения протекают реки Ягыль-Ях (протяженностью 130 км), река Крапивная - 50 км и Большой Юнкуль - 20 км. Северо-восточная и южная части территории месторождения заболочены до 60 %.

Установка скважинного электроцентробежного насоса (УЭЦН) имеет на поверхности скважины только станцию управления с силовым трансформатором и характеризуется наличием высокого напряжения в силовом кабеле. Поэтому основные опасности связаны с эксплуатацией электрооборудования, монтажом (демонтажем) установок. Вредные факторы, воздействующие на операторов ПРС, следующие:

- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- повышенная или пониженная влажность воздуха.
- повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны;

- недостаточная освещенность рабочей зоны;
- повышенный уровень шума на рабочем месте;
- повышенный уровень общей вибрации;
- повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека.

## 5.2. Проектные решения по обеспечению безопасности труда на проектируемом оборудовании.

Согласно СанПиН 2.2.4.548-96 работа оператора ПРС (по ремонту скважин) относится категории работ II б, т.е. связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением. Учитывая обязанности оператора категория работ - II б (233-290Вт).

Таблица 5.1. - Классификация категорий работ в холодный и теплый период года.

Период года	Категория работ	Температура, °С		Относительная влажность, %		Скорость движения, м/с	
		Оптимальная	Допустимая	Оптимальная	Допустимая	Оптимальная	Допустимая
Холодный	IIб	17-19	15-22	40-60	15-75	0,2	0,4
Теплый	IIб	19-21	16-27	40-60	15-75	0,2	0,5

По ГОСТ 12.1.005-88\* «Общие санитарно-гигиенические требования» установлены предельно допустимые концентрации вредных веществ - таблица 8.2

Таблица 5.2 - Воздух рабочей зоны.

Наименование вещества, химическая формула	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Оксид углерода	20	IV
Углеводороды нефти	300	IV
Сероводород	10	II
Сероводород в смеси с углеводородами С, Сб.	3	III

При перекачке нефти и нефтепродуктов не всегда удается полностью исключить выделение паров нефтепродуктов, которые вместе с воздухом образуют взрывоопасные смеси. Поэтому здание насосной оборудуем системой принудительной приточно-вытяжной вентиляции, предназначенной для контроля и регулирования процентного содержания паров нефтепродуктов в атмосфере нефтенасосного помещения. Из этих соображений насосный зал обогревается воздухом, подогретым в специальных теплообменниках – калориферных установках.

### 5.3. Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования.

Искусственное освещение нормируется в соответствии со ВСН 34-80 «Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности».

Согласно ВСН 34-80 норма освещённости для машинного зала насосной станции на пульте щита управления 200 лк. Освещение производится лампами обеспечивающими взрыво- и пожароопасность.

Таблица 5.3 - Нормы освещенности при искусственном освещении

Рабочее место	Разряд и под разряд зрительной работы	Освещенность	
		Лампы накаливания (лк)	Газоразрядной лампы (лк)
Измерительная аппаратура, пульт и щит управления с измерительной аппаратурой	IVв	150	200

Согласно ГОСТ 12.01.003-83 шум на рабочих местах не должен превышать 80 дБ. При работе насосов уровень шума достигает 90 - 100 дБ.

Для уменьшения шума применяем:

- балансировку вращающихся частей машин и оборудования;
- техническое обслуживание и ремонт, так как повышенный уровень шума является следствием износа или неисправности механизмов;
- СИЗ органов слуха (противошумные наушники).

Источники вибрации: насосы, замерная установка. В насосной составляют 60 - 75 дБ. Нормирование общей вибрации на рабочих местах выполняется в соответствии с ГОСТ 12.01.012-2004 и уровень общей вибрации по виброускорению составляет не более 112 дБ по осям x,y,z. Поэтому в качестве защиты от общей вибрации предусмотрены виброгасители и виброизоляторы.

Для соблюдения норма охраны труда, обеспечения безопасности работающих и профилактики профзаболеваний предусмотрена выдача средств индивидуальной защиты: спецодежду, спец. обувь, средства защиты органов дыхания, органов слуха, рук, лица, головы. Выдача спецодежды, спец. обуви и других индивидуальных средств защиты регламентирована «Типовыми отраслевыми нормами бесплатной выдачи спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной и газовой промышленности». Согласно указанным документам оператор ПРС должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты, предоставленными в табл. 5.

Таблица 5.4- Средства индивидуальной защиты, выдаваемые оператору ПРС.

№ п/п	Наименование, тип, вид, шифр, и т. п.	Срок носки, мес.
1	Костюм хлопчатобумажный с огнезащитной пропиткой	12 мес
2	Костюм для защиты от воды из синтетической ткани с пленочным покрытием	24 мес
3	Костюм противоэнцефалитный	12 мес
4	Футболка	6 мес
5	Головной убор	12 мес
6	Ботинки кожаные с жестким подноском	12 мес
7	Сапоги резиновые с жестким подноском	12 мес
8	Нарукавники из полимерных материалов	2 мес
9	Перчатки с полимерным покрытием	2 мес
10	Перчатки резиновые или из полимерных материалов	4 мес
11	Каска защитная	24 мес
12	Подшлемник под каску	12 мес
13	Очки защитные открытые	До износа
14	Костюм из хлопчатобумажной по поясам ткани с огнезащитной пропиткой	По поясам
15	Белье нательное утепленное	2 комплекта
16	Жилет утепленный	1
17	Ботинки утепленные с жестким подноском	По поясам
18	Валенки	По поясам
19	Галоши на валенки	По поясам
20	Шапка-ушанка	36 мес
21	Перчатки с защитным покрытием, нефтеморозостойкие	2 мес

Во избежание переохлаждения работникам не следует во время перерывов в работе находиться на холоде в течение более 10 мин при температуре воздуха до  $-10^{\circ}\text{C}$  и не более 5 мин при температуре воздуха ниже  $-10^{\circ}\text{C}$ .

#### **5.4. Обеспечение безопасности технологического процесса.**

Монтаж и демонтаж наземного электрооборудования погружных центробежных насосов, осмотр ремонт и наладку его должен проводить электротехнический персонал.

Проверка надежности крепления аппаратов, контактов наземного электрооборудования и другие работы, связанные с возможностью прикосновения к токоведущим частям, осуществляется только при выключенной установке, выключенном рубильнике со снятыми предохранителями. Установка включается и выключается нажатием кнопки "Пуск" и "Стоп" или поворотом пакетного переключателя, расположенных на наружной стороне двери станции управления.

Насосная станция по степени опасности поражения человека электрическим током относится ко второму классу, так как в помещении токопроводящие полы. Корпусы трансформатора и станции управления, а также броня кабеля должны быть заземлены.

Электроустановки по доступу к ним обслуживающего персонала относятся к третьему классу, а по величине напряжения к первому (до 1000 В).

По взрывоопасности производство относится к категории В. Помещение насосной станции по возгораемости строительных материалов и конструкции относятся к группе «несгораемые».

При эксплуатации насосов должны соблюдаться следующие правила и указания.

К монтажу и эксплуатации насосов должны допускаться только квалифицированные механики и слесари, знающие конструкцию агрегатов, обладающие определённым опытом по обслуживанию, ремонту и проверке эксплуатируемых агрегатов, сдавшие экзамен на право монтажа и обслуживания данного оборудования.

При подъёме и установке насосов на емкость, строповку необходимо производить по схеме, указанной в техпаспорте насосов.

Электрооборудование насосов должно монтироваться в соответствии с ПУЭ (правилами устройства электроустановок) и эксплуатироваться в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» и «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей».

Все запорные устройства и арматура перед монтажом, а также после каждого ремонта должны подвергаться испытанию на герметичность работы под давлением по ГОСТ 356-80.

При проведении ремонтных работ, электродвигатель должен быть полностью отключён от источника питания.

Все пары трения, сообщающиеся с атмосферой должны быть выполнены из материалов не дающих искрообразования.

Пуск насоса после монтажа или капитального ремонта может быть осуществлён после проверки безопасности его эксплуатации комиссией, специально назначенной администрацией предприятия, эксплуатирующей насос.

Промыслы, эксплуатирующие месторождение, оборудованы электроустановками, работающими при напряжении 380 В, для пуска и работы установок ЭЦН используют трансформаторы для повышения напряжения до 6000 В (6 кВ).

Техническими методами и средствами защиты для обеспечения электробезопасности в соответствии с ГОСТ 12.1.009-2009 "ССБТ Электробезопасность. Термины и определения" являются: защитное заземление, изоляция токов едущих частей, ограждение, предупредительная сигнализация, индивидуальные средства защиты, предохранительные устройства и т.д. Электробезопасность нормируется ГОСТ 12.1.038-82 "Правила устройства электроустановок", ГОСТ 12.1.009-2009 ССБТ

"Электробезопасность. Термины и определения".

### **5.5. Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.**

Помещение насосной относится к помещениям класса В-1а, т.е в которых образование взрывоопасных смесей возможно только в результате аварии или неисправности (насосные блоки, замерные установки). По «Правилам устройства электроустановок» (ПУЭ), категории взрывоопасной смеси II А по ГОСТ Р 51330.11, группа взрывоопасной смеси ТЗ по ГОСТ Р 51330.5 и «ПУЭ».

Насосы изготавливаются в исполнении для взрывоопасных и пожароопасных производств.

Объекты по добыче нефти относятся к взрывоопасным и пожароопасным. В настоящее время вода пока остается наиболее распространенным средством пожаротушения. Для тушения пожара предусмотрена система пожарного водоснабжения.

На замерных установках должны быть размещены ящики с песком, щит с лопатами, ломы, ведрами и огнетушителями ОХП - 10, ОУ-2, ОУ-5.

Курение разрешено в специально отведенных местах.

Для тушения пожара в качестве огнегасительных средств используют воду в виде пара или в распыленном виде, инертные газы, пены, порошки. Для тушения оборудования, находящегося под напряжением используют углекислоту.

При всех видах аварии, связанных с утечкой или разливом нефти, руководитель аварийных работ (одновременно с введением аварийного режима) обязан вызвать к месту аварии пожарную часть (добровольную пожарную дружину) предприятия.

По прибытии подразделения пожарных (пожарной дружины) к месту работы, руководитель аварийных работ обязан информировать начальника пожарного отделения.

### **5.6. Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях.**

Характеристика мероприятий по защите персонала промышленного объекта в случае возникновения ЧС

В целях защиты рабочих и служащих предусматриваются следующие мероприятия:

1. Развитие, совершенствование и поддержание в готовности объектовых и локальных систем оповещения рабочих и служащих об угрозе взрыва, распространения пожара, радиоактивного и химического заражения, угрозе катастрофического затопления, возможности возникновения стихийных явлений, а также обеспечение подключения указанных систем к местным системам оповещения населения.



2. Организация наблюдения и контроля в случаях реальной угрозы за радиоактивным и химическим заражением природной среды, продуктов питания и питьевой воды.

3. Поддержание в готовности фонда защитных средств сооружений гражданской обороны (убежищ и противорадиационных укрытий) для их использования в случае ЧС.

4. Установка защитных сооружений для дежурного персонала предприятий, работа которых не может быть прекращена по сигналу о возможной опасности возникновения ЧС.

5. Накопление средств и специального снаряжения для рабочих и служащих на случай ЧС, требующих их использования.

6. Организация частичной или полной эвакуации рабочих и служащих в безопасное место.

7. Проведение мероприятий по подготовке к оказанию до врачебной помощи и медицинскому обслуживанию рабочих и служащих в условиях ЧС.

8. Подготовка и поддержание в готовности сил и средств для проведения аварийно-спасательных и аварийно-восстановительных работ в очагах поражения и бедствий в зоне возникновения ЧС.

9. Совершенствование форм, методов и организации обучения рабочих и служащих действиям и способам защиты от поражающих факторов при ЧС.

10. Для обеспечения устойчивого снабжения продовольствием и предметами первой необходимости рабочих и служащих в условиях ЧС совместно с предприятиями торговли и общественного питания предусматривать:

11. Осуществление мероприятий по бесперебойному снабжению питанием и предметами первой необходимости рабочих и служащих, занятых работами по ликвидации последствий аварий, катастроф и стихийных бедствий.

12. Проведение мероприятий по созданию специальных групп (подразделений) для обеспечения личного состава военизированных и невоенизированных формирований продовольствием и предметами первой необходимости, а также подготовку этих подразделений для работы в полевых условиях.

13. Строительство складов и холодильников для хранения продовольственных товаров с учетом обеспечения защиты этих товаров от поражающих факторов при ЧС.

14. Организацию контроля за зараженностью продовольственных товаров и питьевой воды, а также работ по их обеззараживанию.

15. Заключение договоров с предприятиями торговли и общественного питания об осуществлении необходимого снабжения в условиях ЧС.

В целях подготовки к оказанию доврачебной помощи и к медицинскому обслуживанию рабочих и служащих в условиях ЧС совместно с органами здравоохранения предусматривать:

Проведение санитарно-гигиенических, противоэпидемических и лечебно-эвакуационных мероприятий.

Оказание всех видов скорой медицинской помощи.

Создание запасов медицинского и специального имущества для дополнительного развертывания и оснащения медицинских формирований.

Проведём расчёт чрезвычайной ситуации: вероятный взрыв трубопровода заполненного нефтью объемом 50 т. При этом объем газозоодушнoй смеси  $Q_T$  принимается равным 20% от объема вышедшей сырой нефти.

При взрыве выделяют зону детонационной волны с радиусом  $R_1$ , где происходит полное разрушение. Избыточное давление в зоне детонационной волны  $\Delta P_{\phi 1} = 900$  кПа. Радиус зоны детонационной волны определяется по уравнению:

$$R_1 = 18,5 \sqrt[3]{Q}, \quad (8.1)$$

где  $Q$  - количество газа, тонн

Для нашего случая: объем газозоодушнoй смеси 20 т. Тогда радиус зоны детонационной волны:

$$R_1 = 18,5 \times \sqrt[3]{10} = 39,8 \text{ м.}$$

Расстояние от эпицентра взрыва до ближайшего элемента предприятия - 1450 м

Радиус зоны смертельного поражения людей определяется по формуле:

$$R_{\text{спл}} = 30 \times \sqrt[3]{Q}, \quad (8.2)$$

Для нашего случая:

$$R_{\text{спл}} = 30 \sqrt[3]{10} = 64,6 \text{ м}$$

Зона безопасного удаления будет равна:

$$R_{\text{бу}} = 12 \times R_1, \quad (8.3)$$

$$R_{\text{бу}} = 12 \times 39,8 = 477,6 \text{ м.}$$

Вахтовый поселок, находящийся на расстоянии 1450 м от законсервированного трубопровода, не подвергнется разрушению при взрыве, так как зона безопасного удаления много меньше, чем расстояние до построек.

## 5.7 Экологичность проекта

В аэрографическом отношении территория месторождения представляет собой залесенную равнину. Лес мешанный сосново-березовый. Крапивинское месторождение расположено в междуречье несудоходных рек Крапивной и Ягыль-Яха, притока крупной реки Васюган.

При размещении кустовых площадок, необходимо иметь в виду, что вблизи водо-охранной зоны их размещение не желательно, так как к этой зоне предъявляются особые требования, а именно: запрещена производственная деятельность, заправка топливом, мойка и ремонт автотранспорта, размещение ядохимикатов, химреагентов, вырубка лесов.

Мероприятия по рациональному использованию и охрана водных ресурсов

С целью защиты водных объектов от возможного их загрязнения предусматриваются следующие мероприятия:

-установка канализационных емкостей на кустах скважин и ТЗУ для сбора загрязненных стоков с последующие их вывозов или перекачкой на очистные сооружения;

-промышленные воды на территории всех проектируемых объектах по системам канализации собираются и закачиваются на очистные сооружения для последующего использования их в системе ППД;

-пластовые воды, добываемые вместе с нефтью, отделяются от нефти и после их очистки и подготовки используются в системе ППД;

-все трубопроводы, оборудование и аппаратура подвергаются гидравлическому испытанию и контролю стыков на их прочность и герметичность;

-для предупреждения попадания нефти в водоемы должны устанавливаться боны.

Намечаемые мероприятия по защите от возможного загрязнения окружающей природной среды исключают сброс стоков на рельеф и в поверхностные водоемы.

Основные углеводороды поступающие в атмосферу: метан, этан, пропан, бутан. Предельно допустимые концентрации для населенных мест составляют: метан – 50 мг/м<sup>3</sup>, бутан – 200 мг/м<sup>3</sup>, пентан – 100 мг/м<sup>3</sup>.

По делению предприятий на категории опасности в зависимости от массы и состава выбрасываемых веществ Западно-Моисеевское месторождение относится ко второй категории опасности.

Санитарно – защитная зона для объектов Западно-Моисеевского месторождения – 300 м. Согласно санитарной классификации СН 245-7413, предприятия, осуществляющие разработку месторождения – УПСВ «Западно-Моисеевского» относятся к II классу.

Источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу являются соединения, запорно-регулирующая арматура, нефтегазосепаратор, факел, нефтесборные сети, напорный нефтепровод. Причинами выбросов служат негерметичность запорно-регулирующей арматуры и фланцевых соединений скважин, сепараторов, насосов перекачки, сжигание газа при сепарации нефти, микротрещины стенок трубы, работа двигателей внутреннего сгорания.

Охрана атмосферного воздуха от загрязнений сводится к выполнению следующих мероприятий:

- полная герметизация системы сбора и транспортировки нефти,
- стопроцентный контроль швов сварных соединений трубопроводов,
- защита оборудования от коррозии,
- утилизация попутного нефтяного газа,
- оборудование факельных стояков устройствами против затухания пламени,
- установка дистанционного розжига факела,
- ликвидация шламовых амбаров, нефтеловушек, открытых очистных сооружений,

К основным характеристикам гидросети следует отнести высокий коэффициент извилистости (особенно в среднем и нижнем течении р. Ягыль-

ях) – 3,6. Ширина поймы р. Ягылъ-ях в среднем течении до 300 м, скорость течения – 0,3 м/с. Ширина русла 13 м, в нижнем течении ширина поймы увеличивается до 500 м, дно вязкое. Река Ягылъ-ях является равнинной таежной рекой, наименьшая величина стока – зимой, наибольшая – в период половодья. В период весеннего половодья проходит примерно 71% (в Среднем Васюгане – 65%) годового стока, за летне-осенние месяцы – 24% (20%) и за зиму – 5% (15%) соответственно.

С целью защиты водных объектов от возможного их загрязнения предусматриваются следующие мероприятия;

- Использование для технологических целей вместо пресной воды других дополнительных источников водоснабжения (минерализованной воды и др.)
- Ограждение водных объектов обваловками, отсыпкой защитных валов и т.д.
- Строительство нефтеловушек внизу по течению от источника загрязнения на р. Ягылъ-ях.
- Строительство берегоукрепительных и защитных сооружений.
- Использование очищенных и отработанных сточных вод; в системе ППД,
- В системе оборотного водоснабжения для мойки автотранспортных средств.
- Укрепление имеющихся обваловок технологических площадок, на которых возможны аварийные сбросы сточных вод и жидких продуктов, с созданием системы для сброса дождевых смывных вод с этих площадок.
- Герметизация системы подготовки и откачки нефтепромысловых сточных вод.
- Внедрение системы аварийных отключений оборудования на случай выхода его из строя.

Почвы территории Крапивинского месторождения не однородны. Преобладание по большей части отрицательных и близких к нулю температур в почве, продолжительный период ее оттаивания, высокая влажность воздуха создают условия для развития подзолистого и болотного типов почвообразования, которые формируют почвы: болотные верховые торфяные на мелких и средних торфах, болотные переходные торфяные на мелких и средних торфах, дерново-подзолистые среднеуглистые. Рекультивации подлежат все земли, загрязненные нефтью. Очередность проведения рекультивационных работ должна быть определена в проекте по рекультивации земли каждого месторождения. Существующие методы рекультивации применяются преимущественно для пахотных земель и имеют ограниченную применимость на подзолистых и болотных почвах, характерных для Крапивинского месторождения.

Охрана почвенного покрова сводится к выполнению следующих мероприятий:

- Рациональное размещение оборудования на территории месторождения.
- Снижение расхода земли на обустройство скважин и других объектов.

- Прокладка дорог к производственным объектам с учетом минимального разрушающего действия на почву.
- Обваловывание скважин, резервуаров и поддержание их в исправном состоянии.
- Обустройство специальных помещений для хранения сыпучих материалов и хим. реагентов.
- Применение новых эффективных средств для ликвидации загрязнения почв нефтью и нефтепродуктами.
- Внедрение установок по сбору и обезвреживанию производственных отходов (нефти, мазута и др.)
- Переработка отходов сырой нефти, бурового шлама и осадков бурового раствора, а также отходов с установок подготовки нефти в строительные материалы и дорожные покрытия.
- Сбор нефти на водной поверхности шламового амбара с помощью сорбентов.
- Откачивание плавающей нефти и нефтепродуктов из амбаров и нефтеловушек.
- Своевременный ремонт обваловок с учетом механического состава почв, укрепление ее срубленной древесиной. В местах значительного уклона обязательное сооружение дополнительной обваловки за амбаром.
- Проведение физико-химического контроля за загрязнением почвы.
- Инвентаризация нарушенных земель с последующим почвенным картированием М 1:25000;1:10000;1:5000.

При строительстве, эксплуатации объектов месторождения возможны следующие отходы: порубочные остатки, остатки цементного раствора, обрубки металла, остатки свай, кабельной продукции, строительный мусор, отработанные масла, бытовые отходы и прочее.

Отходы, образующиеся в процессе строительства и эксплуатации нефтепромысловых объектов, должны сортироваться, либо утилизироваться и вывозиться на полигон отходов. Полигоны отходов размещаются на площадках дожимных насосных станций, котлован для бытовых отходов отрывается в виде траншей в не фильтрующем суглинистом грунте. По мере заполнения отходы подвергаются соответствующей санитарной обработке и засыпаются вынутым грунтом.

Вышедшие из строя металлоконструкции, металлолом вывозят с территории месторождения и сдают по договору с ООО «Сервис-Экология» во вторчермет.

Отходы технологических процессов при бурении собираются и хранятся в специально сооруженных для этих целей котлованах – шламовых амбарах (ША).

Ликвидация шламовых амбаров обычно осуществляется путем засыпки их техногенным грунтом. Недостатком этого способа является низкая эффективность санитарной защиты, т.к. процесс засыпки сопровождается вытеснением буровых отходов и растеканием их по поверхности ландшафта, а

также последующим вымыванием и миграцией оставшихся в котловане загрязняющих веществ с поверхностными или грунтовыми водами.

Воздействие разработки месторождения на недра складывается из перфорации водоносных, нефтегазоносных пластов месторождения добывающими, нагнетательными и артезианскими скважинами; загрязнения недр реагентами буровых растворов при строительстве скважин; изъятия нефти и высокоминерализованной пластовой воды из продуктивных пластов месторождения; изъятия пресной воды из водоносных пластов.

Негативное воздействие на недра возможно:

- при строительстве эксплуатационных скважин;
- при извлечении нефти, газа и попутных пластовых вод;
- при заборе воды из подземных источников для водоснабжения промысла, питьевых и технологических нужд, закачки в систему ППД (защитное заводнение нефтяных пластов).

Наибольшее негативное воздействие на недра оказывает строительство эксплуатационных скважин. При бурении скважин потенциальными источниками загрязнения недр являются материалы для приготовления, утяжеления и химической обработки буровых и тампонажных растворов.

С целью предупреждения загрязнения водоносных горизонтов, используемых в качестве источников питьевых вод, бурение скважин под кондуктор проводится с использованием буровых растворов, не содержащих нефть, фенолы, хроматы; в качестве противоприхватной добавки вместо нефти используется графит.

В целях рационального использования недр и их охраны от негативного воздействия предусматривается:

- использование при строительстве новых скважин химреагентов в основном IV классов опасности;
- изоляция водоносных и нефтегазоносных пластов цементированием заколонного пространства;
- закачка в продуктивные нефтяные пласты минерализованной воды взамен изымаемой из пласта нефти;
- изъятие подземных вод в количествах, обеспечивающих сохранность основных свойств используемых водоносных пластов;
- сбор и обезвреживание отходов буровых работ;
- осуществление консервации или ликвидации скважин по индивидуальному плану, согласованному с местными органами Ростехнадзора и военизированным отрядом по предупреждению и ликвидации открытых фонтанов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Западно-Моисеевская структура была открыта в 1991 году, активно разрабатывается с 2006 года. В целом эффективность эксплуатации скважин на месторождении показывает, что способ добычи нефти при помощи УЭЦН на сегодняшний день является самым приемлемым способом.

По Западно-Моисеевскому месторождению фонд на 01.01.12 г. составил ЭЦН – 100 %, из них: ЭЦН Россия – 23 ед. (46 %); ЭЦН фирмы «Reda» - 43 ед. (54%).

При проведении анализа выявлено:

Значительное количество отказов УЭЦН по причине R-0, заклинивание рабочих органов ЭЦН ввиду солеотложений происходит на фоне недостаточной проработки исходных данных по новым строящимся кустам месторождения, отсутствию достаточного количества данных по текущему состоянию работы установок.

Таким образом, контроль эффективности и повышение надежности установок электроцентробежных насосов является залогом стабильности добычи нефти на Западно-Моисеевском нефтяном месторождении. Данный контроль, вполне способна обеспечить система дистанционного многопараметрического мониторинга и адаптивного регулирования работы УЭЦН кустовых площадок

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

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

В настоящей работе применены следующие сокращения:

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса

СНО – средняя наработка на отказ

МРП – межремонтный период

КВЧ – количество взвешенных частиц

ПЭД – подземный электродвигатель

ППД – поддержание пластового давления;

ШГН – штанговая глубинно-насосная установка;

РЭДА – русский электрический двигатель системы Арутюнова;

ГТМ – геолого-технические мероприятия;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

СПО – спускоподъемные операции;

АСПО – асфальто-смоло-парафиновые отложения;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

УПСВ – установка предварительного сброса воды;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

ТКРС – текущий капитальный ремонт скважины

СМР – система мониторинга регулирования

МУН – метод увеличения нефтеотдачи



## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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