

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Н.Д. Булчаев

« _____ » _____ 20 ____ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01. Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Автоматизация технологического процесса кустовой площадки
Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения ПАО "ВЧНГ"

Руководитель _____ доцент, канд. техн. наук М.Т. Нухаев
подпись, дата

Выпускник _____ И.Н. Карцов
подпись, дата

Консультант:
Безопасность и экологичность _____ Е.В.Мусяченко
подпись, дата

Нормоконтролер _____ С. В. Коржова
подпись, дата

Красноярск 2017

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Н.Д. Булчаев

« _____ » _____ 20 ____ г.

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы**

Студенту Карцову Игорю Николаевичу

Группа ЗНБ 13-04В1

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема выпускной квалификационной работы: Автоматизация технологического процесса кустовой площадки Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения ПАО "ВЧНГ".

Утверждена приказом по университету № 7029/с от 31 мая 2017 г.

Руководитель ВКР М.Т. Нухаев, доцент, канд. техн. наук, кафедра РЭНГМ ИНиГ СФУ

Исходные данные для ВКР: Научные статьи и научно-техническая литература по нефтегазовому профилю.

Перечень разделов ВКР: Введение, 1. Общие сведения о районе работ, 2. Геологическое строение месторождения и залежей, 3. Описание технологического процесса, 4. Автоматизация технологического процесса, 5. Безопасность и экологичность проекта, Заключение, Список использованных источников.

Перечень графического материала

Руководитель

подпись

М.Т. Нухаев

Задание принял к исполнению

подпись

И.Н. Карцов

« __ » _____ 20__ г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 90 страниц, 17 рисунков и 7 таблиц, 25 источников.

АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА КУСТОВОЙ ПЛОЩАДКИ ВЕРХНЕЧОНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПАО "ВЧНГ".

Объектом исследования является технологический процесс кустовой площадки №6 Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения.

Цель работы: рассмотреть технологический процесс кустовой площадки Верхнечонского месторождения, предложить варианты оптимизации технологического процесса с целью снижения потерь добычи нефти и минимизации трудозатрат на обслуживание нефтяных скважин, снижения издержек производства.

В работе приведены: сведения о геолого-физической и геолого-промысловой характеристике месторождения, сведения о запасах, сведения о технологическом процессе.

Сделано предложение оптимизации технологического процесса.

Для выполнения выпускной квалификационной работы использовался текстовый редактор MicrosoftWord, таблицы и графики выполнялись в MicrosoftExcel. Презентация подготовлена с помощью MicrosoftPowerPoint.

СОДЕРЖАНИЕ

ВЕДЕНИЕ	5
1 Общие сведения о районе работ	7
2 Географо-экономические сведения района.....	12
2.1 Геологическое строение месторождения	12
2.1.1 Краткая история и анализ геологоразведочных работ	12
2.1.2 Структурно-тектонические особенности района работ	15
2.1.3 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза.....	24
2.1.4 Нефтегазоносность	40
2.2 Гидрогеологические и инженерно-геологические условия	45
3 Описание технологического процесса	50
4 Оптимизация технологического процесса.....	55
4.1 Управление системой ППД.....	58
4.2 Управление работой скважин	58
4.3 Управление работой УЭЦН	60
4.4 Экономия электроэнергии на кустовой площадке	62
5 Безопасность и экологичность проекта.....	67
5.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ	67
5.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	68
5.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования.....	70
5.4 Обеспечение безопасности технологического процесса.....	75
5.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.....	77
5.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	80

5.7 Экологичность проекта	82
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	84
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	87
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	88

ВВЕДЕНИЕ

Современный мир не может представить свое существование без самых главных энергоносителей – нефти и газа. Именно поэтому нефтегазовая промышленность является одной из наиболее значимых отраслей российской экономики и представлена такими направлениями, как разведка месторождений, добыча ископаемых и их последующая переработка на специализированных предприятиях.

Извлечение нефти из пласта и любое воздействие на него осуществляется через скважины. Призабойная зона скважины (ПЗС) – область, в которой все процессы протекают наиболее интенсивно. Здесь как в единый узел сходятся линии токов при извлечении жидкости или расходятся – при закачке. От состояния призабойной зоны пласта существенно зависят эффективность разработки месторождения, дебиты добывающих, приёмистость нагнетательных и та доля пластовой энергии, которая может быть использована на подъём жидкости непосредственно в скважине.

По способам извлечения скважинной жидкости современные методы нефтедобычи делятся на:

1. Фонтан (выход флюида происходит за счет разности давления в продуктивном пласте и давления на устье скважины).
2. Газлифт.
3. Насосно-компрессорная добыча, в том числе с использованием различных видов насосов.
 - 3.1. Установка электроцентробежного насоса (УЭЦН).
 - 3.2. Установка электро-винтового насоса (УЭВН).
 - 3.3. Установка штангового скважинного насоса (ШСН).

Далее со скважин нефть поступает на автоматизированную групповую замерную установку для осуществления контроля дебита скважин, собирается в коллектор и транспортируется на технологическую установку (ДНС, УПН, ЦПС и т.д.).

Правильно построенный технологический процесс - это контроль, возможность анализа работы фонда и управление добычей нефти при минимальных трудозатратах и потерях. Если не вести оперативный контроль за работой скважин и своевременно не предпринимать необходимые действия (промывка водой/нефтью, кислотная обработка и т.д.), то возможно нарушение технологического процесса (отложение примесей на внутренней стенке трубопровода, увеличение нагрузки на УЭЦН, остановка скважины). Отсюда возникают потери добычи нефти, простои фонда, КРС.

С экономической точки зрения, при отладке технологического процесса снижаются затраты на электроэнергию (работа УЭЦН), снижаются потери нефти и простои скважин, сокращается количество КРС и, как следствие, затраты на дорогостоящий ремонт.

1 Общие сведения о районе работ

Верхнечонское месторождение расположено на территории Катангского района Иркутской области на границе с республикой Саха (Якутия) в 250 км севернее г. Киренска, в 420 км юго-западнее находится город и железнодорожная станция Усть-Кут.

В административном отношении Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Катангском районе Иркутской области. Районный центр-поселок Ербогачен находится в 100 км северо-западнее месторождения, село Преображенка – в 50 км к западу. Наиболее крупные населенные пункты: г. Киренск – в 250 км юго-восточнее, г. Усть-Кут в 420 км юго-западнее от Верхнечонского месторождения. Обзорная карта района работ с указанием трассы ВСТО приведена на рисунке 1.1.

Район слабо заселен и освоен, местность покрыта труднопроходимой тайгой. Обустроенных автомобильных дорог в районе месторождения до последнего времени не было. В настоящий момент функционирует постоянная автомобильная дорога, соединяющая Верхнечонское и Талаканское месторождения. Река Чона несудоходна, река Нижняя Тунгуска судоходна 20-30 дней в паводковый период. Река Лена судоходна от п. Качаг до устья. Ее особое транспортное значение определяется выходом к порту «Осетрово» – г. Усть-Кут, который расположен на Байкало-Амурской железной дороге. Основной объем грузов от г. Усть-Кут до месторождения перевозился автотранспортом по зимнику – расстояние 660 км. В летнее время грузы доставлялись водным транспортом по р. Лена от Усть-Кута до Витима – расстояние 741 км, автотранспортом от Витима до Р-111 – расстояние 246 км.

В качестве источников энергоснабжения при проведении буровых работ на месторождении используются дизельные станции внутреннего сгорания.

Верхнечонское месторождение расположено в пределах Средне-Сибирского плоскогорья и представляет собой слабовсхолмленную равнину с относительными превышениями 120-150 м, абсолютные отметки колеблются от

320 до 470 м. В субмеридиональном направлении территорию месторождения пересекает р. Чона с ее многочисленными притоками, из которых по площади месторождения протекают: Нельтошка, Вирая, Модчалун, Игнагли. Наряду с реками в районе месторождения имеются озера, старицы и болота. Озера большей частью пойменные и термокарстовые, развитые на плоских вершинах водоразделов и пологих склонах. Болота распространены по долинам рек и ручьев, относятся к типу надмерзлотных. Техническое водоснабжение месторождения может осуществляться из специальных водозаборных скважин. Для питьевого водоснабжения могут использоваться воды четвертичных и верхоленских отложений.

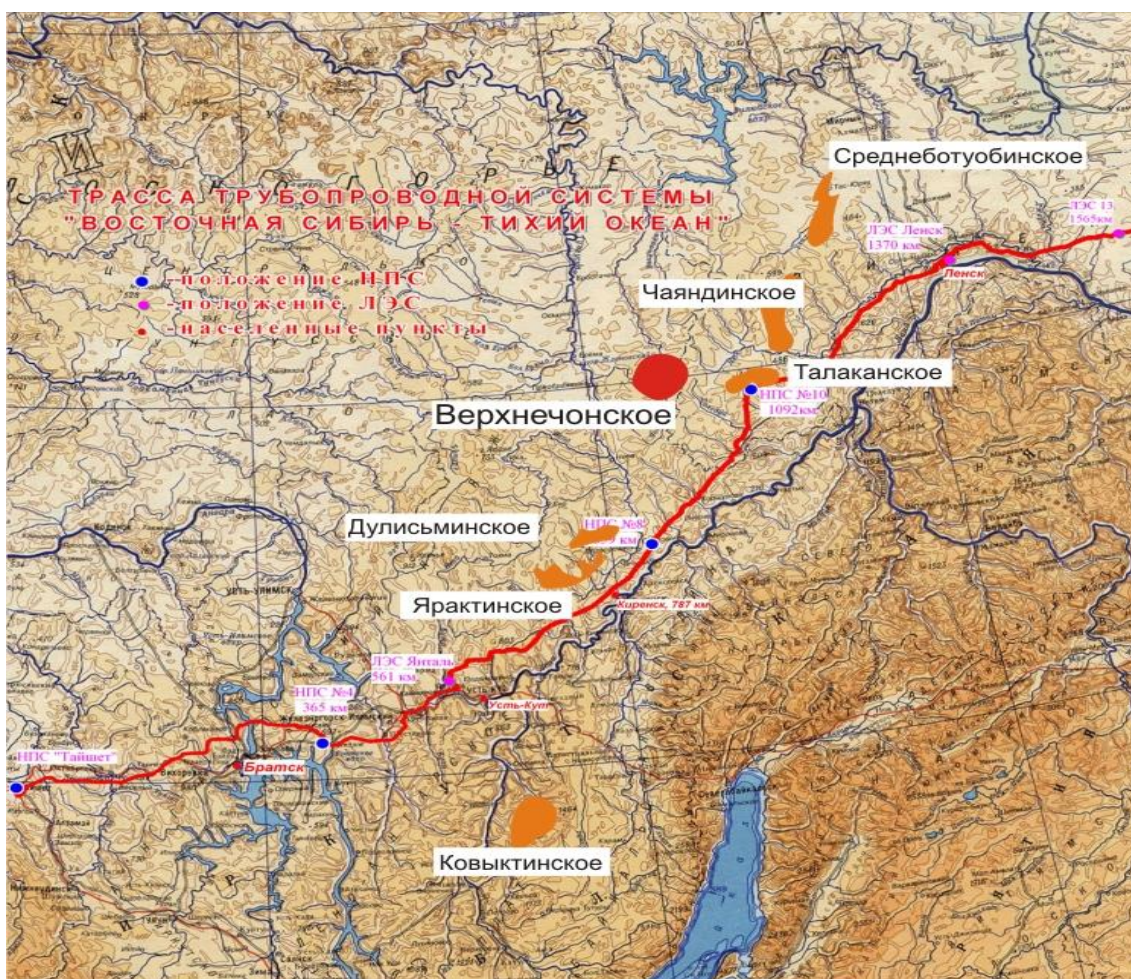


Рисунок 1.1 - Обзорная схема района работ

Климат резко континентальный, среднегодовая температура составляет минус 5,5 °С. Максимальная температура наблюдается в июле и составляет в

среднем 17,7 °С, минимальная – в январе, составляя в среднем до минус 29,2 °С. В зимний период господствует мощный антициклон с солнечной безветренной погодой. В это время происходит сильное выхолаживание приземного воздуха, что обуславливает сезонное промерзание грунтов на 1,5-2,0 м и островное развитие многолетней мерзлоты. Первые заморозки начинаются с конца августа. Толщина снегового покрова колеблется от 40 до 70 см и держится с октября по апрель.

По геокриологическому районированию территория месторождений относится к переходной области развития многолетнемёрзлых пород от островного к прерывистому. Области островного распространения ММП характеризуются 30-60 % сплошностью, 30-200 метровой мощностью ММП. Температура многолетнемёрзлых пород колеблется от минус 0,2 до минус 1,0°С. В области прерывистого развития ММП сплошность их достигает 60-90 %, мощности нередко превышают 100 м, температура ММП достигает минус 1,5 °С.

Среднегодовое количество осадков 300-500 мм в год. Преобладают юго-восточное и северо-западное направления ветров со скоростью 1-3 м/с. Рассматриваемый район сейсмически неактивен.

Из местных строительных материалов наибольшее значение имеет лес. Кроме того, в районе месторождения имеются многочисленные выходы на дневную поверхность траппов, известняков, доломитов (литвинцевская свита), которые могут быть использованы в качестве бутового камня для строительства дорог. В 130 км юго-западнее месторождения расположено Непско-Гаженское месторождение калийных солей, запасы которого утверждены ГКЗ СССР в 1992 году.

Месторождение открыто в 1978 году, введено в разработку в 2008 году. Недропользователем является публичное акционерное общество «Верхнечонскнефтегаз». Лицензия на разработку Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения (серия ИРК №03185 НЭ) выдана в

2015 году. Срок окончания лицензии – декабрь 2042 года. Лицензионное соглашение об условиях пользования недрами предусматривает:

1. Доразведку и добычу нефти, газа и конденсата на общей площади участка 1481 км²;
2. Геологический отвод в границах участка недр без ограничения по глубине, горный отвод – в границах утвержденных запасов;
3. Передачу недропользователю в распоряжение на правах собственности добытые углеводороды.

Промышленная нефтегазоносность на месторождении связана с песчаниками нижнемотской подсвиты (верхнечонские пласты Вч1, Вч2, Вч1+2), карбонатами среднемотской подсвиты (преображенский пласт Пр), карбонатами усольской свиты (осинский горизонт – пласт Ос). Запасы по месторождению подсчитывались трижды: в 1986, 1995 и 2004 гг.

В 1986 году, на основе оперативно подсчитанных запасов, институтом «Гипростокнефть» составлен и утверждён в ЦКР МНП.

В 1993 году Южно-Уральское отделение ВНИГНИ в рамках темы по подсчету запасов составило отчет «Технико-экономическое обоснование коэффициентов нефтеотдачи продуктивных пластов Верхнечонского месторождения».

В 1995 году ГГП «Востсибнефтегазгеология» выполнен «Подсчёт запасов газа, конденсата и нефти Верхнечонского месторождения». Основные запасы нефти категорий С1, С2 приурочены к пластам Верхнечонского горизонта – 420,5 млн т (в т.ч. 404,9 млн т в пределах Верхнечонского ЛУ). Запасы нефти по преображенскому горизонту составляют 318,7 млн т (в т.ч. 302,3 млн т в пределах Верхнечонского ЛУ). Запасы нефти осинского горизонта незначительны – 1,5 млн т, запасы свободного газа – 87,7 млрд м³ (в т.ч. 72,9 млрд м³ в пределах Верхнечонского ЛУ), конденсата – 3,9 млн т (в т.ч. 3,2 млн т в пределах Верхнечонского ЛУ).

В 2007 году ПАО «ВЧНГ» построен нефтепровод от месторождения до места врезки в строящийся магистральный трубопровод Восточная Сибирь -

Тихий Океан. Диаметр нефтепровода составляет 530 мм, длина – 92 км, пропускная способность более 10 млн м³. В административном отношении Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Катангском районе Иркутской области. Районный центр-поселок Ербогачен находится в 100 км северо-западнее месторождения, село Преображенка – в 50 км к западу. Наиболее крупные населенные пункты: г. Киренск – в 250 км юго-восточнее, г. Усть-Кут в 420 км юго-западнее от Верхнечонского месторождения. Обзорная карта района работ с указанием трассы ВСТО приведена на рисунке 1.1.

2 Геологическое строение месторождений и залежей

2.1 Геологическое строение месторождения

2.1.1 Краткая история и анализ геологоразведочных работ

Геологические исследования в бассейне рек Непы и Нижней Тунгуски впервые проведены в период с 1936 по 1949 год, в результате было получено представление о строении района, составлены геологические карты и тектонические схемы, выделены зоны линейных структур. В 1950-1963 годах на территории района проводились государственные геологические съемки масштабов 1:100 000 в 1967-1982 годах геолого-структурная съёмка в нефтепоисковых целях масштаба 1:50 000 (Э.А. Гинзбурга, Э.А. Вышинской и др.), а также аэромагнитная, гравиметрическая съемки средних масштабов и регионального характера, сейсморазведочные и электроразведочные площадные работы. В результате этих работ составлены геологические и структурные карты различных стратиграфических уровней, детально расчленены отложения ордовика и верхоленской свиты, верхнего комплекса осадочного чехла, выявлен и детализирован ряд локальных структур, дана оценка перспектив района на нефть и газ. Этими работами составлена схематическая структурная карта района с выявленными зонами складок – Непской, Марковско-Ичерской, Приленской.

В 1983 году начаты разведочное бурение и подготовка к подсчету запасов промышленных категорий. В 1986 году защищены в ГКЗ запасы нефти по центральному блоку, а в 1994 году по Верхнечонскому месторождению в целом.

На площади Верхнечонского месторождения проведены полевые исследования комплексом геофизических методов, включающим региональные, рекогносцировочно-площадные, поисковые и детализационные сейсморазведочные работы МОВ и ОГТ, электроразведочные работы масштаба

1:200 000, ДНМЭ; миллигальную гравиметрическую съемку масштаба 1:100 000 и высокоточную аэромагнитную съемку масштаба 1:100 000.

Наибольший удельный вес имела сейсморазведка.

Со второго полугодия 1986 года на участке первоочередной эксплуатации Верхнечонского месторождения начаты детальные сейсмические исследования, проводимые сейсморазведочной партией № 15 Восточно-Сибирской полевой комплексной геофизической экспедиции (ВСПКГЭ) ПО «Сибнефтегеофизика». Детальные работы МОГТ проведены в северной, южной и восточной частях центрального блока месторождения по методике продольно-непродольного профилирования. В северной части центрального блока проведены работы по методике трехмерной сейсморазведки. Площадные исследования проведены с целью детального изучения строения продуктивных отложений терригенного комплекса и уточнения схемы разработки месторождения. Получены следующие основные геологические результаты:

- составлены структурные карты по горизонтам М2, А, У, К2;
- уточнено расположение Могинско-Ленского разлома, выделен Усольский грабен, отдельными профилями подсечено горстовидное поднятие. Выделены предполагаемые малоамплитудные тектонические нарушения, кольцевые разломы;
- установлена возможность определения по временным разрезам МОГТ интервальной мощности терригенных отложений;
- выделены предполагаемые зоны ухудшенных коллекторских свойств продуктивного горизонта, связанные с зонами тектонических нарушений (участки повышенной трещиноватости с вторичной цементацией);
- оконтурены зоны предположительно ухудшенных коллекторских свойств пласта Вч1 в связи замещением песчаников аргиллитами;
- в восточной части центрального блока выделены предполагаемые зоны засоления пластов Вч1 и Вч2;
- определено местоположение предполагаемых биогермных построек в карбонатных подсолевых отложениях.

Плотность сейсмических профилей 2D, 2,5D МОГТ на месторождении распределена неравномерно. Наиболее изученной является западная часть месторождения, где плотность сейсмических профилей достигает 1,2 км/км². В восточной, менее изученной части, плотность изменяется от 0,10 до 0,17 км/км².

В 1991-1992 гг. в западной части месторождения проведены в небольшом объёме сейсморазведочные работы 3D (90 км²).

В 2004 году по заказу ОАО «Верхнечонскнефтегаз» в Геоинформцентре ФГУНПП «Иркутскгеофизика» проведена переобработка и частично переинтерпретация всех ранее полученных на данной площади сейсмических материалов.

В период с 2008 по 2011 гг. силами сп №17/08-11 ООО «ТНГ-Юграсервис» (Субподрядчик) ООО «ТНГ-Групп» (Подрядчик) проведены сейсморазведочные работы 3D по всему лицензионному участку (1508 км²). Окончательный отчет по интерпретации данных материалов передан в государственные фонды в марте 2013 г.

В настоящее время Верхнечонское нефтяное месторождений характеризуется удовлетворительной степенью геолого-физической изученности.

В 2012 году в ОАО «Верхнечонскнефтегаз» разработана и утверждена программа геологоразведочных работ до 2017 года. Программой запланировано бурение двух поисковых и трех разведочных скважин. По результатам бурения предусмотрено бурение еще двух зависимых скважин. Три из проектных скважины на данный момент уже пробурены – 4Р, 2Р и 8Р.

Таким образом, в истории поисково-разведочного бурения на Верхнечонском месторождении можно выделить два этапа:

- первый, с 1978 по 1993 год, в период которого было пробурено 98 скважин, в том числе 3 – параметрические, 8 – поисковых, 87 – разведочных;
- второй, начиная с бурения скважины 4Р в 2013 году. В период с 2013 г. по сегодняшний день пробурено три разведочные скважины.

Начиная с 2008 года, на площади интенсивно проводится эксплуатационное бурение, ориентированное на вендский терригенный комплекс. На 01.01.2015 года пробурено 470 скважин в основном с горизонтальным окончанием ствола.

2.1.2 Структурно-тектонические особенности района работ

Согласно «Тектонической карте нефтегазоносных провинций Сибирской платформы» под редакцией Старосельцева В.С. Верхнечонское месторождение приурочено к Верхнечонскому структурному мысу, осложняющему центральную часть Непского свода – структуры первого порядка, входящей в состав Непско-Ботуобинской антеклизы (рисунок 2.1 и 2.2).

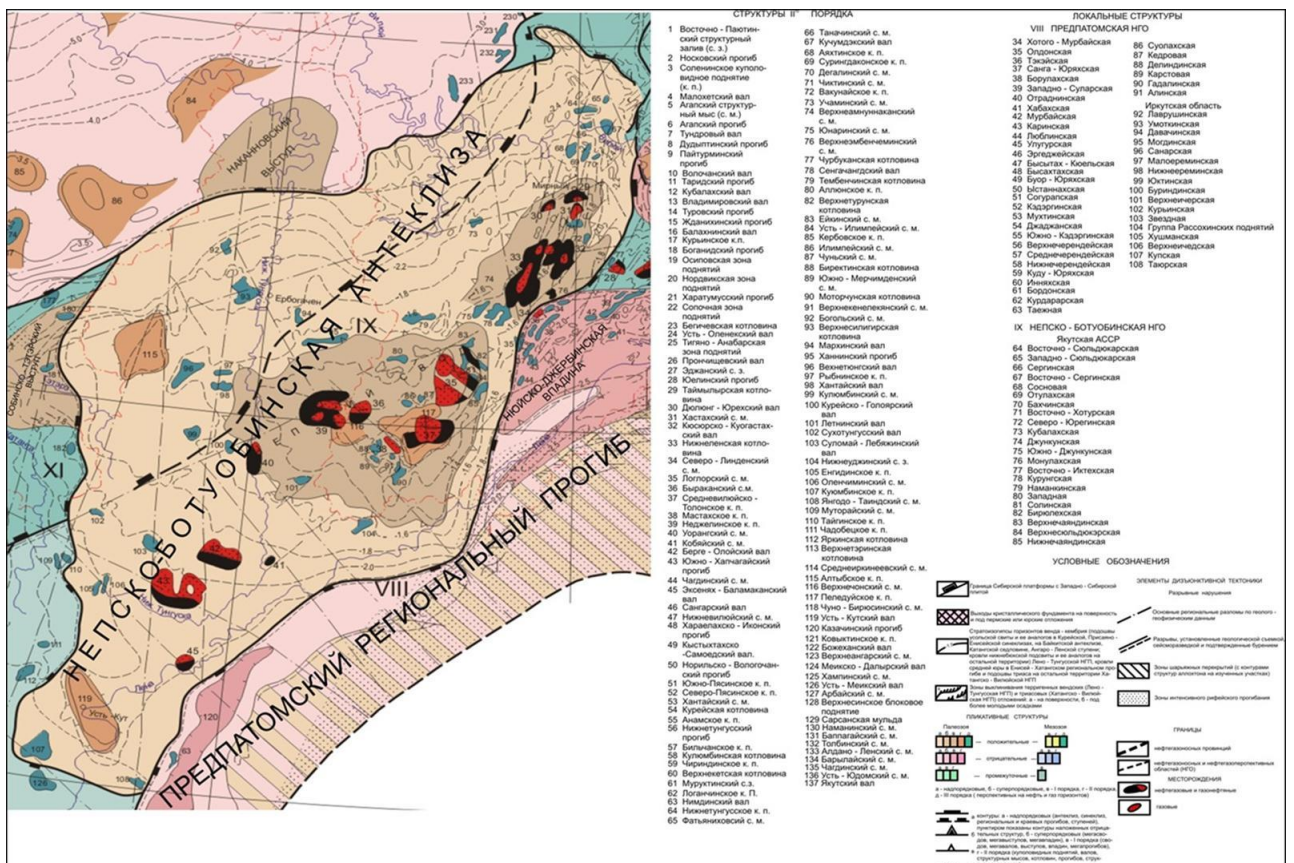


Рисунок 2.1 - Выкопировка из тектонической карты нефтегазоносных провинций Сибирской платформы. Масштаб 1:2 500 000

Представление о тектоническом строении месторождения сформировалось в результате обобщения комплекса сведений, полученных по материалам предшествующих геолого-съёмочных, структурно-картировочных, геофизических (сейсморазведка – МОВ, ОГТ, ТСЗ; электроразведка – ТТ, ЗСБ; гравирозведка и аэромагнитная съёмка) исследований и глубокого бурения.

Верхнечонский структурный мыс представляет собой структуру юго-восточного простирания, отчетливо выраженную по основным отражающим горизонтам осадочного чехла.

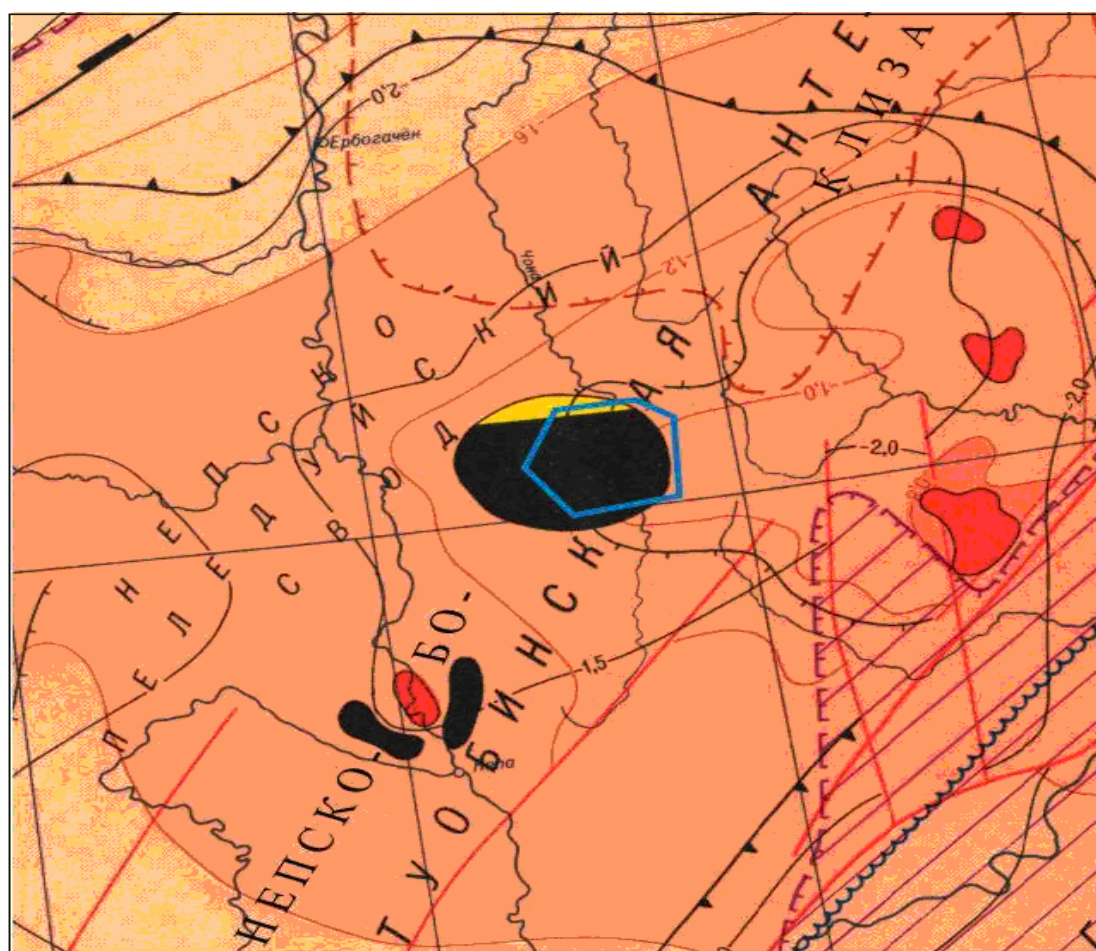


Рисунок 2.2 - Тектоническая схема

Выделяются три структурных яруса:

- фундамент, представленный кристаллическими породами протерозой-архейского возраста;
- рифейский комплекс, выполняющий Талаканский грабен;
- венд-палеозой-мезозойский осадочный чехол.

Фундамент платформы в рассматриваемом районе относится к гранитоидному комплексу с весьма сложным внутренним строением.

На основании интерпретации гравиметрических, магнитометрических и петрографических данных высказана гипотеза, что Верхнечонское месторождение расположено в пределах зеленокаменного пояса гранит-зеленокаменной области, значительную часть которого образуют ультраосновные и метаосадочные породы. Нахождение в верхней части фундамента гранитоидов обусловлено как позднейшим прорывом интрузией, так и надвигообразованием.

В верхней части фундамента сформировалась кора выветривания, возникшая в результате преобразования магматических пород под влиянием факторов выветривания. По генезису кора выветривания – остаточная, оставшаяся на месте залегания исходных пород, по морфологическому типу – площадная, характеризующаяся распространением в виде сплошного чехла, не имеющая заметной ориентировки в каком-либо направлении.

Мощность коры обычно варьирует от нескольких дециметров до нескольких метров, местами достигает двух-трех десятков метров.

По данным интерпретации комплекса геофизических работ поверхность кристаллического фундамента (отражающий горизонт Ф) является наиболее дифференцированной, что обусловлено процессами предвендской эрозии. Абсолютные отметки кровли кристаллического фундамента по площади колеблются в интервале -1,34-1,24 км. Колебание величин абсолютных отметок связано с общим погружением поверхности фундамента в юго-западном, северо-восточном и запад-северо-западном направлениях. Относительный перепад отметок по площади достигает 80-100 м. Поверхность характеризуется

переменным по площади градиентом погружения. Максимальные его значения фиксируются в север-северо-восточном направлении и составляют 1,8-2,7 м/км. Немного ниже (1,7-2,5 м/км) значения градиента в юго-западном направлении. Минимальные значения градиента погружения наблюдаются в запад-северо-западном направлении и достигают уровня 0,9-1,0 м/км. По данным глубокого бурения на Верхне-Нюйской, Таранской и Делиндинской площадях Якутской части Непско-Ботуобинской антеклизы поверхность фундамента испытывает погружение также и в юго-восточном направлении от Верхнечонской площади. Таким образом, структурный план поверхности кристаллического фундамента в целом представляет собой северо-западную часть крупного выступа, вытянутого с юго-востока на северо-запад. Наиболее ярким отрицательным структурным осложнением выступа является Талаканский грабен, где поверхность кристаллического фундамента погружается до уровня - 1,48 км. Поверхность выступа фундамента наиболее дифференцирована в западной части площади, где мощность терригенных отложений минимальна. Здесь по данным сейсморазведки фиксируется целый ряд небольших осложнений в виде носов, выступов и впадин размерами (2,5-3,0)×(5,0-8,0) км. Встречаются и более мелкие (шириной 0,2-1,0 км) врезы глубиной до 20-30 м.

По кровле терригенных отложений венда (отражающий горизонт M_2) структурный план претерпевает некоторые изменения, обусловленные общим увеличением мощности терригенных отложений в юго-восточном направлении (в соответствии с рисунком 2.3). Абсолютные отметки изменяются от - 1180-1200 м на востоке до - 1280-1290 м на западе (район скв. Преображенская-138) и -1300-1320 м на севере (район скв. Северчонская-1). Погружение поверхности наблюдается в запад-юго-западном и в северном направлениях. Простираение изогипс на севере площади субширотное, на юге - субмеридиональное. Изменение простираения изогипс наблюдается по линии Могинско-Ленского разлома. Максимальные градиенты погружения характерны для северного направления и составляют 3,3-4,3 м/км. В запад-юго-западном направлении градиент погружения составляет 2,2-2,8 м/км. Наиболее

полого кровля терригенных отложений погружается в западном направлении вдоль Могинско-Ленского разлома. Здесь градиент погружения составляет 1,6 м/км. В восточном направлении (в отличие от поверхности фундамента) сохраняется подъем кровли терригенных отложений. Таким образом, в целом структурный план кровли терригенных отложений представляет собой положительный структурный элемент – структурный мыс.

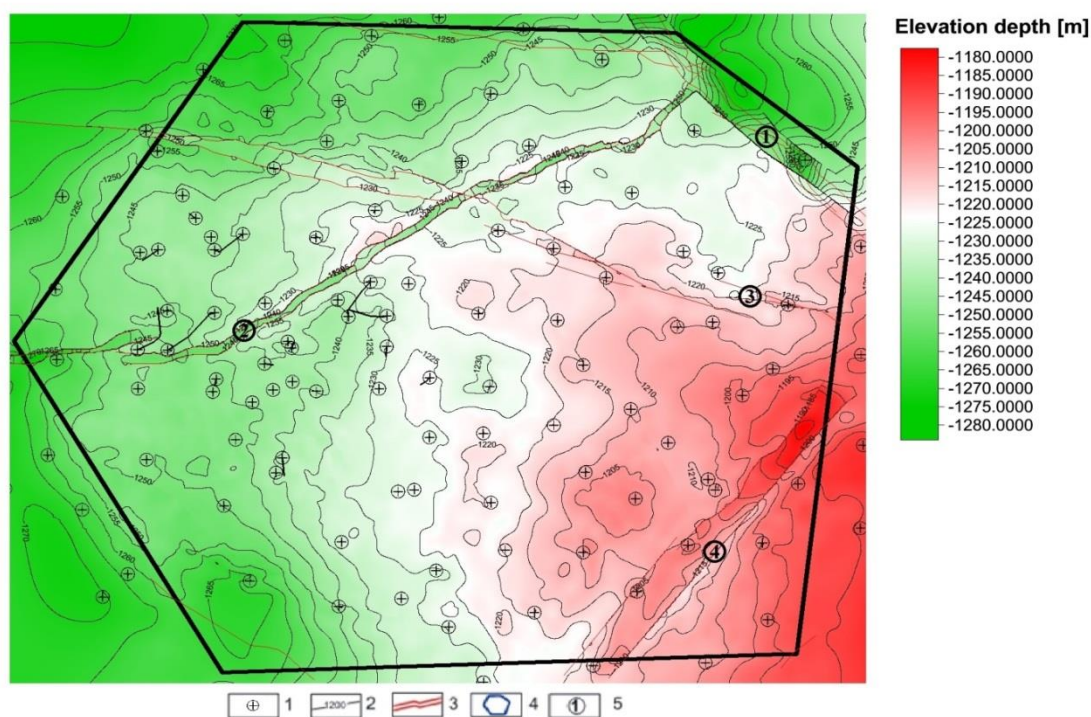


Рисунок 2.3 - Структурная карта по кровле непской свиты
(отражающий горизонт M_2)

Условные обозначения: 1 – поисковые и разведочные скважины, 2 – изогипсы кровли непской свиты, 3 – разрывные нарушения по данным сейсморазведки 3D, 4 – граница лицензионного участка, 5 – основные разрывные нарушения: 1 – Верхнечонско-Талаканский грабен, 2 – Усольский грабен, 3 – Могинско-Ленский разлом, 4 – Тымпычано-Ботуобинский Надвиг

Выше по разрезу по кровле осинского горизонта усольской свиты (отражающий горизонт А) структурный план сохраняет все основные особенности, присущие структурной поверхности кровли терригенных отложений (в соответствии с рисунком 2.4). Абсолютные отметки кровли

горизонта изменяются от -890-900 м на востоке (район скв. 15, 47, 128, 98) до -1020-1000 м на западе (район скв. 138-Преображенской) и севере (район скв. 1 – Северочонской) площади. Погружение поверхности фиксируется в запад-юго-западном и северном направлениях. Градиенты погружения максимальны (3,2-4,0 м/км) в северном направлении, ниже (2,1-3,1 м/км) в запад-юго-западном направлении и минимальны (1,8 м/км) в западном направлении вдоль Могинско-Ленского разлома.

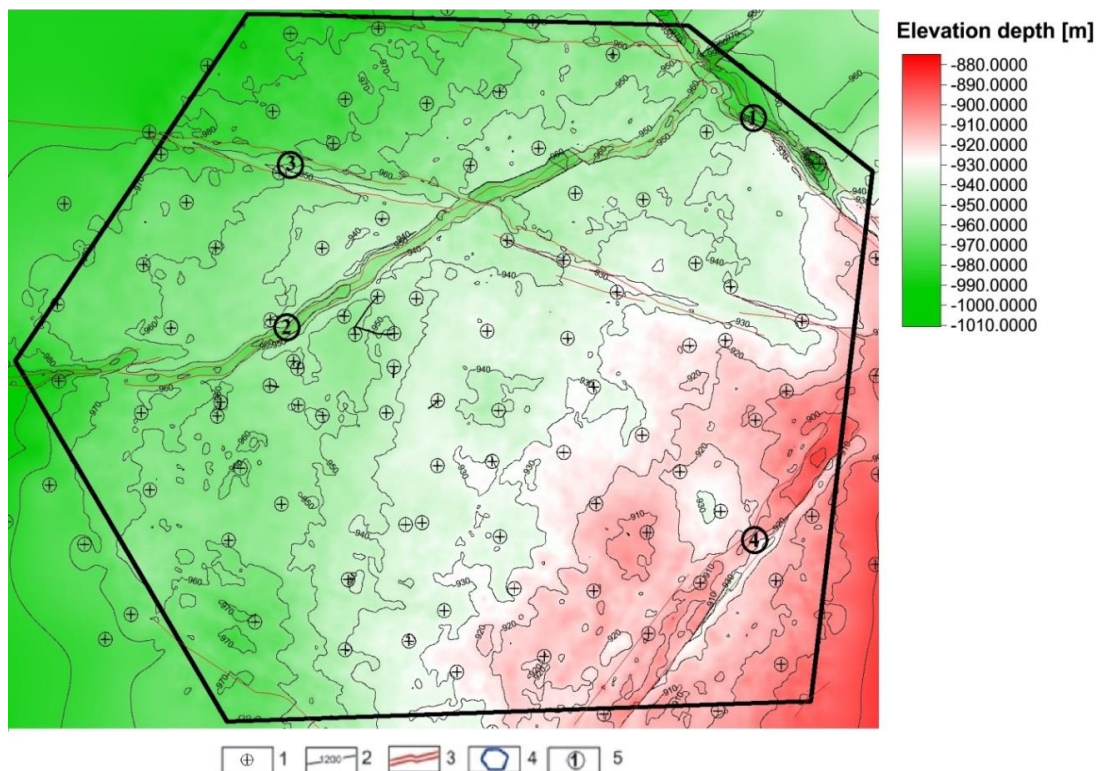


Рисунок 2.4 - Структурная карта по кровле Осинского горизонта (отражающий горизонт А)

Условные обозначения: 1 – поисковые и разведочные скважины, 2 – изогипсы кровли осинского горизонта, 3 – разрывные нарушения по данным сейсморазведки 3D, 4 – граница лицензионного участка, 5 – основные разрывные нарушения: 1 – Верхнечонско-Талаканский грабен, 2 – Усольский грабен, 3 – Могинско-Ленский разлом, 4 – Тымпычано-Ботуобинский Надвиг

Небольшие изменения градиентов погружения этой поверхности по сравнению с кровлей терригенных отложений связаны с плавным увеличением толщины осинского горизонта в северном, восточном и южном направлениях

от района скважин 46, 101, 66, 12, а также с увеличением толщины терригенно-сульфатно-карбонатного комплекса тирской свиты в северном направлении. Простирается изогипс тирской свиты на севере площади – в северном направлении. Простирается изогипс на севере площади – субширотное, на юге – субмеридиональное. Изменение простирается изогипс наблюдается, в основном, по линии Могинско-Ленского разлома. Небольшие структурные осложнения поверхности фиксируются в центральной и западной частях площади. К ним относятся структурный нос в районе скв. 35, 123, купол западнее скважины 71 и мульда в районе скважин 12, 111.

В целом, указанные поверхности в пределах площади занимают наиболее высокое положение по сравнению с остальной территорией Иркутской части Непско-Ботуобинской антеклизы.

Выше, до кровли бельской свиты, наблюдается удовлетворительное сохранение структурного плана и конфигурации складки. Усложнения структурных планов объясняется проявлением начальной стадии соляного тектогенеза и образованием надвигов в юго-восточной части площади.

Совместный анализ структурных карт и соответствующих им карт изопахит позволяет сделать следующие выводы:

– в венд-кембрийский период рассматриваемая территория унаследовано развивалась как моноклираль, полого падающая в юго-восточном направлении;

– в посткембрийское время произошла полная инверсия структурного плана, падение пластов изменилось на противоположное, сформировался Верхнечонский структурный мыс.

По маркирующим горизонтам ангарской и литвинцевской свит структурный план претерпевает очень резкие изменения, приводящие к обособлению ряда локальных поднятий и мульд в контуре структуры (рис. 2.5). Контрастность их по сравнению с нижележащими горизонтами сильно возрастает, достигая 150-200 м и более. Причины подобной перестройки заключаются:

- во-первых, в изменении мощностей пластов и пачек каменных солей, что, в первую очередь, обусловлено процессами гипергенного выщелачивания солей;
- во-вторых, в изменении мощности и стратиграфического уровня пластовой интрузии долеритов, приуроченной к отложениям ангарской, литвинцевской, верхоленской свит и карбона.

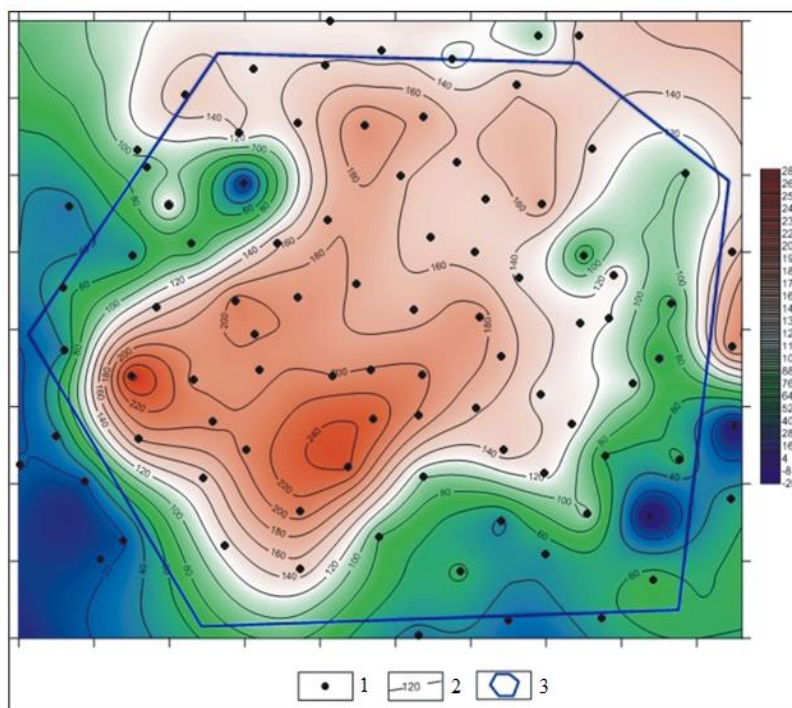


Рисунок 2.5 - Структурная карта по кровле ангарской свиты
Условные обозначения: 1 – поисковые и разведочные скважины,
 2 – изогипсы кровли ангарской свиты,
 3 – граница лицензионного участка

Анализ волновой картины временных разрезов МОГТ позволил выделить в разрезе и протрассировать по площади целый ряд разрывных нарушений, осложняющих структурные планы поверхности фундамента и осадочного чехла.

Нарушения отражаются, прежде всего, в смещении по времени осей синфазности. Кроме того, они могут сопровождаться относительно резкими

изменениями Δt интервалов, соответствующих соляным пластам усольской свиты, ухудшением прослеживаемости отражающих горизонтов, локальным резким изменением временной мощности интервала M_2 -Ф. Часть из них прослеживается только в подсолевом и солевом интервалах разреза. Некоторые нарушения затрагивают весь видимый интервал разреза. Ряд нарушений являются взбросо-надвигами и секут только солевую и надсолевую части осадочного чехла.

Могинско-Ленский разлом. Прослеживается по всему разрезу фундамента до поверхности. Поднятым является южное крыло, опущенным – северное. По современным представлениям, разлом имеет сдвиговую природу. Вдоль него нередко фиксируется сокращение толщины солей в надосинской части усольской свиты. Плоскость сместителя, в основном, субвертикальна. В районе скважины 52 отмечается разрыв нарушения. Могинско-Ленский разлом отчетливо отражается также в аэромагнитных и электроразведочных (в западной части) полях. Геологической съемкой нарушение фиксируется в виде цепочки выходов на поверхность интрузивных образований. Кроме того, секущая дайка, приуроченная к этому разлому, подсечена скважиной 30.

По данным сейсморазведки МОГТ 3D выделены малоамплитудные разрывные нарушения, делящие месторождение на подсчетные блоки с различной гипсометрией флюидных контактов.

На вертикальных разрезах эти участки выделяются незначительным сдвигом фазы отражающей волны (1-2 м/с), который, сам по себе, малоубедительно интерпретировать, как нарушение. Но учитывая, что в плане наблюдается определенная пространственная регулярность таких микронарушений, можно утверждать, что это система разломов. Разломов малоамплитудных, без видимых разрывов осей синфазности, но, тем не менее, они могут служить флюидо-экранами.

Не исключено, что они имеют различную природу и свойства.

Во-первых, это нарушения типа диаклазов или зон повышенной трещиноватости.

Во-вторых, это структурные формы, которые наследуют особенности морфологии кристаллического фундамента, могут иметь различные литологические или фациальные характеристики, но не являются разломами (т. е. целостность пластов здесь не нарушена) (в соответствии с рисунком 2.6).

Следует указать, что на отчетные карты вынесены только те разломы, которые значимы с точки зрения модели залежи для разработки, т. е. при интерпретации всей совокупности геолого-геофизической информации и промысловых исследований учитывались уровни контактов, и проводилась определенная разбраковка и ранжирование разломов.

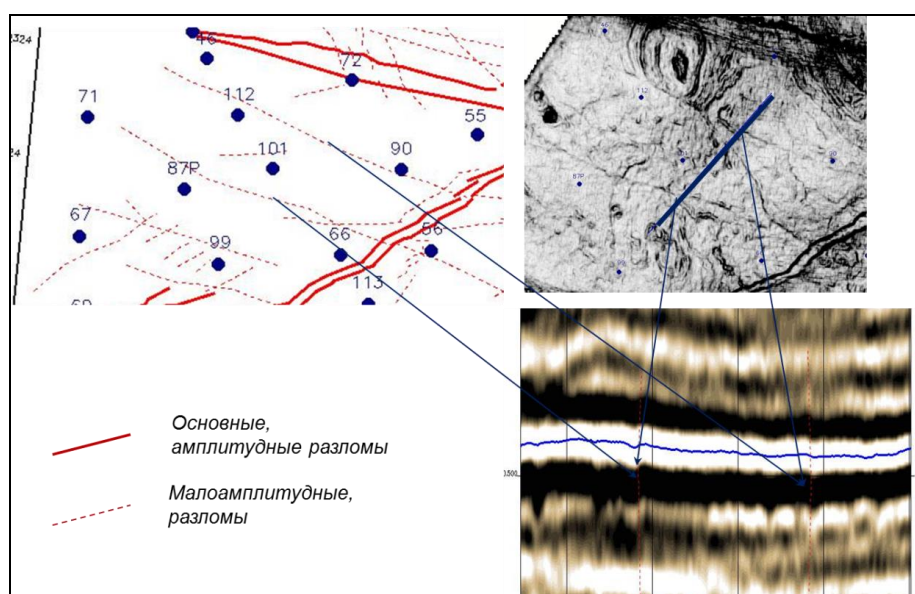


Рисунок 2.6 - Пример выделения малоамплитудных нарушений

Таким образом, по полученным сейморазведочным и скважинным данным Верхнечонский структурный мыс оказывается раздробленным выявленными разрывными нарушениями на целый ряд блоков.

2.1.3 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

В строении осадочного чехла рассматриваемого района принимают участие породы рифея, венда, кембрия, мезозоя и кайнозоя. На графическом

приложении П.1 приведен геолого-литологический разрез Верхнечонского месторождения.

Номенклатура региональных стратиграфических горизонтов, свит, а также возраст отложений приводятся в соответствии со следующими стратиграфическими схемами, принятыми Четвертым межведомственным стратиграфическим совещанием по уточнению и дополнению стратиграфических схем венда и кембрия внутренних районов Сибирской платформы, проходившем в 1986 году в г. Новосибирске (Решения четвертого межведомственного стратиграфического совещания ..., 1989):

1. Рабочей Региональной стратиграфической схемой верхнепротерозойских отложений внутренних районов Сибирской платформы;
2. Корреляционной Региональной стратиграфической схемой нижнекембрийских отложений внутренних районов Сибирской платформы.

Характеристика средне-верхнекембрийских отложений приводится в соответствии с наиболее новой стратиграфической схемой.

Литологическая характеристика разреза приводится по данным бурения скважин Верхнечонской площади, результатам сейсморазведочных работ, материалам структурно-геологической съемки 1:50 000.

Глубина вскрытия пород фундамента колеблется от 1595,0 до 1761,8 м. В пределах грабена, прослеживающегося в северо-восточной части площади, при глубинах скважин 1810,0-1881,0 м породы фундамента не вскрыты.

Архей Протерозой (Ar – PR). Породы фундамента вскрыты в 93 из 98 пробуренных на площади скважин и представлены гранитами, гранито-гнейсами, грано-диоритами, пегматитами серыми, розовато-серыми, красными. В верхней части фундамента гранитоиды часто выветрелые, разуплотненные, темно-серые, почти черные. Мощность коры выветривания изменяется от 0 до 34 м. Повышенные мощности (10-34 м) отмечаются в изолированных участках шириной 2-6 км (редко 8 км) в виде волнистых цепочек, вытянутых как в северо-восточном, так и в северо-западном направлениях. По данным ГИС

неизменные породы фундамента характеризуются высокими значениями БК, НГК, низкими АК. Вскрытая толщина фундамента составляет 0-93 м.

Протерозой – PR.

Верхний отдел – PR₂.

Рифей – PR₂ Rf.

В пределах Верхнечонской площади отложения рифея сохранились только в пределах узкого Талаканского грабена – вскрыты скважинами 82, 94, 95, 96.

В разрезе, вскрытом скважиной 82, это сравнительно монотонная толща гравелитов песчаных, галечников полимиктовых серого, зеленовато-серого, реже темно-коричневого цвета, рыхлых. Гравий и галька окатанные, редко полуокатанные размером до 5 см, представлены кварцем, микроклином, гранитоидами, кварцитами. Промежутки между крупными обломками заполнены песчаным, алевролитом-глинистым, линзами карбонатно-сульфатным материалом. Описанные отложения, могут быть отнесены к конгломератовой толще.

Юго-восточнее, в скважинах 94, 95, 96 разрез представлен пестроцветными песчано-глинистыми породами с примесью гравийного материала, прослоями песчаников и алевролитов, иногда трещиноватых. По данным ГИС отложения характеризуются слабо дифференцированными высокими значениями ГК, АК, низким и средними – КС, БК. На юго-восточном склоне Непско-Ботубинской антеклизы аналогичные отложения вскрыты в грабене на Талаканской площади, где они выделены в талаканскую свиту, залегающую на породах фундамента. Вскрытая толщина свиты на Талаканской площади достигает 431 м. Вскрытая толщина отложений рифея на Верхнечонской площади составляет 0-63, 0-133 м.

В кровле комплекса фиксируется региональное стратиграфическое несогласие.

Верхний отдел – PR₂.

Венд – PR₂ V.

В верхнепротерозойских отложениях внутренних районов Сибирской платформы выделяются следующие региональные стратиграфические горизонты комплексного обоснования: непский, тирский, даниловский (рисунок 2.7).

Проблема внутринецкого регионального стратиграфического несогласия.

В региональной стратиграфической схеме 1986 года не были учтены новые данные, согласно которым базальный продуктивный пласт ВЧ₁ верхненепской подсветы и его аналоги ложатся с глубоким размывом на различные стратиграфические уровни нижненепской подсветы. Поскольку этот факт весьма важен для практики промысловых работ, в рамках проекта принята более современная модель непского горизонта, приведенная на рисунке 2.8.

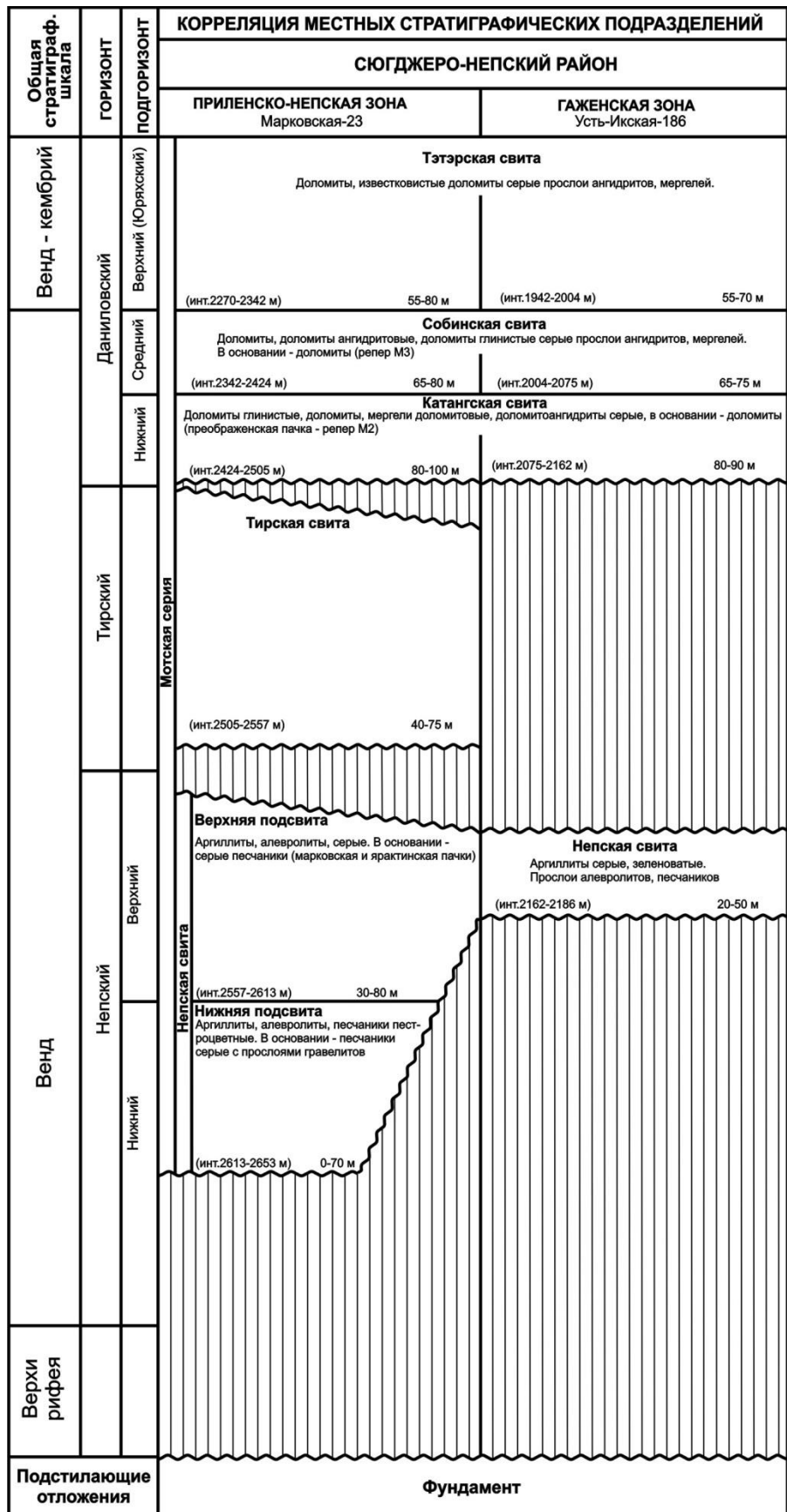


Рисунок 2.7 - Стратиграфическая схема отложений венда района работ

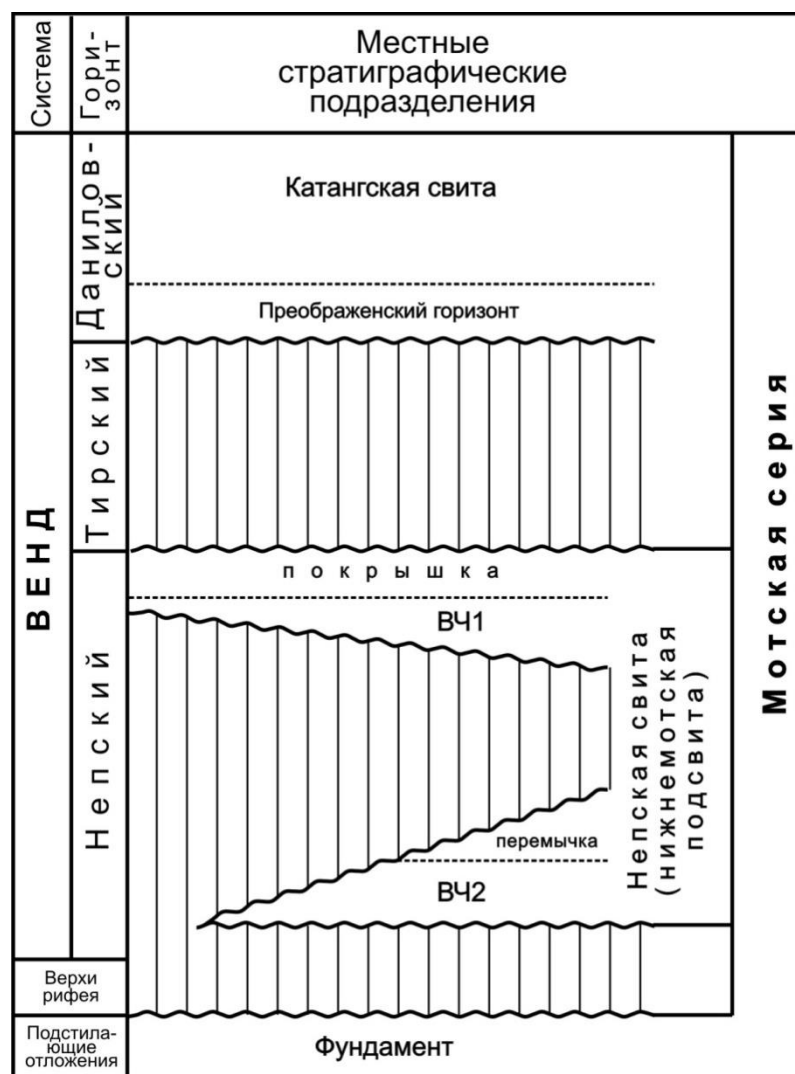


Рисунок 2.8 - Стратиграфическая модель вендского терригенного комплекса

Проблема мотской свиты. Одним из основных решений Четвертого межведомственного регионального стратиграфического совещания был перевод мотской свиты в ранг серии и введение вместо нее ряда новых стратиграфических подразделений. Вместе с тем в практике промысловых работ иркутские геологи по-прежнему широко используют термин «мотская свита». Соответствие подсвит мотской свиты, принятых на Верхнечонском месторождении, стратиграфическим подразделениям региональной стратиграфической схемы 1986 года представлены в таблице 2.2.

В соответствии со схемой фациального районирования Верхнечонская площадь находится в пределах восточной части Приленско-Непской зоны.

Таблица 2.1 - Соответствия подсвит мотской свиты, принятых на Верхнечонском месторождении, стратиграфическим подразделениям региональной стратиграфической схемы 1986 года

Подсвиты мотской свиты	Стратиграфические подразделения схемы 1986 г.
Нижнемотская подсвита	Непская свита
	Тирская свита
Среднемотская подсвита	Катангская свита
Верхнемотская подсвита	Собинская свита
	Тэтэрская свита

Непский горизонт.

В Приленско-Непской зоне в составе непского горизонта выделяется непская свита.

Непская свита – V_{np}.

Отложения свиты залегают с перерывом, угловым и стратиграфическим несогласием на породах кристаллического фундамента, а в пределах Талаканского грабена – на отложениях рифея. По литологическим признакам подразделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.

Нижненепская подсвита (V_{np1}) состоит из двух пачек.

Базальная пачка в нижней части сложена в основном темно-бурыми гравийно-галечными массивными полого-косослоистыми песчаниками с прослоями (5-15 см) массивных галечных гравелитов и более тонкими прослоями конгломератов, в верхней части – в основном темно-бурыми плохосортированными массивными и крупнокосослоистыми гравийными крупно-грубозернистыми песчаниками с прослоями среднезернистых, мелкозернистых песчаников и песчано-глинистых пород. Мощность пачки в пределах площади изменяется от 0 до 25 м как за счет прилегания базальных слоев к предвендской эрозионной поверхности, так и за счет

предпозднепесчаного размыва отложений. В объеме пачки на площади выделяется продуктивный пласт ВЧ₂.

Верхняя пачка в основном сложена темно-серыми алевритистыми аргиллитами с тонкой прерывистой горизонтальной и пологоволнистой слоистостью. В аргиллитах встречаются градационные слойки и немногочисленные линзы серого и светло-серого тонкозернистого песчаника с низкоамплитудной волновой рябью. На юге и юго-востоке площади работ в составе пачки появляются пласты темных глинистых алевролитов и мелкозернистых песчаников. Мощность пачки в пределах площади изменяется от 0 до 28 м за счет предпозднепесчаного размыва отложений.

Мощность подсвиты изменяется от 0 до 53 м.

Верхнепесчаная подсвита (V_{np2}) также состоит из двух пачек.

Базальная пачка в нижней части образована гравелитами и гравелитовыми песчаниками, аналогичными вышеописанным, в верхней части – чередованием разнозернистых гравелитовых песчаников, светлых буровато-серых мелко-среднезернистых песчаников со средней и мелкой однонаправленной кривой слоистостью, алеврито-глинистых пород. Мощность пачки в пределах площади изменяется от 5 до 22 м. В объеме пачки на площади выделяется продуктивный пласт ВЧ₁.

Верхняя пачка, как и в предыдущем случае, сложена темно-серыми алевритистыми аргиллитами с тонкой прерывистой горизонтальной и пологоволнистой слоистостью. Мощность пачки – 0-13 м.

Мощность подсвиты изменяется от 5 до 35 м.

Общая мощность свиты – от 5 до 88 м.

Тирский горизонт. В составе тирского горизонта в Приленско-Несчаной зоне выделяется тирская свита. По принятым на сегодняшний день представлениям, тирский горизонт залегает со стратиграфическим несогласием на несчаном горизонте.

Тирская свита – V_{tir}. В пределах большей части Верхнепесчаного месторождения отложения свиты практически отсутствуют вследствие

предданиловского размыва отложений. Лишь на юго-востоке площади в разрезах скважин появляется пласт глинистых доломитов с крупными сгустками ангидрита, который является аналогом нижних уровней тирской свиты стратотипической местности.

Даниловский горизонт. В составе даниловского горизонта в Приленско-Непской зоне выделяются катангская, собинская свиты, в верхней части даниловского горизонта выделен юряхский подгоризонт, в составе тетерской свиты, возраст которого определен как венд – кембрий. Даниловский горизонт залегает со стратиграфическим несогласием на различных уровнях подстилающих отложений.

Катангская свита – Vkt. Разрез свиты начинается с базального пласта переслаивания аргиллитов и глинистых доломитов, характерной чертой которого является наличие галек подстилающих отложений.

Выше залегает пачка преимущественно массивных доломитов с микрофитолитовой и мелкообломочной структурой мощностью 62-94 м – преображенский продуктивный пласт. Отложения пачки являются известным региональным электрокаротажным репером M₂.

Вышележащая часть свиты сложена тонким ритмичным переслаиванием доломитов, доломитов глинистых, доломито-ангидритов, реже ангидритов, аргиллитов серых, коричневатого- и темно-серых.

Мощность свиты на площади изменяется от 77 м до 89 м.

Собинская свита – Vsb. Разрез свиты начинается с пласта массивных доломитов, имеющих высокое сопротивление и низкие значения гамма-активности (электрокаротажный репер M₃).

Вышележащая часть свиты сложена ритмичным переслаиванием доломитов, доломито-ангидритов, доломитов глинистых серых, коричневатого- и темно-серых, участками окремненных.

Мощность свиты на площади – 65-77 м.

Юряхский подгоризонт.

Тэтэрская свита – Vtr.

Образована двумя пачками массивных доломитов, разделенными пачкой переслаивания аргиллитов, глинистых доломитов и ангидритов. В объеме свиты выделяется устькутский продуктивный горизонт. Существенную роль в строении разреза занимают водорослевые образования, являющиеся в ряде случаев основными породообразующими элементами. Характерным является наличие пор и каверн, как открытых так и заполненных галитом.

Мощность свиты на площади – 51-65 м. В скважине 30, пересекающей на данном уровне сбросо-раздвиг с дайкой доломитов, мощность ее составляет 58,7 м.

Палеозой – Pz.

Кембрийская система – Є.

Нижний отдел – Є₁.

В соответствии с Решениями Четвертого межведомственного стратиграфического совещания в кембрийских отложениях внутренних районов Сибирской платформы выделяются следующие региональные стратиграфические горизонты комплексного обоснования: усольский, эльганский, толбачанский, урицкий, олекминский, чарский, наманский, зелендеевский (в соответствии с рисунком 2.9).

В соответствии со схемой фациального районирования Верхнечонская площадь находится в пределах восточной части Гаженской зоны.

ОБЩАЯ СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ШКАЛА			КОРРЕЛЯЦИЯ МЕСТНЫХ СТРАТИГРАФИЧЕСКИХ ПОДРАЗДЕЛЕНИЙ							
СИСТЕМА	ОТДЕЛ	НАДЯРУС	АНГАРО-НЕПСКИЙ РАЙОН		СЮГДЖЕРО-БЕРЕЗОВСКИЙ РАЙОН					
			ГАЖЕНСКАЯ (НЕПСКАЯ) ЗОНА Г4	ЛИТВИНЦЕВСКАЯ СВИТА	БОТУОБИНСКАЯ ЗОНА Е2	ИЧЕРСКАЯ СВИТА				
К Н Е И Ж И Б Н И И Р И И	СРЕДНИЙ	АМИГНСКИЙ ЯРУС	ТОИОНСКИЙ	ЛИТВИНЦЕВСКАЯ СВИТА 359-523 (338-491) Доломиты, известняки, ангидриты	СРЕДНЕНЕПСКАЯ СКВАЖИНА 185	ИЧЕРСКАЯ СВИТА 182-222 Известняки, доломиты				
				164 м		40 м				
				АНГАРСКАЯ СВИТА Верхняя подсвита 523-619 (491-578) Каменная соль, доломиты, известняки, ангидриты, гипсы		ЧАРСКАЯ СВИТА Каменная соль, доломиты глинистые, мергели доломитовые, аргиллиты. Отмечаются пластовые интрузии диабазов толщиной до 90 м				
				Нижняя подсвита 619-1010 (578-896) Каменная соль, карналлиты, реже и в верхней части доломиты, ангидриты			257 м			
				ЛЕНСКИЙ		БОТОМСКИЙ	БУЛАЙСКАЯ СВИТА Верхняя подсвита 1441-1485 Карбонатные породы	ОЛЕКМИНСКИЙ	ОЛЕКМИНСКАЯ СВИТА 569-658 Доломиты, известняки, прослои глинистых разностей, часто битуминозные	89 м
							УРИЦКИЙ		ТОЛБАЧАНСКИЙ	ТОЛБАЧАНСКАЯ СВИТА Верхняя подсвита 658-944 Доломиты глинистые, аргиллиты, мергели, каменная соль, пластовые интрузии до 129 м
				АЛДАНСКИЙ		АТ-ДАБАНСКИЙ	Нижняя подсвита 1485-1549 Карбонатные породы глинистые	НЕПСКАЯ СКВАЖИНА 1	ТОЛБАЧАНСКАЯ СВИТА Верхняя подсвита 1549-1672 Каменная соль, реже карбонатные и, возможно, сульфатные породы	Нижняя подсвита 944-1060 Доломиты, доломиты известковистые, глинистые, ангидритизированные, прослои известняков. Отмечаются пластовые интрузии диабазов толщиной до 100 м 402 м
							БЕЛЬСКАЯ СВИТА Верхняя подсвита 1549-1672 Средняя подсвита 1672-1882 Карбонатные породы		ЭЛЬГАНСКАЯ СВИТА 1060-1109 Доломиты, доломиты известковистые, известняки водорослевые	
				ТОММОТСКИЙ		УСОЛЬСКИЙ	Нижняя подсвита 1882-1946 Карбонатные породы	УСОЛЬСКИЙ ПОДГОРИЗОНТ	УСОЛЬСКАЯ СВИТА Верхняя подсвита 1946-2236 Доломиты, каменная соль	НЕЛБИНСКАЯ СВИТА 1155-1463 Доломиты серые глинистые, прослои аргиллитов, включения ангидритов
							397 м		ЮРЕГИНСКАЯ СВИТА 1155-1463 Каменная соль с пачками переслаивания доломитов глинистых, аргиллитов и мергелей. В инт. 1176-1269 пластовая интрузия диабазов	215 м
							Средняя подсвита 2236-2299 Известняки, доломиты		БИЛИРСКАЯ СВИТА Верхняя подсвита - 1463-1512 Известняки, доломиты водорослевые	
				ЮРЯХСКИЙ		ЮРЯХСКИЙ	Нижняя подсвита 2299-2348 Доломиты, каменная соль	ЮРЯХСКИЙ	НИЖНЯЯ ПОДСВИТА 2299-2348 Доломиты, известняки доломитистые, прослои мергелей, аргиллитов	76 м
							ТЭТЭРСКАЯ СВИТА 2348-2415 Доломиты, известковистые доломиты серые, прослои ангидритов и мергелей		ЮРЯХСКАЯ СВИТА Верхняя подсвита - 1539-1582 Доломиты, доломиты известковистые, глинистые серые, прослои мергелей доломитовых, аргиллитов Нижняя подсвита - 1582-1602 Известняки серые, прослои доломитов глинистых	63 м
ВЕНД-КЕМБРИЙ					67 м					

Рисунок 2.9 - Стратиграфическая модель нижнекембрийских отложений

Усольский горизонт. В составе усольского горизонта (томмотский + нижняя часть ат-дабанского яруса) выделяется усольская свита.

Усольская свита ($\text{Є}_{1\text{us}}$) делится на три подсвиты.

1. Нижнеусольская подсвита ($\text{Є}_{1\text{us}_1}$) на площади работ в нижней части образована переслаиванием доломитов, глинистых доломитов, доломит-ангидритов, в верхней части – пластом каменной соли. Мощность – 20-35 м. В объеме подсвиты выделяется продуктивный пласт Осинский II.

2. Среднеусольская подсвита ($\text{Є}_{1\text{us}_2}$) представлена в основном водорослевыми известняками и вторичными доломитами с прослоями глинистых и терригенно-сульфатно-карбонатных пород в верхней части. Характерно наличие пористых и кавернозных прослоев. Во многих случаях поровое пространство заполнено галитом. В объеме подсвиты выделяется продуктивный пласт Осинский I. Мощность – 35-60 м.

3. Верхнеусольская подсвита ($\text{Є}_{1\text{us}_3}$) представлена переслаиванием каменных солей розовых, грязно-серых, прозрачных, доломитов, известняков, доломито-ангидритов, ангидритов темно- и коричневатого-серых, серых. В 53-140 м выше подошвы подсвиты прослеживаются два-три сближенных пласта карбонатов толщиной 13-34 м, в которых спорадически отмечаются газо-нефте-водопроявления. Мощность подсвиты – 232-391 м. Пониженные мощности (240 м) отмечаются на северо-западе в ее узком заливообразном участке (скв. 46, 87, 99) и в скважине 30, повышенные (336 м) в восточной части месторождения (скв. 42, 95) – за счет постседиментационных перетоков каменных солей.

Общая мощность свиты составляет 287-486 м.

В составе эльгянского и толбачанского горизонтов (верхняя часть атдабанского яруса) выделяется бельская свита.

Бельская свита ($\text{Є}_{1\text{bls}}$). Традиционно делится на три подсвиты, но в районе исследования нижняя и средняя подсвиты, как правило, не разделяются.

1. Эльгянский+толбачанский горизонты.

2. Нижнее-среднебельская подсвита (C_1bls_{1-2}) подразделяется на две пачки. Нижняя пачка представлена переслаиванием доломитов, в различной степени глинистых доломитов, аргиллитов, ангидритов. Является стратиграфическим аналогом верхней части усольской свиты зон ее максимального соленасыщения. Верхняя пачка представлена в нижней части известняками с прослоями доломитов (аналог эльгянской свиты Якутии), в верхней части преимущественно доломитами с прослоями глинистых доломитов, иногда солей. В составе подсвиты выделяются христофоровский и атовский перспективные горизонты. Мощность подсвиты – 248-291 м.

3. Верхнебельская подсвита (C_1bls_3) образована переслаиванием каменных солей прозрачных, розовых, грязно-серых с доломитами, известняками, реже доломито-ангидритами, ангидритами, доломитами глинистыми темно- и зеленовато-серыми.

В восточной, юго-восточной частях площади на обширном участке, ограниченном скважинами 30 на севере, 68, 107 на юге, 25, 36, 61 на западе и 95, 128, 47, 70 на востоке, каменные соли в разрезе подсвиты отсутствуют, доломиты и известняки чередуются с брекчиями выщелачивания.

Мощности подсвиты в бессолевых разрезах сокращены до 55-100 м. В отдельных скважинах (68, 128, 95), разрезы подсвиты сдвоены. На остальной, более обширной территории месторождения, мощности подсвиты изменяются преимущественно в диапазоне 124-151 м, что характерно для центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы.

Мощность подсвиты – 42-283 м.

Общая мощность свиты составляет 290-574 м.

Урицкий+олекминский горизонты. В составе урицкого и олекминского горизонтов (ботомский ярус) выделяется булайская свита.

Булайская свита (C_1bul). Подразделяется на два циклита – подсвиты. Нижние части циклитов сложены более глинистыми доломитами, верхние части циклитов – более чистыми разностями доломитов и известняками.

В нижних 35-40 м свиты отмечаются прослои мергелей темно-серых, доломито-ангидритов серых, которые характеризуются повышенными значениями гаммаактивности. Мощность верхней подсвиты – от 37 до 69 м.

Мощность свиты на площади изменяется от 72 до 109 м.

В объеме свиты выделяется биркинский перспективный горизонт.

Чарский горизонт. В составе чарского горизонта (нижняя часть тойонского яруса) на рассматриваемой территории выделяется ангарская свита.

Ангарская свита (E_{1an}). Сложена на площади доломитами, известняками, реже доломито-ангидритами, доломитами глинистыми серыми, коричневатого- и темно-серыми, ангидритами, гипсами розовыми, белыми и каменными солями прозрачными, розовато-оранжевыми и грязно-серыми. В нижних 47-78 м разреза отмечается тонкое линзовидное переслаивание доломито-ангидритов, ангидритов, доломитов глинистых. На большей части площади месторождения каменные соли выщелочены вследствие вывода их в сторону активного гипергенеза. В результате в этих участках карбонаты имеют существенно кальцитовый состав и чередуются с глинисто-карбонатными брекчиями голубовато- и темно-серыми, гипсами. Нормальный солевой разрез ангарской свиты сохранился в виде причудливой формы участка в западной части территории.

Мощность свиты изменяется от 141 до 475 м, уменьшаясь к периферии траппового тела. Повышенные мощности фиксируются в западной части площади месторождения, на участке солевого разреза свиты.

Нижний-средний отдел – E_{1-2} . Наманский+зеледеевский горизонты. В составе наманского и зеледеевского горизонтов (верхняя часть тойонского – амгинский ярусы) на рассматриваемой территории выделяется литвинцевская свита.

Литвинцевская свита (E_{1-2lit}). По литологическим признакам свита подразделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.

Нижнелитвинцевская подсвита ($E_{1-2lit1}$) сложена доломитами, известняками доломитизированными светло-серыми, пятнистыми,

кавернозными, в подошве с прослоями доломитов глинистых темно-серых, песчаников, гипсов. По данным ГИС характеризуется как однородная зона высокого сопротивления. Толщина подсветы – 55-79 м.

Верхнелитвинцевская подсвета ($\text{Є}_{1-2}\text{lt}_2$). Сложена преимущественно доломитами с подчиненными прослоями известняков, брекчий обрушения, гипсов, доломитов глинистых. Породы светлоокрашенные, участками окремненные. Мощность подсветы – 62-307 м.

Отложения литвинцевской свиты находятся в зоне активного гипергенеза, интенсивно сульфатизированы и в верхней части кальцитизированы в пределах обширной территории Приленского района. В скважинах 52, 87 и 71 среди пород фиксируются секущие дайки траппов толщиной 101-151 м.

Мощность свиты изменяется от 117 до 386 м.

Средний-верхний отдел – Є_{2-3} .

Завершают разрез кембрия на рассматриваемой территории верхоленская и илгинская свиты ($\text{Є}_{2-3}\text{vl+il}$), отложения которых сохранились от предюрского размыва на большей части территории месторождения.

Верхоленская+илгинская свиты ($\text{Є}_{2-3}\text{vl+il}$).

Представлены красноцветными и зеленовато-серыми глинисто-алевролитовыми породами, чередующимися в средней и нижней частях разреза с мергелями. В подошве верхоленской свиты отмечаются доломиты глинистые, зеленовато-серые с включениями и прослоями гипсов розовых, белых. В западной части площади по линии скважин 104, 88, 85, 101, 72, в центральной – в скважине 52 и в восточной – в скважине 47 породы на разных уровнях прорваны интрузией траппов, толщины которой изменяются от 37 до 91 м.

По материалам ГИС отложения характеризуются однородными низкими значениями КС и повышенными ГК. Мощность отложений на площади месторождения изменяется от 0 до 284 м.

Кровля свиты представляет собой региональное стратиграфическое несогласие.

Каменноугольная система – С.

Нижний отдел – C_1 .

Включает в себя образования тушамской свиты (C_{1ts}), залегающей с угловым и стратиграфическим несогласием на породах верхоленской и илгинской свит.

Тушамская свита (C_{1ts}). Сохранились отложения спорадически на водораздельных участках преимущественно в западной части площади. Представлены они алевролитами, песчаниками и аргиллитами с прослоями известняков. Цвет пород голубовато- и темно-серый. По данным ГИС характеризуются пониженными значениями ГК, средними и высокими НГК. В западной части площади в подошве свиты прослеживается пластовая интрузия траппов толщиной 37-180 м. Толщина отложений тушамской свиты без траппов изменяется от 0 до 64 м.

В кровле свиты фиксируется региональное стратиграфическое несогласие.

Мезозой – Mz .

Юрская система – J .

Нижний отдел – J_1 .

Чайкинская свита (J_{1cj}).

Залегает на размытой поверхности верхоленской, тушамской свит или долеритах пермо-триаса. Представлена песчаниками серыми, светло-серыми, желтыми и алевролитами желтовато-серыми. Сохранились отложения на водораздельных участках. По данным ГИС характеризуется низкими значениями параметров. Мощность отложений изменяется от 0 до 83 м.

Кайнозой – Kz .

Четвертичная система – Q .

Представлены отложения глинами, суглинками, супесями с галечниками, валунами и обломками нижележащих пород. Толщина отложений 5-10 м.

Пластовые интрузии долеритов ($P-T_1$) приурочены преимущественно к ангарской свите, в западной части площади к верхоленской, тушамской и

литвинцевской свитам. В скважине 47, расположенной в юго-восточной части месторождения, долериты отмечаются среди пород верхоленской свиты.

В ряде скважин вскрыты дайки долеритов, заполняющие сбросо-раздвиги: в скважине 30 в ангарской свите и на контакте усольской и тэтэрской свит; в скважине 52 – в литвинцевской и верхоленской свитах, в скважинах 89, 101 и 104 – на контакте верхоленской и тушамсой свит. Контурсы траппового силла извилистые.

Помимо ангарского силла по данным геологической съемки наблюдаются более молодые трапповые тела (дайки) ограниченной протяженности, имеющие северо-западное простирание. Некоторые из них приурочены к разломам, прерывисто трассируя их. По ГИС отложения характеризуются однозначно – высокими значениями сопротивлений по КС, низкими и средними значениями ГК, НГК. Мощности траппов – 37-181 м, в скважинах, где траппы прослеживаются на разных уровнях, суммарные их мощности достигают 249-310 м.

2.1.4 Нефтегазоносность

Верхнечонское месторождение находится на территории Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области, входящей в состав Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции.

Верхнечонское месторождение многопластовое, сложное по степени геологического строения. Геологические разрезы, демонстрирующие высокую лито-фациальную изменчивость по всем продуктивным пластам.

В разрезе отложений венда – нижнего кембрия выделяются как продуктивные объекты с доказанной нефтеносностью, так и ряд перспективных объектов. Промышленные запасы нефти и газа приурочены к карбонатным (осинский (Б₁), преображенский (Б₁₂)), и терригенным (верхнечонский (В₁₀, В₁₃)) горизонтам. Перспективными являются карбонатные отложения

устькучского горизонта собинской свиты. Возможная перспективность связывается с межсолевыми пластами усольской свиты.

В отдельных скважинах притоки пластовой воды с незначительным количеством нефти были получены из коры выветривания фундамента (дебит нефти 0,48 м³/сут в скважине 24 и 0,029 м³/сут в скважине 26).

Из отложений христофоровского, атовского горизонтов бельской свиты и биркинского горизонта булайской свиты, являющихся перспективными на других площадях, в пределах описываемого месторождения притоков нефти и газа не получено.

Из бильчирского и келорского горизонтов, находящихся выше соляного зеркала, получены притоки хлоридных натриевых и сульфатных карбонатных вод.

Пластовая интрузия траппов, характеризующаяся трещинным коллектором, находится в зоне активного водообмена и интереса в нефтегазоносном отношении не представляет.

Всего по месторождению выделено 5 нефтяных, 4 нефтегазоконденсатных и одна газовая залежь в 3 пластах. Схема совмещения залежей в плане в границах месторождения приведена на рисунке 2.10.

Ниже приводится краткое описание залежей нефти и газа по пластам снизу вверх.

Структурные карты, карты нефте- и газонасыщенных толщин продуктивных пластов представлены в графических приложениях П.6 - П.13.

Верхнечонский горизонт

Верхнечонский горизонт представлен терригенными отложениями непской свиты вендского возраста. С ним связаны основные запасы нефти месторождения. Горизонт включает в себя два пласта: верхний – ВЧ₁ (или В₁₀ в соответствии с региональной индексацией) и нижний – ВЧ₂ (В₁₃) толщиной 2,2-26,0 и 5,5-20,2 м, соответственно. Эти пласты разделяются глинистой перемычкой толщиной 1,4-24,0 м. Толщина перемычки закономерно уменьшается в северо-западном направлении и в районе скважин 102, 40, 51,

33, 52, 122, 79, 21 и др. полностью выклинивается. Здесь пласты ВЧ₁ и ВЧ₂ сливаются и представляют единую гидродинамически связанную зону. В этом же направлении прослеживается уменьшение и выклинивание нижнего пласта ВЧ₂, отсутствие которого отмечается в северо-западной части месторождения. Кровлей верхнечонского горизонта является подошва регионально выдержанной пачки аргиллитов толщиной 6,8-10,8 м, которая служит крышкой верхнечонского горизонта. Подошвой служат отложения коры выветривания фундамента или фундамент.

Верхнечонское месторождение разделено на блоки многочисленными дизъюнктивными нарушениями с небольшой амплитудой смещения.

Выделенные разрывные нарушения играют нефтегазоконтролирующую роль и разделяют блоки с различным гипсометрическим положением флюидных контактов. На основе имеющихся разрывных нарушений выделено семь блоков – 1, 2, 3, 4, 5, 8, 9 с нефтяным и газовым насыщением. Проведение гипсометрических уровней газожидкостных контактов в залежах, связанных с этими блоками и пластами основывалось на результатах испытания, прямых геофизических исследований (ГДК, ОПК) горизонта.

В районе блоков 3, 4, 5, 8 и частично в районе блока 2 глинистая перемычка между пластами исчезает, приводя к образованию единого гидродинамически связанного объекта ВЧ. Учитывая также, что коллекторские свойства пластов ВЧ₁ и ВЧ₂ близки, верхнечонский горизонт рассматривается как единый подсчетный объект ВЧ.

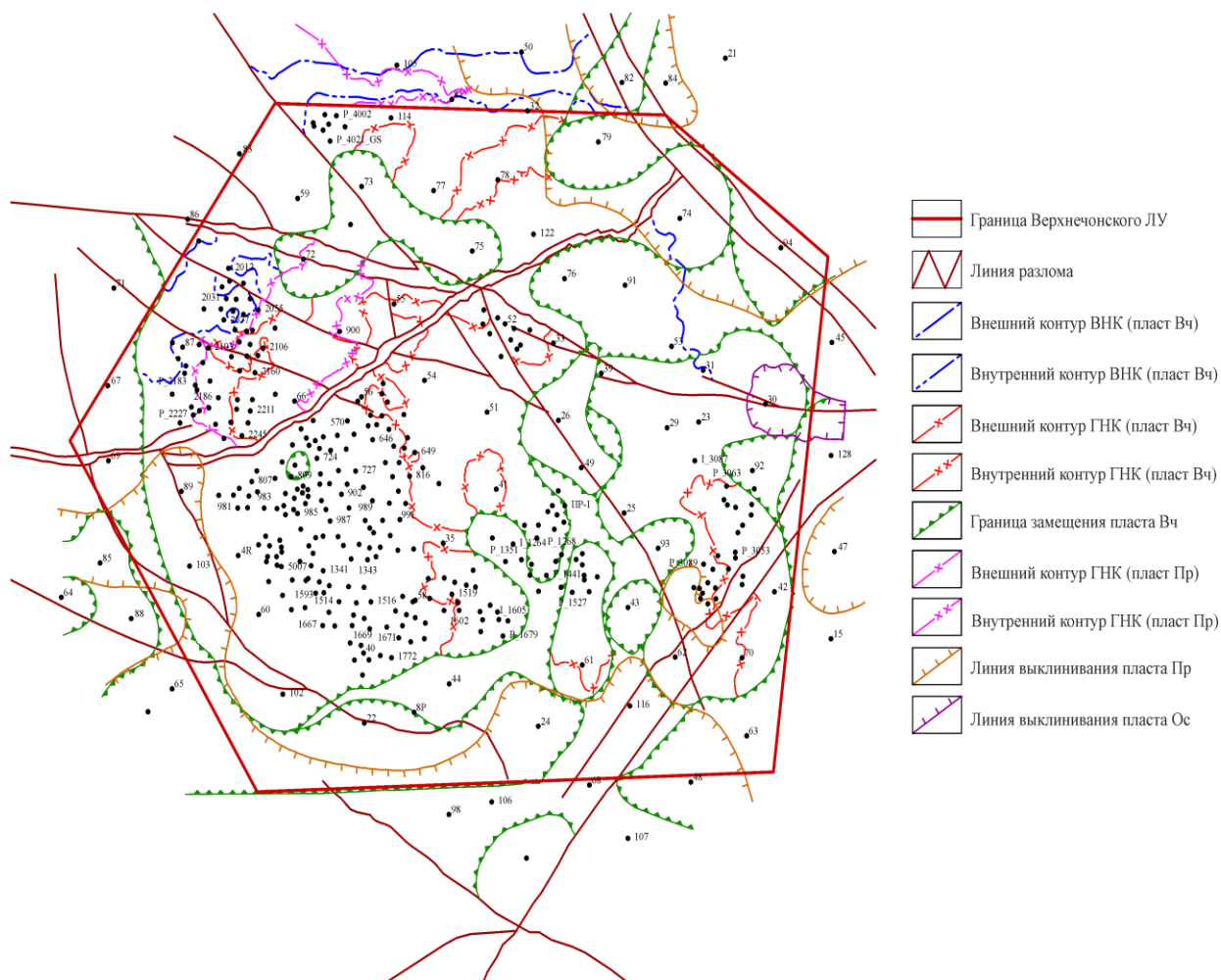


Рисунок 2.10 - Схема совмещённых контуров

Описание залежей нефти и газа верхнечончонского горизонта дается в пределах семи тектонических блоков и восьми нефтегазоконденсатных залежей. Параметры залежей подсчетного объекта ВЧ приведены в таблице 2.3.

Ниже приведена характеристика залежей по выделенным блокам.

Блок 1. В пределах блока выделяется две нефтегазоконденсатные залежи, разделенные зоной отсутствия коллектора: в северной части блока в районе скв. 33 и в юго-восточной части – в районе скв. 23, 42.

Залежь в районе скв. 33 вскрыта двумя поисково-разведочными и шестью эксплуатационными горизонтальными скважинами. При испытании скважины 52 получен фонтанный приток нефти дебитом $150,6 \text{ м}^3/\text{сут}$. Газонефтяной контакт установлен по данным ОПК в скважине 33 на а.о. $-1236,0 \text{ м}$.

Газонефтяная зона составляет 41 % от общей площади залежи. Водонефтяной контакт не подсечен.

Залежь пластовая, литологически и тектонически экранированная. Эффективная газонасыщенная толщина в скважине 33 составляет 1,6 м, нефтенасыщенные толщины изменяются от 12,8 м (скв. 33) до 14 м (скв. 52). Размеры залежи: 6,4×3,0 км. Высота – 10 м.

Залежь в юго-восточной части нефтегазоконденсатная, изучена 10 поисково-разведочными и шестью эксплуатационными скважинами (в том числе одной горизонтальной). Нефтенасыщенную зону вскрыли восемь поисково-разведочных и четыре эксплуатационные скважины, нефтегазонасыщенную – две поисково-разведочные и две эксплуатационные. Водонасыщенный коллектор не подсечен.

Осинский горизонт содержит основные запасы газа и конденсата месторождения. Горизонт представлен межсолевым пластом карбонатных отложений, приуроченных к нижней части усольской свиты. На Верхнечонском месторождении пласт сложен известняками и доломитами в различных соотношениях. Пласт литологически выдержан по площади. Средняя проницаемость пород низкая и составляет 2 мД. Насыщение осинского горизонта в большинстве случаев определяется только при испытании в колонне с применением методов интенсификации.

Часть тектонических нарушений, выявленных в пределах верхнечонского и преображенского горизонтов, присутствуют и в отложениях осинского пласта. Высокоамплитудные нарушения, такие как Усольский и Чонско-Талаканский грабены, Могинско-Ленский разлом, достоверно трассируются в разрезе осинского горизонта, являясь экранами для залежей с различным насыщением.

Указанные выше продуктивные карбонатные горизонты имеют общие закономерности в площадном распространении коллектора. Так, границы развития пород с повышенными значениями пористости, проницаемости, толщин пород с пористостью более 6 % в первом приближении повторяют

границы палеосвода. Хотя в пределах этой обширной территории коллекторские свойства карбонатов неоднозначны, отмечается приуроченность коллекторов к биогермным образованиям и проявлениям разломной тектоники.

Низкие фильтрационные свойства продуктивных карбонатных горизонтов требуют применение методов интенсификации для увеличения притоков УВ.

2.2 Гидрогеологические и инженерно-геологические условия

Водоносность Верхнечонского месторождения изучена по материалам глубокого и колонкового бурения, а также по данным изучения родников и рек.

Гидрографическая сеть представлена реками Чона, Нижняя Тунгуска, Лена. В субмеридианальном направлении территорию месторождения пересекает р. Чона с ее многочисленными притоками: Нельтошка, Вирая, Модчадун, Игняла. Имеются озера, старицы и болота. Река Чона несудоходна, Тунгуска судоходна 20-30 дней в паводковый период, река Лена судоходна от п. Качаг до устья.

Отложения осадочного чехла вмещают разнообразные по составу и степени минерализации подземные воды – от пресных до рассолов различной крепости. Превалирующее значение в формировании высокоминерализованных подземных рассолов имеют соленосные отложения. Верхней региональной границей, контролирующей распространение крепких рассолов, является кровля сплошных солей литвинцевской или ангарской свит.

В пределах месторождения водоносные горизонты проявляли себя как водопроявлениями, так и поглощениями промывочной жидкости. Были зафиксированы и самоизливы в верхоленской, литвинцевской, булайской свитах (в основном с глубин до 500 м). Поглощающие зоны отмечались в различных интервалах разреза. Интенсивность поглощений различная – от 0,1 м³/час до полной потери циркуляции.

Работами 2006-2013 гг. в целом была изучена вся площадь в гидрогеологическом отношении с учетом строения криолитозоны и оценкой ресурсного потенциала подземных вод, в том числе и технических вод, пригодных для ППД. Было пробурено 235 скважин. Глубины скважин составляли 11-180 м.

Перспективными в гидрогеологическом отношении являются слабоводоносный локально водоносный криогенно-таликовый средне-верхнекембрийский терригенный комплекс, приуроченный к отложениям верхоленской свиты и слабоводоносный локально водоносный криогенно-таликовый ниже-среднекембрийский карбонатный комплекс, приуроченный к отложениям литвинцевской свиты.

Характеристика водоносных комплексов. В разрезе месторождения водоносные горизонты и комплексы объединяются в три гидрогеологических формации: надсолевую, соленосную и подсолевую.

Надсолевая гидрогеологическая формация включает верхнюю часть разреза до глубины 200-300 метров от четвертичных отложений до верхнеленской свиты включительно, дренируется речной сетью и характеризуется активным и затрудненным режимом водообмена. Воды этой формации являются источником технического и хозяйственно-бытового подземного водоснабжения нефтепромыслов.

Водоносный комплекс четвертичных отложений связан с аллювиальными отложениями, водонасыщенность его зависит от атмосферных осадков. По химическому составу воды гидрокарбонатно-кальциевые слабоминерализованные – 0,098-0,121 г/л.

Водоносный комплекс юрских отложений связан с чайкинской свитой. Выделяется три водоносных горизонта. Воды юрских отложений, в основном, гидрокарбонатно-кальциево-магниевые (натриевые). Степень минерализации – от 0,136 до 0,715 г/л, рН = 7,1-7,8. В воде присутствует железо – от 0,03 до 3,0 г/л. Режим подземных вод имеет сезонный характер, т. е. пополнение запасов при атмосферном питании в теплый период и убывание их в холодное время.

Пермско-триасовый комплекс (траппы). Обводненность траппов зависит от их трещиноватости. Наиболее обводнена верхняя выветрелая зона пластовых залежей траппов. Вода была получена в скважинах 88, 89. Дебит воды составил 144 м³/сут. Воды слабоминерализованные – 0,2 г/л. По химическому составу воды гидрокарбонатно-кальциевые. Присутствует газ – до 26 мл/л.

Каменноугольный водоносный комплекс представлен водонасыщенными песчаниками тушамской свиты, которые вскрыты скважиной 112. Воды гидрокарбонато-натриевые, слабоминерализованные – 0,043-0,424 г/л. Растворенного газа в воде содержится 16 мл/л.

Верхне-среднекембрийский водоносный комплекс. Семь выделенных водоносных горизонтов приурочены к отложениям верхоленской и илгинской свит. Мощность свит изменяется в значительных пределах: от полного выклинивания в сводах наиболее поднятых антиклиналей до 284 м на участках глубокого погружения пород в юго-восточной и северо-западной частях территории, преобладающая мощность 30-80 м. Наибольшая мощность отмечается на правом берегу р. Чона в центральной сводовой части Чоно-Нюйской синклинали (скв. 92, 70, 61, 98). Верхоленская и илгинская свиты нерасчлененные, распространены на большей части территории, за исключением наиболее глубоких долин и сводовых частей антиклиналей. Контакт с подстилающими отложениями литвинцевской свиты постепенный. Верхняя часть свит в разной степени размыта до полного их исчезновения из разреза. Воды слабоминерализованные – 0,057-2,931 г/л. По составу в верхней части разреза, состоящей из алевролитов с прослоями песчаников, аргиллитов, мергелей, воды гидрокарбонатные кальциево-магниевые, гидрокарбонатно-сульфатные натриевые. Для низов, состоящих преимущественно, из доломитов и известняков с прослоями ангидрит-доломитов, глинистых ангидритов, характерны сульфатно-гидрокарбонатные кальциево-натриевые. В водах присутствуют: йод – 0,212-0,846 мг/л, бром – 0,15-1,33 мг/л, железо – 0,02-3,0 мг/л, сероводород – 0,29-2,8 мг/л. Питание подземных вод комплекса происходит за счет атмосферных осадков и перетеканием из нижнеюрских

отложений. Из верхоленского горизонта осуществляется закачка в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления.

Из вышеизложенного материала следует: для вод надсолевой гидрогеологической формации, находящихся в зоне активного и замедленного водообмена, наблюдается пестрота химического состава, который изменяется от гидрокарбонатного на сульфатный. Воды соленосных и подсоленосных формаций хлоридные натриевые и кальциевые. Просматривается закономерность увеличения минерализации с глубиной, а также содержания

Мощности многолетнемерзлых толщ изменяются от полного выклинивания до 200 м и более. Максимальные вскрытые мощности мерзлоты тяготеют к долине р. Чона, бассейнам рек Бирами и Марикта. Отсутствует либо имеет небольшую мощность мерзлота на водоразделе р. Бирая и р. Чона, в бассейне р. Вост. Бирая и Сев. Бирая, на левобережье среднего течения р. Нельтошка. Наблюдается некоторая пространственная связь участков повышенной мощности ММП со структурным планом Непского свода по вытянутости с юго-запада на северо-восток.

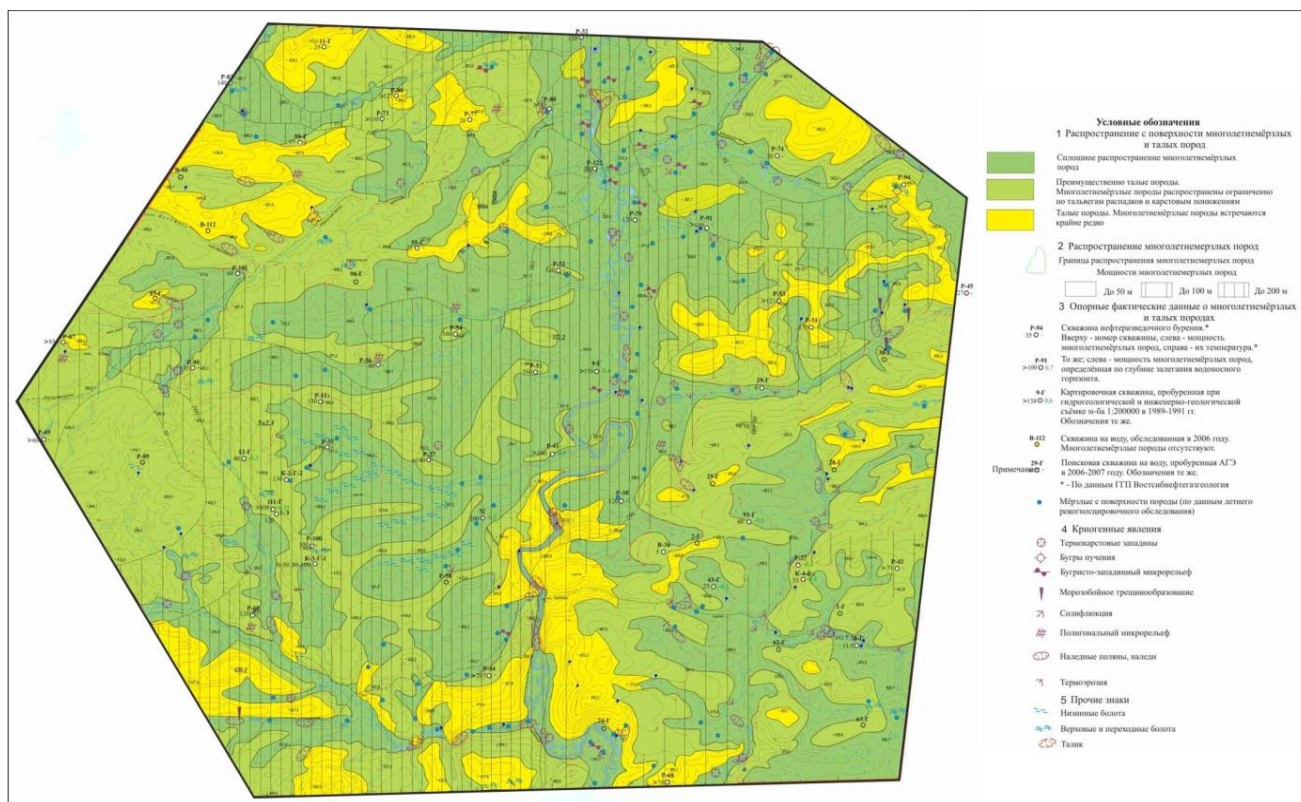


Рисунок 2.11 - Схема распространения ММП по Верхнечонской площади

Многолетнемёрзлые скальные породы имеют трещинно-поровую (песчаники, алевролиты) и пластово-трещинную (доломиты, известняки) криогенные текстуры. Рыхлые образования имеют порфировидную, линзовидную, слоистую, массивную криогенные текстуры.

3 Описание технологического процесса

Выбор системы извлечения нефти и обустройства нефтяных месторождений зависит от десятков факторов: от глубины залегания и качества продуктивных пластов: количества извлекаемых запасов, их структуры по степени изученности (A , B , C_1 , C_2): характеристик коллекторов; состава и свойств нефти: газового фактора и состава попутных газов: давления насыщения нефти газом: свойств и условий залегания пластовых вод; положения водонефтяного контакта.

Кроме перечисленных основных показателей разработки при обустройстве месторождения учитываются природно-климатические характеристики, инженерно-геологические условия.

Одно из основных требований к разработке - рационализация: обеспечение заданных темпов добычи с минимальными капитальными вложениями и минимальными воздействиями на ОС. Важнейшей составной частью проектирования разработки месторождений является выделение эксплуатационных объектов. Часть нефтяной залежи, выделяемая для эксплуатации самостоятельной сеткой эксплуатационных и нагнетательных скважин, называется эксплуатационным объектом.

Разведанные месторождения считаются подготовленными для промышленной разработки при соблюдении следующих условий:

1. Получена лицензия на право пользования недрами;
2. Проведена опытно-промышленная эксплуатация отдельных участков;
3. Балансовые запасы УВ, имеющие промышленное значение, составляют не менее 80% категории C_1 , и до 20% категории C_2 ;
4. Оценена сырьевая база строительных материалов и источников водоснабжения;
5. Утверждены документы по утилизации ПНГ, газового конденсата и других сопутствующих ценных компонентов;

6. Предусмотрены мероприятия по предотвращению загрязнения ОС и обеспечения безопасного проведения работ.

Требования к генеральному плану.

Схема генерального плана месторождения предусматривает размещение устьев нефтяных, газовых, нагнетательных одиночных и кустов скважин, ГЗУ, ДНС, установок предварительного сброса пластовых вод (УПС), кустовых насосных станций (КНС), КС, инженерных коммуникаций (автодорог, нефте- и газопроводов, водоводов, ЛЭП, линий связи, катодной защиты и др.), обеспечивающих процессы сбора и транспортировки продукции скважин, а также снабжение электроэнергией, теплом, водой и воздухом.

Размещение производственных и вспомогательных зданий и сооружений необходимо производить по их функциональному и технологическому назначению с учетом взрывной и пожарной опасности. При размещении сооружений негредобычи на прибрежных участках водоемов планировочные отметки площадок принимаются на 0,5 м выше наивысшего горизонта вод с вероятностью его превышения один раз в 25 лет (устья скважин, ГЗУ) и один раз в 50 лет (КС, ЦПС, ДНС, УПС).

Природоохранные мероприятия и элементы ОВОС присутствуют в нормативных документах по освоению месторождений. Однако при сложившейся практике взаимодействия участников разработки месторождений типовые природоохранные проблемы решаются не превентивным образом, а по мере их возникновения. Существует закономерность - чем в более удаленном месте расположено месторождение, тем менее жесткие экологические ограничения к нему предъявляются и тем больший экологический ущерб наносится ОС.

Технологическая безопасность работы сооружений в цепочке "добыча - сбор - подготовка - транспортировка" во многом обеспечивается равномерностью отработки запасов нефти. Для этого необходимо располагать достоверной информацией о распределении энергетического потенциала залежи, который отражается с помощью карт изобар. Здесь принципиально

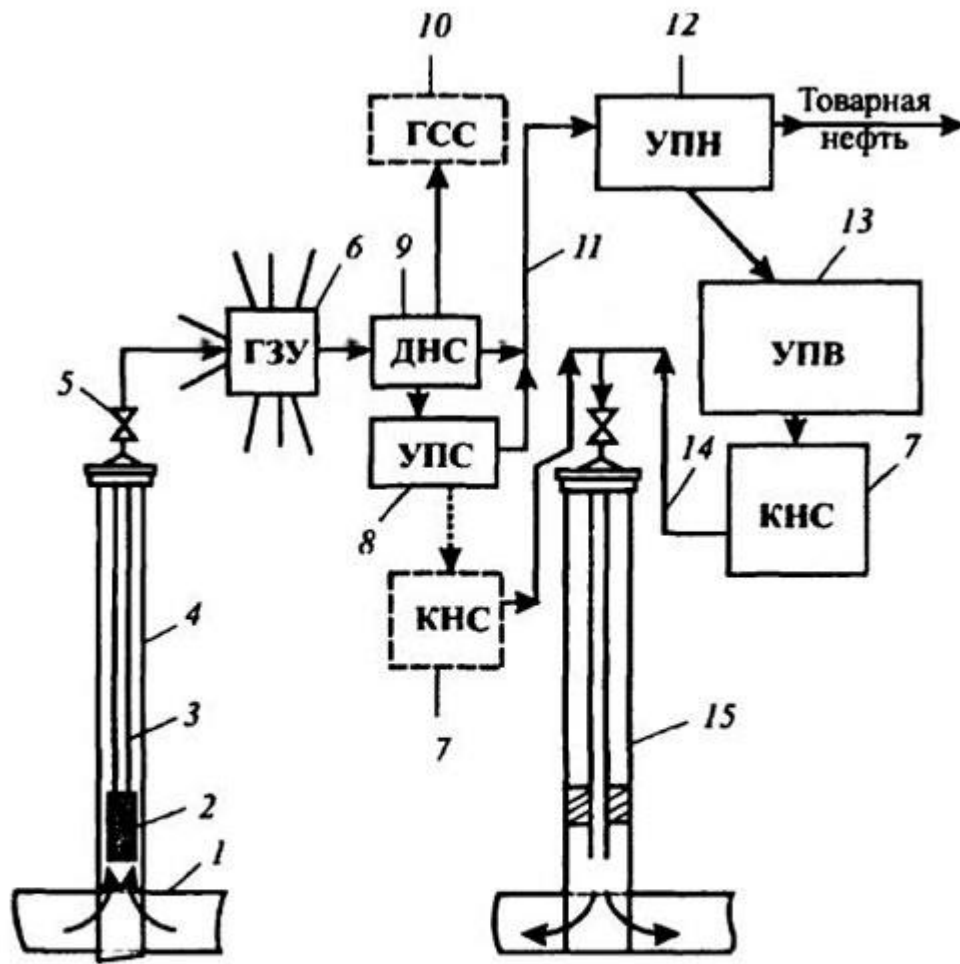
важным является выбор схемы кустования скважин. Известно, что чем крупнее кустовые площадки, тем дороже бурение скважины, поскольку необходимы большие отходы забоев от вертикали (до 2-4 км и более). Однако при этом сокращается стоимость коридоров коммуникаций и повышается степень экологической безопасности промысла в целом.

Кустовая площадка.

Под кустовую площадку отводится площадка естественного или искусственного участка территории с расположенными на ней устьями скважин, технологическим оборудованием, инженерными коммуникациями и служебными помещениями. В составе укрупненного куста может находиться несколько десятков наклонно-направленных скважин. Суммарный дебит по нефти одного куста скважин принимается до 4000 м³/сут.

В состав технологических сооружений куста скважин обычно входят:

1. Приустьевые площадки добывающих и нагнетательных скважин;
2. Замерные установки;
3. Блоки подачи реагентов-деэмульгаторов и ингибиторов;
4. Блоки газораспределительные и водораспределительные;
5. Блоки закачки воды в нагнетательные скважины;
6. Станции управления насосами ЭЦН и ШГН;
7. Фундаменты под станки-качалки;
8. Трансформаторные подстанции;
9. Площадки под ремонтный агрегат;
10. Емкость-сборник и технологические трубопроводы.



1 — продуктивный пласт; 2 — скважинный насос; 3 — подъемные трубы; 4 — обсадная колонна; 5 — устье добывающей скважины; 6 — групповая замерная установка; 7 — кустовая насосная станция; 8 — установка предварительного сбора воды; 9 — дожимная насосная станция; 10 — газопровод; 11 — трубопровод для водонефтяной смеси; 12 — установка подготовки нефти; 13 — установка подготовки воды; 14 — водовод; 15 — нагнетательная скважина

Рисунок 3.1 - Принципиальная схема системы сбора скважинной продукции на нефтяном промысле

Система сооружений подготовки нефти, сброса и закачки вод строится в зависимости от распределения запасов по площади залежи, темпов добычи, степени обводненности и газонасыщенности нефти, величины давления на устье скважины, расположения кустов скважин (рис. 3.1). Эти объекты должны обеспечивать:

1. Герметизированный сбор и транспортировку продукции скважин до ЦПС;

2. Отделение газа от нефти и бескомпрессорную транспортировку газа первой степени сепарации до сборных пунктов, ГПЗ и на собственные нужды;

3. Замер расходов продукции отдельных скважин и кустов, учет суммарной добычи продукции всех скважин;

4. Предварительное обезвоживание нефти.

Групповые замерные установки.

Кустовые площадки ПАО «ВЧНГ» расположены на удаленном расстоянии друг от друга. Порой, расстояние между кустовыми площадками достигает нескольких десятков километров, что увеличивает время на доставку обслуживающего персонала до места проведения работ и обратно. А в случаях, когда необходимо выехать на 2 кустовых площадки, общее время на выполнение плановых работ с учетом всех переездов может достигать целого рабочего дня. По этой причине, очень часто оператор вынужден брать с собой еду, чтобы пообедать на кустовой площадке, т.к. время на доставку на кустовую площадку и возврат на место постоянного базирования значительное и оператор может не успеть своевременно выполнить поставленную задачу.

4 Автоматизация технологического процесса

В данном проекте рассматривается кустовая площадка №6 Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения, в составе которой 6 добывающих скважин (№903, 814, 727, 986, 902, 726), 3 нагнетательных скважин (№904, 988, 813), АГЗУ (технологический блок + БМА), БДР, УЭЦН со станциями управления и трансформаторными подстанциями, блок гребенок, КТПН, дренажная емкость (для сбора жидкости после обработки/ремонта скважин).

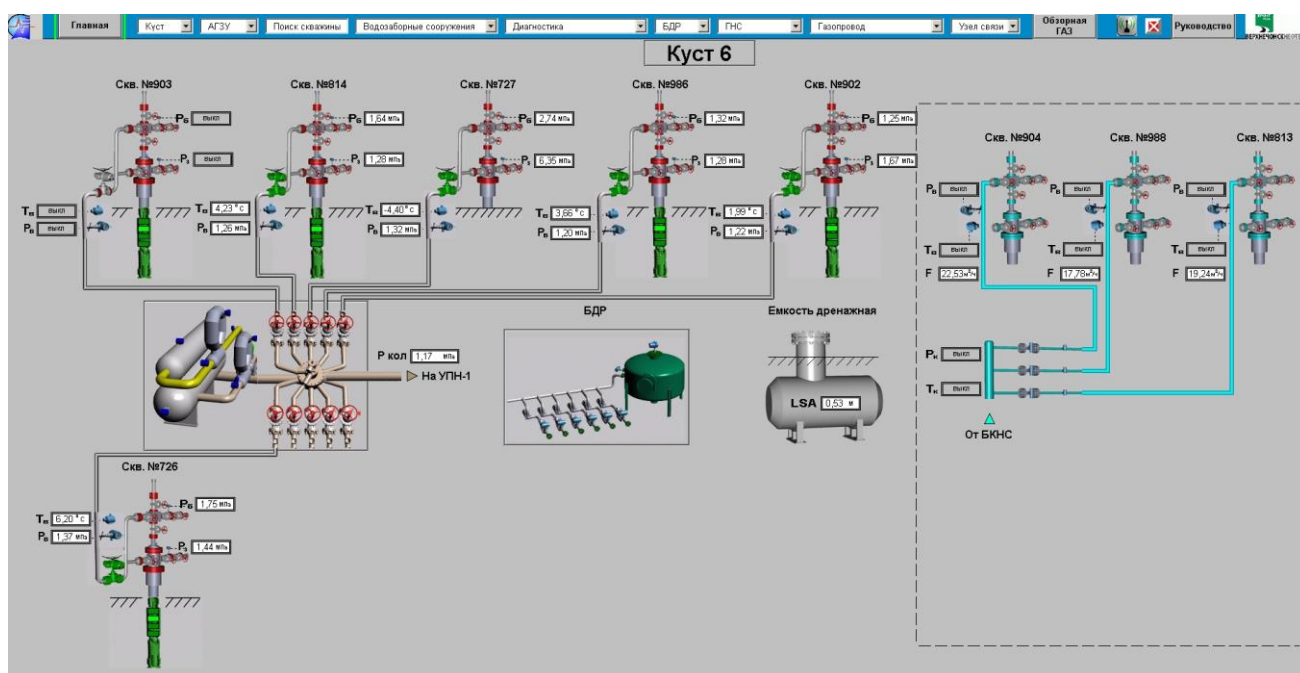


Рисунок 4.1 - Мнемосхема кустовой площадки №6

Все скважины кустовой площадки №6, за исключением скважины №727, переведены на механический способ добычи нефти посредством УЭЦН. Жидкость со скважины №727 добывается фонтанным методом. Реагент (ингибитор коррозии) посредством плунжерных насосов БДР закачивается на забой скважины для минимизирования отложений механических примесей и коррозии металла. В случае необходимости возможно закачивать деэмульгатор - реагент, используемый для разрушения водонефтяных эмульсий, которые

образованы из взаимно нерастворимых (мало растворимых) веществ, одно из которых раздроблено в другом в виде мелких капелек.

Посредством БДР на кустовых площадках также в добываемую со скважин жидкость добавляют поглотитель сероводорода. На кустовой площадке №6 в составе добываемой жидкости наличие сероводорода не превышает допустимую норму, поэтому добавление такого реагента, как поглотитель сероводорода, не требуется.

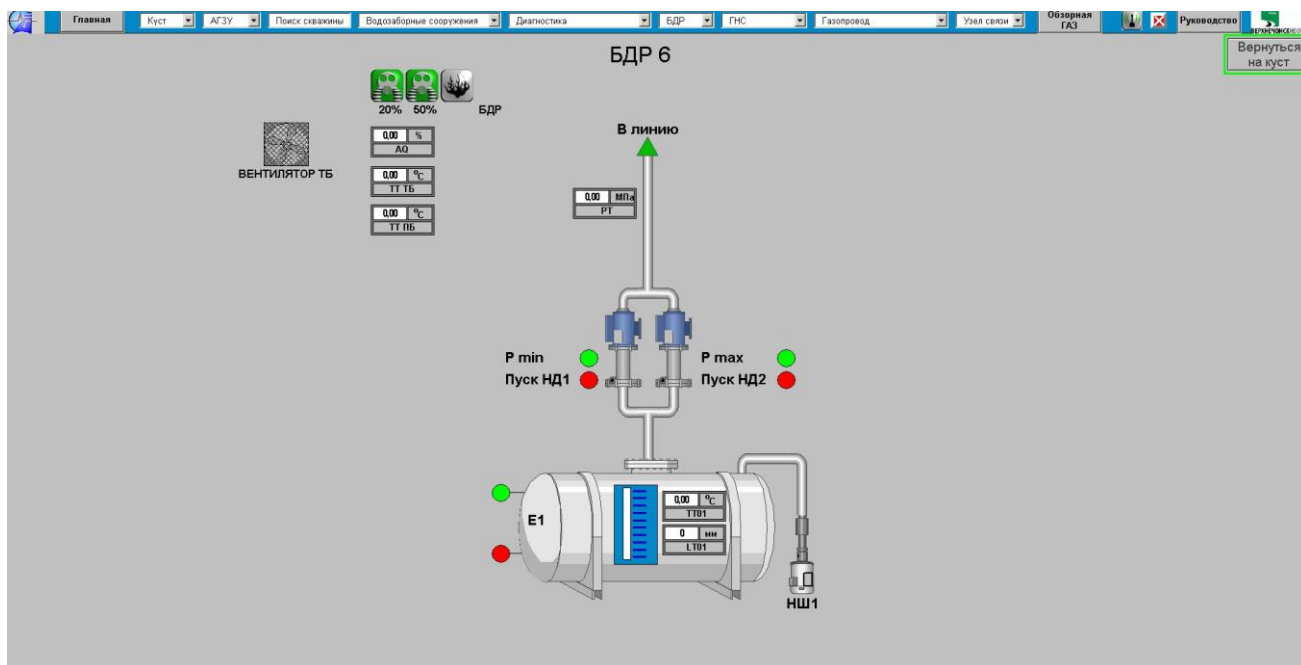


Рисунок 4.2 - Мнемосхема блока дозирования реагента

Со скважин жидкость поступает на автоматизированную групповую замерную установку (ОЗНА-Массомер), где происходит замер дебета добываемых жидкости и газа, влагосодержания. Далее нефть транспортируется на УПН-1. Для поддержания пластового давления вода через блок гребенок распределяется по скважинам и закачивается в пласт.

Для возможности проведения анализа, данные со станций управления ЭЦН АЗЗУ, БДР, БГ и скважин (давление, температура) передаются на диспетчерский пульт через кустовой контроллер.

Показания с КТПН на диспетчерский пульт не выводятся, что затрудняет возможность оперативно контролировать показания текущего и

накопительного расхода электроэнергии и, как следствие, провести анализ потребления электроэнергии за продолжительный промежуток времени. На КТПН установлен счетчик электроэнергии, показания с которого снимает выездной электрослесарь.

Обслуживанием технологического оборудования занимается персонал цеха добычи нефти и газа ПАО «ВЧНГ» (операторы, мастер добычи, инженер-технолог). Обслуживанием объектов электроэнергии занимается персонал цеха энергообеспечения ПАО «ВЧНГ». Обслуживанием УЭЦН, включая вывод на режим работы скважины после бурения, КРС, плановой или аварийной остановки, занимается компания «Шлюмберже». Обслуживанием средств автоматизации, а также пожарной и охранной сигнализацией занимается компания ООО ИК «СИБИНТЕК».

По мере развития процесса добычи нефти возникает необходимость определения достаточного объема информации, на основании которого можно оперативно принимать соответствующие технологические решения, эффективно обеспечивая заданный уровень добычи нефти.

Целью данного проекта является оптимизация всего технологического процесса кустовой площадки №6 Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения и, в последствии, на примере оптимизации КПН№6, оптимизация технологического процесса всего фонда добычи нефти и увеличения поступаемой информации со скважин в режиме онлайн. Для оптимизации предлагается внедрить ряд предложений, которые позволят сократить время реагирования на любое отклонение технологического параметра от нормативного, продлить время работы скважины без ремонта, снизить затраты на обслуживание технологического оборудования, сократить расход электроэнергии, сократить время присутствия технологического и обслуживающего персонала и повысить безопасность проведения работ:

4.1 Управление системой ППД

С БКНС-1,2, находящихся на УПН-1, вода, для поддержания пластового давления, распределяется по кустовым площадкам, через блок гребенок распределяется по водонапорным скважинам и закачивается в пласт. В боке гребенок стоит расходомер и датчик давления на каждой водяной линии, уходящей в нагнетательную скважину. Показания приборов передаются на диспетчерский пульт. Распределением воды по скважинам занимается оператор цеха добычи нефти и газа посредством ручных задвижек.

При добавлении на каждую линию, уходящую в нагнетательную скважину, регулятора расхода появляется возможность распределения воды по нагнетательным линиям дистанционно в автоматическом режиме. Постоянное привлечение персонала для уменьшения/увеличения расхода воды на нагнетательную скважину не потребуется. Любое возможное отклонение технологического параметра от нормативного (падение или рост давления), будет зафиксировано на АРМ оператора и передано диспетчеру. Если возникнет необходимость, то диспетчер сможет перевести управление распределением потоков воды в ППД в ручной режим, до установления причины отклонения технологического параметра от нормативного.

4.2 Управление работой скважин

1. Каждая скважина для осуществления замера дебита жидкости и газа, а также измерения влагосодержания, подключена к автоматизированной групповой замерной установке. Принцип работы АГЗУ основан на отделении газа от жидкости посредством сепаратора, измерения массомерами расхода жидкости и газа. Последовательно с расходомером в жидкостную линию смонтирован влагомер, для определения влагосодержания жидкости. Самый большой недостаток АГЗУ – возможность проведения замера одновременно всего одной скважины, на замер которую ставит диспетчер. Время замера,

которое может составлять 1 час, 2 часа, сутки и т.д., также выбирает диспетчер. Далее по формуле, в зависимости от времени замера, вычисляется суточный дебет. Погрешность такого расчета дебета достигает до $\pm 5\%$. В момент замера скважины, жидкость с остальных скважин поступает в коллектор без какого-либо учета и возможности оперативного контроля дебета.

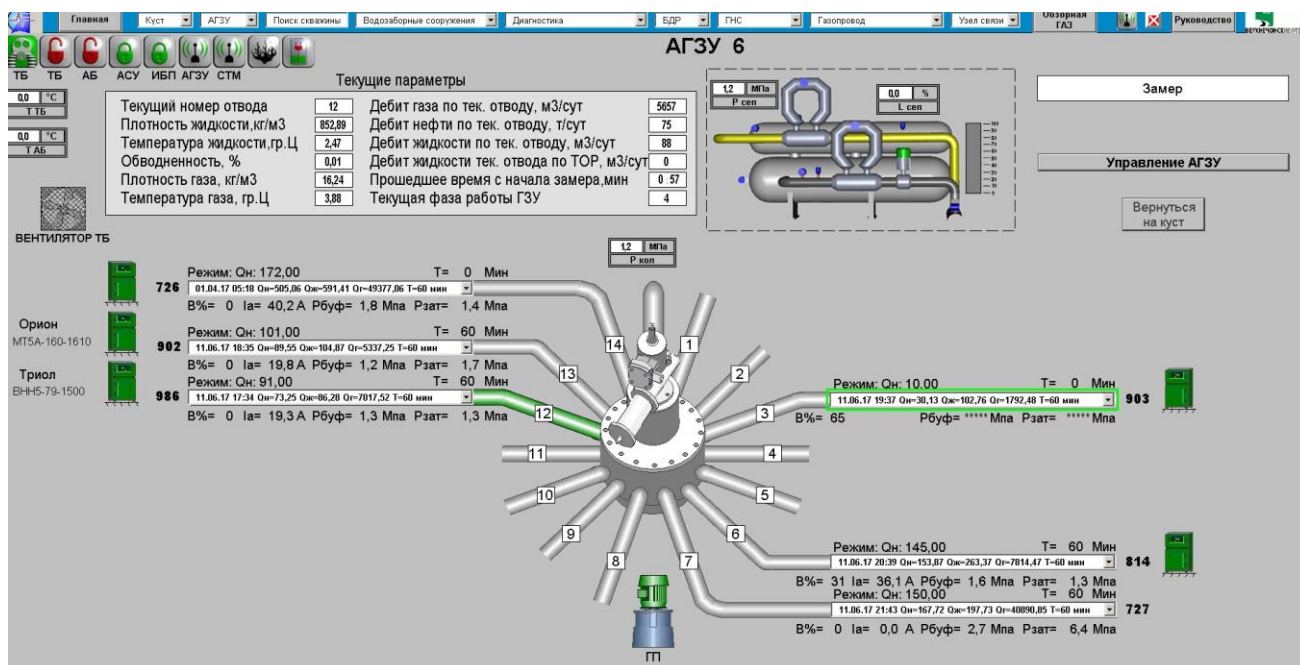


Рисунок 4.3 - Мнемосхема АГЗУ

Ввиду того, что дебет всех скважин кустовой площадки оперативно не контролируется, то и своевременно предпринять мероприятия при снижении добычи нефти не всегда представляется возможным.

В мире все большую популярность получают мультифазные расходомеры. Одним из главных плюсов данных расходомеров является возможность измерения расхода жидкости, газа, влагосодержания без применения сепарационных установок, которые применяются в том числе в АГЗУ, а также возможность проведения замеров при отрицательной температуре жидкости, поступающей из скважины. Нефть со скважин не всегда поступает с положительной температурой, что не позволяет провести сепарацию и, как следствие, корректно посчитать дебет жидкости и газа. В

таких случаях нефтегазовые предприятия вынуждены дополнительно устанавливать на кустовой площадке путевые подогреватели для нагрева нефти до температуры, при которой становится возможным произвести сепарацию.

При монтаже на каждую скважину мультифазных расходомеров, становится возможным контроль дебита жидкости и газа, влагосодержания одновременно по каждой скважине с минимальной погрешностью и с записью в архив изменений технологических параметров, а также в случае необходимости своевременно предпринимать мероприятия, направленные на недопущение снижения дебета скважин.

2. На каждой скважине кустовой площадки №6 Верхнечонского месторождения смонтированы датчики давления (на буферной и затрубном пространстве), датчик температуры на выходной линии. Давление линейное (коллектора) измеряется в АГЗУ. Регулирование давления на буфере и затрубе осуществляется оператором ЦДНГ посредством ручных задвижек. При добавлении на каждую линию буферного и затрубного пространства электропривода дает возможность регулирования давления на буфер и затрубе как дистанционно, так и автоматическом режиме, без вмешательства оператора.

3. При испытаниях скважины (после КРС, бурения или испытаниях геофизиков) на выходе скважины ставят штуцерные колодки. Переключение одного кольца штуцерной колодки на другое осуществляется механически оператором цеха добычи нефти и газа. Оператор вынужден выезжать на кустовые площадки для переключения. При добавлении на штуцерную колодку электромагнитного клапан потребность в постоянных выездах оператора для переключения на другой режим отпадает. Возникает возможность переключения удаленно как в ручном, так и в автоматическом режиме.

4.3 Управление работой УЭЦН

При механической добыче нефти посредством УЭЦН возрастает добыча нефти. У каждого центробежного насоса имеется своя станция управления.

Станция управления контролирует работу насоса и защищает от выхода из строя, отключая насос при отклонении какого-либо параметра (перекос фаз, нагрузка насоса и т.д.) за допустимый диапазон. Помимо защиты насоса, станция управления может плавно выводить насос на необходимый режим работы, тем самым продлевая его срок службы. Дополнительно на насосах монтируются датчики для контроля технологических параметров.

Данные со станций управления передаются на АРМ диспетчера, который контролирует работу насоса и, в случае необходимости, предпринимает необходимые мероприятия для «правильной» работы скважины. У диспетчера дополнительно имеется возможность дистанционного запуска/останова насоса и регулирования частоты вращения, тем самым увеличивая/уменьшая добычу жидкости со скважин. Данное управление реализовано в «ручном» режиме.

ЭЦН Скв. №903

Параметр	Знач.	Ед. изм.	Параметр	Знач.	Ед. изм.
Состояние	Работа		Коэффициент мощности (cos F)	0,560	
Режим работы	Ручной		Сопротивление изоляции	9999	кОм
Общее количество пусков	13	шт	Рабочая частота	55,00	Гц
Ток фазы А	17,2	А	Выходная частота	55,00	Гц
Ток фазы В	18,3	А	Выходной ток	0,0	А
Ток фазы С	18,0	А	Выходное напряжение	2399	В
Дисбаланс токов	6	%	Коэффициент загрузки	46	%
Напряжение АВ	408	В	Активная мощность	41,0	кВт
Напряжение ВС	411	В	Ток двигателя	0,0	А
Напряжение СА	409	В	Дисбаланс напряжений	0	%
Показания ТМС					
Температура двигателя	0	°С	Давление на приеме насоса	0,00	МПа

Тип СУ ЭЦН:

Управление СУ ЭЦН

Выходная частота: 55,0 Гц

Установка частоты: 350 Гц

Адрес ModBus: 09

Рисунок 4.4 - Мнемосхема работы УЭЦН

Дополнительно информация со станций управления ЭЦН поступает на диспетчерский пульт обслуживающей организации «Шлюмберже», которая контролирует непосредственно работу насосов, предпринимает необходимые мероприятия для продления срока службы насоса и минимизирует потери

добычи жидкости при неплановых простоях. При плановой или неплановой остановке насоса, специалисты «Шлюмберже» совместно со специалистами цеха добычи нефти и газа запускают насосы и выводят на рабочий режим скважины.

Математически возможно описать процесс работы скважины, вывода ее на режим после плановой или неплановой остановки насоса с целью оптимизации процесса. Для автоматического режима работы необходимо знать динамический и статический уровень жидкости в скважине. Все необходимо для этого уже имеется: датчики давления на устье скважины и датчики давления, смонтированные на УЭЦН. Зная данные давления можно вычислить уровень жидкости в скважине по перепаду давления на устье скважины и на уровне насоса (гидростатическое давление). Соответственно, данные процессы можно прописать в логике контроллера, который в автоматическом режиме имеет возможность выводить скважину на режим, подбирать и поддерживать оптимальный технологический режим для каждой скважины без вмешательства человека.

4.4 Экономия электроэнергии на кустовой площадке

Экономия электроэнергии предполагает рациональное использование энергетических ресурсов и сокращение их потерь. Следовательно, одной из самых важных задач является экономия электроэнергии, так как для выработки электрической энергии затрачивается добываемый газ. На КТПН смонтирован счетчик электрической энергии. Показания счетчика не выводятся на диспетчерский пульт. Отсюда сложность контроля и проведения анализа изменения потребления электрической энергии на кустовой площадке в течении дня, недели, месяца, года. Для реализации мероприятий по энергосбережению необходимо вывести показания электрической энергии на диспетчерский пульт. Современные счетчики электрической энергии позволяют это реализовать без дополнительных затрат на замену счетчика. На

КПН№6 техническая возможность вывода показаний на АРМ диспетчера имеется. Только после вывода показаний расхода электрической энергии имеет смысл проводить ниже описанные мероприятия по снижению затрат на электрическую энергию.

Наиболее результативными мероприятиями по сокращению энергозатрат являются правильный подбор оборудования добычи нефти, налаженный технологический процесс механизированной добычи, а также систем энергоснабжения.

Самый большой потребитель электрической энергии на кустовой площадке – УЭЦН. При неправильно подобранном режиме работы насоса, нагрузка на насос возрастает, расход электрической энергии растет. При реализации мероприятий, описанных в п. 4.3. данного проекта, расход электрической энергии можно значительно сократить.

На многих нефтедобывающих предприятиях нашей страны, проходит поэтапная замена асинхронных электродвигателей (ПЭД) УЭЦН на более энергоэффективные вентильные или ПЭД с повышенным напряжением. Данные мероприятия рекомендуется провести и на КПН№6 Верхнечонского месторождения с целью снижения потребления электрической энергии.

Еще одно возможное направление экономии электрической энергии - внедрение систем автоматизированного управления обогревом технологических помещений на кустовых площадках. В АГЗУ (в технологическом блоке и блоке местной автоматизации), БДР, БГ, КТПН рекомендуется установить регуляторы температуры с датчиками температуры, которые будут измерять температуру воздуха в помещении, датчики положения входной двери, входные двери оснастить доводчиками. Так как весь обогрев на КПН№6 электрический, то регуляторы температуры будут включать и отключать обогрев в зависимости от температуры в помещении. Зачастую, обогрев в помещениях работает постоянно, вне зависимости от температуры на улице и в помещении, отсюда возникает перерасход энергии, а также перегрев оборудования (насосы, системы автоматизации), что сокращает их срок

службы. Данные с датчиков также будут передаваться на диспетчерский пульт, где можно будет контролировать температуру в каждом блоке.

Подведем итог, для реализации вышеописанных мероприятий дополнительно потребуется:

1. Смонтировать регуляторы расхода в блоке гребенок и вывести показания с возможностью дистанционного управления на АРМ диспетчера;
2. Смонтировать на каждую скважину мультифазный расходомер для организации контроля дебета каждой скважины одновременно;
3. Смонтировать на каждой линии (буферная и затрубная) регуляторы расхода, что позволит удаленно в автоматическом режиме регулировать давление в буферном и затрубном пространстве;
4. Смонтировать на каждую скважину, где имеется штуцерная колодка, электромагнитный клапан для возможности дистанционного переключения скважины на другой режим при испытаниях;
5. Реализовать на программном уровне алгоритм работы скважин, с возможностью вывода на рабочий режим после останова скважины без участия специалистов «Шлюмберже» и цеха добычи нефти и газа.
6. Вывести показания счетчиков электрической энергии с КТПН на АРМ диспетчера;
7. Провести анализ и заменить все ПЭД на энергоэффективные;
8. Оснастить средствами автоматизации все помещения на кустовой площадке для возможности регулирования температуры воздуха в блоках.

Реализация вышеописанных мероприятий приведет к:

1. Полной автоматизации технологического процесса, как это уже реализовано на таких технологических объектах как УПН-1, ГС, ПСП, Энергокомплекс и т.д.
2. Сокращению затрат на электрическую энергию;
3. Сокращению трудозатрат цеха добычи нефти и газа, т.к. при каждом выводе скважины на режим, отработке режимов, перераспределения потоков закачиваемой воды для поддержания пластового давления, т.к. не

потребуется выезд на кустовую площадку (значительно время занимает на доставку и возврат специалиста на место базирования);

4. Сокращению неправильно подобранных режимов и, как следствие, потерь добычи нефти, т.к. в текущий момент одновременно замер идет только по одной скважине, регулировать режимы удаленно не имеется возможности, персонал, находящийся у АРМ оператора, может своевременно не заметить ухудшение режима на какой-либо скважине (человеческий фактор). Особенно это актуально при наличии большого количества кустовых площадок и скважин;

5. Сокращению финансовых затрат:

5.1. Экономия электрической энергии и, соответственно, затрат на ее выработку;

5.2. При запуске в эксплуатацию новых кустовых площадок, потребность в дополнительном персонале цеха добычи нефти и газа будет минимизирована;

5.3. Сокращение потерь добычи нефти при несвоевременно проведенным мероприятиям для возврата скважины на режим;

5.4. Сокращение затрат на КРС, т.к. при своевременно проводимым мероприятиям работы скважин (обработка горячей нефтью, паром, кислотная обработка и т.д.) срок между КРС значительно увеличится;

5.5. Увеличению безопасности проведения работ, т.к. человеческий фактор будет минимизирован, присутствие людей на кустовой площадке будет минимизировано, то и вероятность возможности пострадать при возникновении нештатной ситуации людей будет значительно уменьшена.

5.6. Сокращению затрат не сервисную организацию, обслуживающую УЭЦН. Компания «Шлюмберже» при поставке УЭЦН для механизированной добычи нефти также берет деньги за техническое обслуживание УЭЦН, вывод на режим скважин, подбор оптимального режима работы скважин. При автоматизации данного процесса, услуги по выводу на режим скважин, подбор оптимального режима работы скважин, ремонту УЭЦН (соответственно

простой скважин) минимизируются и, как следствие, минимизируется оплата за данные услуги. К сожалению, автору проекта не удалось выяснить стоимость контракта между ПАО «ВЧНГ» и компанией «Шлюмберже» и полный объем услуг, т.к. информация относится к коммерческой тайне Общества, поэтому достоверно определить объем экономии и рентабельность данной оптимизации посчитать не представилось возможным.

В данном проекте выбрана кустовая площадка №6 Верхнечонского месторождения ПАО «ВЧНГ» для отображения возможности оптимизации технологического процесса (пилотный проект). При оптимизации всего месторождения экономический эффект будет выше, рентабельность проекта возрастет и срок окупаемости уменьшится.

5 Безопасность и экологичность проекта

Освоение, эксплуатация и ремонт нефтяных скважин на месторождениях могут сопровождаться различными авариями, которые негативно воздействуют на окружающую среду и здоровье людей. Объекты нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих предприятий относятся к объектам повышенной опасности и требуют постоянного надзора.

Целью данного раздела дипломной работы является разработка комплекса мероприятий технического и организационного характера, направленных на создание безопасных условий труда, предотвращение несчастных случаев на производстве и защиты окружающей среды.

5.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Данный раздел посвящен анализу и разработке мер безопасности по обеспечению благоприятных условий для работы оператора по добыче нефти и газа на углеводородного сырья в Катангском районе Иркутской области.

Местом работы оператора по добыче нефти и газа является кустовая площадка промысла на открытом воздухе.

Выявлены следующие вредные и опасные производственные факторы:

- тяжелые метеоусловия;
- воздействие на человеческий организм вредных веществ (кислоты, сырая нефть);
- повышенная загазованность (углеводородные газы, CO₂);
- травмы в процессе работы;
- укусы насекомых;
- производственный шум;
- высокое давление в технологических трубопроводах и оборудовании;
- поражение электрическим током;

- большая взрывопожаропасность производства.

По основному виду экономической деятельности предприятие относится к XXX классу профессионального риска. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 7,4% к начисленной оплате труда. [15]

Основными возможными аварийными ситуациями являются: разлив нефти; разгерметизация трубопровода или технологического оборудования; прорыв газа; пожар; взрыв.

При возникновении аварийной ситуации происходит загрязнение окружающей среды, водоемов, отравление животных углеводородами, пожар. Для оперативной ликвидации аварии, а также ее последствий на негазовых предприятиях разрабатывают план ликвидации аварий, проводят обучение персонала.

5.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Верхнечонское месторождение находится в Катангском районе - в самом северном и крупнейшем субъекте Иркутской области. Район имеет статус территории Крайнего Севера, его площадь составляет 139043 кв. км или почти пятую часть области.

Природно-климатические условия района расположения Верхнечонского месторождения характеризуются предельно высокими значениями всех показателей суровости климата. Резко континентальный климат района отличается длинной, суровой зимой (с ноября по апрель) и непродолжительными летними периодами (июнь, июль). В декабре температура может достигать $-57-59^{\circ}\text{C}$. Переходные сезоны года кратковременны и характеризуются большими суточными амплитудами температуры воздуха.

Многолетняя средняя годовая температура воздуха имеет отрицательное значение ($-4,0^{\circ}$ - $5,9^{\circ}$ °C), а годовые амплитуды температур – составляют до 80° C. В зимний период территорию охватывает мощный Азиатский антициклон. В нем происходит формирование очень холодного воздуха, устанавливается ясная сухая погода, способствующая сильному охлаждению земной поверхности и нижних слоев воздуха. [16]

Метеорологические условия на нефтяном и газовом производстве (микроклимат) определяют следующие параметры: температура воздуха (°C); относительная влажность воздуха (%); подвижность воздуха (м/с); тепловое излучение (Вт/м^2) и тепловая нагрузка среды (°C). Эти параметры, вместе или отдельно, влияют на организм человека, определяя его самочувствие.

Максимально допустимая температура воздуха на открытом пространстве при проведении любого вида работ 38° C, минимально допустимая -35° °C, максимально допустимая скорость движения воздуха 30 м/с.

Рабочему важно обеспечить надежную защиту от агрессивных сред, а также комфортную эксплуатацию в суровых погодных условиях. Рабочие должны обеспечиваться спецодеждой соответствующей времени года. Летом – роба х/б, сапоги, головной убор, рукавицы и средства защиты от насекомых [17].

Для поддержания оптимальных параметров воздушной среды вспомогательных, административно-бытовых и рабочих помещений рекомендуется использовать системы отопления и вентиляции. В зимний период используются электрические обогреватели. Из-за большого количества утечек газа, происходящих во время сепарации нефти и замера дебита скважины, помещение АГЗУ рекомендуется оснащать системой вентиляции.

5.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

По санитарной характеристике технологический процесс относится к группе 1б – процесс, вызывающий загрязнение тела и рук [18]. Для персонала предусматриваем санитарно-бытовые помещения.

Размеры земельных участков для нефтяных и газовых скважин, отводимых во временное долгосрочное пользование на период эксплуатации скважин равны 0,36 га. Ширина полос земель для подземных трубопроводов и дорог 6 м. Площадка расчищается от леса, кустарника, травы и выравнивается в радиусе не менее 25 м. На рабочей площадке предусмотрены проходы для удобства обслуживания и ремонта оборудования. Ширина прохода между агрегатами составляет 0,85 м. [19]

Персонал работает в основном, на открытом воздухе (на кустах скважин).

При низкой (сверхдопустимой нормы) температуре окружающей среды тепловой баланс нарушается, что вызывает переохлаждение организма, ведущее к заболеванию. В случае низкой температуры воздушной среды уменьшается подвижность конечностей вследствие интенсивной теплоотдачи организмом, что сковывает движения.

При высокой температуре снижаются внимание и скорость реакции работающего. При работе в летнее время при высокой температуре (до +50 °С) возможны перегревания организма, солнечные и тепловые удары.

Для обеспечения безопасности работающих и профилактики профзаболеваний необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты: спецодежду, спец. обувь, средства защиты органов дыхания, органов слуха, рук, лица, головы.

В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа, превышение

максимального допустимого давления. Особенно опасен сероводород, он нарушает доставку тканям кислорода в организме человека, оказывает раздражающее действие на слизистую оболочку глаз и дыхательных путей, ПДК H₂S - 0.1 мг/м³. [20]

Для контроля запыленности и загазованности используют газоанализаторы.

Нормы освещенности устья скважины представлены в таблице 5.1. [21]

Таблица 5.1 – Нормы освещенности

Рабочее место	Разряд и подразряд зрительной работы	Рабочее освещение	
		Освещенность	
		Лампы накаливания (лк)	Газоразрядной лампы (лк)
Рабочее место у устья скважины	V	75	75

Для освещения производственных площадок, неотопливаемых помещений, проездов применяют газоразрядные источники света. При освещении площадки газоразрядными лампами, питаемыми переменным током промышленной частоты 50 Гц, коэффициент пульсации освещенности не превышает 20%. Выбор типа светильников производится с учетом характера светораспределения, окружающей среды и высоты площадки.

На открытых площадках, где могут по условиям технологического процесса образовываться взрыво- или пожароопасные смеси, светильники имеют взрывозащитное, пылезащитное исполнение. [10]

Для освещения площадки выберем к установке четыре прожекторных вышки, расположенных по углам площадки. С учетом нормативных рекомендаций по источникам света принимаем к установке прожектора типа ПЗС-45 с дуговыми ртутными лампами типа ДРЛ-700.

Типы прожекторов, рекомендуемых для освещения объектов предприятий нефтяной промышленности, приведены в таблице 5.2. [22]

Таблица 5.2 – Типы прожекторов, рекомендуемых для освещения объектов предприятий нефтяной промышленности

Прожектор	Лампа	Максимальная сила света, ккд
ПЗС-45	Г220-1000	130
	ДРЛ-700	30
ПЭС-35	Г220-500	50

Нормативная освещенность площадки скважины составляет $E_n = 75$ лк. [22] В результате выполненных расчетов принимаем к установке 16 прожекторов, по 4 прожектора на каждой мачте. Минимальная высота установки прожекторов на мачтах составляет 10 м.

Для обеспечения безопасности работающих и профилактики профзаболеваний необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты: спецодежду, спец. обувь, средства защиты органов дыхания, органов слуха, рук, лица, головы. [17]

Одним из вредных факторов для оператора по добыче нефти и газа являются повреждения в результате контакта с насекомыми.

В летний и осенний период особенно тягостны для человека летающие кровососущие насекомые. Они забираются под одежду, в нос, уши, наносят укусы, также многие насекомые переносят различные вирусы и бактерии.

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

Наряду со всеми вышеперечисленными опасностями для работы оператора стоит повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.

При добыче нефти и газа используются машины и механизмы, при работе которых увеличивается уровень шума и вибраций: УЭЦН, электромоторы, лебедки, вибросита, буровые насосы, ротор и др.

Сильный шум нарушает нормальную деятельность нервной, сердечнососудистой и пищеварительной систем, вызывает переутомление. Вредное воздействие вибрации выражается в возникновении вибрационной болезни.

Основными источниками шума на буровой являются: роторный стол до 115 дБ, буровая лебедка до 96 дБ, вибросито 98 дБ. При бурении ротором шум составляет до 115 дБ, при спускоподъемных операциях до 105 дБ.

В связи с этим имеется превышение уровней шумов над нормами на 13-31 дБ. [23]

Уровни вибраций в соответствии с гигиеническими нормами представлены в таблице 5.3 [24], уровень шума на рабочих местах – в таблице 5.4. [23]

Таблица 5.3 – Уровни вибраций

Виды вибраций	Направление по которому нормируется вибрация	Среднеквадратичные значения виброскорости, м/с \square 10-2							
		Уровни вибрации, дБ в среднегеометрических частотах октавных полос, Гц							
		1	2	4	8	16	31,5	63	125
Технологические на постоянных рабочих местах	Вертикальная (на оси) или горизонтальная (по осям)	-	1,31	0,46	0,22	0,29	0,29	0,29	-

Таблица 5.4 – Шум на рабочих местах

Характеристика помещений	Уровень звукового давления, дБ в средне-геометрических частотах октавных полос, Гц								Уровень звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные работы, рабочие зоны и места в производственных помещениях и территории предприятия	99	92	86	83	80	78	76	74	85

Для снижения вредного воздействия шумов и вибраций на буровой

необходимо производить своевременный профилактический осмотр и ремонт, подтягивание ослабевших соединений, своевременно смазывать вращающиеся детали, применять звукопоглощающие и звукоизолирующие экраны ПП-80, ПА/О, ПА/С.

Для борьбы с вибрацией применяют следующие методы:

- подавление в источнике возникновения (центровка, регулировка);
- изменение в конструкции;
- использование пружинных амортизаторов, виброизоляционных прокладок.

5.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

При обслуживании скважинного фонда необходимо обратить внимание на опасные факторы и предпринять необходимые меры для безопасного проведения работ.

Для снижения возможных механических травм необходимо проводить следующие мероприятия:

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

Для этого используются коллективные средства защиты, устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы исключить доступ человека в опасную зону. Запрещается любая работа со снятым или неисправным ограждением. [10]

Здания и сооружения дожимных насосных станций, блочных кустовых насосных станций, установок предварительного сброса воды месторождения по

обеспечению надежности электроснабжения относятся к потребителям 2 категории. [25]

Для обеспечения защиты человека от поражения электрическим током необходимо, чтобы все токоведущие части электроустановок, пускорегулирующей аппаратуры и аппаратуры защиты были ограждены от случайных прикосновений. Все распределительные устройства (щиты, сборки и т.д.), установленные вне электропомещений, должны иметь запирающие устройства, препятствующие доступу в них работников неэлектротехнического персонала.

Для защиты от поражения электрическим током должны быть применены следующие меры:

- основная изоляция токоведущих частей;
- ограждения и оболочки;
- установка барьеров;
- размещение вне зоны досягаемости;
- применение сверхнизкого (малого) напряжения (напряжение, не превышающее 50 В переменного и 120 В постоянного тока);
- установка заземления.

В нефтяной применяемыми вредными веществами являются сырая нефть, двуокись углерода, сероводород, сернистый ангидрид, детергенты, природный газ, бензин, предельные углеводороды, окись углерода.

Сырая нефть вызывает экземы и дерматиты при соприкосновении с кожей человека. Двуокись углерода является бесцветным, тяжелым и мало реакционным газом, который вызывает сильное наркотическое отравление при содержании в воздухе 10 %.

Сернистый ангидрид – это бесцветный газ с острым запахом, который раздражает дыхательные пути с образованием на их поверхности серной кислоты. Предельно допустимая концентрация (ПДК) его в воздухе составляет 10мг/м³. Детергенты, к которым относятся ПАВы, вызывают нарушение газообмена между водоемами и атмосферой. Их ПДК в питьевой воде может

составлять не более 500мг/м³.

Бензин поступает в организм человека через дыхательные пути вместе с воздухом, после чего усваивается в кровь. Отравление бензином наступает при концентрации его паров в воздухе 0,005-0,01 мг/м³. Если концентрация составляет 0,04 мг/м³, то смерть человека наступает мгновенно.

Оксид углерода является бесцветным газом без вкуса и запаха. ПДК окиси углерода в воздухе 20 мг/м³. Здесь при концентрации 1800 мг/м³ может наступить тяжелое отравление, а при 3600 мг/м³ – смерть. [26]

5.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

В Катангском районе сохраняется высокий уровень опасности лесных пожаров, которые не только обуславливают значительные изменения в состоянии природной среды, но и представляют потенциальную угрозу для техногенных объектов, в том числе и для нефтедобывающих.

На кустовых площадках Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения основными взрыво- и пожароопасными объектами, используемыми в технологическом процессе, являются дренажные емкости и трубопроводы.

Скважина относится к наружной установке категории взрыво- и пожароопасности В-Гг. [27]

Основными причинами пожара являются негерметичность оборудования и нарушение технологического процесса переработки углеводородов, вследствие которых происходит утечка газообразных углеводородов, образующих легко воспламеняющуюся смесь с воздухом, способную привести к взрыву.

Электрооборудование кустовой площадки, контрольно-измерительные приборы, электрические светильники, средства блокировки, сигнальные устройства и телефонные аппараты, устанавливаемые во взрывоопасных зонах классов В-I, В-Ia, В-Iг, используются во взрывозащищенном исполнении и

имеют уровень взрывозащиты, соответствующий классу взрывоопасной зоны и категории взрывоопасной смеси. Классификация сооружений и установок по взрыво- и пожароопасности приведена в табл. 5.5. [27]

Таблица 5.5 – Классификация сооружений и установок по взрыво- и пожароопасности

Наименование сооружений и установок	Класс взрыво- и пожароопасности по ПУЭ-85	Категория и группа взрывоопасной смеси по ГОСТ 12.1.011-78	Категория молниезащиты по РД 08-200-98
Устье скважины	В-Іг	ІА-ТЗ	2
Емкости для нефти	В-Іг	ІА-ТЗ	2
Горизонтальная факельная установка (ГФУ)	В-Іг	ІА-ТЗ	2
В-Іг – наружные установки, в которых находятся взрывоопасные газы, пары и ЛВЖ; ІІ-ІІІ – наружные установки, в которых содержатся ГЖ (с температурой вспышки выше 45 °С) или твердые горючие вещества. ІА-ТЗ – промышленные газы и пара с температурой самовоспламенения 200 – 300 °С.			

Эксплуатация электрооборудования при неисправных средствах взрывозащиты, блокировках, нарушениях схем управления не допускается. Проведение огнеопасных работ во взрывоопасных зонах производится только при наличии нарядов-допусков.

Автоматические групповые замерные установки (АГЗУ) оборудуются вентиляционными системами. Запрещается использование открытого огня во всех взрывоопасных зонах. Отогрев оборудования в зимнее время проводят при

помощи пара. Ремонтные и аварийные работы во взрывоопасных зонах проводятся с использованием омедненного инструмента.

В течение пожароопасного сезона необходимо содержать территорию кустовой площадки очищенной от древесного хлама и других легковоспламеняющихся материалов. По периметру площадки необходимо иметь минерализованную полосу шириной не менее 1,4 м. [27]

На кустовых площадках установлена пожарная сигнализация, которая при возникновении пожара, останавливает работу всего технологического оборудования путем его обесточивания.

Каждая кустовая площадка должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения, представленными в таблице 5.6. [27]

Таблица 5.6 – Первичные средства пожаротушения

Место установки	Средство пожаротушения, шт								
	Огнетушитель ОУ-5П	Огнетушитель ОП-10	песком, 0,5 м ³	Лом пожарный	Лопата	Топор пожарный	Багор пожарный	Ведро пожарное	Щит пожарный
Рабочая площадка, устье скважины	2	-	1	1	2	1	1	2	1

У места установки пожарных гидрантов устанавливается световой или флуоресцентный указатель. Пожарные гидранты, не реже чем через 6 месяцев, подвергаются техническому обслуживанию и проверяются на работоспособность с регистрацией результатов проверки в специальном журнале.

Хранение материалов и химреагентов осуществляется согласно нормативным требованиям.

Для обеспечения пожаробезопасности на скважине запрещается: загромождать проходы к установкам и средствам пожаротушения, загромождать проходы между установками и оборудованием, оставлять разлитые нефтепродукты, химреагенты, оставлять промасленную спецодежду и обтирочный материал у рабочих мест, использовать бензин или другие легковоспламеняющиеся жидкости для протирки оборудования, электромеханизмов и в бытовых целях.

На промплощадках каждого пункта Верхнечонского месторождения размещены резервуарные парки хранения нефти и газового конденсата для обеспечения автономного режима работы в течение 6 мес., насосные установки, противопожарные посты, и др. объекты обслуживания.

На объекте соблюдается противопожарный режим; определены и оборудованы места для курения; определены места и допустимое количество хранения в помещениях материалов инвентаря; установлен порядок уборки горючих материалов; определен порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара и по окончании рабочего дня.

Для обеспечения пожаробезопасности на скважине запрещается: загромождать проходы к установкам и средствам пожаротушения, загромождать проходы между установками и оборудованием, оставлять разлитые нефтепродукты, химреагенты, оставлять промасленную спецодежду и обтирочный материал у рабочих мест, использовать бензин или другие легковоспламеняющиеся жидкости для протирки оборудования, электромеханизмов и в бытовых целях.

5.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Существуют следующие чрезвычайные ситуации (ЧС):

- природного характера: паводковые наводнения; лесные и торфяные пожары; ураганы; сильные морозы (ниже -40°C); метели и снежные заносы;

- техногенного характера: открытое газонефтеводопроявление (фонтан); разгерметизация трубопроводов; пожары, взрывы; разливы сильнодействующих ядовитых веществ (СДЯВ); отключение электроэнергии.

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

В связи с возможной ЧС необходимым условием реализации проекта является подготовка и осуществление программы обеспечения необходимого медицинского обслуживания персонала и его экстренной медицинской эвакуации в случае необходимости.

В зоне реализации проекта постоянные жилые поселки отсутствуют, поэтому возможные аварийные ситуации на нефтепроводе не могут оказать негативного влияния на условия проживания людей.

В результате открытого фонтанирования может быть выброшено на поверхность несколько десятков тонн нефти. В этом случае возможно и попадание ее в открытые водоемы рек и озёр и в подземные горизонты. Это самый опасный вид аварии.

При разливе нефти в окружающую природную среду принимаются меры для быстрого устранения аварии.

В случае разгерметизации трубопроводов в системе ППД необходимо действовать согласно правилам ликвидации аварии.

В ОАО «НК «Роснефть» планирование и осуществление деятельности по соблюдению правил пожарной охраны, промышленной безопасности, охраны труда и здоровья персонала возложено на Департамент производственной безопасности и охраны труда. В рамках этой деятельности проводится ежегодная аттестация рабочих мест на всех опасных производственных объектах, обучение рабочих производственной безопасности, повторная проверка и аттестация знаний на соответствие нормативно-технической базе применительно к опасным производственным объектам. Ежемесячно проводится инструктаж по охране труда, промышленной санитарии, оказанию первой медицинской помощи. Ежегодно осуществляются медицинский осмотр

всего персонала, обязательная вакцинация персонала от клещевого энцефалита и добровольная противогриппозная вакцинация.

5.7 Экологичность проекта

Анализ технологического риска и разработка мер по предотвращению технологических аварий напрямую связаны с вопросами охраны недр, поверхностных и подземных вод, атмосферного воздуха, почвенного покрова и биологических ресурсов.

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

К потенциальным источникам загрязнения относятся нефтяные кусты скважин, ДНС, ЦППН (центр подготовки и перекачки нефти), КНС (канализационная насосная станция), отстойники, резервуары нефтепродуктов, опорные базы нефтепромыслов, нефтепроводы в местах пересечения с водотоками в пределах пойменного участка рек.

Основными источниками поступления вредных веществ в поверхностные воды при разведке и освоении месторождений нефти и газа являются: производственные и хозяйственно-бытовые стоки; талые и ливневые (дренажные) воды, стекающие с производственных площадок и загрязненных участков; строительные и иные работы, ведущие к эрозии прибрежных зон водотоков и водоемов и попадания в них строительного мусора; аварийные разливы нефти и несанкционированный сброс отходов в водные объекты.

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

Используются установки электроприводной запорной арматуры, автоматически перекрывающей трубопроводы при падении в них давления; 100 % контроль швов сварных соединений трубопроводов.

Для регулярного контроля состояния среды на участке предусматривается экологическое сопровождение проекта силами специализированных экологических организаций.

Предусмотренные мероприятия составлены в соответствии с действующей нормативно-правовой базой в области охраны окружающей среды и направлены, прежде всего, на минимизацию техногенной нагрузки при работе в штатном режиме. А в случае возникновения внештатных ситуаций – на максимально быструю ликвидацию их последствий.

При строгом соблюдении всех правил промышленной безопасности и охраны труда, а также при внедрении предложенных в данном проекте решений, риск возникновения опасных и аварийных ситуаций на Верхнечонском месторождении становится минимальным.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Запасы нефти из года в год истощаются, а потребность в нефти в мире не уменьшается. Нефтяники России вынуждены двигаться во все более отдаленные от развитой инфраструктуры участки для поисков новых месторождений. Ввиду отсутствия инфраструктуры (дорог, проходящих рядом ЛЭП и т.д.) увеличивается стоимость разработки и эксплуатации месторождения. Поэтому еще на этапе проектирования необходимо предусматривать новые возможности сокращения затрат.

Стоимость нефти в 2017 году варьируется в диапазоне 50 долларов за баррель нефти. Большинство технологий и оборудования в Россию импортируются из западных стран и северной Америки. Развивая свою компетенцию, нефтяники России получают ряд преимуществ, которые сократят как стоимость разработки новых месторождений, так и их эксплуатацию.

В России есть ряд университетов с направлениями разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. Давая возможность развития наших технологий при тесном сотрудничестве с нефтегазовыми предприятиями, в выигрыше остаются все:

1. Университеты, которые всегда будут находится на передовой в сфере развития нефтегазового дела. Выпускники таких университетов всегда будут в цене как специалисты, которые придя на производство, будут внедрять новые технологии;
2. Нефтегазовые предприятия, потому как постоянно будут оптимизировать свое производство, сокращая при этом издержки;
3. Государство в целом, потому как за развитием технологии возникает потребность в ее реализации. А это создание новых производств, создание новых рабочих мест, рост компетенции наших специалистов и последующем экспорт наших технологий и оборудования.

2014 год показал на сколько мы зависимы от импорта технологий и оборудования. Падение курса рубля дополнительно усугубило положение

нефтяников, т.к. стоимость технологий и оборудования значительно выросла в рублевом эквиваленте. Нефтяники и так теряли доход от продажи нефти в связи с падением стоимости нефти более чем в 2 раза, а рост стоимости оборудования и технологий, импортируемых из-за границы, увеличивало стоимость разработки новых месторождений. ПАО НК «Роснефть» на этом фоне вынуждено было заморозить несколько новых перспективных проектов и реализацию уже строящихся объектов (пример Ачинский НПЗ, где заморозили уже строящуюся линию гидрокрекинга).

Переход на поставку собственного оборудования дало толчок развития наших предприятий, ведь приоритет был дан Правительством России на импортозамещение. На фоне этого начали развиваться предприятия, которые давали аналогичную продукцию (насосы, трубы, хим. реагенты, КИПиА и т.д.) по цене существенно ниже аналога из-за границы.

Внедрив предложенные в проекте идеи, мы создаем интегрированную модель добычи, которая является надежной основой для дальнейших проектов по наращиванию нефтедобычи. Эта модель позволит замкнуть весь цикл управления скважинами и коллекторами. Диспетчеры в реальном времени получают всю необходимую информацию в удобной для них форме (отчеты, тренды, шахматки и т.д.), смогут ее проанализировать и предпринять необходимые мероприятия, которые необходимо осуществить, а затем регулируют работу каждой скважины с использованием автоматической системы управления как самостоятельно, так и в автоматическом режиме. В общем, в результате мы можем получить повышение добычи в среднем на 2-2,5% в год, сократить внеплановые простои скважин, уменьшить количество поездок внутри промысла, что не только снизит затраты, но и минимизирует риски для сотрудников при передвижении по внутрипромысловым дорогам. Все это, в свою очередь, привет к росту эффективности работы персонала на нефтепромысле.

Рассматриваемые в данном проекте предложения по оптимизации – это только часть возможной оптимизации нефтегазового производства, потому как

можно оптимизировать затраты на запуск новых объектов, модернизацию и на эксплуатацию действующих объектов нефтегазового производства в целом, начиная от добычи, подготовки, перекачки, переработки, включая глубокую переработку нефти, заканчивая сбытом углеводородов (заправки) и продуктов глубокой переработки углеводородов (гидрокрекинг).

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АГЗУ – автоматизированная групповая замерная установка.

УЭЦН - установка электрического центробежного насоса.

КТПН – комплектные трансформаторные подстанции наружной установки.

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод.

КИПиА - контрольно-измерительные приборы и автоматика.

ППД - поддержание пластового давления.

УПН – установка подготовки нефти.

ГС – головные сооружения.

ПСП – приемо-сдаточный пункт.

КРС – капитальный ремонт скважин.

БДР – блок дозирования реагента.

БГ – блок гребенок.

ПЭД – погружной электродвигатель.

КП – кустовая площадка.

АРМ – автоматизированное рабочее место.

ЦДНГ – цех добычи нефти и газа.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Амикс Д., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта. Москва, 1962 г.
2. Россия выходит из мировых антирейтингов по объему сжигания попутного нефтяного газа [Электронный ресурс] / Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации.
3. Гавура В.Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений, Москва, Недра, 1987 г.
4. Гатмудинова Ш.К. Справочная книга по добыче нефти. Недра 2014.
5. ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление». – Введ. 15.05.1981. – Москва: Стандартинформ, 1981.
6. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С. Оборудование для добычи нефти и газа: в 2 ч. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2015 – 958 с.
7. Крейнин Е.Ф., Цхадая Н.Д. Нефтегазопромысловая геология. Ухта: УГТУ.- 2011. 131 с.
8. Мординов А.А. Освоение эксплуатационных скважин: Учебное пособие. Изд.2 перераб. и доп. – Ухта, 2008-139 стр.
9. И.М. Муравьев, Р.С. Андриасов, Ш.К. Гиматудинов, В.Т. Полозков «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений»: Учебное пособие. - Москва, «Недра» 1970г, 445с.
10. ПБ-08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» - Введ. 12.03.2013. – Москва: ЗАО НТЦ ПБ, 1981.
11. РД 08-200-98 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», Изд. «Деан», 2001.
12. СТО Газпром 089-2010, Издание официальное ООО «Газпром экспо», Москва 2010.

13. ГОСТ ССБТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» - Введ. 29.09.1988. – Москва: Стандартиформ, 1988.
14. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» - Введ. 01.10.1996. – Москва: Стандартиформ, 1996.
15. Федеральный закон от 22.12.2005 № 179-ФЗ «О страховых тарифах на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний на 2006 год» - Введ. 12.12.2005. – Москва: Стандартиформ, 2005.
16. Прибайкалье [Электронный ресурс]: География Иркутской области - Режим доступа: <http://pribajkal.ru/obl-climate>.
17. Приказ Минтруда России от 09.12.2014 N 997н "Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам сквозных профессий и должностей всех видов экономической деятельности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением» - Введ. 09.12.2014. – Москва, 2014.
18. СНиП 2.09.04-87* «Административные и бытовые здания» - Введ. 01.07.1994. – Москва: Стандартиформ, 1994.
19. Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 1 июня 2015 г. N 336н «Об утверждении Правил по охране труда в строительстве» - Введ. 01.06.2015. – Москва, 2015.
20. ГОСТ 12.2.003-91 «Система стандартов безопасности труда, оборудование производственное. Общие требования безопасности» - Введ. 06.06.1991. – Москва: Стандартиформ, 1991.
21. 4156-86 «Санитарные правила для нефтяной промышленности» - Введ. 15.10.1986. – Москва: Стандартиформ, 1986.

22. СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» - Введ. 01.01.1996. – Москва: Стандартинформ, 1996.

23. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» - Введ. 31.10.1996. – Москва: Стандартинформ, 1996.

24. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий» Введ. 31.10.1996. – Москва: Стандартинформ, 1996.

25. «Правила устройства электроустановок.» - Введ. 08.07.2002. – Москва: Стандартинформ, 2002