

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

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>Комплексный анализ технологии резки боковых стволов при разработке Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения (Иркутская область)</b>

УДК 622.24.085.22(571.53)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Елубаев Дамир Ерболович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.-м.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Карпова Евгения Геннадьевна			

#### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Якимова Татьяна Борисовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

#### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

**Планируемые результаты обучения**

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<b><i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i></b>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
<b><i>в области производственно-технологической деятельности</i></b>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<b><i>в области организационно-управленческой деятельности</i></b>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<b><i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i></b>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<b><i>в области проектной деятельности</i></b>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3c), (ЕАС-4.2-e)

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

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

**УТВЕРЖДАЮ:**  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6П	Елубаев Дамир Ерболович

Тема работы:

Комплексный анализ технологии зарезки боковых стволов при разработке Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения (Иркутская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	59-120/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2020
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	1 Геологические сведения о месторождении 1.1 Общие сведения о месторождении 1.2 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов 1.3 Факторы осложняющие геологическое строение разреза месторождения 1.4. Физико-химические свойства нефти, газа, воды 2 Характеристика состояния разработки на момент применения технологии зарезки боковых стволов

	<ul style="list-style-type: none"> <li>2.1. Анализ состояния разработки</li> <li>2.2 Анализ энергетического состояния залежей</li> <li>3 Реализация пилотной программы применения технологии резки боковых стволов <ul style="list-style-type: none"> <li>3.1 ЗБС 383 куст 14</li> <li>3.2 ЗБС скважина 808 куст 9</li> <li>3.3 ЗБС скважина 571 куст 5</li> <li>3.4 ЗБС скважина 903 куст 6</li> <li>3.5 Осложнения при реализации программы ЗБС</li> </ul> </li> <li>4 Финансовый менеджмент <ul style="list-style-type: none"> <li>ресурсоэффективность и ресурсосбережение</li> <li>4.1 Расчет времени на проведение мероприятия по ЗБС</li> <li>4.2. Расчет количества необходимой техники и оборудования</li> <li>4.3. Расчет амортизационных отчислений</li> <li>4.4. Затраты на материалы</li> <li>4.5. Расчет заработной платы</li> <li>4.6. Отчисления во внебюджетные фонды</li> <li>4.7. Формирование бюджета затрат на реализацию проекта</li> </ul> </li> <li>5 Мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности и охраны окружающей среды <ul style="list-style-type: none"> <li>5.1 Организационные мероприятия и особенности законодательного регулирования проектных решений <ul style="list-style-type: none"> <li>5.1.1 Организационные мероприятия</li> <li>5.1.2 Особенности законодательного регулирования проектных решений</li> </ul> </li> <li>5.2 Анализ условий труда на проектируемых работах</li> <li>5.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов</li> <li>5.4 Основные мероприятия по обеспечению безопасных, здоровых условий труда при ведении проектируемых работ <ul style="list-style-type: none"> <li>5.4.1 Организация работ по охране труда</li> <li>5.4.2 Лечебно-профилактическое и санитарно-бытовое обслуживание работающих</li> <li>5.4.3 Обеспечение работающих средствами индивидуальной защиты</li> </ul> </li> <li>5.5. Нормализация условий труда на объектах работ <ul style="list-style-type: none"> <li>5.5.1 Микроклимат производственных помещений</li> </ul> </li> </ul> </li> </ul>
--	---

	<p>5.5.2 Загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны</p> <p>5.5.3 Вентиляция производственных помещений</p> <p>5.5.4 Освещение производственных помещений</p> <p>5.5.5. Шум, вибрация, неионизирующие излучения</p> <p>5.6 Охрана окружающей среды</p> <p>5.6.1 Характер и возможные источники загрязнения</p> <p>5.7 Обеспечение безопасности в аварийных ситуациях</p>
--	---

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

Раздел	Консультант
Геологические сведения о месторождении	Старший преподаватель Карпова Евгения Геннадьевна
Характеристика состояния разработки на момент применения технологии зарезки боковых стволов	
Реализация пилотной программы применения зарезки боковых стволов	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Якимова Татьяна Борисовна
Социальная ответственность	Ассистент, к.т.н. Сечин Андрей Александрович

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

Геологические сведения о месторождении
Характеристика состояния разработки на момент применения технологии зарезки боковых стволов
Реализация пилотной программы применения зарезки боковых стволов
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.
Социальная ответственность.

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	02.03.2020
---	------------

**Задание выдал руководитель / консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.-м.н.		
Старший преподаватель	Карпова Евгения Геннадьевна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Елубаев Дамир Ерболович		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Уровень образования: бакалавриат  
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения: весенний семестр 2019 /2020 учебного года  
 Форма представления работы:

<b>Бакалаврская работа</b>
----------------------------

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН  
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
12.03.2020	<i>Геологические сведения о месторождении</i>	10
24.04.2020	<i>Характеристика состояния разработки на момент применения технологии зарезки боковых стволов</i>	30
11.05.2020	<i>Реализация пилотной программы применения зарезки боковых стволов</i>	25
18.05.2020	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.</i>	15
25.05.2020	<i>Социальная ответственность.</i>	10
5.05.2020	<i>Оформление работы</i>	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	К.Т.Н.		

**Консультант**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Карпова Евгения Геннадьевна			

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

## Оглавление

Введение.....	13
1 Геологические сведения о месторождении .....	14
1.1 Общие сведения о месторождении.....	14
1.2 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов... ..	19
1.4.Физико-химические свойства нефти, газа, воды .....	27
1.3 Факторы осложняющие геологическое строение разреза месторождения... ..	33
2 Характеристика состояния разработки на момент применения технологии зарезки боковых стволов .....	38
2.1.Анализ состояния разработки.....	40
2.2 Анализ энергетического состояния залежей.....	42
3 Реализация пилотной программы применения технологии зарезки боковых стволов.....	49
3.1 ЗБС 383 куст 14 .....	53
3.2 ЗБС скважина 808 куст 9 .....	55
3.3 ЗБС скважина 571 куст 5 .....	57
3.4 ЗБС скважина 903 куст 6 .....	59
3.5 Осложнения при реализации программы ЗБС .....	61
4 Финансовый менеджмент ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	66
4.1 Расчет времени на проведение мероприятия по ЗБС .....	67
4.2. Расчет количества необходимой техники и оборудования .....	68
4.3. Расчет амортизационных отчислений.....	69
4.4. Затраты на материалы.....	70
4.5. Расчет заработной платы .....	70
4.6. Отчисления во внебюджетные фонды .....	71
4.7. Формирование бюджета затрат на реализацию проекта.....	72
5 Мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности и охраны окружающей среды .....	76
5.1 Организационные мероприятия и особенности законодательного регулирувания проектных решений.....	76

5.1.1 Организационные мероприятия.....	76
5.1.2 Особенности законодательного регулирования проектных решений.....	79
5.2 Анализ условий труда на проектируемых работах.....	80
5.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	81
5.4 Основные мероприятия по обеспечению безопасных, здоровых условий труда при ведении проектируемых работ.....	83
5.4.1 Организация работ по охране труда.....	83
5.4.2 Лечебно-профилактическое и санитарно-бытовое обслуживание работающих .....	84
5.4.3 Обеспечение работающих средствами индивидуальной защиты.....	85
5.5. Нормализация условий труда на объектах работ .....	86
5.5.1 Микроклимат производственных помещений .....	86
5.5.2 Загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны .....	87
5.5.3 Вентиляция производственных помещений .....	89
5.5.4 Освещение производственных помещений.....	89
5.5.5. Шум, вибрация, неионизирующие излучения .....	91
5.6 Охрана окружающей среды .....	92
5.6.1 Характер и возможные источники загрязнения.....	95
5.7 Обеспечение безопасности в аварийных ситуациях .....	95
Заключение .....	99

## Реферат

Ключевые слова: ЗБС, КИН, Методы интенсификации, нефть, Дополнительная добыча нефти.

Данная аттестационная работа написана на 104 страницах, содержит 28 рисунков и 26 таблиц.

Темой данной работы является Комплексный анализ технологии зарезки боковых стволов при разработке Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения.

Цель: анализ эффективности применения зарезки боковых стволов как метод увеличения нефтеотдачи на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении.

В первой части работы автором проведен анализ основных особенностей разработки месторождения, выделены основные проблемы, которые необходимо решить при помощи зарезки боковых стволов.

Во второй части проводится анализ проведенных операции по зарезки боковых стволов, выявление возникающих осложнений при проведении ЗБС на Верхнечонском месторождении и предлагается технологическое решение данных проблематик.

В работе проводится расчет экономической эффективности применения технологии ЗБС, расчет прироста добычи нефти благодаря использованию ЗБС.

## **Определения, обозначения, сокращения**

Лэфф – эффективная толщина

АК – акустический каротаж

БС – боковой ствол

ВЧНГКМ – Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение

ГДМ – гидродинамическая модель

ГЗНУ – групповая замерная насосная установка

ГНВП – газонефтеводопроявление

ГОСТ – государственный стандарт

ГС – горизонтальная скважина

ГТМ – геолого-технические мероприятия

ДНС – дожимная насосная станция

ЖОУ – жидкие отходы углеводородов

ЗБС – зарезка боковых стволов

ИТР – инженерно-технический работник

КИН – коэффициент извлечения нефти

КНБК – компоновка низа бурильной колонны

КНС – кустовая насосная станция

Кп – коэффициент пористости

Кпр – коэффициент проницаемости

ЛА – ликвидация аварии

ЛВЖ – легковоспламеняющаяся жидкость

ЛНФ – легкая нефтяная фракция

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение

НКТ – насосно-компрессорные трубы

НСВ – нефтепромысловые сточные воды

ОПР – опытно-промышленные работы

ОСТ – отраслевой стандарт

ОФП – относительная фазовая проницаемость

П – парафины

ПАВ – поверхностно-активные вещества  
ПДГТМ – постоянно действующая геолого-технологическая модель  
ПЗП – призабойная зона пласта  
ППД – поддержание пластового давления  
ПТ – промысловый трубопровод  
РД – руководящий документ  
РИР – ремонтно-изоляционные работы  
РФ – Российская Федерация  
СИЗ – средства индивидуальной защиты  
СКВ – скважина  
СТП – стандарт предприятия  
ТКРС – текущий и капитальный ремонт скважин  
ТУ – технические условия  
ТЭГ – триэтиленгликоль  
ФНВ – фронт нагнетания воды  
ФЭС – фильтрационно-емкостные свойства  
ЦИТС – центральная инженерно-техническая служба  
ЭК – эксплуатационная колонна  
ЭЦН – электроцентробежный насос

## **Введение**

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.

Так как месторождение имеет сложное геологическое строение, сильную расчлененность разреза с различными по проницаемости пропластками, для месторождения стала актуальна проблема по равномерной выработке запасов, увеличению КИН, уменьшению дебита попутного газа и сокращению риска прорыва воды по высокопроницаемым пропласткам.

Объект исследований – анализ работы многозабойных скважин на Верхнечонском месторождении.

Предмет исследований – способы и средства создания оптимальных режимов работы многозабойных скважин.

Цель работы – показать опыт применения многозабойных скважин на Верхнечонском месторождении Иркутской области, выдача рекомендаций по их оптимальным режимам работы.

Для достижения поставленной цели в выпускной квалификационной работе решаются следующие задачи:

1. Исследовать геологическое строение Верхнечонского месторождения.
2. Дать характеристику текущего состояния разработки Верхнечонского месторождения.
3. Разработать и обосновать мероприятия по оптимальным режимам работы многозабойных скважин.
4. Дать экономическую оценку проектных решений по оптимальным режимам работы многозабойных скважин.
5. Разработать мероприятия по экологии и безопасности труда на проектируемом предприятии.

## **1 Геологические сведения о месторождении**

### **1.1 Общие сведения о месторождении**

Верхнечонское газоконденсатнонефтяное месторождение расположено в Катангском районе Иркутской области. Иркутска. Извлекаемые запасы — 201,6 млн. т. нефти, 95,5 млрд. кубометров газа.

Месторождение расположено в 100 км от районного центра п. Ербогачен, в 250 км от г. Киренска и в 420 км от г. Усть-Кута. Ближайший населенный пункт п. Преображенка находится в 50 км, ближайшие нефтегазовые месторождения Талаканское, Дулисьминское, Ярактинское.

Месторождение открыто в 1978 году, введено в разработку в 2008 году. Недропользователем является акционерное общество «Верхнечонскнефтегаз». Лицензия на разработку Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения выдана в 2002 году. Разработка месторождения на протяжении многих лет сдерживалась полным отсутствием транспортной инфраструктуры. Региональные геофизические работы на территории месторождения, проводились с 1956 году по 1976 году. По результатам этих работ в 1975 году был составлен проект параметрического бурения, которое было начато в 1977 году. Две скважины, пробуренные в соответствии с этим проектом (112 и 113), явились первооткрывательницами. Впервые верхнечонская структура была выделена сейсмостроизведочными работами в 1976 году, последующими работами (в 1983 г.) ее контуры были существенно расширены. Поисковое бурение на месторождении было начато в 1979 году, разведочное в 1983 году. Разведочное бурение на месторождении проводилось до конца 1993 года.

Производственным объединением «Куйбышевнефть» был составлен проект опытно-промышленной эксплуатации и начаты работы по освоению месторождения, но в 1990 году, из-за отсутствия финансирования работы были приостановлены.

В результате геологоразведочных работ, проведенных в последующие годы, в северо-западной части месторождения открыты газовые шапки в

верхнечонском (район скважин 56, 890) и осинском (район скважин 36, 63, 66, 67, 68, 81, 102, 104) горизонтах.

Материалы по пробуренным после 1986г. скважинам внесли значительные коррективы в строение модели месторождения по основным продуктивным горизонтам. Прежде всего выделили новые разрывные нарушения, играющие нефтегазоконтролирующую роль и зоны слияния пластов Вч<sub>1</sub> и Вч<sub>2</sub> в единый гидродинамический объект Вч<sub>1+2</sub>. В настоящее время на месторождении выделено девять блоков, которые объединяют в себе 18 залежей.

На 01.06.1994г. на месторождении закончено бурением 100 скважин, две из них 70 и 80 не доведены до проектной глубины, а три скважины 85, 86, 88 (II) пробурены на территории Якутии.

Извлекаемые запасы на месторождении категории С<sub>1</sub> + С<sub>2</sub> составляют 201620 тыс.т, из них 35058 тыс.т (или 17,4 %) составляют запасы преобразенского горизонта.

Месторождение имеет сложное строение за счет наличия системы тектонических нарушений, разбивающих структуру на значительное количество блоков, к девяти из которых приурочены залежи нефти и газа, а также высокой степени невыдержанности продуктивных пород и наличия обширных зон замещения их глинами, плотными породами и засолонением.

Промышленная продуктивность приурочена к песчаникам терригенного комплекса нижнемотской подсвиты - верхнечонский горизонт – пласты Вч<sub>1</sub>, Вч<sub>2</sub> и зона слияния пластов Вч<sub>1+2</sub>, со средней проницаемостью 0,075-2,14 мкм<sup>2</sup> карбонатам среднемотской подсвиты - преобразенский горизонт – пласт ПР низко проницаемый 0,0012 мкм<sup>2</sup> и усольской свите - осинский горизонт – пласт ОС с газопроницаемостью (5-42)×10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>.

Пробная эксплуатация подтвердила промышленную значимость исследуемых объектов и низкие фильтрационно-емкостные свойства преобразенского горизонта.

На площади месторождения наиболее высокые коллектора в верхнечонском и преобразенском горизонтах сосредоточены в западной

половине территории, где выполнен большой объем сейсморазведочных работ МОГТ (2D, 2,5D, 3D) с высокой плотностью.

Важным толчком, для начала разработки с последующей промышленной эксплуатацией послужило решение по строительству и прокладке на севере Иркутской области трубопровода «Восточная Сибирь - Тихий океан» (ВСТО).

Обзорная карта района работ с указанием трассы ВСТО приведена на рисунке 1.

Климат района резко континентальный с продолжительной холодной зимой и жарким летом, с годовыми максимально-экстремальными колебаниями температуры от плюс 36 до минус 58 °С, среднегодовая температура от плюс 5 до минус 5,5 °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 м и островное развитие многолетней мерзлоты. Первые заморозки начинаются в конце августа. Толщина снежного покрова колеблется от 40 до 70 см, снег держится с октября по апрель.

Среднегодовое количество осадков 300-500 мм. Кратковременный максимум осадков (56 мм) приходящийся на осенне-зимний период, средний максимум – 26 мм. В районе работ преобладают юго-восточное и северо-западное направление ветров со скоростью 1-3 м/с.

В орографическом отношении 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).

Через месторождение протекает река Чона с ее многочисленными притоками. Пойма реки участками заболочена, ширина реки 20-30 м, глубина на плесах 3 м, на перекатах 0,2 м, имеется много стариц и озер. По площади месторождения протекают притоки р. Чоны – Нельтошка, Вирая, Молчалун, Игняла, характеризующиеся резко изменяющейся водообильностью в зависимости от количества атмосферных осадков. Наряду с реками важными

гидрогеологическими элементами в районе работ являются озера и болота. Озера большей частью пойменные (старичные) и термокарстовые, развитые на пологих склонах и плоских вершинах водоразделов. Питание озер осуществляется, в основном, талыми снеговыми и дождевыми водами. Болота распространены по долинам рек и ручьев, реже на склонах и водоразделах, относятся они к типу надмерзлотных и в засушливые годы почти полностью осушаются. Питание болот происходит за счет талых снеговых, дождевых и мерзлотных вод.

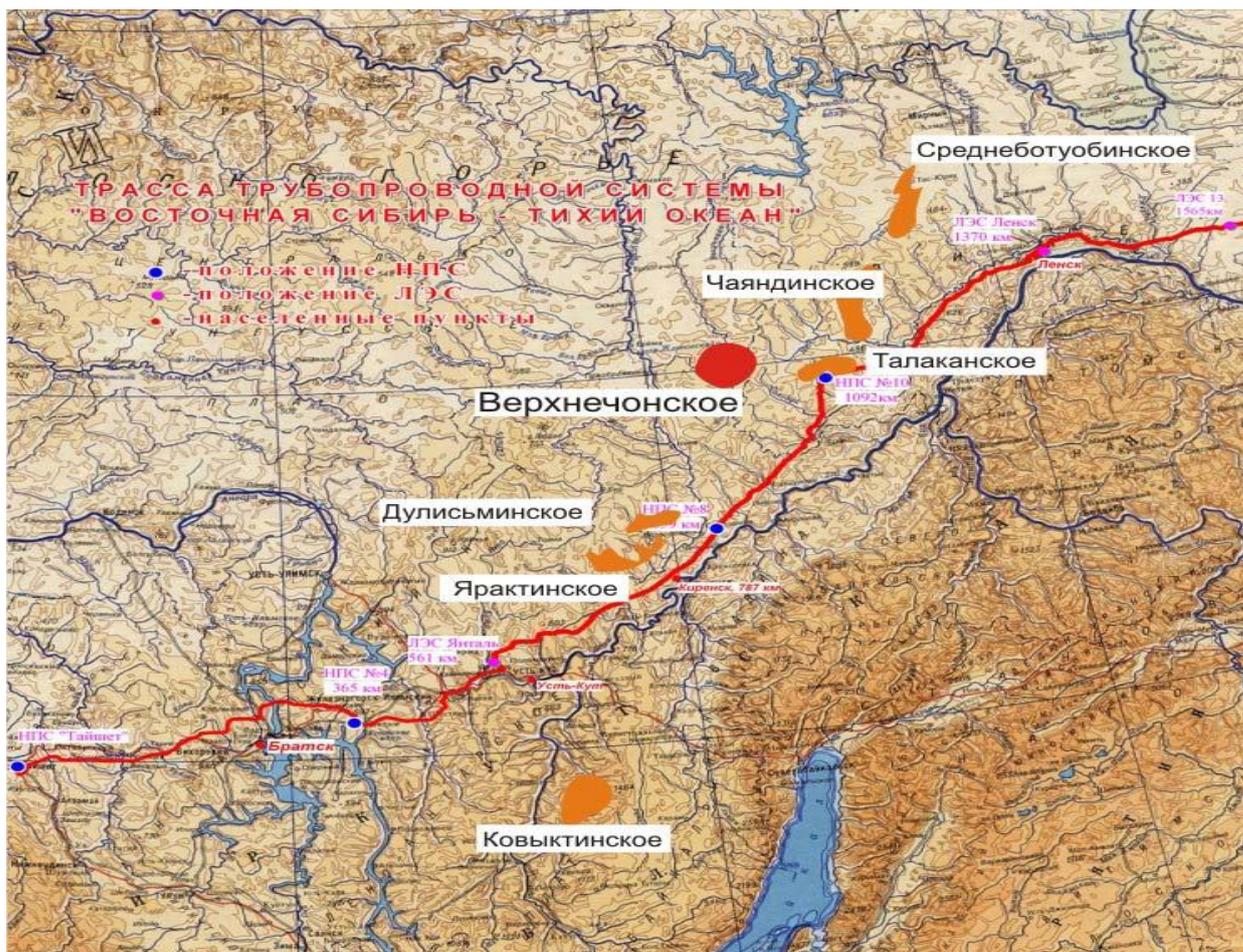


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

Постоянные дороги в районе отсутствуют. Связь с г. Усть-Кутом возможна по зимнику или по реке Лене до п. Чечуйск.

Район слабо заселен и освоен, местность покрыта труднопроходимой тайгой. Река Чона не судоходна. Река Нижняя - Тунгуска судоходна непродолжительное время – 20-30 дней в паводковый период. Река Лена судоходна от п. Качуг до устья.

Основной объем грузов от г. Усть-Кута до месторождения может перевозиться автотранспортом по зимнику (расстояние 660 км). В летнее время грузы могут доставляться водным транспортом по реке Лене от Усть-Кута до Чечуйска (расстояние 373 км) и от Чечуйска до п. Надеждинск автотранспортом – 27 км. Срочные грузы и доставка вахт могут осуществляться вертолетом.

Из местных строительных материалов наибольшее значение и применение имеет лес, используемый при строительстве жилья и в качестве топлива.

В качестве источников энергоснабжения при проведении буровых работ на месторождении могут использоваться дизельные станции внутреннего сгорания, ЛЭП на территории месторождения отсутствует.

Район работ сейсмически не активен, по карте сейсмического районирования СССР (1983 года) сейсмичность на площади месторождения равна 5 баллам.

В 130 км юго-западнее месторождения расположено Непско-Гаженское месторождение калийных солей, запасы которого утверждены в ГКЗ СССР в 1992 году.

Кроме этого в районе месторождения имеются многочисленные выходы на дневную поверхность траппов (долеритов), известняков и доломитов литвинцевской свиты, которые могут быть использованы в качестве бутового камня для строительства дорог.

Известняки и доломиты литвинцевской свиты могут быть также использованы для получения извести.

Техническое водоснабжение месторождения может осуществляться из естественных водотоков по трубопроводам или из специальных водозаборных скважин. Для питьевого водоснабжения могут быть использованы воды четвертичных и верхоленских отложений.

## 1.2 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов

В расчете средних значений параметров по данным исследования керна участвовали только кондиционные образцы. Нижние кондиционные пределы ФЕС приняты по подсчету запасов 1994 года [6] (табл. 1).

Таблица 1 – Значения нижних пределов коллекторских свойств

Пласт	Насыщение	Нижние пределы	
		пористости, %	проницаемости, мД
Вч	нефть	6,2	0,9
	газ	4	0,4

Характеристика коллекторских свойств пород коллекторов по данным анализа керна приведена в таблице 2 отдельно по блокам, пластам и зонам насыщенности.

В таблице приводится количество скважин с керном, количество кондиционных образцов, учтенных при расчете средних параметров (пористость, проницаемость).

Распределение коэффициентов пористости и проницаемости по керновым исследованиям приведено на рисунках 2 и 3 соответственно. Далее, на рисунках 4 и 5 изображена зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента пористости в пластах Вч<sub>1</sub> и Вч<sub>2</sub> соответственно. На рисунке 6 изображена зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента пористости по данным исследований керна в зоне совместного залегания пластов Вч (Вч<sub>1+2</sub>)

Геофизическими методами определение Кп пород осуществлялось по данным акустического каротажа (АК), который проведен почти во всех скважинах.

Основой для оценки Кп служили статистические зависимости между интервальным временем ( $\Delta t$ ) и Кп, для построения которых значения  $\Delta t$  снимались с диаграмм АК, зарегистрированных в скважинах, а Кп получали

осреднением результатов определений пористости на образцах керна с выносом не менее 70 %.

Полученные зависимости для верхнечонского горизонта описываются следующими уравнениями:

$$\text{Пласт Вч}_1 \quad K_p = 0,267 \cdot \Delta t - 50 \quad R = 0,9; \quad (1)$$

$$\text{Пласт Вч}_2 \quad K_p = 0,292 \cdot \Delta t - 56 \quad R = 0,85. \quad (2)$$

При отсутствии АК, в исключительных случаях,  $K_p$  для пластов Вч определялось по данным БМК.

Для расчета проницаемости по ГИС использовались зависимости коэффициента проницаемости от коэффициента пористости, полученные по данным исследований на керне. Для построения зависимостей использованы все данные исследований керна, отобранного в разведочных и эксплуатационных скважинах.

Таблица 2 – Характеристика коллекторских свойств пород верхнечонского горизонта по керну

Параметры	Наименование	I блок				II блок				V блок		VIII блок		XI блок		Суммарно по блокам (I+II+V+VIII+XI)		
		Вч <sub>1</sub>		Вч <sub>2</sub>		Вч <sub>1</sub>	Вч <sub>2</sub>	Вч <sub>1+2</sub>		Вч <sub>1+2</sub>		Вч <sub>1+2</sub>		Вч <sub>1</sub>	Вч <sub>2</sub>	Вч <sub>1</sub>	Вч <sub>2</sub>	Вч <sub>1+2</sub>
		НЗ (C <sub>1</sub> +C <sub>2</sub> )	ГНЗ (C <sub>1</sub> )	НЗ (C <sub>1</sub> +C <sub>2</sub> )	ГНЗ (C <sub>1</sub> +C <sub>2</sub> )	ГНЗ (C <sub>1</sub> )	НЗ (C <sub>1</sub> +C <sub>2</sub> )	НЗ (C <sub>1</sub> )	ГНЗ (C <sub>1</sub> )	ГЗ (C <sub>1</sub> )	НЗ (C <sub>1</sub> )	НЗ+ГНЗ (C <sub>1</sub> +C <sub>2</sub> )						
Проницаемость по воздуху, 10 <sup>-9</sup> мкм <sup>2</sup>	Кол-во скв.	8	3	12	2	3	7	16	2	5	1	4	2	1	1	15	20	32
	Кол-во опред.	95	68	254	42	39	53	455	52	31	21	35	21	10	4	212	311	687
	Ср. ар. знач.	464,6	90,5	171,4	1698,3	39,3	133,3	282,7	382,8	476,3	597,6	324,3	76,4	76,7	44	228,5	163,8	384,9
	Ср. геом. знач.	22,3	14,3	65	251,8	4,4	19,1	17,8	65,2	53,4	125,6	108,5	4,4	26,6	15,1	13,2	40,6	40,7
	Интервал изменения	0,9-9943	0,43-1445	0,9-2532	0,48-7750	0,4-346	1,3-1943	0,9-7277	0,43-3445	0,91-6835	0,6-3194	1,22-1826	0,43-719	0,85-263	0,8-118	0,4-9943	0,8-2532	0,43-7750
Пористость	Кол-во скв.	8	3	12	2	3	7	16	2	5	1	4	2	1	1	15	20	32
	Кол-во опред.	215	170	435	80	80	191	660	123	138	42	56	45	23	3	488	629	1142
	Ср. ар. знач.	11,5	10,4	12,0	13,1	10,0	11,4	12,3	11,8	12,8	14,6	12,4	11,7	9,4	5,5	10,8	11,8	12,4
	Интервал изменения	6,0-22,6	4,3-19,0	6,0-22,9	5,0-22,9	4,5-18,6	6,0-22,6	6,0-26,2	4,2-21,6	6,0-25,3	5,7-23,9	60-22,0	4,3-24,4	4,8-14,8	5,1-5,8	4,3-22,6	5,1-23,6	4,2-26,2

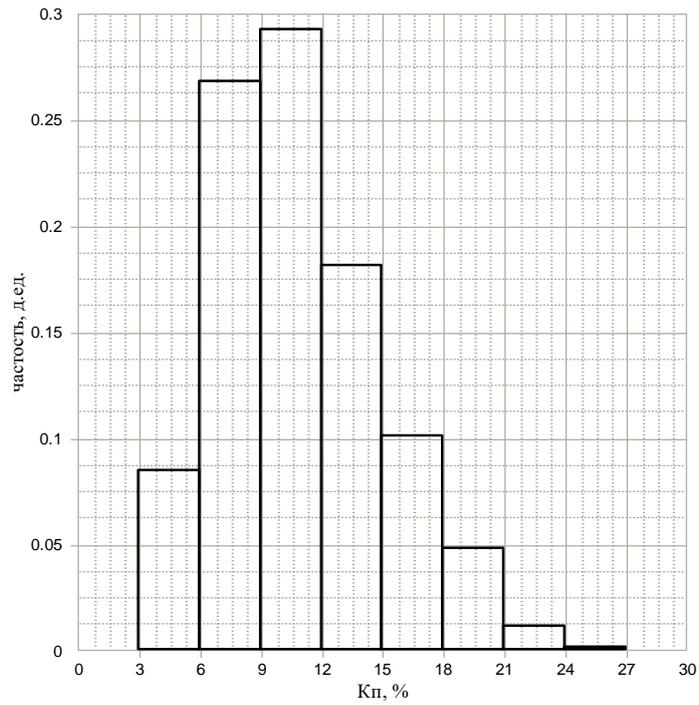


Рисунок 2 – Распределение коэффициента пористости по керну пластов-коллекторов Верхнечонского горизонта

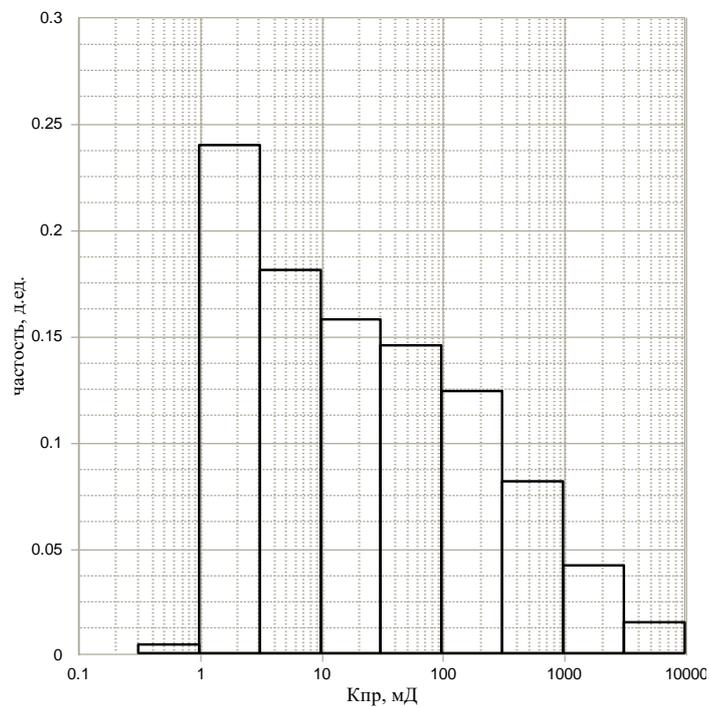


Рисунок 3 – Распределение коэффициента проницаемости по керну пластов-коллекторов Верхнечонского горизонта

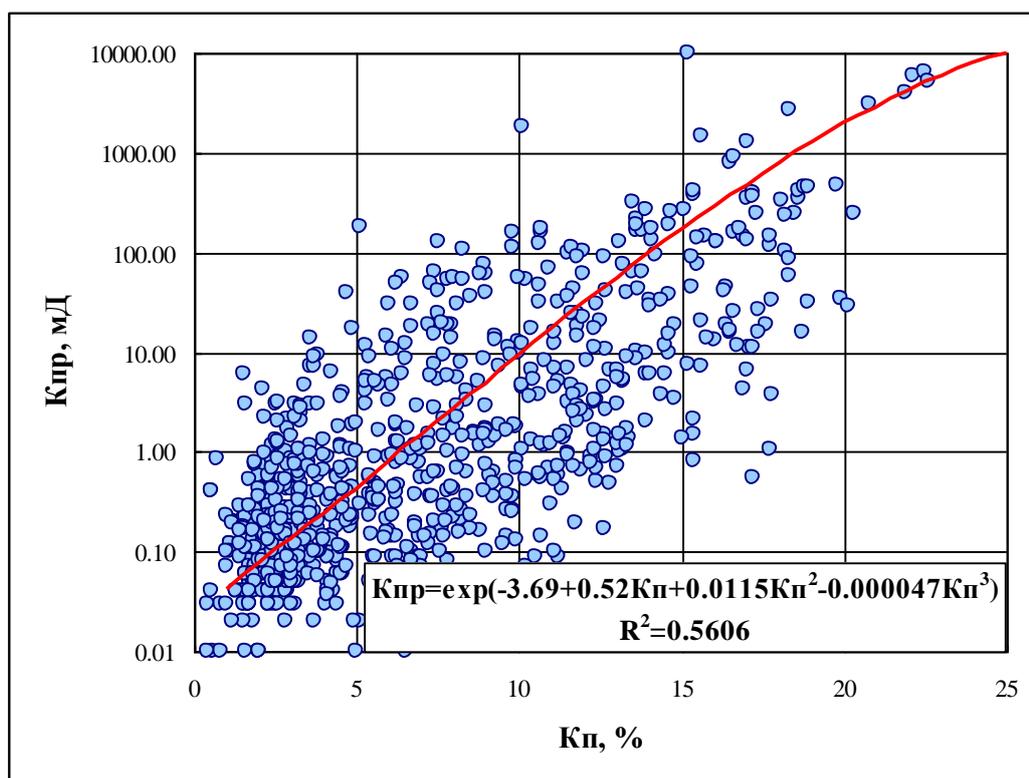


Рисунок 4 – Зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента пористости по данным исследований керн по пласту Вч<sub>1</sub>

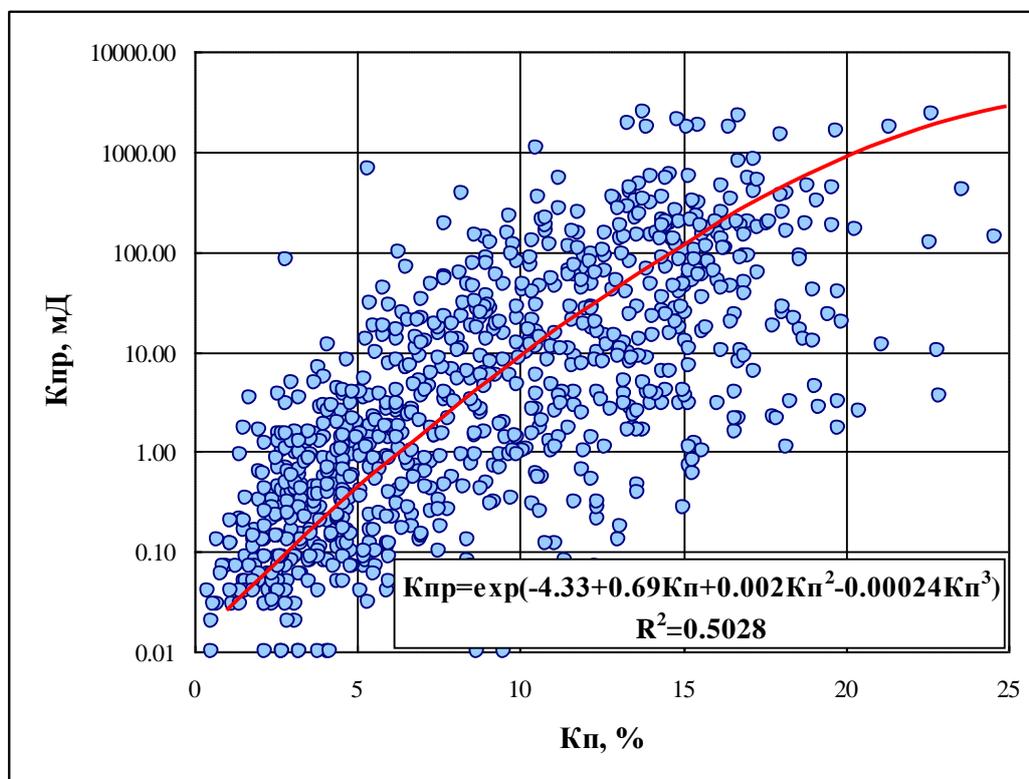


Рисунок 5 – Зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента пористости по данным исследований керн по пласту Вч<sub>2</sub>

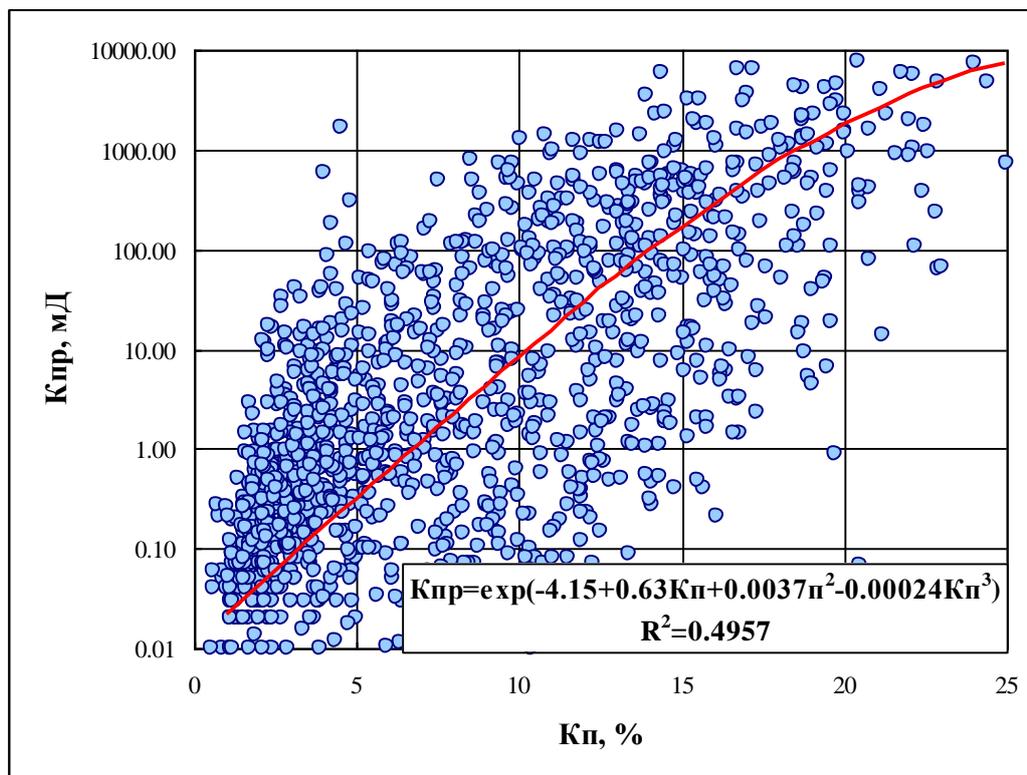


Рисунок 6 – Зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента пористости по данным исследований керна в зоне совместного залегания пластов Вч (Вч<sub>1+2</sub>)

В подсчете запасов 1994 года при сопоставлении средних значений пористости, определенных по ГИС и керовым данным, была отмечена их сходимость [8]. Поэтому для характеристики эксплуатационных объектов и подсчета запасов в силу большей информативности приняты параметры по ГИС. На основании полученных зависимостей были построены карты средней проницаемости и пористости. Геолого-геофизическая характеристика продуктивных пластов месторождения приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Верхнечонского месторождения.

Параметры	Пласт Ос	Пласт Пр	Пласт Вч <sub>1</sub>	Пласт Вч <sub>2</sub>	Пласт Вч <sub>1+2</sub>
1	2	3	4	5	6
Средняя глубина залегания кровли, а. о.	-945	-1209	-1229	-1247	-1258
Тип залежи	Литологически и тектонически экранир.				
Тип коллектора	карбонатный		терригенный		
Площадь нефтегазоносности, тыс. м <sup>2</sup>	459071	485835	245260	311293	546563
Средняя общая толщина, м	47.8	12.1	10.8	17.6	16.3
Средняя газонасыщенная толщина, м	12.2	-	3.0	-	4.5
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	9.5	7.4	4.6	7.7	8.7
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	-	-	-	-	-
Коэффициент пористости, д. е.	0.08	0.11	0.09	0.11	0.12
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, д. е.	0.88	0.88	0.8	0.8	0.8
Проницаемость (по месторождению в целом), мД	10.4	1	270	150	420
Коэффициент песчанистости, д. е.	0.22	0.56	0.48	0.53	0.59
Коэффициент расчлененности, д. е.	5.4	11.5	6.3	10.7	20.9
Начальная пластовая температура, °С	14	17	18		
Начальное пластовое давление, МПа	14.95	14.95	15.5		
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	3.6		3.8		
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	783		788		
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м <sup>3</sup>	853.4		854	856	852
Абсолютная отметка ВНК, м	-	-	-1250	-1250	-1283
Абсолютная отметка ГНК, м	-	-1224		-1244	-1253
			-1215		-1248.4
			-1244		-1240.6
					- 1260.5
					-1244
Объемный коэффициент нефти, д. е.	1.2		1.177		
Содержание серы в нефти, %	0.4		0.5	0.51	0.52
Содержание парафина в нефти, %	1.89		1.74	1.82	2.1
Давление насыщения газом, МПа	10.6		14.6		
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	96.8		96.8	96.8	96.8

Продолжение таблицы 3

Содержание сероводорода, %	-				
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	-	-	3.97		
Плотность воды в поверхностных условиях, кг/м <sup>3</sup>	1290	1230	1290		
Сжимаемость, 1/МПа*10 <sup>-4</sup>					
нефти	22.4	22.4	12.7	12.7	12.7
воды	4.6	4.63	4.63		
породы	0.18		0.38		
Коэффициент вытеснения, д. е.	0.47	0.50	0.59		

Смачиваемость пород

Определение смачиваемости пород-коллекторов Верхнечонского месторождения выполнялись во ВСНИИГГиМС (г.Иркутск) и ВНИИнефть (г.Москва) в соответствии с отраслевым стандартом ОСТ 39-180-85 “Нефть. Метод определения смачиваемости углеводородосодержащих пород”.

По диапазону значений показателя смачиваемости М поверхность пород характеризуется следующим образом:

0,00-0,20 – гидрофобная;

0,21-0,40 – преимущественно гидрофобная;

0,41-0,60 – промежуточной смачиваемости;

0,61-0,80 – преимущественно гидрофильная;

0,81-1,00 – гидрофильная.

Показатель смачиваемости М был определен на 12 образцах керна из пласта Вч<sub>1</sub>, на 16 образцах – из пласта Вч<sub>2</sub> и на 8 образцах из зоны пластов Вч<sub>1</sub> и Вч<sub>2</sub> разброс значений по Вч составил 0,43-0,59 соответственно породы пласта Вч относятся к группе с промежуточной смачиваемостью (исходные данные приведены в таблице 4).

Таблица 4 – Определение смачиваемости пород верхнечонского горизонта

Скважина	Пласт	№ обр	М	П	Кп	Кпр
					%	мД
14	Вч <sub>2</sub>	2406	0.47	2.9	2.5	0.05
14	Вч <sub>1</sub>	2383	0.61	3	20.1	29.5
14	Вч <sub>2</sub>	2409	0.61	4.2	2.7	0.01
14	Вч <sub>1</sub>	2380	1	16.2	18.9	32.4
15	Вч <sub>2</sub>	625	0.11	1.5	5.1	0.04

Продолжение таблицы 4

15	Вч <sub>2</sub>	607	0.66	4.4	2.5	0.05
17	Вч <sub>1+2</sub>	4879	0.64	3.2	7.1	160.4
20	Вч <sub>2</sub>	1589	0.15	1.7	5.4	0.16
20	Вч <sub>2</sub>	1614	0.23	1.4	3.9	0.01
20	Вч <sub>1</sub>	1569	0.43	3.5	11.2	5.03
20	Вч <sub>2</sub>	1584	0.69	5.7	5.5	0.84
25	Вч <sub>1+2</sub>	146	0.08	1.3	9.4	0.7
25	Вч <sub>1+2</sub>	118	0.47	3.3	5.2	5.4
26	Вч <sub>2</sub>	4690	0.97	7.2	15	46.4
27	Вч <sub>2</sub>	2374	0.25	2.3	15.5	62.5
29	Вч <sub>1</sub>	4436	0.86	16.4	17	136.6
32	Вч <sub>1</sub>	327	0.92	59	16.1	130
41	Вч <sub>1+2</sub>	3192	0.59	1.2	16	203
43	Вч <sub>2</sub>	3095	0.13	0.2	8.9	6.1
43	Вч <sub>2</sub>	3097	0.28	1.1	8.6	6.8
64	Вч <sub>2</sub>	1277	0.35	1.4	10.6	14
64	Вч <sub>2</sub>	1289	0.48	2.6	7.7	22.5
64	Вч <sub>1</sub>	1226	0.58	1.6	1.4	0.01
64	Вч <sub>1</sub>	1236	0.69	5.4	6.7	29.9
64	Вч <sub>2</sub>	1249	0.71	9.7	9	29.1
64	Вч <sub>1</sub>	1238	0.74	8.8	8.1	30.5
64	Вч <sub>2</sub>	1252	0.88	23.8	11.7	58.1
64	Вч <sub>2</sub>	1254	0.91	23.1	16.1	150
77	Вч <sub>1</sub>	990	0.36	2.4	8.5	63.2
83	Вч <sub>1</sub>	1701	0.29	2.3	3.4	0.16
83	Вч <sub>1</sub>	1705	0.33	2.5	11.6	0.14
83	Вч <sub>1</sub>	1697	0.38	2.6	3.2	0.06

#### Относительные фазовые проницаемости

По продуктивным пластам верхнечонских отложений проведены эксперименты по определению ОФП в лабораторных условиях при двухфазной фильтрации, выполненные ОАО ТомскНИПИнефть.

Опыты по определению ОФП на кернах продуктивных пластов при вытеснении газа водой и нефти газом не проводились.

#### 1.4. Физико-химические свойства нефти, газа, воды

Верхнечонское месторождение осложнено множественными тектоническими нарушениями, разбивающими месторождение на блоки, поэтому свойства нефти и газа проанализированы для каждого блока.

## **Пласт Вч<sub>1</sub>**

Свойства нефти по пласту Вч<sub>1</sub> изучались на основании пробы нефти, полученной из скважины № 27. По результатам анализа условий отбора, данная проба признана некондиционной. Поэтому свойства нефти для пласта Вч<sub>1</sub> приняты по аналогичными с пластом Вч<sub>1+2</sub>.

## **Пласт Вч<sub>2</sub>**

Для продуктивных песчаников пласта Вч<sub>2</sub> в блоке I свойства дегазированной нефти исследованы по данным из 8 скважин. Средняя плотность нефти составила 856,4 кг/м<sup>3</sup> при кинематической вязкости 27 мм<sup>2</sup>/с. По содержанию серы нефть относится к малосернистым и сернистым, при среднем содержании серы 0,48 % масс. Среднее содержание парафина – 1,87 %, селикагелевых смол – 10,38 %. Нефть содержит 39 % легкокипящих (до 300 °С) и 72,41 % масляных фракций.

Свойства пластовой нефти для залежи I блока определены по пробам из четырех скважин (№ 13, 18, 27, 1017) и определены следующие величины:

- давление насыщения нефти газом 12,84 МПа
- объемный коэффициент составил 1,17
- газосодержащие 93,4 м<sup>3</sup>/т.
- коэффициент вязкости при пластовых условиях 3,7 мПа\*сек
- плотность нефти в пластовых условиях 786 кг/м<sup>3</sup>
- плотность нефти в стандартных условиях. 847,07 кг/м<sup>3</sup>

Компонентный состав газа для нефти блока I пласта Вч<sub>2</sub> определен методом многоступенчатого дегазирования. Плотность газа составила 0,766 кг/м<sup>3</sup> при содержании: метана 74,3 %, этана 12,67 %, пропана 5,48 %, п-бутана 1,73 %, i-бутана 1,12 %, C<sub>5</sub>+ 1,24 %, гелия 0,011 %, азота 2,67 %, углекислого газа 0,3 %.

По данному блоку отмечается аномально низкое значение давление насыщения в сравнении с остальными блоками залежи, что может быть

связано с трудностью отбора кондиционных проб в условиях насыщенной нефти.

В блоке II пласта Вч<sub>2</sub> свойства дегазированной нефти исследованы по данным из 8 скважин. Средняя плотность нефти составила 863 кг/м<sup>3</sup> при кинематической вязкости 47,7 мм<sup>2</sup>/с. Среднее содержание серы составило 0,49 %. Среднее содержание парафина 1,74 %, силикагелевых смол 10,86 %. Нефть содержит легкокипящих (до 300 °С) 37,6 % и 74,3 % масляных фракций.

Свойства пластовой нефти для II блока определены по пробам из трёх скважин (№ 26, 58, 113). Пробы нефти из скважины № 113 признаны некондиционными в виду большого различия в измеренных параметрах между разными замерами. В результате, для осреднения использованы данные из скважин № 26 и 58. Для II блока получены следующие величины свойств пластовой нефти:

- давление насыщения нефти газом 14,1 МПа
- объемный коэффициент составил 1,185
- газосодержание 86,8 м<sup>3</sup>/т.
- коэффициент вязкости при пластовых условиях 3,7 мПа\*сек
- плотность нефти в пластовых условиях 780,925 кг/м<sup>3</sup>
- плотность нефти в стандартных условиях. 857,35 кг/м<sup>3</sup>

Компонентный состав газа для нефти блока II пласта Вч<sub>2</sub> определен методом многоступенчатого дегазирования. Плотность газа составила 0,761 кг/м<sup>3</sup> при содержании: метана 71,07 %, этана 16,7 %, пропана 7,32 %, п-бутана-1,26 %, i-бутана 0,69 %, С<sub>5</sub>+ 0,47 %, гелия 0,012 %, азота 1,67 %, углекислого газа 0,43 %.

Пластовые и дегазированные нефти и состав растворенного газа пласта Вч<sub>2</sub> блока V не изучены. Для подсчета запасов и составления проекта разработки приняты по аналогии со свойствами пластовой и дегазированной нефти блока V в зоне слияния пластов Вч<sub>1+2</sub>.

Свойства и состав дегазированной нефти блока VIII пласта Вч<sub>2</sub> изучены по пробам из скважин № 1, 22 и 104. По результатам анализа плотность нефти

в стандартных условиях составляет 854,7 кг/м<sup>3</sup>. Содержание парафина – 2,14 %, содержание серы 0,5 %, содержание силикагелевых смол 9,23 %, асфальтенов 0,86 %. Нефть содержит 37,7 % лёгких фракций (до 300 °С), содержание масел составляет 74,07 %. Свойства и состав пластовой нефти блока VIII пласта Вч<sub>2</sub> не были изучены, и приняты по аналогии с залежью пласта Вч<sub>1+2</sub> блока V (скважины № 57, 91)

Свойства и состав дегазированной нефти по залежи блока IX пласта Вч<sub>2</sub> приняты как среднеарифметические по данным исследования нефти скважин № 21 и 43. Средняя плотность нефти по данным скважинам составила 862,7 кг/м<sup>3</sup>. Среднее содержание серы составило 0,58 %, среднее содержание парафина 1,83 %, силикагелевых смол 11,05 %.

Нефть содержит 41,5 % легкокипящих (до 300 °С) и 71,76 % масляных фракций.

Свойства пластовой нефти и состав растворенного газа для IX блока не изучены, поэтому на данном этапе приняты по аналогии с залежью блока I пласта Вч<sub>2</sub>.

### **Пласт Вч<sub>1+2</sub>**

В западной части блока I свойства дегазированной нефти из зоны слияния пластов Вч<sub>1+2</sub> изучены по данным проб из скважины № 42. Средняя плотность составила 862 кг/м<sup>3</sup>, среднее содержание серы-0,51 %. Среднее содержание парафина 1,79 %, силикагелевых смол 10,43 %, асфальтенов 0,58 %. Нефть содержит 40 % легкокипящих (до 300 °С) и 74,31 % масляных фракций. Свойства и состав пластовой нефти блока I пласта Вч<sub>1+2</sub> изучены глубинными пробами из скважин № 42 и 13. Ввиду недостаточного объёма данных свойства пластовой нефти и состав растворимого газа приняты по аналогии со свойствами нефти из пласта Вч<sub>1+2</sub> блока II.

По блоку II в зоне совместного залегания пластов Вч<sub>1</sub> и Вч<sub>2</sub> свойства дегазированных нефтей исследованы по пробам из 8 скважинах. Средняя плотность составила 860,1 кг/ м<sup>3</sup>. Среднее содержание серы составило 0,51 %.

Среднее содержание парафина 1,73 %, силикагелевых смол 10,16 %. Нефть содержит 40,6 % легкокипящих (до 300 °С).

Свойства пластовой нефти для этого блока определены по пробам из шести скважин (№ 47, 90, 50, 47, 2, 559). По результатам исследований получены следующие величины:

- давление насыщения нефти газом 14,8 МПа
- объемный коэффициент 1,18
- газосодержащие 97,8 м<sup>3</sup>/т.
- коэффициент вязкости при пластовых условиях 3,9 мПа\*сек
- плотность нефти в пластовых условиях 782,52 кг/м<sup>3</sup>
- плотность нефти в стандартных условиях. 852,27 кг/м<sup>3</sup>

Растворенный в нефти газ имеет плотность 0,737 кг/м<sup>3</sup> при содержании: метана 73,66 %, этана 15,15 %, пропана 6,24 %, п-бутана 1 %, i-бутана 0,64 %, C5+ 0,39 %, гелия 0,022 %, азота 1,86 %, углекислого газа 0,39 %.

В блоке III по пласту Вч<sub>1+2</sub> свойства дегазированной нефти исследованы по пробам из скважины № 45. Плотность нефти составила 860,7 кг/м<sup>3</sup>. Содержание серы составило 0,45 %. Содержание парафина равно 2,64 %, силикагелевых смол – 9,02 %. Нефть содержит 40 % легкокипящих (до 300 °С) фракций. Свойства пластовой нефти и состав растворенного газа для залежей блока III не изучены и для подсчета запасов приняты по аналогии с V блоком.

Для блока V пласта ВЧ<sub>1+2</sub> характеристика дегазированной нефти получена по результатам изучения проб из скважин № 76, 72, 79, 102. Средняя плотность дегазированной нефти составила 859,9 кг/м<sup>3</sup>, при содержании парафина 1,46 %, серы 0,54 %, силикагелевых смол 7,002 %, асфальтенов 0,72 %. Выход легких фракций, закипающих до 300 °С, составил 30 % объёма.

Свойства пластовой нефти данного блока изучены по данным скважин № 77 и 91.

По результатам исследований получены следующие величины:

- давление насыщения нефти газом 15,1 МПа

- объемный коэффициент 1,216
- газосодержащие 105,9 м<sup>3</sup>/т.
- коэффициент вязкости при пластовых условиях 3,4 мПа\*сек
- плотность нефти в пластовых условиях 765,367 кг/м<sup>3</sup>
- плотность нефти в стандартных условиях 848,2 кг/м<sup>3</sup>

Растворенный в нефти газ имеет плотность 0,753 кг/м<sup>3</sup> при содержании: метана 73,11 %, этана 13,57 %, пропана 6,36 %, п-бутана 1,37 %, i-бутана 1,15 %, C5+ 0,23 %, гелия 0,019 %, азота 1,78 %, углекислого газа 0,39 %.

Залежь блока VIII, пласт Вч<sub>1+2</sub> охарактеризована пробами дегазированной нефти из скважин № 32, 11,114. Средняя плотность нефти составила 854,7 кг/м<sup>3</sup> при содержании парафина 2,14 %, серы 0,5 %, силикагелевых смол 9,23 %, асфальтенов 0,86 %, масел 74,07 %. Процент содержания легких фракций (до 300 °С) составляет 38 %.

Пластовые свойства нефти по VIII блоку пласта Вч<sub>1+2</sub> изучены по данным скважины № 22. По результатам исследований получены следующие:

- давление насыщения нефти газом 14,13 МПа
- объемный коэффициент 1,2
- газосодержащие 86,8 м<sup>3</sup>/т.
- коэффициент вязкости при пластовых условиях 3,3 мПа\*сек
- плотность нефти в пластовых условиях 761,0 кг/м<sup>3</sup>
- плотность нефти в стандартных условиях 850 кг/м<sup>3</sup>

Растворенный в нефти газ имеет плотность 0,889 кг/м<sup>3</sup> при содержании: метана 67,48 %, этана 14,72 %, пропана 9,14 %, п-бутана 2,94 %, i-бутана 1,25 %, C5+ 2,38 %, гелия 0,03 %, азота 1,6 %, углекислого газа 0,28 %.

### **1.3 Факторы осложняющие геологическое строение разреза месторождения**

Верхнечонское месторождение многопластовое, по степени геологического строения сложное.

Геологические факторы:

- Рпл соответствует давлению насыщения.
- Пластовая температура близка к температуре выделения парафинов (14-16 °С).
- Температура выпадение парафин (5-9 °С).
- Засолоненный коллектор.
- Сложное геологическое строение.

Характерной морфологической особенностью строения залежей в пластах верхнечонского и преображенского горизонтов является их тектоническое экранирование.

Сейсмическими работами последних лет установлено, что Верхнечонское месторождение разбито серией малоамплитудных, практически субвертикальных разломов на 7 отдельных секторообразных блоков с центром, находящимся в районе скважин № 42, 65.

Один из западных блоков (скважины № 45, 890, 91) разбит двумя поперечными разломами ещё на три части. Таким образом, всего выделено 9 самостоятельных блоков (рис 7).

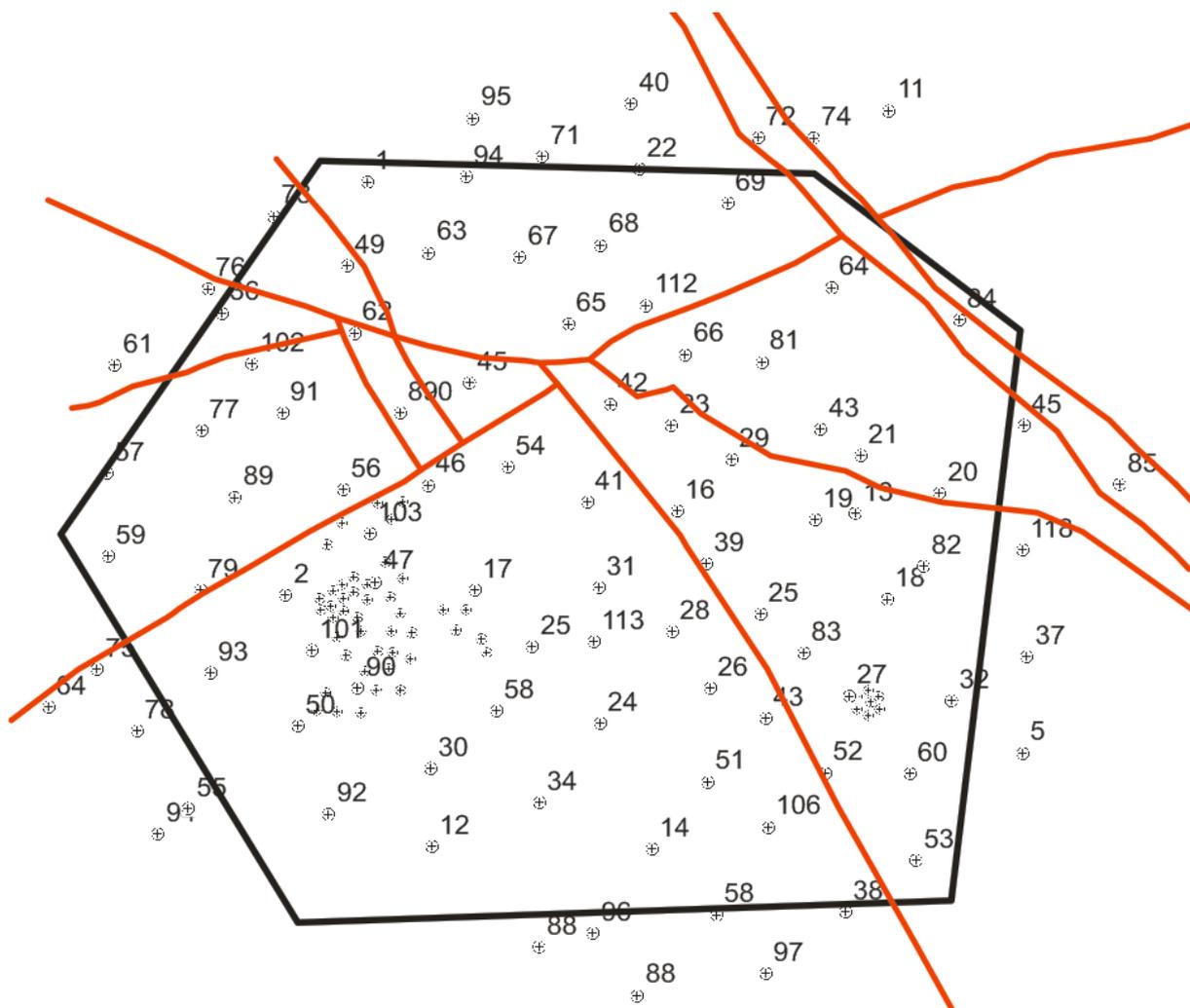


Рисунок 7 – Схема разломов на Верхнечонском месторождении  
Пласт Вч

Общая толщина пласта меняется от 0 до 23 м. В скважинах № 11, 15, 16, 37, 45, 53, 59, 65, 94, 96, 97, 118 коллектор пласта замещен плотными непроницаемыми породами. Покрышкой для продуктивного пласта Вч<sub>2</sub> служат аргиллиты, которые в восточной части месторождения выдержаны, как по площади, так и по разрезу.

В западном направлении, где глинистый раздел приобретает островной характер, отмечается зона совместного залегания пластов, в этой части пласт индексируется как Вч<sub>1+2</sub>.

По составу пласт Вч<sub>2</sub> неоднороден, плохо отсортирован, представлен переслаиванием полевошпатово-кварцевых песчаников различной зернистости, гравелитов, алевролитов, аргиллитов. Границы пласта в зоне раздельного залегания Границы лицензионного участка определяются

уверенно. В западной части месторождения, в районе скважин № 63, 79 и др., пласт Вч<sub>2</sub> выклинивается.

### **Пласт Вч<sub>1</sub>**

Прослеживается по площади месторождения повсеместно. В скважинах № 11, 16, 25, 37, 39, 43, 53, 54, 58, 59, 61, 62, 63, 65, 66, 69, 74, 78, 81, 84, 88, 94, 96, 97, 106, 113, 118 коллектор пласта замещен непроницаемыми глинистыми породами. Общая толщина пласта составляет 2,5-22 м. По сравнению с пластом Вч<sub>2</sub> песчаники пласта Вч<sub>1</sub> более отсортированы. Покрышкой служит выдержанная толща аргиллитов, прослеживаемая по всей площади месторождения и являющаяся региональным репером.

### **Характеристика засоления коллекторов пластов Вч<sub>1</sub> и Вч<sub>2</sub>**

Засоление коллекторов в продуктивных и возможно продуктивных пластах является важнейшим фактором, определяющим локализацию углеводородных скоплений.

В связи с вторичным заполнением порового пространства терригенного коллектора галитом, реже ангидритом и карбонатом, в продуктивных пластах присутствуют целики, лишенные удовлетворительных фильтрационно-емкостных свойств.

В ФГУНПП «Иркутскгеофизика» в 2007 году выполнены исследования засоления терригенной толщи Верхнечонского месторождения. По результатам этих работ содержание галита в песчаниках неравномерно по площади месторождения. Засоленная область, как бы, обрамляет центральный блок. Наибольшие средние содержания галита в песчаниках пласта Вч<sub>1</sub> (рис. 8) отмечаются по юго-западному (скважины № 57, 75, 78, 55, 94) и северо-восточному (скважины № 63, 45, 67, 65, 66, 29, 16, 39, 33, 15) контурам залежи. Нетрудно заметить пространственную близость контуров засоления песчаников и пониженной пористости аргиллитов. Обращает на себя внимание заметно меньшее содержание соли в песчаниках пласта Вч<sub>2</sub>, распределение которой показано на рисунке 9.

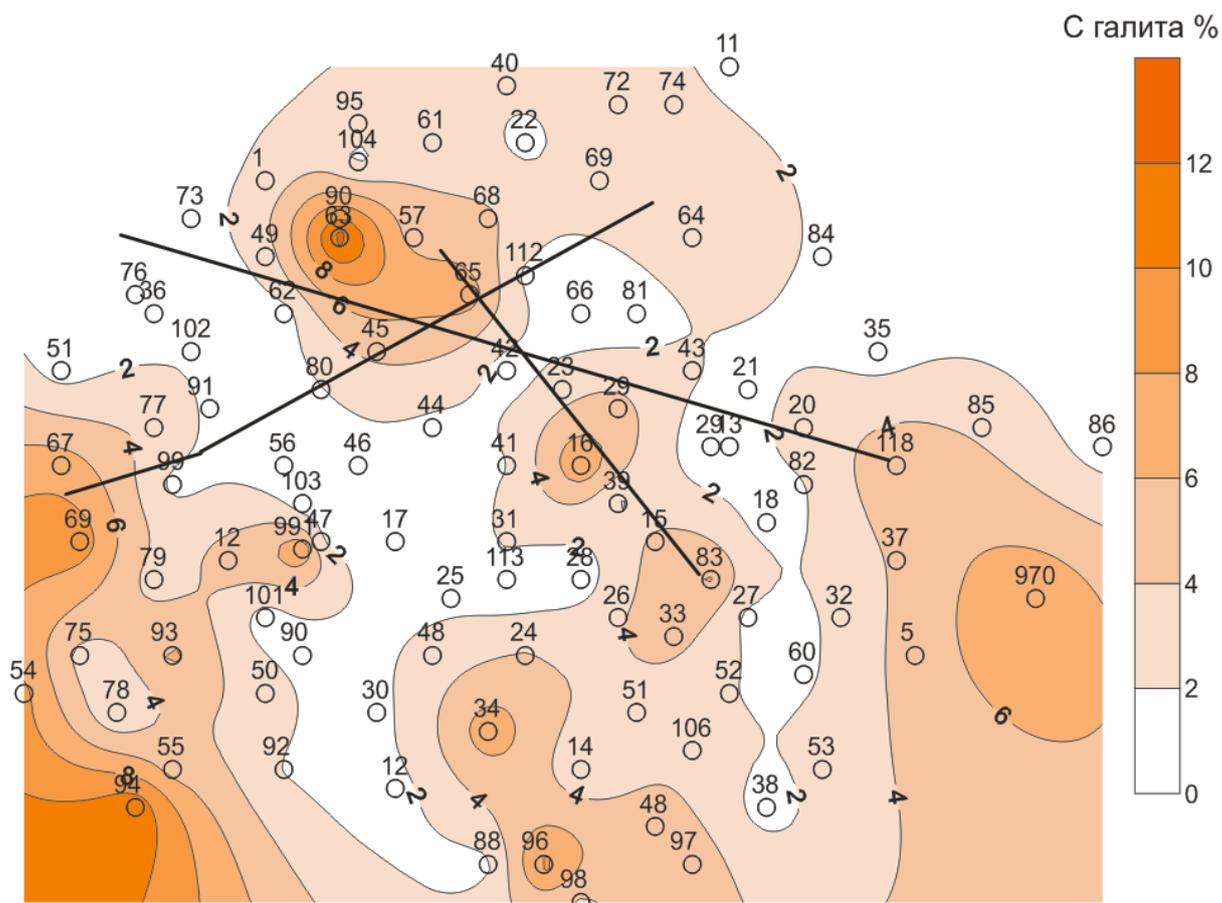


Рисунок 8 – Распределение галита в песчаниках пласта Вч<sub>1</sub>

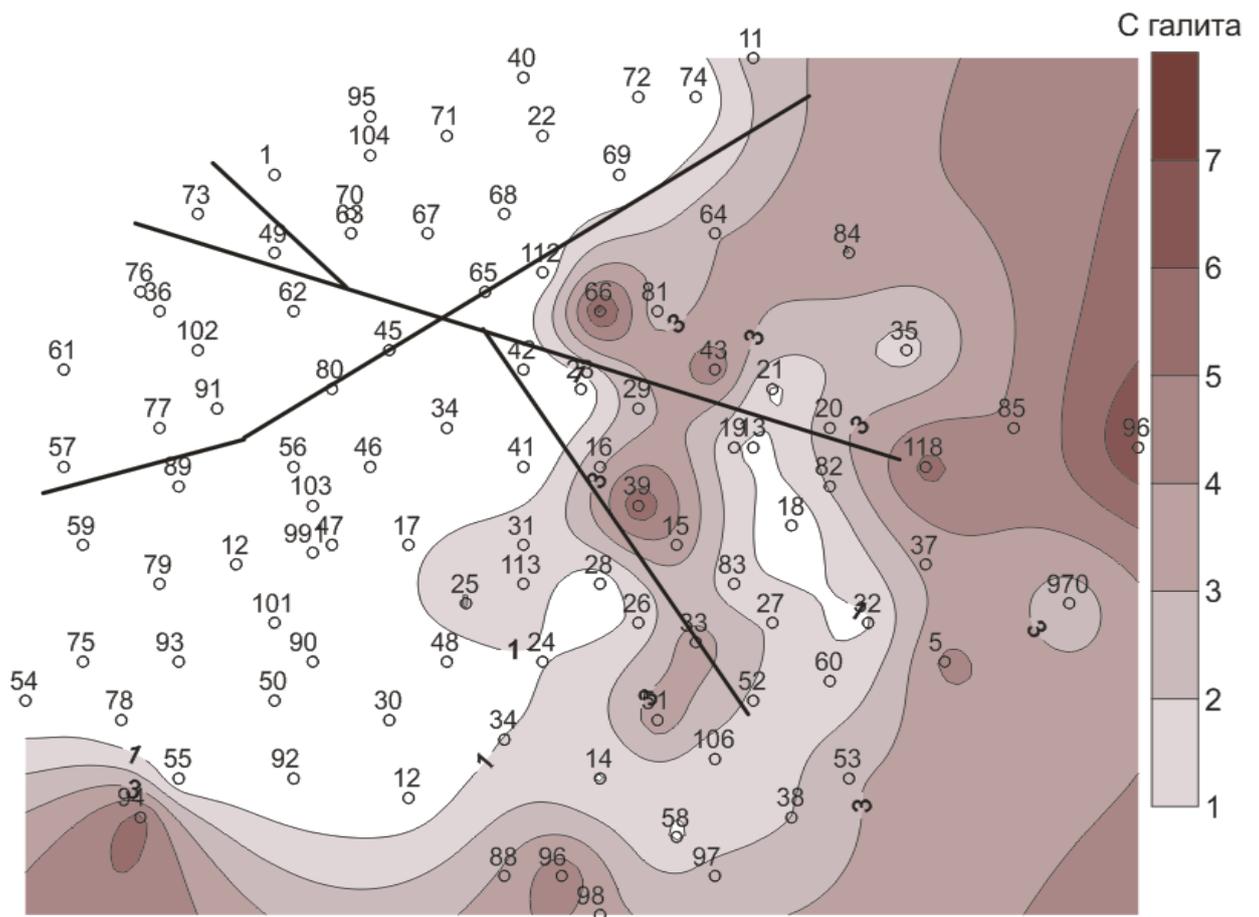


Рисунок 9 – Распределение галита в песчаниках пласта Вч<sub>2</sub>

### **Преображенский горизонт**

Продуктивный пласт преображенского горизонта выделяется в пределах отложений среднемоетской подсвиты, сложен доломитами коричневатато-серыми, серыми, микрофитолитовыми, зернистыми, песчаниковидными, в кровле и подошве хомогенными с прослоями глинистых и алевроитистых разностей, в кровле – ангидритов, доломито- ангидритов.

Общая толщина пласта изменяется от 15,3 м (скважина № 88) до 22 м (скважина № 30), преимущественно горизонт имеет толщину 18-20 м.

## **2 Характеристика состояния разработки на момент применения технологии зарезки боковых стволов**

Разработка Верхнечонского месторождения ведётся в строгом соответствии с утверждёнными проектными решениями. На месторождении выделены три эксплуатационных объекта: верхнечонский (Вч), преображенский (Пр), осинский (Ос). Объект Вч находится в промышленной эксплуатации, на объекте Пр ведутся опытно-промышленные работы (ОПР), объект Ос в разработку не введен. Забор воды для закачки производится из отложений верхнеленской свиты средне-верхнего кембрия.

Месторождение разрабатывается в соответствии с «Технологической схемой разработки Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения» (протокол ЦКР № 2356 от 22.04.99 г.). Проектные показатели корректировались в 2006, 2007, 2008, 2009, 2011 и 2014-2016 гг. в рамках «Программы детальных исследований при первоочередной реализации технологической схемы разработки» и «Авторских надзоров...». Корректировка уровней добычи нефти требовалась в связи с тем, что скважины не выводились на полную мощность из-за отсутствия адекватной системы обустройства, дополнительно корректировались уровни утилизации попутного газа из-за сдвига запуска газовой программы.

По состоянию на 01.01.2018 значения основных технологических показателей разработки Верхнечонского месторождения, приведенные в таблице 5, определяются объектом Вч, доля объекта Пр в общей добыче нефти составляет менее 0,1 %. На преображенском горизонте по плану ОПР проводятся длительные испытания эксплуатационных скважин с целью оценки его продуктивных свойств

Таблица 5 – Основные технологические показатели разработки по состоянию на 01.01.2017 Месторождение Верхнечонское

Основные показатели разработки	Вч	Пр	Ос	Месторождение
Год ввода в разработку	2005	2009		2005
Максимальная добыча нефти, 103т	8600,0	58,7		8600
Год достижения максимальной добычи	2016	2014		2016
Годовая добыча нефти, 103т	8211	28,0		8240
Доля в общей добыче, %	99,98	0,02		100
Накопленная добыча нефти, 103т	55,5	324,0		55,6
Начальные извлекаемые запасы нефти (НИЗ), 103т	183 180	29 593	554	213 327
Доля НИЗ объекта в общем объеме запасов, %	85,9	13,9	0,2	100
Отбор от НИЗ, %	38	0,1		38
Остаточные извлекаемые запасы нефти (ТИЗ), 103т	127280	29 ,1	554	157273
Доля ТИЗ объекта в общем объеме запасов, %	60,1	15,6	0,3	75,7
Темп отбора от ТИЗ, %	8	0,0		4,05
Текущий коэффициент извлечения нефти (КИН), единиц	0,035	0,0		0,035
Утвержденный КИН, единиц	0,353	0,110	0,110	0,269
Начальные геологические запасы нефти (НГЗ), 103т	518 428	269 026	5 037	792 491
Доля НГЗ объекта в общем объеме запасов нефти, %	65,4	33,96	0,64	100
Годовая добыча жидкости, 103т	13356	29		13385
Накопленная добыча жидкости, 103т	75 079,5	346		75079,9
Среднегодовая обводненность, %	33	4		36
Текущий водонефтяной фактор, единиц	0,12	0,03		0,12
Накопленный водонефтяной фактор, единиц	0,06	0,01		0,06
Эксплуатационный фонд добывающих скважин	230	6		236
Средний дебит нефти, т/сут	64	8		120,3
Средний дебит жидкости, т/сут	137,2	9,5		135

Продолжение таблицы 5

Средняя приемистость, м <sup>3</sup> /сут	215			374,2
Годовая закачка воды, 103м <sup>3</sup> /год	15558			15558
Накопленная закачка воды, 103м <sup>3</sup>	62800			62800
Годовая компенсация отборов жидкости закачкой воды, %	105			105
Накопленная компенсация отборов жидкости закачкой, %	84			84

На 01.01.2018 Верхнечонское месторождение находится на второй стадии разработки, характеризующейся стабилизацией достигнутого уровня добычи, ввода в эксплуатацию оставшихся скважин основного фонда, а также развитием системы воздействия на пласты. Всего сначала разработки на месторождении отобрано 55,5 тыс. т нефти с обводненностью 33 %, текущий коэффициент нефтеизвлечения – 0,0343 д. ед., доля отбора от начальных извлекаемых запасов – 34 %. Суммарный объем воды, закачанной в продуктивные пласты, составляет 62 800 тыс. м<sup>3</sup>, накопленная компенсация отборов жидкости закачкой воды равна 84 %.

## 2.1. Анализ состояния разработки

Состояние реализации проектного фонда скважин в пределах Верхнечонского лицензионного участка по состоянию на 01.01.2018 приведено в таблице 6.

Месторождение Верхнечонское. Верхнечонский ЛУ. На 01.01.2018 проектный фонд реализован на 75 %.

Таблица 6 – Состояние реализации проектного фонда на 01.01.2018. Месторождение Верхнечонское. Верхнечонский ЛУ

№ п/п	Категория фонда	Вч	Пр	Ос	Вл	Итого
1	Утвержденный проектный фонд,	737	597	80	24	<b>1438</b>
	в том числе:					
	- добывающие	496	422	2		920
	- нагнетательные	241	175	1		417
	- газовые			77		77
	- наблюдательные					
	- водозаборные				24	24

Продолжение таблицы 6

2	Фонд скважин на 01.01.2017,	600	7		75	<b>682</b>
	в том числе:					
	- добывающие	446	9			455
	- нагнетательные	149	1			156
	- газовые					
	- наблюдательные					
	- водозаборные				75	75
3	Фонд скважин для бурения,	708	175	80		<b>963</b>
	в том числе:					
	- добывающие	510	134	2		646
	- нагнетательные	198	41	1		240
	- газовые			77		77
	- наблюдательные					
	- водозаборные					

Коэффициент эксплуатации добывающего фонда скважин за 2017 год составил 0,95, нагнетательного – 0,95. Коэффициент использования эксплуатационного фонда добывающих скважин равен 0,9, нагнетательных скважин – 0,97. Следует отметить, что низкие коэффициенты эксплуатации и использования добывающего фонда, в основном, связаны с ограничениями по инфраструктуре (ввод скважин подгазовой зоны). Эксплуатационный фонд добывающих скважин объекта Вч составляет 600 скважин (9 из них в освоении) и 1 скважина является пьезометрической, под закачкой – 149 скважины (4 в освоении, 1 – пьезометрическая), бездействующий фонд добывающих скважин составляет 12 единиц.

По способу эксплуатации, действующие добывающие скважины объекта Вч распределяются следующим образом: 29 скважины эксплуатируются фонтанным способом, 415 скважин оборудованы ЭЦН. До 2012года все скважины, за исключением скважины 1004, эксплуатировались фонтанным способом. В условиях формирующейся системы ППД, низкой накопленной компенсации и высокой продуктивности скважин фонтанный способ эксплуатации считается наиболее оптимальным, поскольку форсирование отборов на начальном этапе разработки пласта привело бы к резкому снижению пластового давления, что в условиях пласта с давлением насыщения близким к начальному пластовому привело бы к разгазированию

нефти и необратимому снижению фазовой проницаемости пласта по нефти. По мере формирования системы поддержания пластового давления (ППД) и повышения компенсации отборов закачкой скважины переводились на механизированный способ добычи со средним темпом 32 скважины в год. Перевод на механизированную добычу позволил повысить добычу по базовому фонду за счет работы скважин на оптимизированных режимах. Эксплуатация скважин, оборудованных ЭЦН, хорошо зарекомендовала себя

При разработке пласта Вч, поскольку обеспечила реализацию потенциала скважин при среднем межремонтном периоде 1690 сут. и среднем числе отказов 48 шт. за скользящий год. Среднее значение забойного давления на 01.01.2017 по механизированным скважинам – 82 атм., минимальное – 29 атм., максимальное – 153 атм.; среднее значение забойного давления по фонтанирующим скважинам – 122 атм., минимальное – 90 атм., максимальное – 153 атм.

## **2.2 Анализ энергетического состояния залежей**

Начальное пластовое давление по объекту Вч Верхнечонского месторождения определено в ходе испытания разведочных скважин и составляет 155 атм.

Всего за рассматриваемый период проведено 3800 исследований по оценке пластового давления, в том числе 2755 кондиционных. Среднее значение пластового давления по данным замеров ГДИС за 2016 год составляет 133 атм., по карте изобар – 133 атм., что ниже начального на 15 %. За весь период разработки на месторождении давление было ниже начального.

Формирование системы ППД на месторождении началось в 2008 году вводом под закачку скважины 1001, расположенной во 2 блоке. Нагнетательный фонд в 2008 году – 1 скважина, в 2009 – 22 скважины, в 2010 – 34, в 2011 – 51, в 2012 – 67 и в 2013 – 85 скважин, в 2014 – 98 скважин, в 2015 – 118 скважин, в 2016 – 140 скважин.

Реализация системы ППД осуществлялась только на пласт Вч, закачка в пласты Пр и Ос не производилась. С начала разработки в пласт Вч закачано – 62,8 тыс. м<sup>3</sup> воды. Накопленная компенсация по пласту Вч составляет 83 %, текущая – 105 %.

На дату анализа закачка воды осуществляется в четыре блока. Ниже приведен анализ текущего энергетического состояния по каждому из блоков.

### Блок 1

До 2012 года первый блок эксплуатировался на режиме истощения. В 2012 год началось разбуривание северной части первого блока, что сказалось на увеличении объемов добываемой продукции (рис. 10). Формирование системы ППД в 1 блоке начато в августе 2012 года с перевода под закачку скважины 3194, расположенной в северной части. С начала реализации системы ППД закачано 3,890 тыс. м<sup>3</sup> воды, что позволило скомпенсировать накопленный отбор жидкости на 78 %. Текущая компенсация за 2016 год составила 110 %. В юго-восточной части 1-го блока по состоянию на 01.01.2018 нагнетательные скважины отсутствуют.

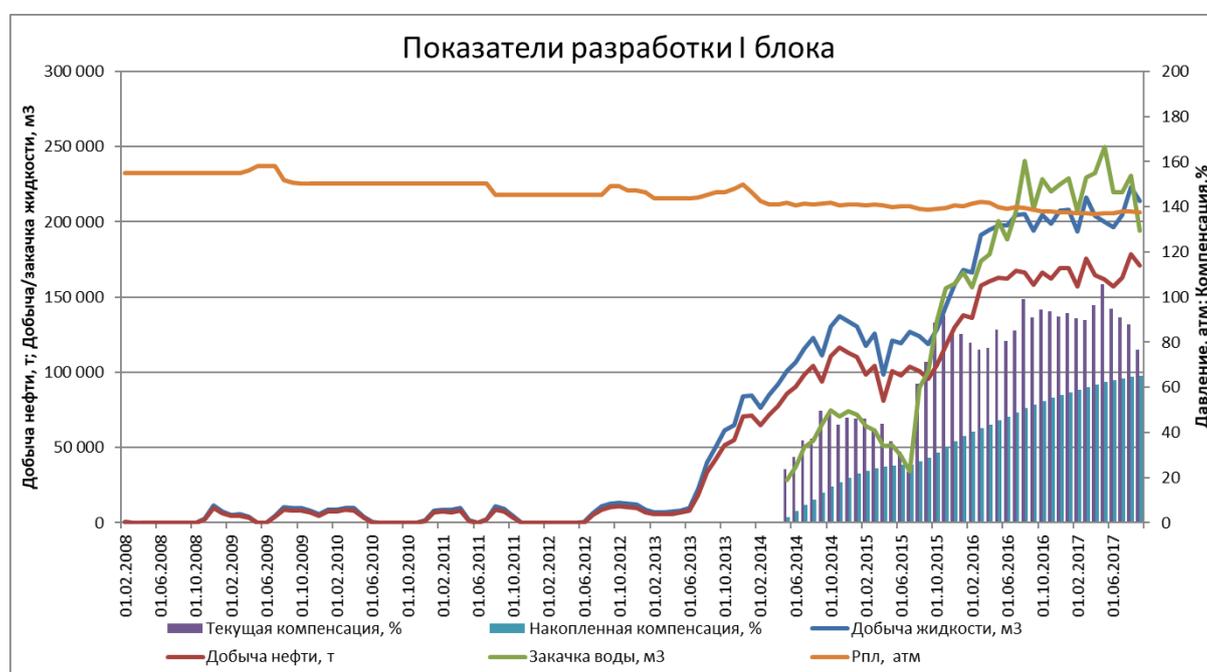


Рисунок 10 – Динамика изменения пластового давления, добычи жидкости, закачки и компенсации. Блок 1. Пласт Вч

Исходя из карты изобар, текущее среднее значение в зоне отбора, по скважинам 1 блока, пробуренных в южной части составляет 138 атм., в северной части – 128 атм.

## **Блок 2**

До середины 2009 года разработка второго блока велась на режиме истощения, что отразилось на энергетическом состоянии и привело к снижению пластового давления до 137-140 атм. С вводом нагнетательных скважин во втором блоке пластовое давление стабилизировалось на уровне 145-150 атм. (рис. 11)

В 2012 году отмечается снижение пластового давления, что связано с переводом скважин на механизированную добычу, и, как следствие, увеличению отборов, при сохранении текущей компенсации.

По состоянию на 01.01.2018 под закачкой находятся 154 скважины. Годовой уровень закачки воды в 2016 году составил 8,570 тыс. м<sup>3</sup> воды. Всего за весь период закачано 44,9 тыс. м<sup>3</sup> воды. Средняя приемистость скважин – 250 м<sup>3</sup>/сут. Текущая компенсация на начало 2018 года – 100 %. В 2016 году наблюдается стабилизация по накопленной компенсации – 83 %.

Текущее среднее пластовое давление по карте изобар в зоне отбора составляет 145 атм., в зонах закачки – 157 атм.

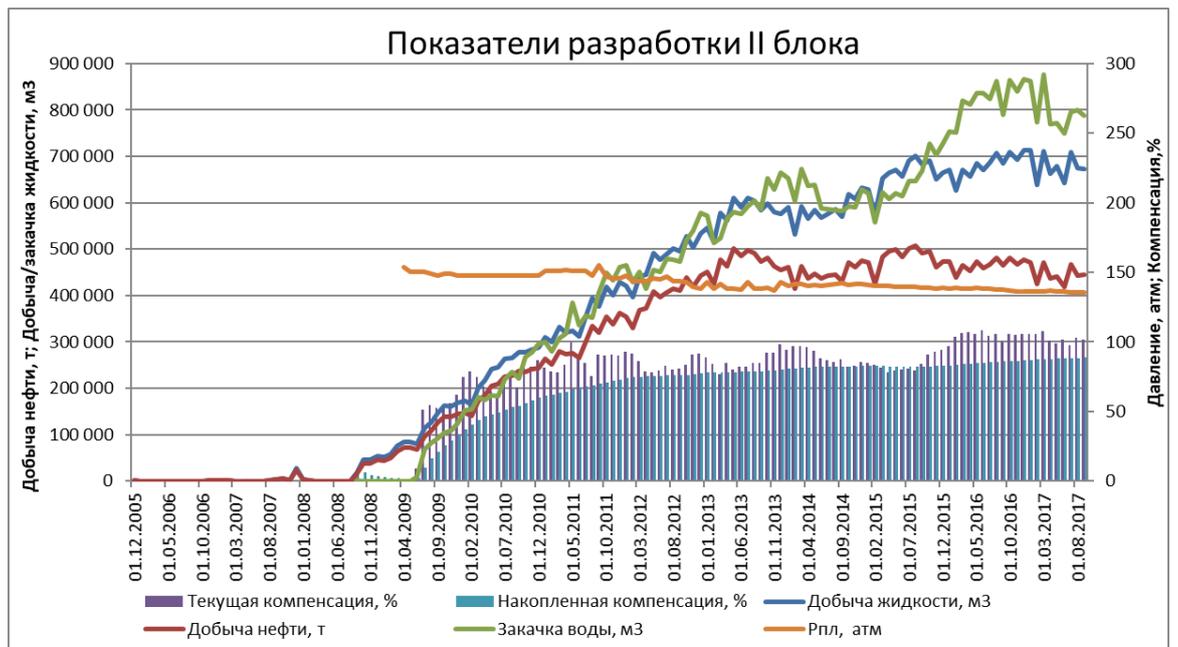


Рисунок 11 – Динамика изменения пластового давления, добычи жидкости, закачки и компенсации. Блок 2. Пласт Вч

Распределение пластового давления по площади второго блока приведено на карте изобар (рис. 12).

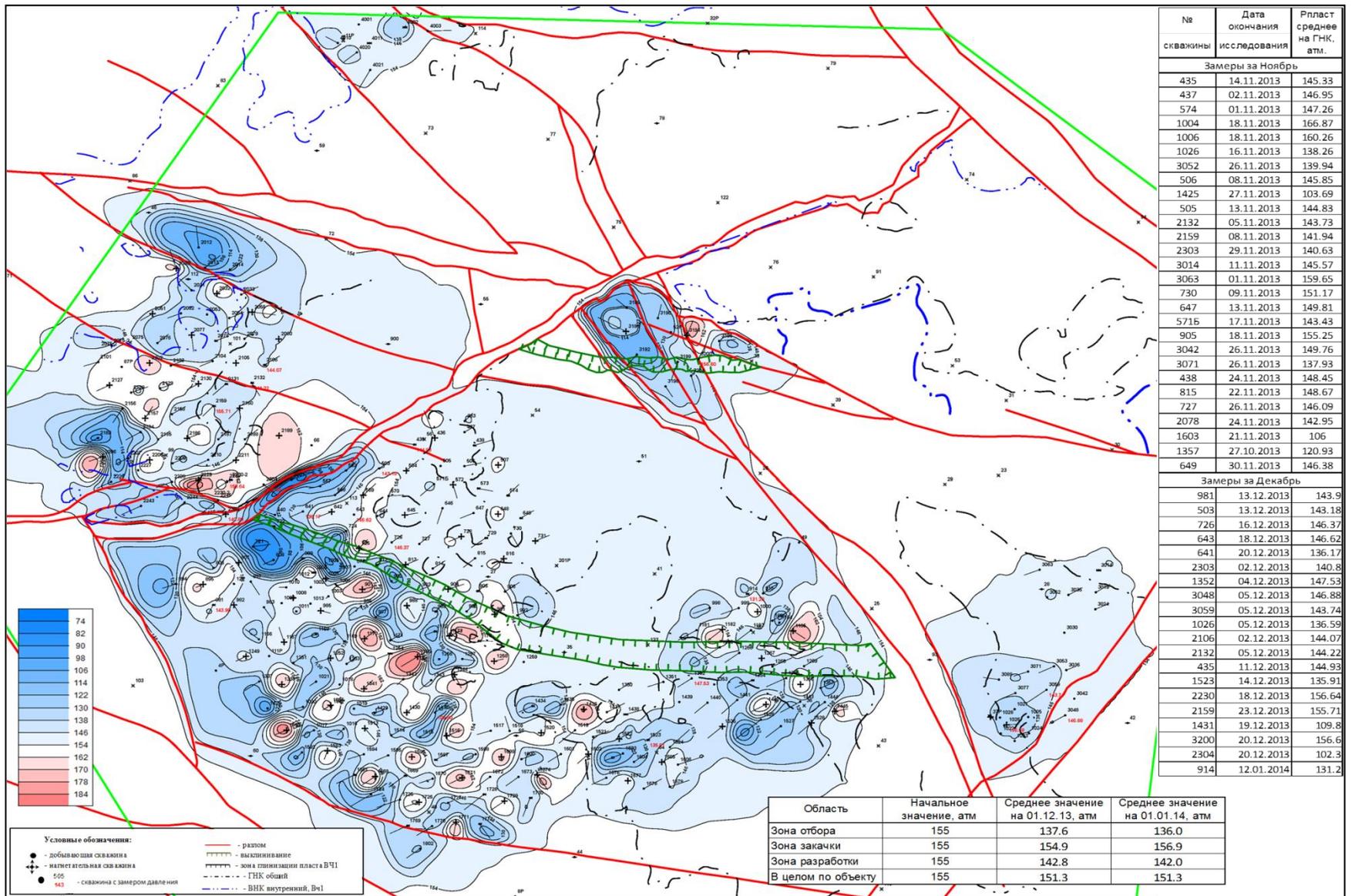


Рисунок 12 – Карта изобар на 01.01.2018

## Блок 5

Формирование системы ППД, в пределах 5-го блока началось в 2011 году.

По состоянию на 01.01.2018 под закачкой находятся 32 скважин. Годовой уровень закачки воды, на начало 2018 года, составил – 46,93 тыс. м<sup>3</sup>. Всего, за весь период эксплуатации блока, закачано – 24,5 тыс. м<sup>3</sup> воды. Средняя приемистость скважин – 350 м<sup>3</sup>/сут. Текущая компенсация на начало года – 112 %. В 2016 год наблюдается рост по накопленной компенсации до 92 % (рис. 13).

Текущее среднее пластовое давление по карте изобар в зоне отбора составляет 143 атм., в зоне закачки – 151 атм.

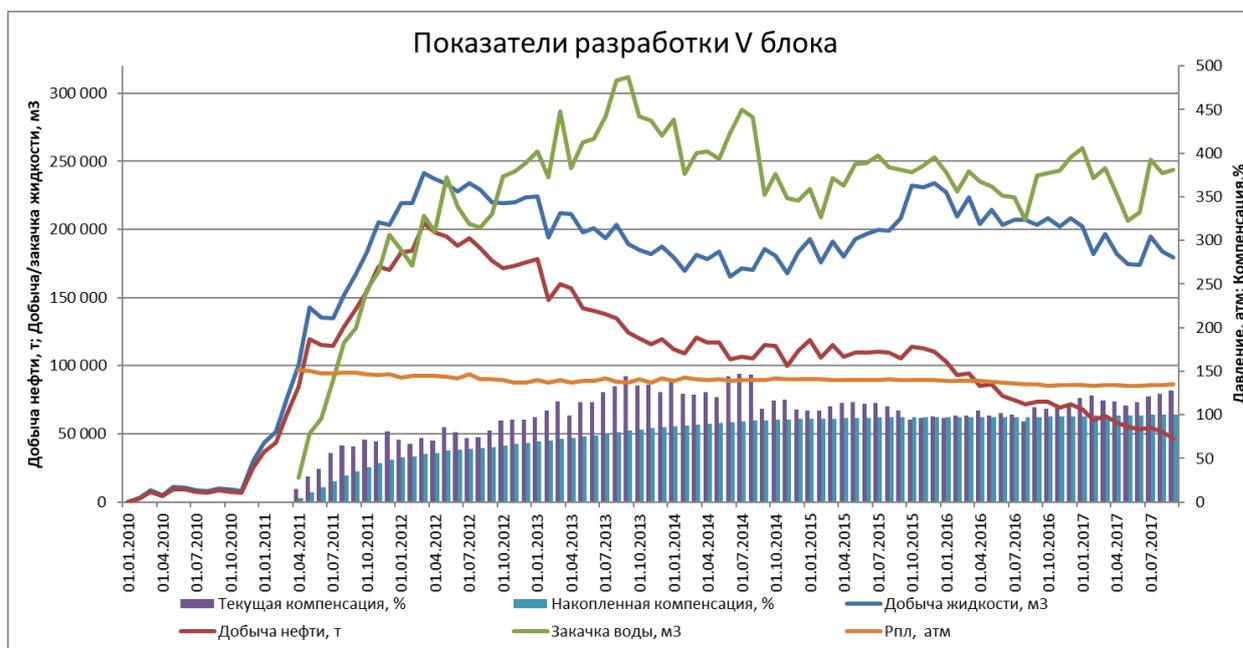


Рисунок 13 – Динамика изменения пластового давления, добычи жидкости, закачки и компенсации. Блок 5. Пласт Вч

## Блок 8

Формирование системы ППД, в пределах 8-го блока началось в 2013 году.

По состоянию на 01.01.2018 под закачкой находятся 4 скважины. Годовой уровень закачки воды, на начало 2018 года, составил – 160 тыс. м<sup>3</sup>. Всего, за весь период эксплуатации блока, закачано – 938 тыс. м<sup>3</sup> воды.

Средняя приемистость скважин – 270 м<sup>3</sup>/сут. Текущая компенсация на начало года – 98 %. В 2017 год наблюдается рост по накопленной компенсации до 52 % (рис. 14).

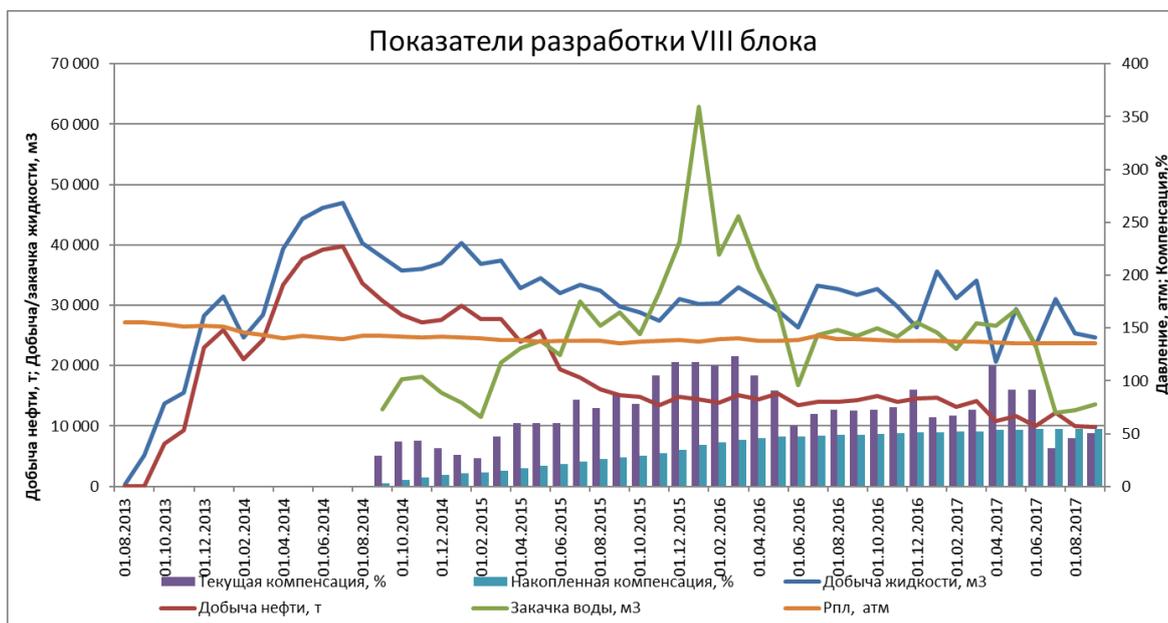


Рисунок 14 – Динамика изменения пластового давления, добычи жидкости, закачки и компенсации. Блок 8. Пласт Вч

### **3 Реализация пилотной программы применения технологии зарезки боковых стволов**

Верхнечонское месторождение имеет сложное геологическое строение, сильную расчлененность разреза с различными по проницаемости пропластками. Для месторождения стали актуальны проблемы по равномерной выработке запасов, увеличению КИН, уменьшению дебита попутного газа и сокращению риска прорыва воды по высокопроницаемым пропласткам.

В качестве одного из вариантов решения вышеозначенных проблем была выбрана технология зарезка боковых стволов - это одна из наиболее эффективных технологий, которая позволяет добиться повышения добычи нефти и увеличения коэффициента извлечения нефти из пластов, вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могли быть возвращены в действующий фонд другими методами. Путем бурения боковых стволов в разработку вовлекаются ранее не задействованные участки пласта, а также трудноизвлекаемые запасы нефти, добыча которых ранее не представлялась возможной. Первоначальные технико-экономические расчеты подтвердили эффективность эксплуатации боковых стволов для всех типов залежей. Себестоимость дополнительно добытой нефти из вторых стволов по предварительным расчетам была ниже её среднего значения по месторождениям, а затраты на их строительство должны были окупиться быстрее чем затраты на бурение новых скважин.

Задача бакалаврской работы заключается в анализе выполнения пилотной программы по зарезке боковых стволов, оценке её рентабельности с экономической точки зрения и эффективности использования технологии зарезки боковых стволов (ЗБС) с целью вовлечения в разработку зон с высокой плотностью остаточных подвижных запасов, на основании анализа данных, полученных опытным путем при реализации программы ЗБС в 2016-2017 годах.

Для использования технологии ЗБС из фонда скважин были выбраны четыре кандидата. Выбор скважины кандидата для резки бокового ствола осуществлялся исходя из продуктивности, плохой приемистости или большой обводненности кандидата, а также оптимальности целевого участка пласта, который мог быть технологически достигнут боковым стволом.

Выбор целевого участка пласта, в котором планировался хвостовик бокового ствола, осуществлялся исходя из следующих критериев:

- 1) Хорошие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС):
  - a. Эффективная толщина пласта более 3 метров;
  - b. Средние значения пористости не менее 0,1 д.ед.;
  - c. Средние значения проницаемости не менее 100 мД;
- 2) Плотность остаточных подвижных запасов 0,3 и более т/м<sup>2</sup>;
- 3) Хорошая гидродинамическая связь целевого участка пласта с нагнетательным фондом, оцениваемая по накопленным данным взаимодействия окружающих нагнетательных и добывающих скважин.
- 4) Пластовое давление в целевом участке выше, чем в забойной зоне окружающих добывающих скважин

Также при реализации программы были выявлены технико-технологические ограничения:

- При резке «окна» для БС необходимый с точки зрения технических возможностей бурения угол наклона ствола в точке срезки должен составлять  $\geq 60^\circ$ ;
- Предпочтительный интервал резки должен находиться ниже Осинского горизонта, поскольку используемый для предотвращения ГНВП утяжеленный буровой раствор впоследствии может оказать негативное влияние на вскрытие объекта ВЧ (поглощение);
- Резка БС возможна только в скважинах с ЭК 178 мм, поскольку при меньшем диаметре существует риск непрохода бурового инструмента;
- «Окно» для БС должно располагаться на 75 м ниже «полки» под УЭЦН;

– Отход БС от точки входа в пласт не может превышать 400 м (техническое ограничение);

– Ограниченное кол-во кандидатов с точки зрения получения рентабельных дебитов нефти на основе прогнозных расчетов на ПДГТМ и карты подвижных запасов.

При выборе скважин-кандидатов под пилотный проект ЗБС на ВЧНГКМ использовались следующие критерии:

– Скважины бездействующего фонда / текущий  $Q_n$  менее 15 т/сут / обводненность более 90 %;

– Наличие достаточного объема запасов на БС (используется карта подвижных запасов по ПДГТМ);

– Пластовое давление выше 100 атм;

– Стартовый дебит / накопленная добыча нефти по прогнозным расчетам на ПДГТМ, значение стартовой обводненности;

– Отсутствие технических и технологических ограничений при реализации зарезки.

Основным критерием для выбора кандидатов под ЗБС является техническая и технологическая возможность зарезки. Так, при рассмотрении кандидатов под ЗБС в 2016-2017 г. из 63 рассмотренных скважин:

– 15 скв. имеют ЭК 245 / 168 мм;

– 21 скв. – невозможен выход БС из зоны ухудшенных ФЕС;

– 4 скв. – невозможен выход БС из промытой зоны;

– 4 скв. – невозможен выход БС за выступ фундамента;

– 8 скв. – низкая накопленная добыча нефти;

– 3 скв. – низкое Рпл;

– 3 скв. – запланированы прочие ГТМ.

Исходя из обозначенных критериев, были выбраны четыре скважины-кандидаты для зарезки бокового ствола в период 2016 - 2017 года пробурено

4 БС: 383-2, 571-2, 808-2, 903-2, расположение этих скважин можно увидеть на рисунке 15.

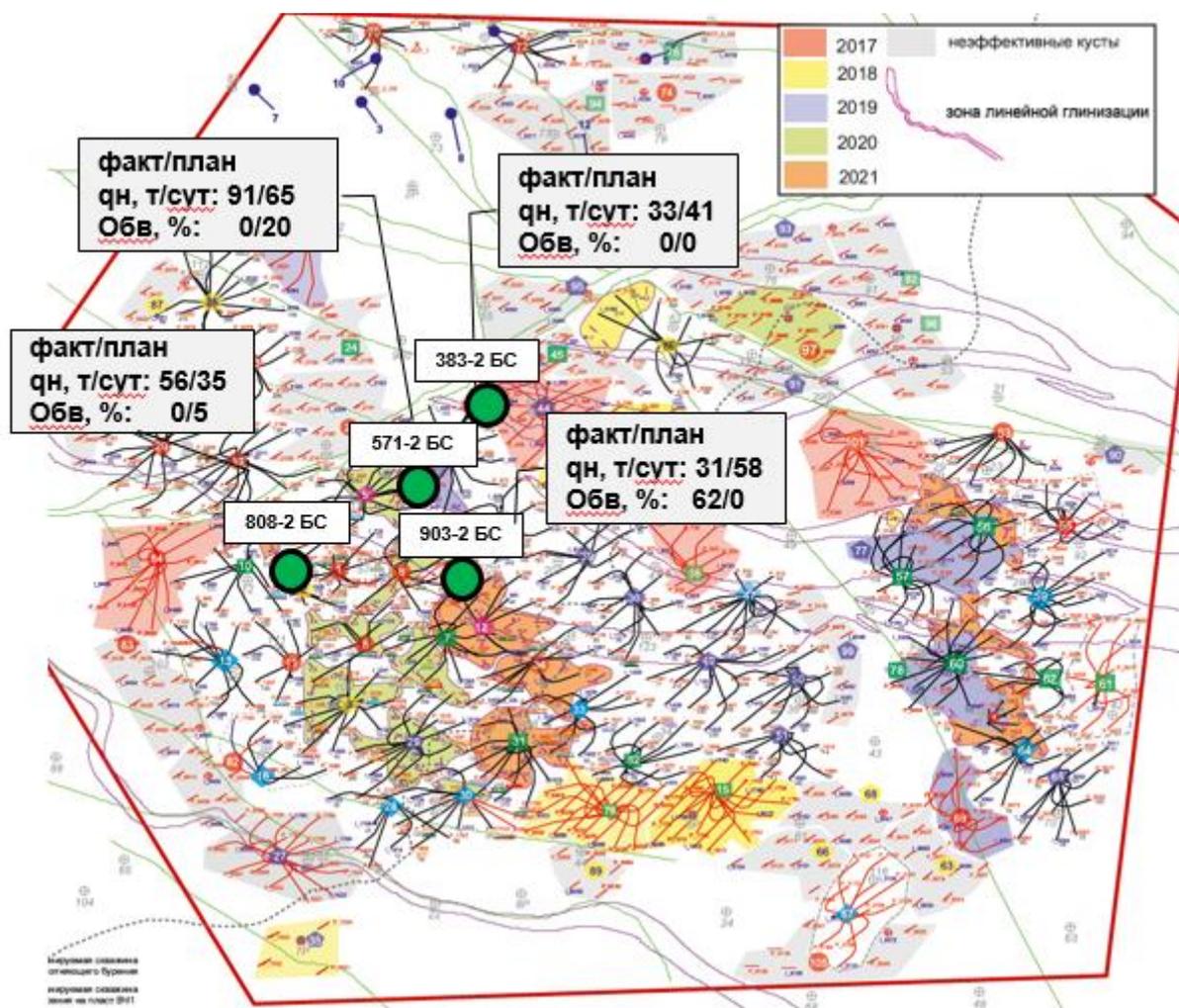


Рисунок 15 – Фактическое выполнение программы ЗБС в 2016-2017 году

Далее в таблице 7 представлено сравнение ключевых параметров ФЭС, продуктивности скважин ЗБС по планируемым и фактическим полученным данным:

Таблица 7 – Сравнение прогнозных и фактических показателей по скважинам ЗБС

Скважина	Тип ствола	Куст	Лэф, м			Нпп, м			Кпр-ти, м <sup>3</sup> /сут/атм			Депрессия, атм		
			план	факт	%	план	факт	%	план	факт	%	план	факт	%
383-2 БС	ГС	14	357	261	-27	8	8,8	10	2,3	0,7	-70	43	58	35
571-2 БС	ННС	5	0	8,3	-	9	14,2	58	6,5	4,5	-38	23	24	4
808-2 БС	ГС	9	197	190	-3,5	7,5	7,0	-7	4,2	4,1	-1	23	26	13
903-2 БС	ННС	6	313	286	-9	3,5	10,6	203	5,7	2,3	-59	12	41	242

### 3.1 ЗБС 383 куст 14

В качестве первой скважины для ЗБС была выбрана скважина 383 кустовой площадки №14 с целевым участком пласта для хвостовика бокового ствола к северу от кустовой площадки №17. Скважина 383 характеризовалась низкой продуктивностью в связи с высокой расчлененностью разреза и ухудшенными ФЕС. На рисунке 16 можно увидеть карту подвижной водонасыщенности на 01.10.2017.

После завершения работы по зарезке бокового ствола скважины 383-2 и ее запуска можно сравнить прогнозные и фактические показатели по добыче нефти (рис.17) и прогнозные и фактические показатели по обводненности (рис.18)

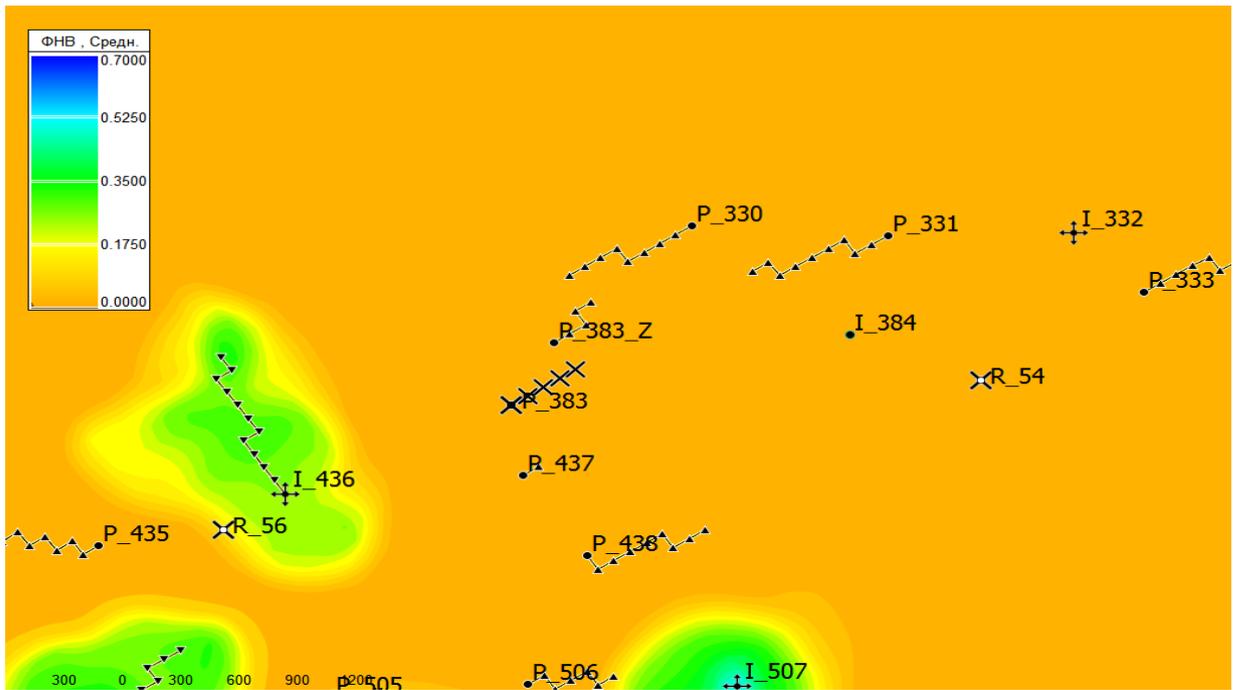


Рисунок 16 – Карта подвижной водонасыщенности на 01.10.2017, р-н 383-2  
БС

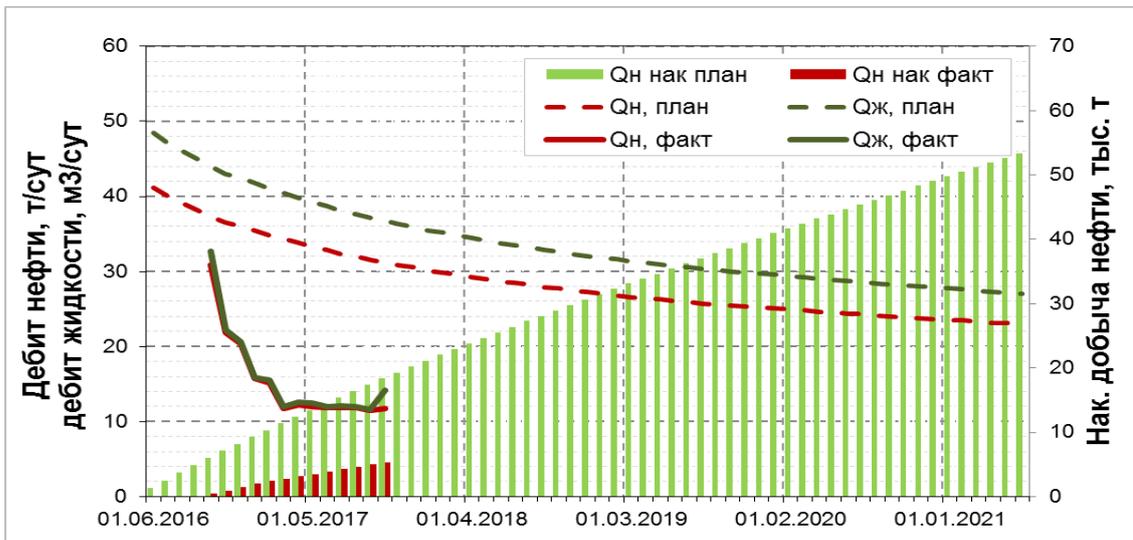


Рисунок 17 – Сравнение прогнозных и фактических показателей по добычи  
нефти скв. 383-2 БС

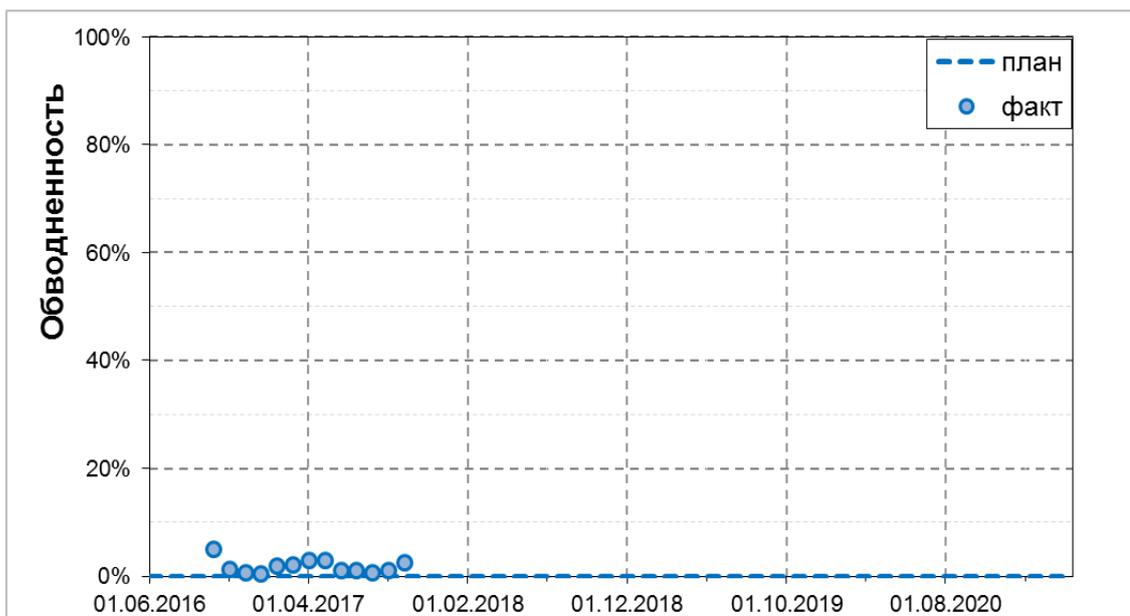


Рисунок 18 – Сравнение прогнозных и фактических показателей по обводненности скв. 383-2 БС

383-2 запустилась с дебитом нефти 33 т/сут (план – 41 т/сут), затем дебит плавно снизился до показателя 9 т/сут.

Недостижение плановых показателей по БС связано с высокой расчлененностью разреза, сокращением Lэфф и ухудшенными ФЕС по факту.

### 3.2 ЗБС скважина 808 куст 9

В качестве второго кандидата для ЗБС рассматривалась скважина 808 кустовой площадки №9 с целевым участком пласта для хвостовика бокового ствола к северу от кустовой площадки №5. Скважина 808 характеризовалась низкой продуктивностью в связи с ухудшенными ФЕС в зоне глинизации пласта  $V_{ч1+2}$ . На рисунке 19 можно увидеть карту подвижной водонасыщенности на 01.10.2017.

После завершения работы по зарезке бокового ствола скважины 383-2 и ее запуска можно сравнить прогнозные и фактические показатели по добыче нефти (рис.20) и прогнозные и фактические показатели по обводненности (рис.21)

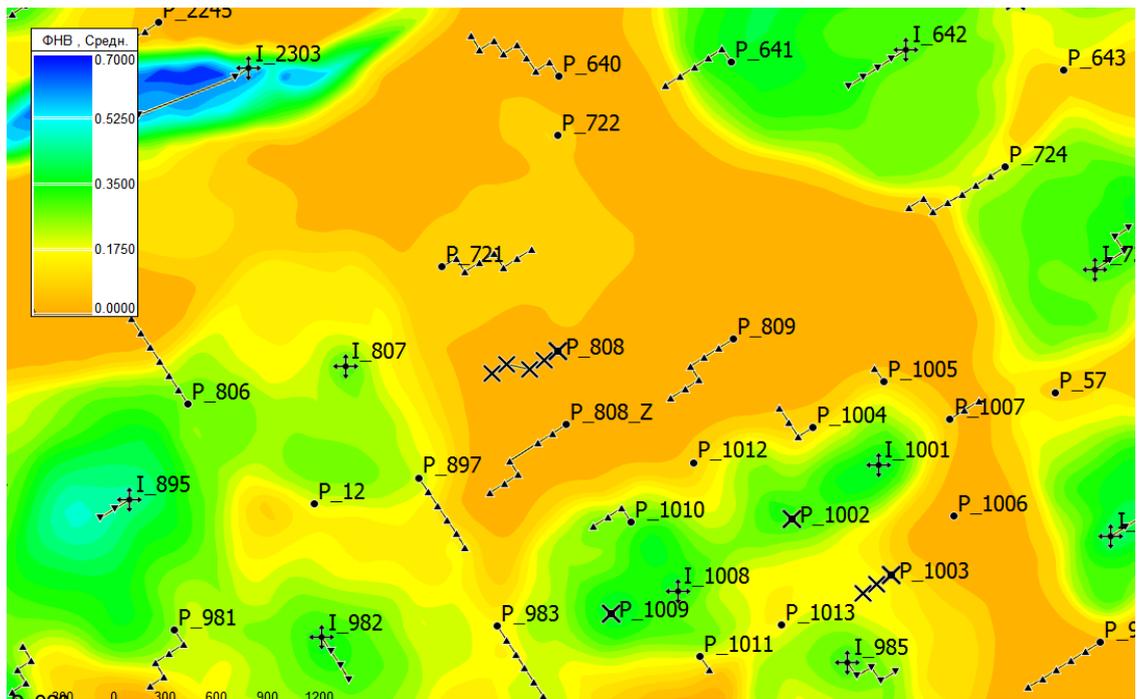


Рисунок 19 – Карта подвижной водонасыщенности на 01.10.2017, р-н 808-2 БС

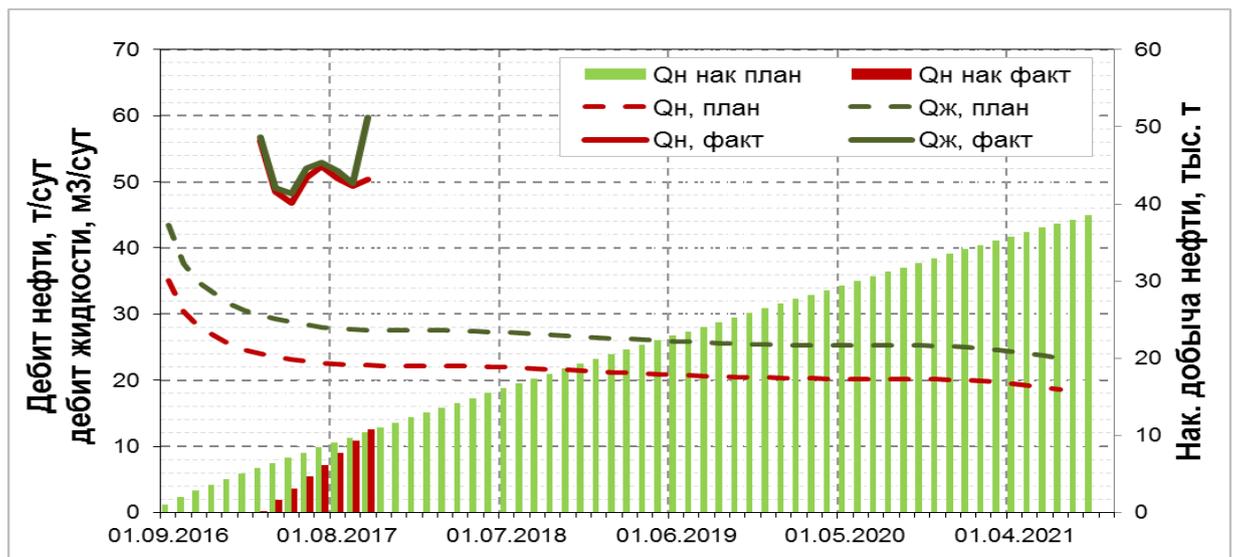


Рисунок 20 – Сравнение прогнозных и фактических показателей по добычи нефти скв. 808-2 БС

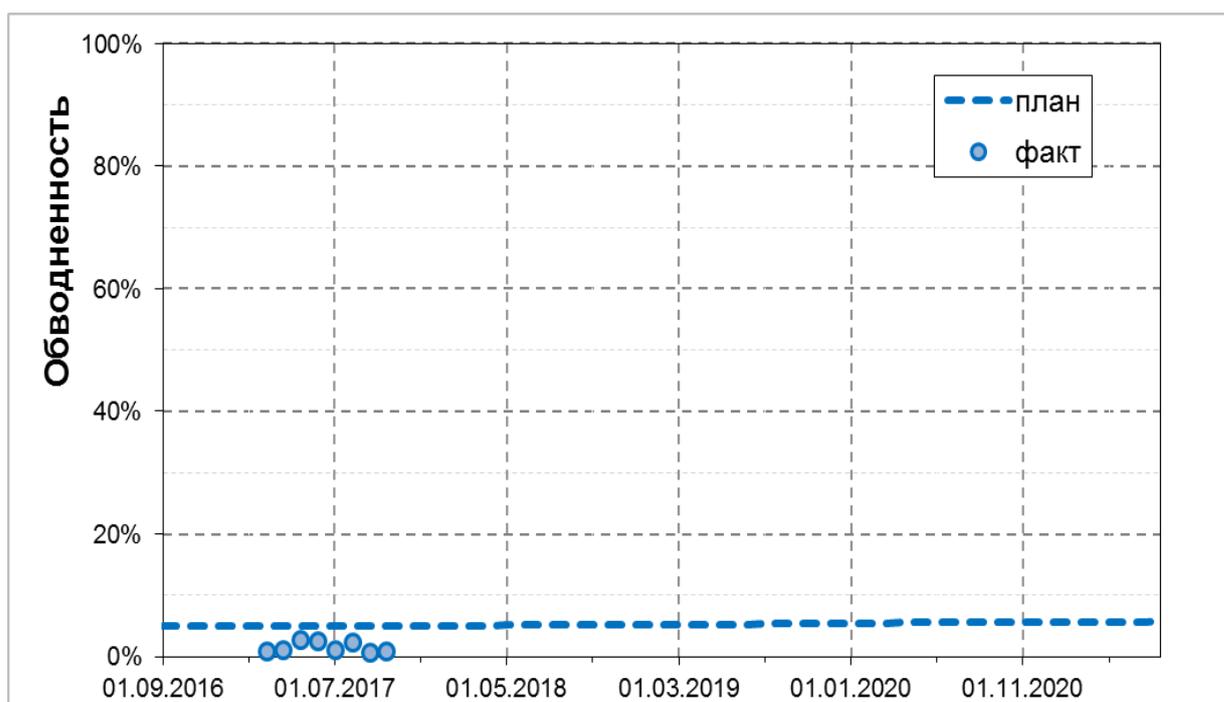


Рисунок 21– Сравнение прогнозных и фактических показателей по обводненности скв. 808-2 БС

Запустилась с дебитом нефти 56 т/сут (план – 35 т/сут). Превышение плановых показателей по нефти связано с отсутствием стартового обводнения и более высокая запускная депрессия (+13 %)

### 3.3 ЗБС скважина 571 куст 5

В качестве третьего кандидата для ЗБС была выбрана скважина 571 кустовой площадки №5 с целевым участком пласта для хвостовика бокового ствола к северу от кустовой площадки №14. Скважина 571 находилась в бездействии в связи с аварией при бурении скважины она не была добурена до целевого пласта ВЧ. Закончено бурение Преображенского пласта, который характеризуется с ухудшенными ФЕС, относится к трудноизвлекаемым запасам. На рисунке 22 можно увидеть карту подвижной водонасыщенности на 01.10.2017.

После завершения работы по зарезке бокового ствола скважины 383-2 и ее запуска можно сравнить прогнозные и фактические показатели по добыче нефти (рис.23) и прогнозные и фактические показатели по обводненности (рис.24).



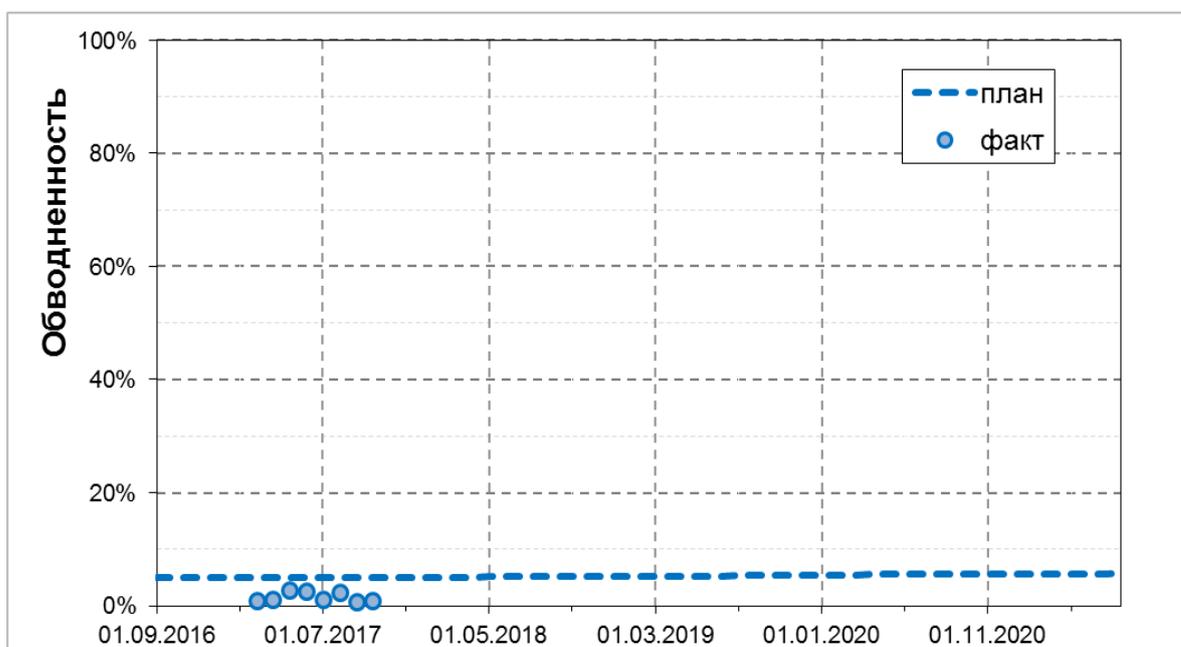


Рисунок 24– Сравнение прогнозных и фактических показателей по обводненности скв. 571-2 БС

571-2 запустилась с дебитом нефти 91 т/сут (план – 65 т/сут), который плавно снижался до показателя  $q_n=56$ т/сут, обводненность при этом составляла 30 % (ФНВ скв.504);

В ГДМ на дату ввода 571-2 БС прогнозировался приход фронта закачиваемой воды от нагнетательной 504, по факту фронт пришел с небольшим запозданием, за счет чего наблюдается превышение ожидаемых показателей по нефти.

### 3.4 ЗБС скважина 903 куст 6

В качестве четвертого кандидата для ЗБС была выбрана скважина 903 кустовой площадки №6 с целевым участком пласта для хвостовика бокового ствола к северу от кустовой площадки №17. Скважина 903 находилась в периодической эксплуатации на преображенский горизонт. В связи с осложнениями при бурении скважины она не была добурена до целевого пласта ВЧ. На рисунке 25 можно увидеть карту подвижной водонасыщенности на 01.10.2017.

После завершения работы по зарезке бокового ствола скважины 383-2 и ее запуска можно сравнить прогнозные и фактические показатели по добыче нефти (рис.26) и прогнозные и фактические показатели по обводненности (рис.27)

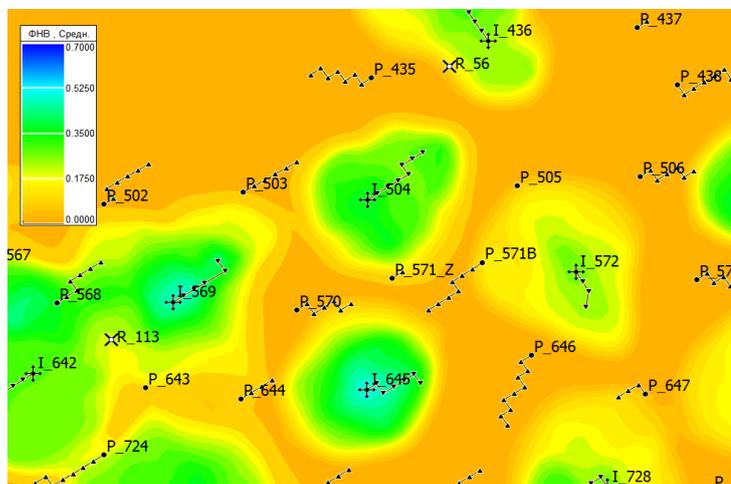


Рисунок 25 – Карта подвижной водонасыщенности на 01.10.2017, р-н 903-2

БС

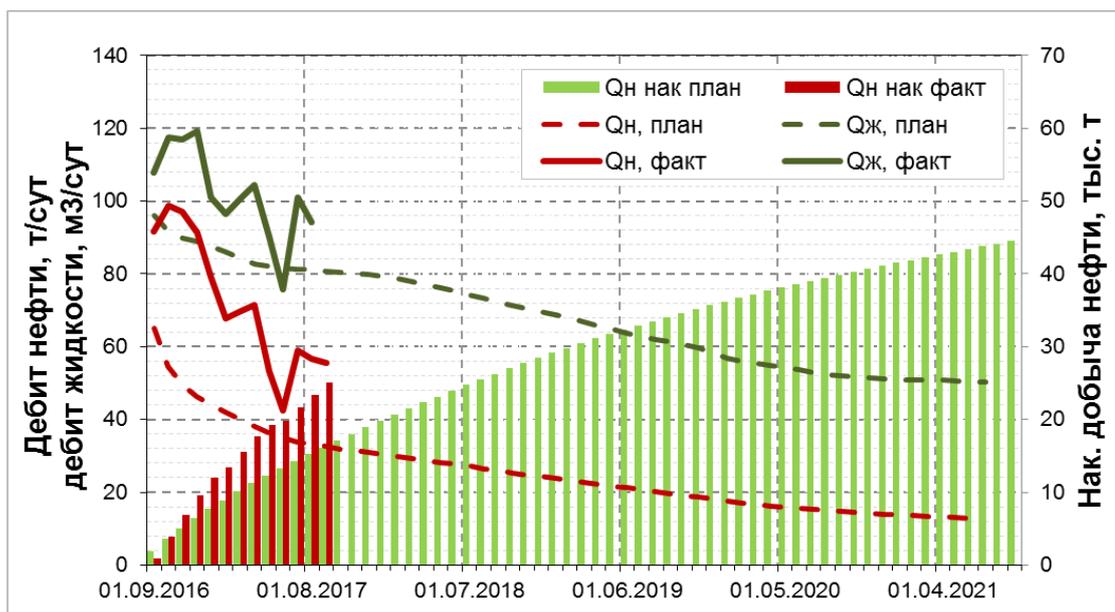


Рисунок 26 – Сравнение прогнозных и фактических показателей по добычи нефти скв. 903-2 БС

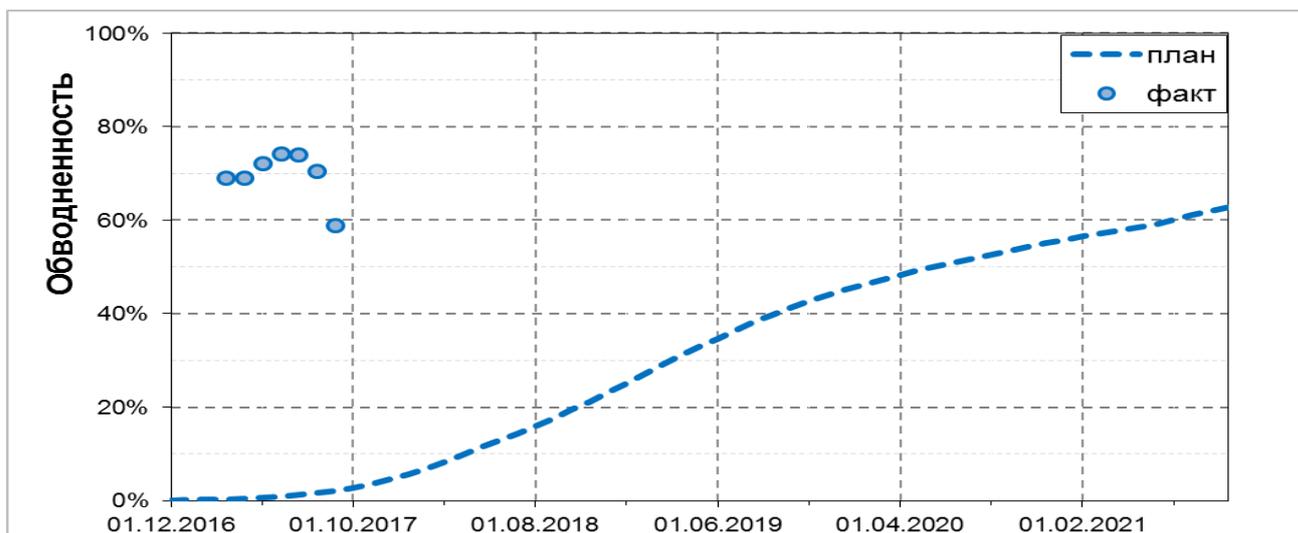


Рисунок 27– Сравнение прогнозных и фактических показателей по обводненности скв. 903-2 БС

903-2 запустилась с дебитом нефти 31 т/сут (план – 58 т/сут) и обв.= 62 % (ФНВ скв.904), затем снижалось до  $q_n=46$  т/сут, при этом дебите обводненность составляла 40 %.

Не достижение плановых показателей по нефти связано с более ранним приходом ФНВ от скв.904, чем прогнозировалось по ГДМ.

### 3.5 Осложнения при реализации программы ЗБС

При реализации программы уплотняющего бурения были выявлены следующие осложнения, указанные в таблице 8. Также в таблицах 9, 10, 11 приведены технические решения для устранения вышеупомянутых осложнений. На рисунке 28 изображена схема конструкции скважины с произведенной зарезкой бокового ствола.

Таблица 8 – Осложнения при реализации программы ЗБС

Скв.	Тип раствора	Плотность раствора, г/см <sup>3</sup>	Длительность, сут, план/факт	Описание осложнений
383	PVO	1,05/1,20	18/55	<b>Ствол I.</b> Бурение через аргиллиты на плотности PVO 1,05-1,06 г/см <sup>3</sup> , по целевому пласту пробурено 90м, бурение было осложнено непрохождением КНБК к забою, затяжками и обвалообразованием. Принято решение ствол ликвидировать. <b>Ствол II.</b> При бурении ствола плотность раствора увеличена до 1,20 г/см <sup>3</sup>

Продолжение таблицы 8

571	PVO	1,18	18/23	Бурение прошло без осложнений, что связано с наклонно-направленным профилем скважины. Зенитный угол ствола в интервале аргиллитов составил 63град
808	PVO	1,18	23/53	<b>Ствол I.</b> После выхода из окна пробурено около 90 м, выявлено осложнение (скачки давления, поглощение бурового раствора). Осложнение ликвидировано установкой цементного моста. <b>Ствол II.</b> При бурении ГС получено отражение КНБК и отклонение ствола от проектного профиля. Ствол добурен и прошаблирован, при спуске хвостовика 114 мм получен прихват хвостовика и недоступ.
903	PVO	1,18	23/65	<b>Ствол I.</b> При входе в целевой пласт не выдержан плановый угол, зенитный угол фактически был ниже планового, что не позволяло лечь в горизонт в пласте ВЧ <sub>1</sub> . Ствол добурен как пилот со вскрытием цендамента. <b>Ствол II.</b> Пробурен без серьезных осложнений.

Таблица 9 – Технические решения для бездействующих скважин и скважин, попавших в зону ухудшения ФЭС

Причина ЗБС	Решение	Тех. ограничения и критерии
1-А Ствол попал в зону низкой продуктивности	Перебурить боковой ствол в зону с более высокой продуктивностью	Требуется значительный отход от бокового ствола от основного
1-Б БД по причине прорыва газа, снижение продуктивности по нефти	Перебурить боковой ствол, применимо к случае заколонного перетока газа	Потеря перекрытием колонной части продуктивного пласта; риск прорыва газа вертикально по пласту
1-В Ликвидированные скважины старого фонда, хорошие притоки нефти при испытаниях	Вовлечение в разработку зерезкой бокового ствола для увеличения продуктивности	Малый диаметр материнского ствола

Таблица 10 – Технические решения для обводненных скважин и скважин со сниженной продуктивностью

Причина ЗБС	Решение	Тех. ограничения и критерии
Обводнение, снижение дебита по нефти ниже 10т/сут	Перебурить боковой ствол по уплотняющей сетке	Требуется значительный отход от старого ствола
	Перевод на вышележащий горизонт	Разработка нерентабельна.

Таблица 11 – Технические решения для скважин с аварийным стволом

Причина ЗБС	Решение	Тех. ограничения и критерии
3-А Снижение продуктивности (для не обсаженных горизонтальных стволов)	Перебурить из-под башмака боковой ствол и обсадить хвостовиком	Ограничений нет. Применяется в случае невозможности восстановить забой
3-Б Нарушение ЭК, заколонные перетоки, оборудование на забое	Перебурить боковой ствол с небольшим отходом	Ограничений нет. Применяется в случае невозможности восстановить забой

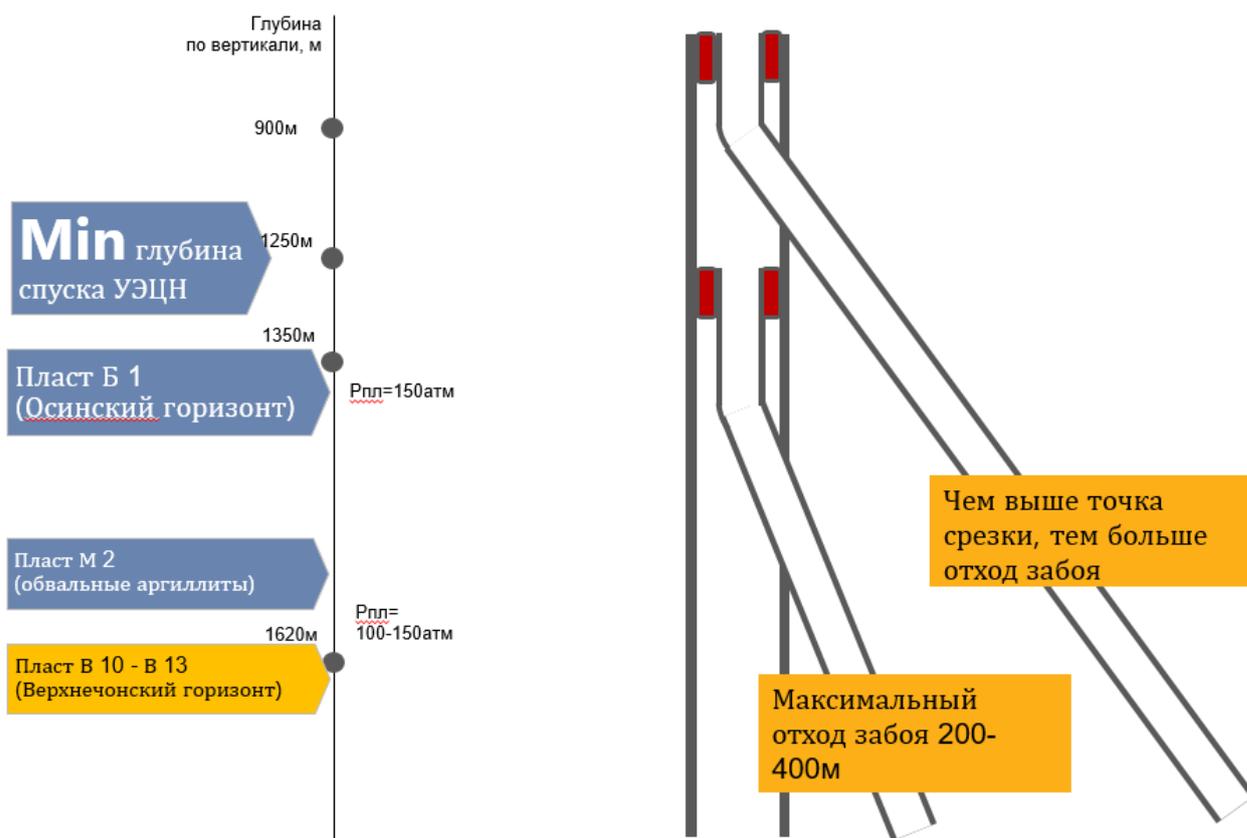


Рисунок 28 – Схема конструкции скважины

Ввиду того что максимальный отход от существующего забоя достигается всего 200-400 метров, что приводит к сложностям, связанным с ускоренным приходом фронта нагнетательных вод, не достижение плановых запускных параметров по добыче нефти. Выявились технологические проблемы связанных с вскрытием пласта с просажеными пластовыми давления приводит к обрушению, обвалам аргиллитов выше целевого интервала. При устранении осложнений были затрачены значительные средства, которые привели к превышению стоимость ЗБС в 1,5-2 раза. Принято решение о замене технологии ЗБС на уплотняющее бурение.

Предлагается уплотнение существующей сетки между добывающими скважинами. Предполагается бурение горизонтальных скважин с длиной ствола 300 м исходя из минимизации рисков подтягивания контура ФНВ, неоднородности коллектора и обеспечения дебитов скважин

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б6П	Елубаев Дамир Ерболович

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

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

1. Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Общий налоговый режим Отчисления во внебюджетные фонды (30,2 %)

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Обоснование перспективности проведения резки боковых стволов на Верхнечонском газоконденсатном месторождении
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Составление плана проекта резки боковых стволов с учетом необходимых эксплуатационных затрат. Расчет бюджета по стоимости проведения ЗБС
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка наиболее подходящих подрядных организаций для проведения ЗБС, стоимостная оценка аренды оборудования

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОСГН	Якимова Татьяна Борисовна	Кандидат экономических наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б6П	Елубаев Дамир Ерболович		

#### **4 Финансовый менеджмент ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

Оценка экономической целесообразности зарезки боковых стволов осуществляется для каждого бокового ствола в отдельности. Под экономической эффективностью мероприятия по зарезке бокового ствола понимается способность за счет денежных поступлений от реализации нефти, добытой из скважин, покрывать ежегодные текущие эксплуатационные затраты, обеспечить в приемлемые сроки возвращение авансированных средств, включая погашение кредитов и процентов по ним, а также некоторый чистый текущий доход.

Экономическая целесообразность осуществления зарезки боковых стволов оценивается системой показателей, выступающих в качестве экономических критериев, принятых в рыночной экономике при принятии инвестиционных проектов.

Для оценки экономической целесообразности осуществления мероприятия используются следующие основные показатели эффективности:

- чистый поток денежных средств;
- аккумулированный поток денежных средств;
- чистый дисконтированный доход;
- внутренняя норма доходности;
- период окупаемости капитальных вложений;
- индекс доходности.

Каждый из перечисленных критериев отражает эффективность вложения средств в зарезку боковых стволов с различных сторон, поэтому оценивая ее экономическую эффективность, необходимо использовать всю совокупность показателей.

К реализации могут быть приняты только те мероприятия, у которых:

- чистая настоящая стоимость больше нуля;
- индекс прибыльности не меньше единицы;
- внутренняя ставка рентабельности больше ставки дисконтирования;

– срок окупаемости минимален.

На основе данных из открытых источников была проведена оценка добычи нефти и жидкости, а также динамика добычи. Все расчеты проводились на базе оценки снижения пускового дебита нефти скважин, полученном при запуске скважин. Ниже, в таблице 12, представлены данные по добыче нефти и жидкости от проектов ЗБС в разрезе конкретных ЗБС. Расчетный период для геолого-технического мероприятия по зарезке боковых стволов в ПАО «Верхнечонскнефтегаз» установлен в пределах 7 лет и 6 месяцев.

Таблица 12 – Экономические показатели по проекту ЗБС (по пробуренным скважинам)

№ скв.	Сарех, тыс.руб	Добыча нефти за ограниченный период (факт), тыс.тн	Добыча нефти за календарный год, тыс.тн	Добыча нефти за расчетный период, тыс.тн	Прирост дебита после ГТМ тн/сут	Темп падения в 1й год, %	NPV, млн. руб	ЧПД, млн. руб.
808	194450,0	6,20	13,83	47,11	56	35	20	117
903	156017,0	2,89	7,19	31,82	31	32	-2	48
571	172230,0	12,50	8,90	69,60	91	30	35	152
383	184540,0	3,45	2,10	19,80	16	51	-28	-5

Основная цель расчетов – экономическая оценка зарезки боковых стволов (далее – ЗБС) на Верхнечонском месторождении, которая будет отвечать критерию получения максимального экономического эффекта от увеличения извлечения газа и газового конденсата и получения прибыли от дополнительной добычи. При этом должны соблюдаться все требования экологии и охраны окружающей среды. [20]

Применение технологии зарезки боковых стволов ЗБС способствует увеличению добычи газа и газового конденсата. Соответствующие технологии помогают сохранить скважину и сэкономить затраты на ее освоение.

#### 4.1 Расчет времени на проведение мероприятия по ЗБС

Определим нормы времени для ЗБС скважины. Время на проведение мероприятия включает в себя следующие этапы: ликвидация нижнего слоя основного ствола, подготовка цементного моста, подготовительные работы,

исследование состояния скважины, клина-отклонителя, подготовка окна в обсадной колонне, бурение ствола, крепление скважины, освоение скважины.

Согласно справочнику «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е14» время на выполнение мероприятия представлено в таблице 13.

Таблица 13 – Время на выполнения мероприятия

<b>Операция</b>	<b>Общее время, ч</b>
Спуск компоновки в скважину на необходимую глубину	30
Установка якорного устройства в обсадной колонне, проверка осевой нагрузки надежность крепежа	40
Определение положения ориентационного паза гироскопическим инклинометром или иным способом	27,8
Спуск в скважину компоновки, состоящей из направляющего патрубка с ориентационной шпонкой, удлинителя, клина.	40
После выполнения работ по вырезке технологического окна, бурения бокового ствола производится извлечение уипстока из скважины	26,5
В скважине устанавливается другой вид уипстока для крепления бокового ствола «хвостовиком»	53
Вырезание верхней части «хвостовика» и извлечение уипстока	22,7
<b>Итого:</b>	<b>240</b>

Общее время на проведение подготовительного мероприятия будет равно 240 ч.

#### **4.2. Расчет количества необходимой техники и оборудования**

В процессе зарезки боковых стволов потребуется следующая техника: буровая установка. В качестве установки была принята Мобильная буровая установка-125.

Установка МБУ125 предназначена для бурения ротором и забойными двигателями эксплуатационных и разведочных скважин. Условная глубина бурения скважин – 2700 метров (при бурении колонной 28 кг/м).

Установка состоит из следующих блоков:

– Подъемный блок на полноприводном шасси БАЗ-69099 повышенной грузоподъемности;

– Мобильный блок бурового основания и приемных мостков на трехосном прицепе ОЗТП84701 А;

Кроме подъемной установки, в технологическом процессе проводки второго ствола скважины применяются еще разнообразные механизмы и оборудование.

### 4.3. Расчет амортизационных отчислений

Затраты определяются, исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов, нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Нормы амортизации для мобильной буровой установки выбираем согласно единым нормам амортизационных отчислений согласно постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 №1 (ред. От 07.07.2016) «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы». [18]

Расчет амортизационных отчислений при зарезке боковых стволов представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Расчет амортизационных отчислений

Объект	Стоимость руб.	Норма амортизации %	Норма амортизации в год, руб.	Норма амортизации в час, руб.	Ко-во	Время работ, час.	Сумма амортизации, руб.
Установка УЛБ-130	43000000	14,3	61490000	701,9	1	240	168465,8
Прицеп	900000,0	10,8	97200,0	11,1	1	240	2663,014
Сдвоенный плащечный противовыбросовый превентор	400000,0	14,3	57200,0	6,5	1	240	1567,123
Секционный стеллаж	50000,0	10	5000	0,6	1	240	136,9863
Вибросито одинарное двухпалубное	150000,0	8	12000,0	1,4	1	240	328,7671
Перемешиватель бур.раствора	600000,0	9,1	54600,0	6,2	3	240	1495,89
Центробежный насос «Nexus»	1000000,0	12,5	125000,0	14,3	3	240	3424,658
<b>Итого</b>							<b>178082,2</b>

Вывод: амортизационные отчисления при зарезке боковых стволов составляют 178082,2 руб.

#### 4.4. Затраты на материалы

Стоимость материалов на проведение мероприятия по зарезке боковых стволов приведена в таблице 15.

Таблица 15 – Стоимость материалов на проведение мероприятия по ЗБС

Наименование материалов	Количество, кг.	Цена, руб	Сумма, руб.
1 НКТ, 60мм	50	62000	3100000,0
2 Роторные фрезы	20	56000	1120000,0
3 Буровой раствор, м <sup>3</sup>	140	2000	280000,0
4 Дизельное топливо	9500	43,2	410400,0
<b>Итого:</b>			4910400,0

Вывод: Стоимость материалов на проведение мероприятия по ЗБС составляет 4910400,0 руб.

#### 4.5. Расчет заработной платы

Персонал для проведения ЗБС: мастер буровой, инженер-технолог, бурильщик 5 разряда, машинист 3 разряда, помощник бурильщика 3 разряда, супервайзер 5 разряда, геофизик 4 разряда.

Расчет суммы, начисленной по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда. В таблице 16 указаны различные надбавки и доплаты к заработной плате работника, которые им положены во время работы на предприятии в Иркутской области.

Таблица 16 – Надбавки и доплаты к заработной плате работника

Районный коэффициент	1,5
Северная надбавка	1,5
Доплата за вредность	1,05
Компенсационная выплата за время нахождения в пути на вахту/с вахты	1400р
Компенсационная выплата за вахтовый метод работы	1,1

Таким образом, зная количество работников, рассчитаем заработную плату на проведение одного ЗБС (табл. 17).

Таблица 17 – Расчет заработной платы сотрудников

Должность	Количество	Тарифная ставка, руб/час	Районный коэффициент	Заработная плата с учетом надбавок, руб.(50 %)	Компенсационная выплата за вахтовый метод работы	Доплата за вредность	Итого заработная плата, руб. (вахта 17 дней)	Итого заработная плата за выполненные работы, руб. (240 часов), геофизик (174 часа)
Инженер-технолог	1	400	1,3	1,5	1,1	1,05	194396,8	249480,0
Мастер буровой	1	320	1,3	1,5	1,1	1,05	155509,2	199584,0
Бурильщик 5 разряда	1	250	1,3	1,5	1,1	1,05	121491,2	155925,0
Машинист	1	210	1,3	1,5	1,1	1,05	102052,9	130977,0
Помощник бурильщика 3 разряда	1	190	1,3	1,5	1,1	1,05	92333,6	118503,0
Супервайзер	1	230	1,3	1,5	1,1	1,05	111772,2	143451,0
Геофизик	1	180	1,3	1,5	1,1	1,05	87473,9	81392,8
<b>ИТОГО:</b>	<b>7</b>							<b>1079312,8</b>
<b>Общая ЗП:</b>								<b>1079312,8</b>

Вывод: расчет заработной платы для зарубке одного бокового ствола составляет 1079312,8 руб.

#### 4.6. Отчисления во внебюджетные фонды

В таблице 18 представлен расчет страховых отчислений во внебюджетные фонды, такие как: Пенсионный фонд России (ПФР), Фонд социального страхования (ФСС), Федеральный фонд обязательного медицинского страхования (ФОМС).

Таблица 18 – Страховые тарифы на обязательное страхование в ОСС, ПФР, ФСС и ФОМС

Должность	Зарботная плата за выполненный вид работ, руб.	Тип страховых отчислений и ставка по отчислениям, руб.			
		Страховой взнос, 0,2 %	ПФР, 22 %	ФСС, 2,9 %	ФОМС, 5,1 %
Инженер-технолог	294480,0	498,96	54885,6	7234,9	12723,5
Мастер буровой	199584,0	399,0	43908,5	5787,9	10178,7
Бурильщик 5 разряда	155925,0	311,8	34303,5	4521,8	7952,1
Машинист	130977,0	261,9	28814,9	3798,3	6679,8
Помощник бурильщика 3 разряда	119503,0	237,0	26070,6	3436,5	6043,6
Супервайзер	143451,0	286,9	31559,2	4160,0	7316,0
Геофизик	81392,8	162,7	17906,4	2360,3	4151,0
<b>ИТОГО:</b>				<b>325951,4</b>	

Примечание: страховые тарифы начисляются на заработную плату сотрудников за выполненную работу согласно таблице 17.

#### 4.7. Формирование бюджета затрат на реализацию проекта

Общие затраты на реализацию проведения ЗБС представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

№	Состав затрат	Сумма затрат, руб.	Примечание
1	Расчёт материальных затрат	4910400	Согласно таблице 13
2	Расчет амортизационных отчислений	178082,2	Согласно таблице 12
3	Расчет заработной платы сотрудников	1079312,8	Согласно таблице 14
4	Отчисления во внебюджетные фонды	325951,4	Согласно таблице 15
5	Итого основные расходы	6493746,4	
6	Накладные расходы (16 % от суммы п.1-5)	1038999,42	
7	Всего затраты на мероприятие	5454746,9	Сумма указана только для одной ЗБС

Вывод до проведения мероприятия: для увеличения производительности на Верхнечонском месторождении, используют технологию резки боковых стволов.

Вывод после проведения мероприятия: Из четырех скважин три оказались эффективными и окупаемыми, но одна скважина не эффективна с точки зрения окупаемости. Во время применения технологии резки боковых стволов выявились ряд геолого-технологических осложнений, при устранении которых были затрачены значительные средства, которые привели к превышению стоимости ЗБС в 1,5-2 раза. В следствии этого стоимость ЗБС стала соизмерима со стоимостью новой скважины, в результате чего в компании принято решение о замене технологии резки боковых стволов на бурение уплотняющих скважин.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б6П	Елубаев Дамир Ерболович

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление</b>	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

<b>Комплексный анализ технологии резки боковых стволов при разработке Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение (Иркутская область)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности и охраны окружающей среды; Организационные мероприятия и особенности законодательного регулирования проектных решений; Организационные мероприятия; Особенности законодательного регулирования проектных решений.
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Анализ условий труда на проектируемых работах; Анализ опасных и вредных производственных факторов; Основные мероприятия по обеспечению безопасных, здоровых условий труда при ведении проектируемых работ; Микроклимат производственных помещений; Загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны; Вентиляция производственных помещений; Освещение производственных помещений; Шум, вибрация, неионизирующие излучения.
<b>3. Экологическая безопасность:</b> - Характер влияния атмосферу, гидросферу и литосферу.	Охрана окружающей среды; Характер и возможные источники загрязнения.

<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b> - перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	Обеспечение безопасности в аварийных ситуациях.

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	Кандидат технических наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Елубаев Дамир Ерболович		

## **5 Мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности и охраны окружающей среды**

### **5.1 Организационные мероприятия и особенности законодательного регулирования проектных решений**

#### **Введение**

Верхнечонское месторождение нефти, является самым крупным в Иркутской области, оно было открыто в 1978 году. Находится месторождение в Катангском районе примерно в 1100 км севернее г. Иркутска. Ближайший населенный пункт село Преображенка располагается 50 км к западу от месторождения. Район мало заселен и плохо освоен, местность покрыта тайгой, которая труднопроходима. Сейсмически район слабо активен.

Климат района является резкоконтинентальным, имеющим продолжительную холодную зиму и жаркое короткое лето, с годовым максимально-экстремальным колебанием температур от +36 °С до –58 °С. Со среднегодовой температурой –5, –5,5 °С. В зимнем периоде господствует мощный антициклон с солнечной безветренной погодой.

Располагается Верхнечонское газоконденсатнонефтяное месторождение в зоне многолетней мерзлоты. Основной вид транспорта, соединяющий это месторождения, является вертолет. В летнее время рабочие могут добираться до места по автозимнику. Центром вахтового поселка месторождения является поселок Ербогачен. Так же присутствует автомобильная дорога, которая соединяет Верхнечонское месторождение и Талакан. Именно здесь товарная нефть с АО «ВЧНГ» уже «впадает» в трубопроводную систему «Восточная Сибирь - Тихий Океан». Талакан (так же ведется разработка нефти) — конечная точка производства АО «ВЧНГ».

#### **5.1.1 Организационные мероприятия**

Подготовка рабочего места и допуск бригады к работе осуществляется только после получения разрешения от оперативного персонала, в управлении

и ведении которого находится оборудование. Не допускается изменять предусмотренные нарядом меры по подготовке рабочих мест.

Допускающий перед допуском к работе должен убедиться в выполнении технических мероприятий по подготовке рабочего места – личным осмотром, по записям в оперативном журнале, по оперативной схеме и по сообщениям персонала оперативного и оперативно-ремонтного других задействованных организаций. Ответственный руководитель и производитель работ (наблюдающий) перед допуском к работе должны выяснить у допускающего, какие меры безопасности приняты при подготовке рабочего места, и совместно с допускающим проверить подготовку рабочего места личным осмотром в пределах рабочего места.

Допуск к работе по нарядам и распоряжениям после подготовки рабочего места должен проводиться непосредственно на рабочем месте. При этом допускающий должен:

- проверить соответствие состава бригады указаниям наряда (распоряжения) – по именованным удостоверениям;

- доказать бригаде, что напряжение отсутствует, показом установленных заземлений или проверкой отсутствия напряжения, если заземления не видны с рабочего места.

Началу работ по наряду (распоряжению) должен предшествовать целевой инструктаж. Без проведения целевого инструктажа допуск к работе не разрешается.

Целевой инструктаж при работах по наряду (распоряжению) проводят:

- 1) выдающий наряд – ответственному руководителю (если он не назначается производителю работ или наблюдающему);

- 2) допускающий – ответственному руководителю работ, производителю работ (наблюдающему) и членам бригады;

- 3) ответственный руководитель работ – производителю работ (наблюдающему) и членам бригады;

- 4) производитель работ (наблюдающий) – членам бригады.

Выдающий наряд (распоряжение), ответственный руководитель работ, производитель работ в проводимых или целевых инструктажах, помимо вопросов электробезопасности, должны дать четкие указания по технологии безопасного проведения работ, безопасному использованию грузоподъемных машин и механизмов, инструмента и приспособлений.

Допуск к работе оформляется в обоих экземплярах наряда, из которых один остается у производителя работ (наблюдающего), а второй – у допускающего.

После полного окончания работы производитель работ (наблюдающий) должен удалить бригаду с рабочего места, снять установленные бригадой временные ограждения, плакаты и заземления, закрыть двери электроустановки на замок и оформить в наряде полное окончание работ. Ответственный руководитель после проверки рабочего места также оформляет в наряде полное окончание работ.

После оформления производителем работ и ответственным руководителем работ в наряде полного окончания работ наряд сдается допускающему. Окончание работы по наряду (распоряжению) также оформляется оперативным персоналом в «Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям» и в оперативном журнале. Перед включением электроустановки после полного окончания работ оперативный персонал убеждается в готовности электроустановки к включению, снимает временные ограждения, переносные плакаты безопасности и заземления, восстанавливает постоянные ограждения.

В аварийных случаях, до полного окончания работ, оперативный персонал или допускающий могут включить в работу выведенное в ремонт электрооборудование или электроустановку в отсутствие бригады при условии, что до прибытия производителя работ и возвращения им наряда на рабочих местах расставлены работники, обязанные предупредить производителя работ и всех членов бригады о включении электроустановки и запрете возобновления работ.

## **5.1.2 Особенности законодательного регулирования проектных решений**

Согласно ТК РФ Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом, вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междуменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца.

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

Каждый день отдыха в связи с переработкой рабочего времени в пределах графика работы на вахте (день междувахтового отдыха) оплачивается в размере дневной тарифной ставки, дневной ставки (части оклада (должностного оклада) за день работы.

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

- устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

- в районах Крайнего Севера, – 24 календарных дня;

- в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, – 16 календарных дней.

## 5.2 Анализ условий труда на проектируемых работах

Опасные и вредные производственные факторы на объектах нефтяной промышленности. Их можно разделить на физические, биологические, химические и психофизиологические.

К физическим факторам следует отнести:

- движущиеся механизмы и машины, подвижные части оборудования;
- острые части оборудования и инструментов;
- расположенность рабочего места на большой высоте;
- уровень шума выше нормы;
- уровень вибраций выше нормы;
- повышенное напряжение;
- давление в рабочей зоне выше нормы или резкое изменение давления;
- уровень электричества выше нормы;
- уровень ионизирующих излучений повышенный;
- уровень ультрафиолетовой радиации выше нормы;
- температура поверхности оборудования выше/ниже нормы;
- температура поверхности инструментов выше/ниже нормы;
- температура поверхности материалов выше/ниже нормы;
- температура зоны работы выше/ниже нормы;
- недостаточная освещённость места работы.

Перечисленные физические факторы могут привести к несчастным случаям (перегрев/переохлаждение организма, тепловой удар и т.д.), взрывам на объекте, профессиональным заболеваниям (вибрационная, кессонная, лучевая болезни, электроофтальмия и т.д.).

К биологическим факторам обычно относят:

- патогенные микроорганизмы (например, вирусы и простейшие);

– макроорганизмы (например, ядовитые растения и растения, которые вызывают аллергические заболевания, а также укусы животных и таких насекомых как клещи, комары, гнус).

Данные биологические факторы могут привести к таким профессиональным заболеваниям как клещевой энцефалит, а также к несчастным случаям (травмам, заболеваниям, отравлениям).

К химическим факторам принадлежат:

- твёрдые вещества (например, пыль, сварочный аэрозоль, цемент);
- жидкие вещества (такие как нефть, ингибиторы коррозии, поверхностно-активные вещества);
- газообразные вещества (углеводороды, газ нефтяной или попутный с повышенным содержанием сероводорода).

Такие химические факторы могут быть причиной профессиональных заболеваний (пылевой бронхит, пневмокониоз) и острых профессиональных отравлений.

Психофизиологические факторы включают в себя:

- перегрузки нервно-психические;
- перегрузки физические

Перечисленные психофизиологические факторы могут привести к перенапряжениям.

### **5.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов**

Опасные и вредные производственные факторы, воздействующие на работающих необходимо свести в таблицу 20.

Таблица 20 – Опасные и вредные производственные факторы, воздействующие на рабочих

Профессии	Наименование фактора	Место проявления	Средства защиты
Операторы по подготовке скважин, операторы по добыче нефти и газа	Движущиеся и вращающиеся части оборудования	Насосный блок – валы и ремни привода; дизельный блок - валы и ремни привода; стол ротора – вал и барабан лебедки, цепи и валы привода ротора, ротор.	Ограждения, соблюдения правил безопасности
Операторы по подготовке скважин, операторы по добыче нефти и газа	Повышенный уровень шума	Работа оборудования и элементов трансмиссии	Наушники
Операторы по подготовке скважин, операторы по добыче нефти и газа	Недостаточное освещение рабочих мест		Переносные фонари, фонари взрывозащищенные
Операторы по подготовке скважин, операторы по добыче нефти и газа	Вибрация	Работа оборудования и элементов трансмиссии, вибрация бурильной колонны в процессе бурения.	Рукавицы, перчатки, полуперчатки, наладонники, специальная обувь, стельки. наколенники, нагрудники. пояса, специальные костюмы
Операторы по подготовке скважин, операторы по добыче нефти и газа	Токсические, раздражающие	Хим реагенты, сероводород, загазованность помещений	Применение СИЗ (противогаз, респиратор, перчатки, обувь)

## Продолжение таблицы 20

Операторы по подготовке скважин, операторы по добыче нефти и газа	Перепады температур	Погодные условия	Спец. одежда, обогрев и вентиляция помещений
Операторы по подготовке скважин, операторы по добыче нефти и газа	Насекомые	Мошка, комары	Применение соответствующей спец одежды, мази, аэрозоли

Опасные факторы, в результате которых происходит травматизм, подразделяются по следующим признакам:

- буровзрывные работы;
- эксплуатация машин и механизмов;
- передвижение людей и грузов.

Воздействие вредных производственных факторов приводит к профессиональной заболеваемости. Ведущее место принадлежит заболеваниям, связанных с воздействием физических перегрузок и перенапряжением отдельных органов и систем, а также вызванных воздействием физических факторов, далее идут профессиональные заболевания с поражением органов дыхания, интоксикации нефтепродуктами и заболевания кожи.

### **5.4 Основные мероприятия по обеспечению безопасных, здоровых условий труда при ведении проектируемых работ**

#### **5.4.1 Организация работ по охране труда**

К работам допускаются лица, обученные согласно Положения о порядке обучения работников безопасным методам работы. Организационные, технические и технологические требования, выполнение которых является обязательным для обеспечения безопасного производства работ, изложены в Правилах безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

Перечисленные выше работы, в основном, будут проводить работники бригад капитального ремонта или подземного ремонта скважин. Должен вестись журнал проверки состояния условий труда. В этом журнале ИТР общественные инспекторы по технике безопасности записывают результаты плановых и внеочередных проверок состояния техники безопасности, а также мероприятия по устранению выявленных нарушений.

Несчастные случаи, происшедшие на рабочем месте, расследуются в установленном порядке.

К работам на производственных объектах, где возможна загазованность воздуха сероводородом выше ПДК (в аварийных ситуациях) допускаются лица не моложе 18 лет, не имеющие медицинских противопоказаний для работы в изолирующих противогазах и дыхательных аппаратах и прошедшие соответствующее обучение, инструктаж и проверку знаний по базисному ведению работ. Привлекаемый к работам на сероводородных объектах персонал сторонних организаций должен пройти обучение и проверку знаний в объеме, утвержденном главным инженером предприятия - Заказчика.

Организация работ по охране труда на предприятиях и в организациях геологии должна отвечать требованиям ПБ 08-37-2005. «Правила безопасности при геологоразведочных работах».

#### **5.4.2 Лечебно-профилактическое и санитарно-бытовое обслуживание работающих**

В соответствии со СНиП 2.09.04-87 "Административные и бытовые здания" и РД 39-22-719-01 "Нормативы санитарно-бытового оснащения бригад, занятых бурением и ремонтом скважин" при вахтовом методе организации труда буровая оснащается:

- санитарно-бытовыми помещениями, которые необходимо ежедневно убирать и проветривать;

- гардеробные, душевые и другие санитарно–бытовые помещения, которые должны периодически дезинфицироваться;
- помещения для обогрева и отдыха, рабочих, которые необходимо соорудить на расстоянии, превышающем высоту вышки не менее чем на 10 м;
- помещением с бачком с питьевой водой (предварительно подвергшейся анализу), аптечкой с полным набором медикаментов первой помощи, носилками и мебелью;
- эмалированными и алюминиевыми бачками для питьевой воды, снабженными кранами. Крышки бачков должны запираются на замок и закрываться брезентовым чехлом. Температура питьевой воды должна быть в пределах +8...+20 °С;

Список санитарно-бытовых помещений приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Санитарно-бытовые помещения

Наименование	Количество
Вагон-домик с кабинетом мастера и комнатой отдыха, оборудованной устройствами для обогрева и охлаждения, умывальником, баком для питьевой воды	1
Вагон-домик с гардеробной, сушилкой для спецодежды и обуви, душевой кабинкой	1
Вагон-домики – общежития для буровой бригады	5
Банно-прачечный комплекс	1
Столовая-несколько укомплектованных вагонов	1
Наружная уборная, выполненная в виде деревянной будки с выгребной ямой с двумя санитарными приборами	1

### **5.4.3 Обеспечение работающих средствами индивидуальной защиты**

Все рабочие перед выходом на работу проходят медицинский осмотр, инструктаж по санитарии и гигиене. К работам не допускаются люди, страдающие заболеваниями крови, почек, психическими расстройствами, имеющие травматические повреждения. С целью изучения специальных знаний и овладения методами и приемами первой доврачебной помощи, проводится обучение всех работающих. Медицинское обеспечение включает

в себя профилактику травматизма и несчастных случаев, обеспечение путевками санаторно-курортного лечения.

Месторождение обеспечивается медицинскими аптечками из расчета 5-7 человек на одну аптечку.

На месторождении используется спецодежда с накладками из нефтеморозостойких материалов. Защитные свойства спецодежды определяются тканями, из которых ее изготавливают.

К тканям для рабочих нефтяной промышленности предъявляются следующие основные требования: хорошие теплозащитные свойства, воздухопроницаемость, малая влагоемкость и малая нефтепроницаемость. Для пошива спецодежды используют различные ткани. Иногда применяют ткани, пропитанные специальными составами.

Большое значение имеет покрой спецодежды. Спецодежда, отдельно для зимнего и летнего периода, не должна стеснять движений рабочего во время работы, должна быть удобной.

От вредного воздействия нефти и нефтепродуктов работающих защищает специальная нефтемасложирозащитная обувь.

Она необходима для защиты ног, работающих от вредного воздействия нефти и нефтепродуктов, от механических повреждений, температурных воздействий (ожогов, перегрева, охлаждения, промокания), от действия различных агрессивных веществ (кислот, нефти, нефтепродуктов, органических растворителей и др.). Большое значение имеет воздухо- и паропроницаемость, а также гигроскопичность материала, из которого изготавливается верх обуви. Чем выше влагопоглощение и влагоотдача материала, тем выше его гигиенические свойства.

Средствами индивидуальной защиты оснащаются все работники нефтяного месторождения.

## **5.5. Нормализация условий труда на объектах работ**

### **5.5.1 Микроклимат производственных помещений**

По ГОСТ 12.1.005-88 «Воздух рабочей зоны» и СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» установлены следующие оптимальные и допустимые значения параметров микроклимата, для соответствия категории работы (Па, Пб). Данные приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений.

Период года	Оптимальные значения			Допустимые значения			Фактические значения		
	Температура воздуха, Т, °С	Относительная влажность, φ, %	Скорость движения воздуха, v, м/с	Температура воздуха, Т, °С	Относительная влажность, φ, %	Скорость движения воздуха, v, м/с	Температура воздуха, Т, °С	Относительная влажность, φ, %	Скорость движения воздуха, v, м/с
Холодный	22-24	60-40	0,1	20-22	15-75	0,1	20-22	60-40	0,1
	21-23	60-40	0,1	19-21	15-75	0,1	19-21	60-40	0,1
	19-21	60-40	0,2	17-19	15-75	0,1	17-19	60-40	0,1
	17-19	60-40	0,2	15-17	15-75	0,2	15-17	60-40	0,2
	16-18	60-40	0,3	13-16	15-75	0,2	13-16	60-40	0,2
Теплый	23-25	60-40	0,1	21-23	15-75	0,1	21-23	60-40	0,1
	22-24	60-40	0,1	20-22	15-75	0,1	20-22	60-40	0,1
	20-22	60-40	0,2	18-20	15-75	0,1	18-20	60-40	0,1
	19-21	60-40	0,2	16-19	15-75	0,2	16-19	60-40	0,2
	18-20	60-40	0,3	15-18	15-75	0,2	15-18	60-40	0,2

Фактические параметры микроклимата по температуре соответствуют допустимым параметрам, по влажности воздуха соответствуют оптимальным параметрам, по скорости воздуха соответствуют допустимым параметрам. Таким образом, показатели микроклимата в производственных помещениях соответствуют норме.

### 5.5.2 Загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны

Загрязнения возникают в основном при выделении паров дизельного топлива на основных рабочих местах, от газов, возникающих при сгорании дизтоплива, газа, выделяющегося из раствора при вскрытии продуктивного пласта, при приготовлении раствора с использованием мелкодисперсных сыпучих химреагентов (глина, цемент).

Длительное вдыхание углеводородов в сравнительно небольших количествах обуславливает хроническое отравление. При этом наблюдается уменьшение частоты пульса и дыхания, возникновение гипотонии, гипотермии, изменение состава крови.

Выделяющийся из нефти и нефтепродуктов сероводород вызывает острые и хронические отравления, раздражает органы дыхания (иногда с потерей сознания, параличом дыхательного центра), слизистую оболочку глаз, вызывает слезотечение, светобоязнь, конъюнктивит с явлениями отека ткани роговых оболочек; наблюдаются сильные боли и резь в глазах, спазмы век. Совместное присутствие в воздухе углеводородов и сероводорода резко увеличивает их токсическое действие на организм человека. Отмечается резко выраженный отек легких и жировое перерождение клеток печени

Для защиты органов дыхания используется СИЗ: противогаз и респиратор; противопыльная тканевая маска; ватно-марлевая повязка.

Для защиты кожи используются рабочие костюмы (куртки и брюки), ватники, перчатки и рукавицы. Для защиты ног: резиновые сапоги, боты, калоши, валенки с калошами или ботинки из кожи или кожзаменителей.

Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны

Наименование веществ	Формула	Величина предельно допустимой концентрации	
		% по объему	мг/м <sup>3</sup>
Азота окислы (в пересчете на NO <sub>2</sub> )	NO+NO <sub>2</sub>	0,00025	5
Акролеин	CH <sub>2</sub> -CH-C-OH	-	0,7
Альдегид масляный	-	-	5
Углерода окись	CO	0,0016	20

### Продолжение таблицы 23

Масла минеральные (нефтяные)	-	-	5
Сероводород	H <sub>2</sub> S	0,00066	10
Углеводороды в пересчете на С	-	-	300
Формальдегид	CH <sub>2</sub> O	-	300
Ангидрид сернистый	SO <sub>2</sub>	0,00035	10

#### **5.5.3 Вентиляция производственных помещений**

Вентиляция рабочих помещений осуществляется за счет естественной вентиляции помещений (открытых дверей) и установленных в блоке приготовления бурового раствора вентиляционных труб.

Для ручного включения аварийной вентиляции у основного входа в помещение предусмотрен кнопочный пост управления. Мастерские оборудованы вытяжной вентиляцией.

Станки и инструмент для механической обработки материалов и изделий оборудованы местной вытяжной вентиляцией с пневматическими пылестружкоприемниками.

#### **5.5.4 Освещение производственных помещений**

Внутренне освещение производства конструируется с использованием промышленных светильников различных модификаций: накладные, подвесные, встроенные. Источники света в перечисленных изделиях должны обеспечивать комфортную освещенность цехов. Лампы могут быть люминесцентными, металлогалогенными или светодиодами. Нередко к светильникам предъявляются особые требования в области защиты от влаги, взрыва и пыли.

Помещения, имеющие естественное освещение днем и искусственное в темное время суток:

- буровая вышка (естественное и местное комбинированное);
- насосно-компрессорный блок (боковое естественное и местное искусственное);
- склад химических реагентов (боковое естественное и местное

искусственное);

– склад ГСМ (верхнее естественное и общее искусственное).

Отраслевые нормы освещенности рабочих мест на буровой и нормы освещенности согласно СП 52. 13330.2011 Актуализированная редакция «Естественное и искусственное освещение» представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Нормы освещения для буровых работ

Места освещения	Освещенность, лк	Места установки светильников
Рабочие места у бурового станка (ротора, лебедки)	100	Сбоку от механизмов на высоте 2,2-2,5 м
Щиты контрольно-измерительных приборов	150	Перед приборами
Полати, площадка для кронблока	50	Над полатами и кронблоками на высоте не менее 2 м
Двигатели, насосы	75	Над механизмами на высоте 2,2-2,5 м
Слесарный верстак	80	Над верстаком
Лестницы, входы в буровую, приемный мост	10	

Рассчитаем общее люминесцентное освещение мастерской, исходя из норм по разряду зрительной работы и безопасности труда.

Исходные данные: высота  $H = 2,5$  м, напряжение осветительной сети 220 В. Светильники с люминесцентными лампами ЛБ-22-6, световой поток  $\Phi = 1200$  лм. Длина площадки – А м, ширина – Б м.  $A = 15$   $B = 12$ .

Разряд и подразряд работы – 11Г.

1. Определим расчетную высоту подвеса светильника  $h = H - h_p - h_c$ , где  $h_p = 0,8$  – высота рабочей поверхности над полом;  $h_c = 0,5$  – свес светильника в м.

$$h = 2,5 - 0,8 - 0,5 = 1,2 \text{ [м]}. \quad (3)$$

2. Определим оптимальное расстояние между светильниками при многорядном расположении  $L = 1,5 h$ , м.

$$L = 1,5 * 1,2 = 1,8 \text{ [м]}. \quad (4)$$

3. Определим индекс площади помещения

$$I = A * B / [ h ( A + B )]. \quad (5)$$

$$I = 15 * 12 / [ 1,8( 15 + 12) ] = 4 \quad (6)$$

4. Определить необходимое количество ламп:

$$n = E * K_3 * S * Z / \Phi * Z \text{ [шт.]}, \quad (6)$$

где E – нормированная освещенность, [лк]. Определяется в зависимости от разряда и подразряда зрительной работы по таблице 1 СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение;

$K_3$  – принять по табл. 3. СНиП 23-05-95;

$S = A * B$  – площадь помещения, м<sup>2</sup>;

$Z = 1,5$  – коэффициент неравномерности освещения;

$\Phi$  – световой поток одной лампы, лм.

$$n = 200 * 1,5 * (15 * 12) * 1,5 / 1200 * 1,5 = 45 \text{ шт.} \quad (7)$$

### **5.5.5. Шум, вибрация, неионизирующие излучения**

Во время работы на нефтяном месторождении работники подвергается воздействию повышенного шума и вибрации, то в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-01, буровая установки оснащается средствами подавления шума и вибрации, которые возникают из-за работы подвижных частей бурового оборудования.

Для уменьшения шума и вибрации необходимо:

- строго соблюдать правила монтажа и крепления оборудования для предотвращения повышенного уровня шума и вибрации;
- регулярно осуществлять профилактические осмотры и плановые ремонты оборудования во избежание возникновения дополнительного шума вследствие повышенного износа деталей и узлов.

Средства индивидуальной защиты (СИЗ) от вибрации по методу взаимодействия рабочего с вибрирующим объектом подразделяют на СИЗ рук, ног и тела. На буровой предусматривается применение следующих СИЗ от вибрации:

- для рук: рукавицы; перчатки; полуперчатки; наладонники
- для ног: специальная обувь; стельки (вкладыши); наколенники
- для тела: нагрудники; пояса; специальные костюмы
- средства индивидуальной защиты слуха – наушники

Для уменьшения шума, проникающего в изолированное помещение необходимо устраивать звукопоглощающие облицовки потолка и стен или подвешивать штучные звукопоглотители, применять звукоизолирующие и вибродемпфирующие покрытия. Требования приведены в таблицах 25 и 26.

Таблица 25 – Уровень звукового давления

Частота, Гц	63	125	250	500	1000	2000	4000
ПДУ для буровых установок, дБ	91	83	77	73	70	68	66

Таблица 26 – Предельно допустимые уровни колебательной скорости вибрации

Вибрация	Направление формирования вибрации	Уровень виброскорости (ДБ) в активных полосах вибрации со средними геометрическими частотами, Гц.									
		1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500
Общая	Вертикальное (по оси)	20 132	7,1 123	2,5 114	1,3 108	1,1 107	1,1 107	1,1 107	1,1 107	-	-
Локальная	по каждой оси	-	-	-	5,0 120	5,0 120	3,5 117	2,5 114	1,8 111	1,3 108	0,9 105

## 5.6 Охрана окружающей среды

На стадии эксплуатации месторождений техногенному воздействию подвергаются почва, грунтовые и поверхностные воды, атмосферный воздух. Факторы воздействия – выбросы загрязняющих веществ, забор свежей воды из поверхностных и подземных источников, размещение отходов, шум.

Технологические процессы, существующие в газовой промышленности, сопровождаются выбросами в почву, водоемы и атмосферу значительных количеств производственных отходов, загрязняющих воду, воздух и почву.

Источниками постоянного воздействия загрязняющих веществ на атмосферный воздух от технологического оборудования являются:

- дефлекторы и вентиляционные трубы цехов осушки газа, регенерации ТЭГа;

- дымовые трубы блоков огневой регенерации ТЭГа, установки подогрева топливного газа и газовые водонагреватели;

- неплотности во фланцевых соединениях оборудования, размещенного на открытых аппаратных площадках. Источниками периодического воздействия на атмосферный воздух являются:

- дыхательные клапаны резервуаров складов метанола и ТЭГа;

- сброс газа при плановых осмотрах, ремонте оборудования. В целях обеспечения охраны окружающей среды должны постоянно выполняться следующие требования:

- обеспечение полной герметизации технологических процессов подготовки газа;

- контроль технологических процессов с помощью средств автоматики;

- сбор возможных утечек продукта должен осуществляться только в дренажные ёмкости;

- все виды сбросов газа должны осуществляться на свечу, сбросы при продувке скважин на факел;

- должна постоянно проводиться работа по выявлению утечек вредных веществ

В тех же целях должен постоянно проводиться контроль за всеми газоопасными работами, за чистотой атмосферы в санитарно-защитных зонах и содержанием вредных веществ в промышленной зоне, в промышленных стоках и водах водного бассейна.

Сброс загрязненных сточных вод, содержащих ядовитые органические и неорганические вещества, приводит к уничтожению растительности и рыбных богатств, ограничивает возможность использования водоемов для

питьевого и промышленного водоснабжения, что приносит огромный ущерб народному хозяйству.

Нормативно очищенные хозяйственно-бытовые и производственные стоки насосной станцией по закачке в пласт направляются в поглощающие скважины. В аварийном случае, когда поглощающие скважины, по каким-либо причинам не могут быть использованы по своему назначению, очищенные стоки из резервуара направляются на сжигание в огневой нейтрализатор промышленных стоков НПГФ40, расположенный на площадке поглощающих скважин. Аварийные сбросы производственных сточных вод для предупреждения загрязнения окружающей среды предусмотрено направлять в аварийный резервуар и затем постепенно направлять на очистные сооружения.

Для утилизации выбросов газа на месторождении предусмотрены системы сброса на факел и на свечу. Сброс газа от предохранительных клапанов осуществляется на свечу в атмосферу без сжигания, так как он происходит только при нарушении технологического режима и непродолжителен по времени. В случае необходимости предусмотрен также сброс газа в атмосферу с аппаратов воздушного охлаждения.

В технологических цехах предусмотрена дренажная система сброса газа и паров с отдельных аппаратов и емкостей. При адсорбционной осушке газа отработанный адсорбент после двух лет эксплуатации выгружается из адсорберов.

Проблема охраны окружающей среды и обеспечение экологической безопасности охватывает все сферы жизнедеятельности человека. В наше время сложилась тревожная экологическая обстановка. Растут объемы промышленных отходов; больше 2/3 источников загрязнены, происходит опасное загрязнение подземных вод. Часть продуктов питания опасно использовать в пищу. Растет заболеваемость аллергическими, онкологическими и другими заболеваниями.

Нефтяная и газовая промышленность является одним из наиболее опасных отраслей по загрязнению окружающей среды.

При разработке нефтяных и газовых месторождений проводят следующие природоохранные мероприятия:

- предотвращение оборудования открытых фонтанов, а также потерь нефти и газа в процессе добычи (установка на устьях скважин, оборудованных ШГН сальников высокого давления);

- герметизация насосного оборудования, фонтанной арматуры, трубопроводов, резервуаров и других нефтепромысловых сооружений;

- с целью герметизации водоводов и трубопроводов использовать ингибиторы коррозии и проводить их своевременный ремонт);

- сохранение чистоты атмосферы, почвы, водоемов (регулярно проводить ликвидацию водонефтяных проявлений на поверхности почвы, проводить рекультивацию земель, а также обеспечивать герметичность нефтепромыслового оборудования).

- очистка и утилизация сточных вод, уничтожение отходов;

- комплексное рациональное использование природного и попутного газа и нефти; повышение нефтеотдачи пласта за счет внедрения новых методов интенсификации добычи.

### **5.6.1 Характер и возможные источники загрязнения**

При бурении, добыче, сборе и транспорте нефти имеет место загрязнение почв и грунтов. Его можно условно разделить на три типа: нефтяное загрязнение, загрязнение нефтепромысловыми сточными водами (НСВ) и смешанное (нефтью и НСВ).

Загрязнение почв происходит при нарушении герметичности нефтепроводов, водоводов со сточной водой, при утечках жидкости с ДНС, ГЗНУ, КНС, при проведении ремонтов скважин и т.д.

### **5.7 Обеспечение безопасности в аварийных ситуациях**

Несчастный случай или авария на производстве — сложное причинно-следственное событие, являющееся результатом недостаточно четко

проработанных решений технологов, конструкторов, проектировщиков, организаторов производства и ошибочных действий непосредственных исполнителей.

Опасности и вредности в производственной, так же, как и в природной и бытовой сферах, локализованы в пространстве и времени и потенциально существуют независимо от человека. Зону действия опасных факторов называют опасной зоной, а средства, позволяющие исключить или уменьшить действие на человека опасностей и вредностей при его нахождении в опасной зоне, называют средствами защиты.

Вероятность превращения потенциальной опасности в реальную зависит от взаимного расположения в пространстве и времени человека и опасной зоны.

При этом возможны три основных варианта:

– зона действия опасностей не совпадает с местонахождением человека;

– зона действия опасностей частично совпадает с местонахождением человека;

– зона действия опасностей совпадает с местонахождением человека.

Если за критерий возможных негативных последствий принять риск, определяемый вероятностью проявления опасности во время пребывания человека в опасной зоне, то:

– в первом случае риск исключен полностью, так как человек не имеет контакта с опасностями;

– во втором случае риск повреждения здоровья человека возможен только в случае совпадения зоны действия опасностей по месту и по времени с местом пребывания человека или его органов (при работе подъемно-транспортного, кузнечно-прессового, большинства станочного оборудования, а также при осмотрах, ремонтах, настройках и испытаниях машин и механизмов на ходу);

– в третьем случае можно говорить о 100 %-м риске повреждения здоровья человека (во время стихийных бедствий, на пожарах, при взрывах, военных действиях, а также во время выполнения особо опасных работ — подземных, работ на высоте, ремонтных и электромонтажных работ под напряжением, при эксплуатации взрывоопасных объектов).

Во втором и в третьем случаях снизить уровень опасности, исключить или уменьшить риск можно, применяя специальные средства защиты, проводя организационные мероприятия и обучая персонал специальным приемам труда и правилам личного поведения. Количественно риск определяется как отношение тех или иных нежелательных последствий в единицу времени к возможному числу событий. Современное состояние общества, науки и производства, разработка прогрессивных средств защиты позволяют снизить риск гибели человека. Обычно риск как показатель опасности используют в общей оценке проектируемых объектов. В практике статистической оценки травмоопасности производственных отраслей, предприятий и видов работ чаще используют показатели частоты и тяжести несчастных случаев. Принципы обеспечения безопасности производственной деятельности делятся на следующие группы:

– ориентирующие – основополагающие принципы, целенаправляющие технологов, конструкторов, проектировщиков и организаторов производства на определение области поиска и методологии решения задач безопасности производственной деятельности персонала;

– управленческие – предоставляющие возможность руководству предприятия на основе законодательных и нормативных актов построить организационную структуру и систему управления безопасностью с четким распределением обязанностей, контролем, обратной связью и ответственностью должностных лиц за работу по обеспечению безопасности производственной деятельности персонала предприятия;

– организационные – включающие подбор и обучение кадров, нормирование труда и отдыха, организацию рабочих мест с учетом эргономики;

– технические – предусматривающие комплекс типовых технических решений обеспечения максимальной безопасности функционирования оборудования и технологических процессов.

Работник, заметивший ГНВП, немедленно предупреждает всех членов команды. Во всех случаях, в случае возникновения ГНВП, бурильщик обязан принять срочные меры по герметизации устья скважины, сообщить об инциденте в ЦИТС и установить дежурство по телефону. Все работы на скважине после герметизации устья ведутся под руководством мастера из ТКРС или ответственного руководителя из числа ИТР по дополнительному плану. Остановить двигатели внутреннего сгорания. Отключить линии электропитания и освещения. Отключить электричество в загрязненном районе. Тушат технические и бытовые печи, расположенные рядом с колодцем. Остановка в газоопасной зоне пожарных работ, курения и других действий, в результате которых возможно возгорание. Отключить все производственные объекты (трансформаторные будки, качалки, газораспределительные пункты и др.) это может быть в газовой опасной зоне. Уведомить руководство предприятия, противоаварийную службу и пожарную охрану о появлении открытого фонтана. Остановить движение на дорогах, прилегающей к колодцу территории, установить предупреждающие знаки и посты охраны. Прекратить все работы в опасной зоне и немедленно удалиться. При возможном перемещении загазованности на другие объекты или населенные пункты принять меры по своевременному уведомить работников и населения.

## **Заключение**

Значения основных технологических показателей разработки Верхнечонского месторождения определяются объектом Вч, доля объекта Пр в общей добыче нефти составляет менее 0,1 %. На преображенском горизонте по плану ОПР проводятся длительные испытания эксплуатационных скважин с целью оценки его продуктивных свойств.

По своему геологическому строению, месторождение относится к сложным, основной продуктивный Верхнечонский горизонт, залегающий в терригенных отложениях нижнемотской свиты. Прогнозирование коллектора осложнено засолением и замещением коллектора, как по краевым зонам, так и в центре площади промышленной разработки.

Разрез Верхнечонского месторождения имеет очень сложное строение, продуктивный пласт состоит из кварц-полевошпатового песчаника, с многочисленными пропластками аргиллитов, вертикальная проницаемость на порядок отличается от горизонтальной. Продуктивные пропластки имеют различную проницаемость которая может в одной скважине отличаться в разы.

В связи с этим для месторождения стала актуальна проблема по равномерной выработке запасов, увеличению коэффициента извлечения, уменьшению дебита попутного газа и сокращению риска прорыва воды по высокопроницаемым пропласткам.

В рамках аттестационной работы произведён анализ эффективности применения технологии зарезки боковых стволов (ЗБС) с целью вовлечения в разработку зон с высокой плотностью остаточных подвижных запасов.

На основании полученных фактических данных при реализации пилотных работ на Верхнечонском месторождении представлены плановые и фактические данные по эффективной толщине пласта, проведено сравнение продуктивности скважины, оценены темпы падения по скважинам.

Были рассмотрены четыре скважины с ЗБС и соответствующие им целевые участки продуктивных пластов. Выбор скважины кандидатов

осуществлялся исходя из низкой продуктивности, большой обводненности кандидата, а также оптимальности целевого участка пласта, который мог быть технологически достигнут боковым стволом. Из них 3 оказались эффективными и окупаемыми, 1 скважина не эффективна с точки зрения окупаемости по ней в данный момент в компании разрабатывается дополнительные геолого-технические мероприятия.

Была проведена экономическая оценка по добыче нефти и жидкости от проектов ЗБС, а также динамика добычи по годам за расчетный период для данного вида ГТМ.

В целом при применении технологии зарезки боковых стволов выявились ряд геолого-технологических осложнений в следствии чего стоимость скважины соизмерима со стоимостью новой скважины, в результате чего в компании принято решение о замене технологии зарезки боковых стволов на бурение уплотняющих скважин. Предлагается уплотнение существующей сетки между добывающими скважинами. Предполагается бурение горизонтальных скважин с длиной ствола 300 м исходя из минимизации рисков подтягивания контура ФНВ, неоднородности коллектора и обеспечения дебитов скважин.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ:

- 1) ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА РАЗРАБОТКИ ВЕРХНЕЧОНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. Тюмень, 2014
- 2) «Авторский надзор за реализацией проектных решений технологической схемы разработки Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения». Тюмень, 2008
- 3) Закон РФ «О недрах». 03.03.1995 № 27-ФЗ (с изменениями на 30 декабря 2008 года).
- 4) Закон РФ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». 21.07.1997 № 116-ФЗ (с изменениями на 30 декабря 2008 года).
- 5) «Изучение физико-химических свойств пластовой и сепарированной нефти верхнечонского месторождения. Определение температуры насыщения пластовой нефти парафином при различных давлениях» Москва, 2007. Отчет о НИР. ВНИИнефть.
- 6) Исследование изменения фильтрационных свойств продуктивного пласта Верхнечонского месторождения (горизонт Вч1)» Москва, 2007. Отчет о НИР. ВНИИнефть.
- 7) Мищенко И.Т. «Расчеты в добычи нефти». Москва, 1989.
- 8) «Отчет по подсчету нефти и газа Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения. Иркутская область, Катангский район (по состоянию на 01.06.94 г.)», Иркутск. Фонды «РУСИА Петролиум», 1994 г. Неустроев В.Л. и др.
- 9) «Охрана подземных вод при сооружении скважин». Москва, 1986.
- 10) ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» Москва, 2003
- 11) ПБ 13-407-01. «Единые правила безопасности при взрывных работах» Москва, 2001.

- 12) «Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах». Москва, 1999.
- 13) «Правила организации и осуществления производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте» (с изменениями на 1 февраля 2005 года). Постановление Правительства РФ 10.03.1999 № 263.
- 14) «Правила разработки нефтяных и газонефтяных месторождений», Москва, 1984 49)
- 15) «Промысловые и лабораторные исследования свойств продукции скважины № 1017/4к. Пласт Вч2» Тюмень, 2009. Сводный технический отчет. ООО «МНП «ГЕОДАТА».
- 16) Постановление горного и промышленного надзора России. 06.06.2003 № 71 «Об утверждении Правил охраны недр».
- 17) Постановление Госгортехнадзора РФ. 11.09.1996 №35. «Инструкция о порядке предоставления горных отводов для разработки газовых и нефтяных месторождений».
- 18) Приказ Госкомэкологии РФ от 16.05.2000 N 372 (Зарегистрировано в Минюсте РФ 04.07.2000 N 2302) «Об утверждении Положения об оценке воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду в Российской Федерации».
- 19) Приказ Минприроды РФ от 29.12.1995 № 539 «Об утверждении Инструкции по экологическому обоснованию хозяйственной и иной деятельности».
- 20) Приказ Мингео СССР от 01.01.1984. «Положение об охране подземных вод».
- 21) «Программа детальных исследований при первоочередной реализации технологической схемы 1999 года Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения»

22) «Проект пробной эксплуатации Верхнечонского месторождения» 1986 г., Гипровостокнефть. (протокол ЦКР МНП от 25.08.86 г.)

23) «Промысловые и лабораторные исследования свойств продукции скважины № 559/5к. Пласт Вч1+2» Иркутск, 2009. Сводный технический отчет. ООО «МНП «ГЕОДАТА».

24) «Разработка программного обеспечения в области нефтегазовой гидрогеологии». ж-л «Разведка и охрана недр», № 2, 1997. Букаты М.Б.

25) РД 07-291-99 «Инструкция о порядке ведения работ по ликвидации консервации опасных производственных объектов, связанных с пользованием недрами (Минюст № 1816 от 25.06.99)». Постановление Госгортехнадзора России от 02.06.1999 № 33.

26) РД 08-492-02 «Инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин, оборудования их устьев и стволов». Госгортехнадзор России 22.05.2002 №22.

27) РД 39-23-1055-84 «Инструкция по методам анализа минерального состава пластовых вод и отложений солей». Тюмень, СибНИИНП.

28) РД 39-133-94 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше». (утв. Роскомнедрами 28.12.1993, РАО "Газпром" 18.01.1994, ГП "Роснефть" 04.01.1994).

29) РД 153-39-023-97 «Правила ведения ремонтных работ в скважинах». Москва, 1997.

30) РД 153-39.0-069-01. «Техническая инструкция по проведению геолого-технологических исследований нефтяных и газовых скважин». Москва, 2001г.

31) СТП 225-2004 «Порядок проведения геофизических исследований при строительстве скважин». Москва, 2004.

32) «Технико-экономическое обоснование коэффициентов нефтеотдачи продуктивных пластов Верхнечонского месторождения». Оренбург, 1993 г. ВостСибнефтегазгеология.

33) «Технологическая схема разработки Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения в Иркутской области» (протокол №2356 от 22.04.1999г.). Бугульма, 1998. Дияшев Р. Н. и др.

34) Деева Т.А. «Разработка месторождений, физические процессы в пласте, методическое пособие» Томск.

35) Федеральный закон от 21 июля 1997 г. N 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" (с изм. и доп. от 7 августа 2000 г., 10 января 2003 г., 22 августа 2004 г.)