

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



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

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
<b>Оптимизация разработки участка месторождения «Х» путем бурения нарезок боковых стволов и уплотняющего бурения(Томская область)</b>

УДК 622.24.085.22-048.34(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5В	Дюндик Анжелика Сергеевна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ГРНМ	Чернова О.С.	к.г. - м.н. доцент		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент каф. ЭПР	Шарф И.В.	к. э. н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент каф. ЭБЖ	Немцова О.А.			

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Баранова А.В.			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Заведующий кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент каф. ГРНМ	Чернова О.С.	к.г-м.н., доцент		

Томск – 2017 г

**ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП**

Код результата	Результат обучения
<b><i>Профессиональные компетенции</i></b>	
<b>P1</b>	Использовать фундаментальные математические, естественнонаучные, профессиональные и социально-экономические знания в области специализации
<b>P2</b>	Применять глубокие знания в области современных технологий нефтегазового дела для решения междисциплинарных инженерных задач
<b>P3</b>	Ставить и решать инновационные и научно-исследовательские задачи разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений в условиях неопределенности с использованием глубоких фундаментальных и специальных знаний
<b>P4</b>	Профессионально выбирать и использовать инновационные методы исследований, современное научное и техническое оборудование, программные средства для решения научно-исследовательских задач с учетом юридических аспектов защиты интеллектуальной собственности
<b>P5</b>	Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области современных технологий нефтегазового дела в неопределенных и сложных условиях
<b>P6</b>	Внедрять, обслуживать и эксплуатировать современные технологии нефтегазового дела, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила безопасности труда и охраны здоровья, выполнять требования по защите окружающей среды
<b><i>Универсальные компетенции</i></b>	
<b>P7</b>	Использовать глубокие знания в области проектного менеджмента, находить и принимать управленческие решения с соблюдением профессиональной этики и норм ведения инновационной инженерной деятельности с учетом юридических аспектов
<b>P8</b>	Активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в иноязычной среде, включая разработку документации и презентацию результатов проектной и инновационной деятельности.
<b>P9</b>	Эффективно работать индивидуально и в качестве руководителя группы, в том числе и международной, состоящей из специалистов различных направлений и квалификаций, демонстрировать ответственность за работу коллектива, готовность следовать профессиональной этике и нормам, корпоративной культуре организации

<b>P10</b>	Демонстрировать глубокое знание социальных, правовых, культурных и экологических аспектов инновационной инженерной деятельности, осведомленность в вопросах безопасности жизнедеятельности, быть компетентным в вопросах устойчивого развития
<b>P11</b>	Самостоятельно приобретать знания и умения и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности

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

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

УТВЕРЖДАЮ:  
Зав. кафедрой

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

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

В форме:

магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ5В	Дюндик Анжелика Сергеевна

Тема работы:

**Оптимизация разработки участка месторождения «Х» путем бурения зарезок боковых стволов и уплотняющего бурения(Томская область)**

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**

*(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т.д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический*

Тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, регламент установки предварительного сброса воды, нормативные документы, фондовая и периодическая литература, монографии, учебники, руководство пользователя моделирующей программы

<p>анализ и т.д.).</p>	
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>  <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Введены</li> <li>2. Обзор литературы</li> <li>3. Геолого-физическая характеристика месторождения</li> <li>4. Анализ применимости зарезки бокового ствола как метод оптимизации разработки участка месторождения X путем бурения зарезок боковых стволов и уплотняющего бурения</li> <li>5. Постановка задачи исследования</li> <li>6. Объект и методы исследования</li> <li>7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</li> <li>8. Социальная ответственность</li> <li>9. Заключение</li> </ol> <p>Перечень использованных источников  Перечень публикаций студента</p>
<p><b>Перечень графического материала</b>  <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Географическое расположение месторождения X и целевой области К.</li> <li>2. Геолого - геофизический профиль продуктивных горизонтов Ю1-2-3.</li> <li>3. Динамика разработки X месторождения за период 1.01.2003 – 1.01.2014 г.г.</li> <li>4. Распределение фонда добывающих скважин по методам эксплуатации</li> <li>5. Зависимости дебита жидкости, дебита нефти, накопленной добычи по скважине 16_бс от количества лет разработки</li> <li>6. Зависимость обводненности по скважине 16_бс от количества лет разработки</li> <li>7. Зависимости дебита жидкости, дебита нефти, накопленной добычи по скважине 16_бс от количества лет разработки</li> <li>8. Зависимость обводненности по скважине 16_бс от количества лет разработки</li> <li>9. Зависимости дебита жидкости, дебита нефти, накопленной добычи по скважине 18_st от количества лет разработки..</li> <li>10. Зависимость обводненности по скважине 18_st от количества лет разработки.</li> <li>11. Зависимости дебита жидкости, дебита нефти, накопленной добычи по скважине 16_бс от количества лет разработки.</li> <li>12. Зависимость обводненности по скважине 16_Бс от количества лет разработки</li> <li>13. Зависимости дебита жидкости, дебита нефти, накопленной добычи по скважине 18_бс от количества лет разработки</li> <li>14. Зависимость обводненности по скважине 18_Бс от количества лет разработки</li> <li>15. Зависимости дебита жидкости, дебита нефти, накопленной добычи по скважине 16_бс от количества лет разработки</li> <li>16. . Зависимости дебита жидкости, дебита нефти, накопленной добычи</li> </ol>

	<p>по скважине 16_бс от количества лет разработкм</p> <p>17. Структурная карта кровли пласта (коллектора) Ю1(1)</p> <p>18. Карта плотности остаточных подвижных запасов Ю1(1), т/м</p> <p>19. Карта текущих отборов пласта Ю1(1) на 01.04.2017 с местоположением скважин на карте текущей нефтенасыщенности по пласту Ю1(1) на 01.04.2017</p> <p>20. Карта накопленных отборов пласта Ю1(1) на 01.04.2017 с местоположением скважин на карте ОННТ по пласту Ю1(1) на 01.04.2017</p> <p>21. Карта накопленных отборов пласта Ю1(1) на 01.04.2017 с местоположением скважин на карте ОННТ по пласту Ю1(1) на 01.04.2017</p> <p>22. Карта накопленных отборов пласта Ю1(1) на 01.04.2017 с местоположением скважин на карте ОННТ по пласту Ю1(1) на 01.04.2017</p>
--	---

#### Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Шарф И.В.
Социальная ответственность	Немцова О.А.
<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	

#### Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ГРHM	Чернова В.Н.	к.г. - м.н. Доцент		

#### Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5В	Дюндик Анжелика Сергеевна		

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

Институт природных ресурсов  
 Направление подготовки «Нефтегазовое дело»  
 Уровень образования магистр  
 Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений  
 Период выполнения весенний семестр 2016/2017 учебного года

Форма представления работы:

магистерская диссертация
--------------------------

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

Срок сдачи студентом выполненной работы	25.05.2017
---	------------

Дата контроля	Название раздела	Максимальный балл раздела
11.11.16	Обзор литературы по теме диссертации	15
15.11.16	Аналитический обзор по проблемному вопросу	10
02.02.17	Описание объекта и методов исследования	30
12.03.17	Анализ применимости зарезки бокового ствола как метод оптимизации разработки участка месторождения X путем бурения зарезок боковых стволов и уплотняющего бурения.	10
10.04.17	Результаты и их обсуждение	15
13.04.17	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
18.04.17	Социальная ответственность	10

Составил:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова Оксана Сергеевна	к.г.-м.н.		1.09.2016

**СОГЛАСОВАНО:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРНМ	Чернова Оксана Сергеевна	к.г.-м.н.		1.09.2016

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 138 страниц, 22 рисунка, 18 таблиц, 18 источников, 1 приложение.

Ключевые слова: X МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НЕФТЬ, ПЛАСТ, ЗАЛЕЖЬ, ДОБЫЧА, ЗАРЕЗКА БОКОВОГО СТВОЛА, ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ, ДЕБИТ.

Объектом исследования ЯВЛЯЕТСЯ УЧАСТОК МЕСТОРОЖДЕНИЯ X.

Цель работы – Оптимизация разработки участка месторождения «X» путем бурения зарезок боковых стволов и уплотняющего бурения.

В процессе исследования проводился анализ применимости зарезки бокового ствола как метод оптимизации разработки участка месторождения X путем бурения зарезок боковых стволов и уплотняющего бурения , а также сделаны выводы об эффективности применения этого метода на X месторождении. В результате исследования предложена оценка эффективности зарезки боковых стволов скважин, выполнен расчет экономической эффективности проекта.



## Содержание

Перечень сокращений, условных обозначений, символов единиц и терминов .....	11
Введение.....	12
1. Обзор литературы .....	15
1.1 Геологическая модель .....	15
1.2 Гидродинамическая модель .....	16
1.3 Основные уравнения фильтрации жидкости и газа.....	18
2. Общие сведения о месторождении .....	24
4. Анализ применимости зарезки бокового ствола как метод оптимизации разработки участка месторождения X путем бурения зарезок боковых стволов и уплотняющего бурения. ....	25
4.1. Технология зарезки боковых стволов скважин .....	25
4.2. Анализ применения ЗБС и эксплуатационного бурения (ЭБ) по результатам прогноза .....	30
4.3. Обоснование расчетных технологических показателей работы скважин .....	31
4.3 Сравнение результатов применения ЗБС и эксплуатационного бурения (ЭБ) по результатам прогноза.....	59
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....	62
5.1 Расчет времени на проведение мероприятия по ЗБС .....	62
5.2 Расчет количества необходимой техники и оборудования .....	63
5.3 Затраты на амортизационные отчисления .....	64
5.5 Расчет заработной платы бригады .....	66
5.6 Затраты на страховые взносы .....	67
5.7 Затраты на проведение мероприятия .....	68
5.8 Техничко-экономический анализ вариантов разработки .....	69
6 Социальная ответственность .....	73
6.1 Анализ вредных производственных факторов .....	75
6.1.1 Вредные вещества .....	75
6.1.2 Повышенный уровень шума .....	75
6.1.3 Отклонения показателей климата на открытом воздухе .....	76
6.2 Анализ опасных производственных факторов. ....	77
6.2.1 Механические опасности .....	77
6.2.2 Давление.....	77
6.2.3 Электробезопасность .....	77
6.2.4 Пожаровзрывобезопасность .....	79
6.3 Охрана окружающей среды.....	79
6.4 Защита в чрезвычайных ситуациях.....	83
6.4.1 Механический метод ликвидации .....	84

6.4.2	Термический метод ликвидации.....	84
6.4.3	Физико-химический метод ликвидации.....	84
6.5	Организационные мероприятия обеспечения безопасности .....	85
	Заключение .....	88
	Список публикаций студента .....	89
	Приложение .....	92

Перечень сокращений, условных обозначений, символов единиц и терминов

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

МУН – методы увеличения нефтеотдачи;

ИДН – интенсификация добычи нефти;

ЗБС – зарезка бокового ствола;

ГИС – геофизическое исследование скважины;

ГДИС – гидродинамическое исследование скважины;

ГТМ – геолого-техническое мероприятие;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

ПАВ – поверхностно-активное вещество;

ПГИ – подземные геофизические исследования;

ВНК – водонефтяной контакт

## Введение

X нефтяное месторождение открыто в 1965 году. Месторождение разрабатывается с 1976 году с наиболее крупного по площади X участка. Разработка областей началась не одновременно, сначала разрабатывалась только Тюменская область, а с 1984 года присоединилась и Томская область. В настоящее время разработка месторождения ведется согласно проектному документу «Анализа разработки X месторождения» (протокол ТКР №823 от 24.10.2006 г.). Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по месторождению в целом, а также по объектам разработки и площадям проведено с 2006-2014 гг. Суммарная добыча нефти по месторождению за рассматриваемый период составила 5876 тыс. т., что фактически на 886 тыс.т (13%) ниже проектного уровня. Отставание по годовой добыче нефти наблюдается на протяжении всего рассматриваемого периода, поэтому необходимо введение технологий, позволяющие извлечь остаточные запасы нефти на месторождении, одним из таких методов является зарезка бокового ствола скважин.

Зарезка боковых стволов - это эффективная технология, позволяющая увеличить добычу нефти на старых месторождениях и коэффициент 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.

Применение технологии зарезки боковых стволов на месторождении X способствует увеличению нефтеотдачи пластов и фактически заменяет уплотнение скважин. Соответствующие технологии помогают сохранить скважину и сэкономить затраты на ее освоение.

Применяются разные методы ЗБС из скважин бездействующего фонда: вырезание участка колонны, бурение с отклоняющего клина и тд. Причем эксплуатация боковых стволов эффективна для всех типов залежей.

Себестоимость дополнительно добытой нефти из вторых стволов, как правило, ниже её среднего значения по месторождениям, а затраты на их строительство окупаются в течение 1-2 лет.

Для увеличения длины ствола в продуктивном нефтеносном пласте используется строительство скважин с несколькими горизонтальными участками. Дополнительный эффект можно получить от совмещения зарезки боковых стволов с другими технологиями (ГРП, пологие скважины и тд). Данная методика позволяет избежать лишних затрат на обустройство и проведение коммуникаций, а также вовлечь в разработку ранее незадействованные участки залежи углеводородов и трудноизвлекаемые запасы нефти, добыча которых ранее не представлялась возможной.

Целью данной работы является оценка эффективности применимости зарезки боковых стволов скважин для выработки остаточных запасов нефти на участке месторождения X.

Для достижения данной цели в рамках работы были определены следующие задачи:

- Изучение основных принципов геологического и фильтрационного моделирования месторождений;
- Прогноз технологических параметров работы скважин в режиме добычи;
- Расчет наиболее оптимального варианта бурения зарезок боковых стволов и вычисление прибыли сроком на 30 лет по результатам гидродинамического моделирования.

Для решения поставленной задачи был выбран участок площади месторождения «X» Томской области. Основой для гидродинамической модели (ГДМ) являлась постоянно-действующая геолого-технологическая модель (ПДГТМ) данного месторождения.

Исходные данные для проекта:

- Геологическая модель (ПДГТМ);
- Физико-химические свойства флюидов;

- Гидродинамические исследования скважин;
- Данные добычи.

Защищаемое положение:

- Комплексная оценка вариантов разработки участка месторождения X и оптимизации его работы

## 1. Обзор литературы

### 1.1 Геологическая модель

Геологическая модель включает в себя информацию о геометрии, строении, литофациальном составе, характере насыщенности геологическими и физическими свойствами.

Геологическая модель в цифровом виде представляется в виде наборов блоков свойств или кубов. Выделяют базовые и дополнительные кубы. К базовым относятся: куб коэффициентов открытой пористости, начальной газо-нефтенасыщенности, проницаемости, связанных и критических водо- и нефтенасыщенностей [11]. Все остальные кубы являются дополнительными.

Для построения трехмерной геологической модели используются следующие исходные данные:

1. Сейсмическая съемка территории
2. Данные по скважинам (координаты, инклинометрия, стратиграфические отбивки пластов)
3. Петрофизические исследования ФЕС.
4. Данные по геофизическим исследованиям скважин (ГИС)

Каркас месторождения представляет собой совокупность ячеек, которые впоследствии заполняются свойствами. При построении области моделирования в горизонтальной плоскости, размер ячеек выбирается в зависимости от размера залежи и её типа. В вертикальной плоскости размер ячеек выбирается таким, чтобы максимально отразить вертикальную неоднородность пласта.

В итоге, чем меньше размер ячеек, тем лучше можно отразить структуру месторождения, однако при этом значительно увеличивается время расчета самой модели. В этом, пожалуй, и заключается одно из технических противоречий моделирования.

На следующем этапе построения модели строится литологическая модель, и распределяются фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС). Данные по литологии и ФЕС полученные из результатов интерпретации геофизических

исследований скважин, проецируются на ячейки сетки и распространяются в межскважинном пространстве.

Заключительный этап построения геологической модели это ее оценка достоверности. По большей части данный этап заключается в сопоставлении значений характеристик объекта разработки, полученных в результате моделирования и фактических значений. Оценка производится по кросс-плотам коэффициента открытой пористости, эффективных толщин, а также по соотношению балансовых запасов.

## 1.2 Гидродинамическая модель

Для создания гидродинамической модели необходимо сначала провести ремасштабирование или апскейлинг (upscaling) геологической модели. Задача апскейлинга заключается в уменьшении количества активных ячеек и сохранении детальной геологической целостности. В получившейся модели в полной мере должен сохраниться характер распределения основных фильтрационно-емкостных, геометрических и физических свойств.

После проведения апскейлинга гидродинамическую модель необходимо инициализировать. Процесс инициализации заключается во внесении в модель данных об исходном равновесном состоянии. Сюда относятся данные о составе флюидов, положении водонефтяного контакта, опорной глубине и т. д. На этом этапе производится первый гидродинамический расчет модели, вычисляются начальные геологические запасы нефти, воды и газа. Затем расчётные значения сравниваются с полученными результатами ГМ и экспертными оценками.

Следующим этапом создания модели является ее адаптация. Адаптация ГДМ представляет собой процедуру проверки достоверности модели, которая заключается в моделировании поведения продуктивного пласта в прошлом и сравнении с реальными историческими данными (HistoryMatching).

Сопоставление расчетной и фактической динамики показателей разработки математически является обратной задачей. Суть адаптации



заключается в сопоставлении конечных результатов, при их явном несоответствии меняются входные данные, а затем повторяется расчет.

Адаптация является одним из самых ответственных этапов создания ПДГТМ. Один из самых важных аспектов адаптации – неоднозначность результатов. Другими словами несколько построенных моделей могут дать удовлетворительную адаптацию, при том, что ни одна из них не будет воспроизводить в нужной мере реальное состояние пласта. Это объясняется тем, что о моделируемой системе мы знаем лишь ограниченное количество известных переменных, приходящихся на очень большое количество неизвестных.

При ручной адаптации вся последовательность действий по адаптации ПДГТМ производится человеком. После первой итерации инженер анализирует результаты, корректирует значения параметров, затем снова запускает расчет и так далее до того момента как отклонения между фактическими и рассчитанными значениями не станут менее, чем заданная погрешность. Анализ результатов при ручной адаптации в основном представляет собой сравнение графиков динамики параметров по промысловым данным и по модели.

В ходе адаптации происходит корректировка исходных данных. Чаще всего изменяются кубы проницаемости, критической и связанной водонасыщенности, т.к. эти параметры обладают наибольшей неопределенностью.

Адаптация включает в себя следующие этапы.

1. Адаптация давления:

Основным параметром является забойное давление. Он является одним из самых простых для измерения, такие измерения доступны для каждой скважины. Сравнения фактических промысловых данных и расчетных значений важно в смысле исследования общих тенденций поведения давления.

2. Адаптация дебитов флюидов:

При адаптации учитывается не только совпадение объемов добычи нефти, важно, чтобы совокупная добыча согласовывалась по фазам, то есть должны совпадать обводненность и газовый фактор.

Нет какого-то конкретного рецепта для проведения адаптации модели, однако возможно выделить несколько простых, и в тоже время важных советов. Так, например, М. Карлсон предлагает следующее:

1. Выбирайте самую простую модель;
2. Старайтесь изменять те параметры, которые оказывают наибольшее влияние на результат;
3. Старайтесь изменять параметры с наибольшей неопределенностью.

После окончания этапа настройки, модель содержит все исходные данные, адаптирована и готова к продолжению процесса моделирования. Теперь начинается этап составления и расчета различных прогнозных вариантов разработки. От заказчика присылается ряд требований и рекомендаций по разработке месторождения. Для данного месторождения указываются ключевые планируемые показатели, а также некоторые тонкости наземной инфраструктуры или особенности разработки. Чтобы увеличить шанс на успех разрабатывается несколько прогнозных вариантов, каждый из которых имеет несколько отличающуюся концепцию разработки. По итогам работ данного этапа сравниваются показатели разработки всех вариантов, а затем выбирается наиболее оптимальный. По этому варианту строятся требуемые карты, графики зависимостей, и готовится презентация [12].

### 1.3 Основные уравнения фильтрации жидкости и газа

При добыче нефти и газа происходит фильтрация флюида через пористую среду. Данный процесс описывается математическими уравнениями и законами, такими как закон сохранения массы, закон сохранения энергии, закон Дарси, а также задаются начальные и граничные условия, зависимости различных свойств флюида и коллектора от давления и температуры [13].

## Закон сохранения массы

Это один из основополагающих физических законов. Для его пояснения рассмотрим трехмерную фильтрацию однородного флюида через единичный объем пористой среды. Единичный объем примем в виде прямоугольного параллелепипеда со сторонами  $dx$ ,  $dy$ ,  $dz$ . Поток массы через каждую грань введем в следующем виде, в декартовой системе координат:

$$-\left[ \frac{\partial(\rho v_x)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho v_y)}{\partial y} + \frac{\partial(\rho v_z)}{\partial z} \right] = \frac{\partial(m\rho)}{\partial t} + q$$
$$- \operatorname{div}(\rho v) = \frac{\partial(m\rho)}{\partial t} + q \quad (1)$$

где  $\rho$  – плотность, кг/м<sup>3</sup>;

$v_x$  – скорость фазы  $x$ , м/с;

$t$  – время, с;

$q$  – интенсивность источника, м<sup>3</sup>/с

В случае фильтрации многофазной многокомпонентной смеси, состоящей из  $n_l$  фаз и  $n_c$  компонентов, можно обобщить уравнение непрерывности следующим образом.

$$-\sum_{i=1}^{n_l} \operatorname{div}(\rho v) = \frac{\partial}{\partial t} \left( m \sum_{l=1}^{n_l} s_l c_{lj} \rho_l \right) + \sum_{l=1}^{n_l} \tilde{q}_l \alpha_{lj} \quad (2)$$

где  $\tilde{q}_l$  – интенсивность источника  $l$ -ой фазы;

$\alpha_{lj}$  – массовая доля компонента  $j$  в фазе  $l$ ;

$c_{lj}$  – массовая концентрация  $j$ -го компонента в фазе  $l$ ;

$s_l$  – насыщенность фазой.

$$- \operatorname{div} \left( \frac{v_o}{B_o} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left( m \frac{s_o}{B_o} \right) + Q_o$$

$$- \operatorname{div} \left( \frac{v_g}{B_g} + \frac{R v_o}{B_o} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left( m \left( \frac{s_g}{B_g} + \frac{s_o R}{B_o} \right) \right) + Q_{fg} + R Q_o$$

$$- \operatorname{div} \left( \frac{u_w}{B_w} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{mS_w}{B_w} \right) + Q_w, \quad (3)$$

где  $Q_o, Q_w, Q_g$  – объемы, соответствующих фаз.

### Закон Дарси

Закон Дарси говорит о том, что скорость фильтрации  $u$  линейно зависит от градиента давления  $\nabla p$ . Для случая многофазной фильтрации закон справедлив для каждой фазы в отдельности

$$u_l = - \frac{k_l}{\mu_l} (\nabla p_l - \rho_l g \nabla z), \quad (4)$$

где  $u$  – скорость фильтрации фазы  
 $\mu$  – вязкость жидкости  
 $g$  – ускорение свободного падения  
 $\nabla z$  – градиент гидростатического давления  
 $k_l$  – тензор фазовой проницаемости

$$k_l = \begin{bmatrix} k_{lx} & 0 & 0 \\ 0 & k_{ly} & 0 \\ 0 & 0 & k_{lz} \end{bmatrix}$$

Тензор проницаемости имеет вид, представленный вверху, если направление главных осей тензора совпадает с направлением осей координат. Если все компоненты тензора равны, то среда является изотропной. В реальной жизни чаще встречается случай, когда  $k_z < k_{x,y}$ . Это объясняется характером напластования слоев. Относительные фазовые проницаемости зависят от характеристик насыщенности и градиента давлений.

### Модель фильтрации

Как уже упоминалась, наиболее распространенной является трехфазная модель нелетучей нефти Маскета – Мереса (Blackoilmodel). Для дальнейшей работы подставим полученное выражение закона Дарси (4) в систему уравнений непрерывности (3).

$$\begin{aligned}
div \left( \frac{k_o(\nabla p_o - \rho_o g \nabla z)}{\mu_o B_o} \right) &= \frac{\partial}{\partial t} \left( m \frac{s_o}{B_o} \right) + Q_o \\
div \left( \frac{k_g(\nabla p_g - \rho_g g \nabla z)}{\mu_g B_g} + \frac{R k_o(\nabla p_o - \rho_o g \nabla z)}{\mu_o B_o} \right) \\
&= \frac{\partial}{\partial t} \left[ m \left( \frac{s_g}{B_g} + \frac{s_o R}{B_o} \right) \right] + Q_{fg} + R Q_o \\
div \left( \frac{k_w(\nabla p_w - \rho_w g \nabla z)}{\mu_w B_w} \right) \\
&= \frac{\partial}{\partial t} \left( m \frac{s_w}{B_w} \right) + Q_w, \tag{5}
\end{aligned}$$

Для решения системы уравнений требуется задать дополнительные условия. Определяются значения капиллярного давления на границе разделов фаз нефть-вода и газ-нефть, а также вводится условие того, что сумма насыщенностей компонентов равна единице.

$$p_o - p_w = p_{ow}(s_w, s_o, s_g)$$

$$p_g - p_o = p_{go}(s_w, s_o, s_g)$$

$$s_w + s_o + s_g = 1$$

известными функциями, зависящими от давления и компонентного состава  $\rho_l = \rho_l(p_l; c_{lj})$  и  $\mu_l = \mu_l(p_l; c_{lj})$ . Зависимость проницаемости  $k_l$  есть также известная функция от насыщенностей  $k_l = k_l(s_l)$ . Характер определенных выше зависимостей определяется экспериментально. Значение  $Q_l$  определяется в зависимости от начальных и граничных условий.

### **Начальные условия**

В общем случае для решения приведенных выше систем уравнений необходимо задание начальных и граничных условий. Чаще всего начальным

условием является то, что пласт находится в равновесии. Исходя из закона Дарси такое возможно, когда:

- все фазы неподвижны  
 $k_l = 0$

- давление в фазе определяется гидростатическим законом

$$\frac{\partial p_l}{\partial z} = \rho_l g$$

С учетом капиллярного взаимодействия второе условие можно переписать в виде условия капиллярно-гравитационного равновесия:

$$\frac{\partial(p_o - p_w)}{\partial z} = \frac{\partial p_{ow}}{\partial z} = (\rho_o - \rho_w)g \quad \text{на границе нефть – вода}$$

$$\frac{\partial(p_g - p_o)}{\partial z} = \frac{\partial p_{go}}{\partial z} = (\rho_g - \rho_o)g \quad \text{на границе нефть – газ} \quad (6)$$

### Граничные условия

Граничные условия необходимы для определения параметров взаимодействия исследуемого пласта с окружающим пространством. Условия задаются на внешней границе  $\Gamma$  моделируемой области. Чаще всего задаются следующие условия:

1. Давление на границе области

$$p_l|_{\Gamma} = p_l(\Gamma, t), \quad (7)$$

2. Условие непротекания

$$\frac{kk_{rl}(\nabla p_l - \rho_l g \nabla z)}{\mu_l} n \Big|_{\Gamma} = 0 \quad (8)$$

3. Расход одной из фаз

$$\frac{kk_{rl}(\nabla p_l - \rho_l g \nabla z)}{\mu_l} n \Big|_{\Gamma} = q_l(\Gamma, t), \quad \text{Или } \int q_l(\gamma, t) d\gamma = q_{lT}(t), \quad (9)$$

#### 4. Расход жидкости

$$\int (q_o(\gamma, t) + q_w(\gamma, t)) = q_{o+wT}(t),$$

(10)

## 2. Общие сведения о месторождении

Изучаемое месторождение X введено в разработку в 1976 г., расположено в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 113 км восточнее г. Нижневартовска и в 80 км от г. Стрежевого.

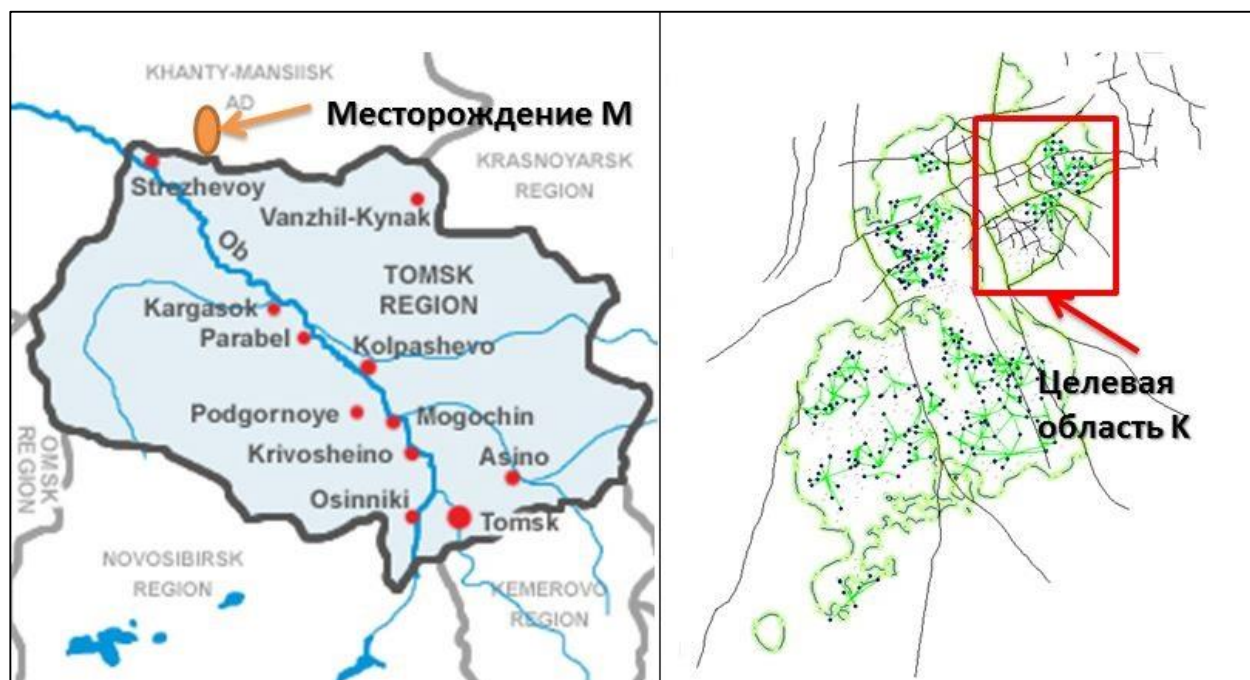


Рисунок 2.1 – Географическое расположение месторождения X и целевой области К.

Климат района континентальный, характеризуется суровой продолжительной зимой с устойчивым снежным покровом и коротким не жарким летом.

Средняя температура воздуха наиболее жаркого месяца – июля –  $+17,5^{\circ}\text{C}$ , средняя температура наиболее холодного месяца января минус  $21,5^{\circ}\text{C}$ . Абсолютный минимум температуры приходится на декабрь - февраль и составляет  $-51^{\circ}\text{C}$ , абсолютный максимум - на июль  $+30^{\circ}\text{C}$ . Средняя продолжительность безморозного периода составляет 108 дней.

Для рассматриваемой территории свойственен равнинный рельеф, малая амплитуда высот, неглубокий урез речных долин, монотонный



суглинистый характер поверхностных отложений. Геологическая информация удалена в связи с коммерческой тайной.

4. Анализ применимости зарезки бокового ствола как метод оптимизации разработки участка месторождения X путем бурения зарезок боковых стволов и уплотняющего бурения.

#### 4.1. Технология зарезки боковых стволов скважин

Огромен фонд бездействующих скважин, только в России этот фонд превышает 40 000. Часть этого фонда можно реанимировать методом бурения боковых стволов. Кроме отсутствия необходимости дополнительных затрат на коммуникации и обустройство, появляются возможности вовлечения незадействованных участков залежей.

Существуют две принципиально различающиеся методики зарезки боковых стволов из скважин бездействующего фонда - вырезание участка колонны и бурение с отклоняющего клина.

К бурению с вырезанием участка колонны нужно отнести и бурение скважин с извлечением незацементированной колонны с бурением полноразмерного ствола. Не останавливаясь на особенностях при зарезке таких скважин, так как нет никакого различия от бурения обычных наклонно-направленных скважин, сразу рассмотрим два других варианта.

Традиционный вариант - вырезание протяженного участка, с тем чтобы было возможно при зарезке бокового ствола удалить от магнитных масс магнитометрические датчики забойных телеметрических систем контроля траектории ствола. При этом варианте существенны затраты связанные со временем, а именно:

-Вероятность вырезания участка достаточного для выполнения технологической операции за один спуск мала, необходима неоднократная смена вооружения вырезающего устройства.

-Кроме установки обязательных изоляционных мостов возникает необходимость установки дополнительного цементного моста, на который в последующем и наращивается основной мост.

-Достаточно сложен и продолжителен процесс наработки желоба и начала бурения нового ствола, особенно учитывая малые диаметры долота, забойного двигателя и бурильного инструмента.

-Проблематична резка бокового ствола по данной технологии при больших (свыше 30 градусов) зенитных углах, так как эксцентричная работа трубореза приводит к быстрому износу вооружения и даже его поломке.

Небольшая коррекция рассматриваемого варианта повысила шансы по возможности применения технологии. В связи с тем, что абсолютное большинство эксплуатационных скважин наклонно-направленные и точка резки выбирается на криволинейном или, что происходит чаще, наклонном участке можно считать заведомо известным азимут. В этом случае нет необходимости вырезания участка колонны большой протяжённости, достаточно вырезать столько, сколько нужно для обеспечения отклонения для выхода бурильной колонны из обсадной. В зависимости от диаметров колонн и проектных интенсивностей это составляет от 6 до 10 метров, что существенно меньше по сравнению с предыдущим вариантом, где протяжённость участка вырезания составляет не менее 18 метров.

Несмотря на существенное, по сравнению с базовой технологией, сокращение затрат времени общие затраты времени на бурение боковых стволов были не ниже чем на бурение новых скважин, а сокращение материальных затрат - малым утешением при получении стволов меньшего диаметра.

На территории России технология бурения боковых стволов из вырезанного участка колонн полностью вытеснена технологией резки с отклоняющего клина (уипстока). В свою очередь, технология резки с уипстока разделяется на несколько подвариантов.

В настоящее время практически все сервисные компании по зарезке боковых стволов перешли на комплекты райберов, позволяющих за один спуск создать окно, для дальнейшего бурения бокового ствола и основная разница заключается в способах заякоривания. Наиболее распространены якоря с упором на забой. Недостатками таких якорей являются:

- Необходимость установки надежного опорного цементного моста, на что требуются существенные затраты времени.

- Механическое заякоривание требует создание определённых нагрузок и если раскрытие запроектировано на небольшое усилие, то высока вероятность как преждевременного срабатывания его в стволе при спуске, так и проворота при бурении. В случае необходимости создания больших нагрузок для заякоривания возникают проблемы с созданием этих нагрузок, особенно в наклонно-направленном стволе.

В Татнефти используется способ с применением в качестве якоря профильной трубы, достоинством которой наряду с высокой надёжностью является отсутствие необходимости опорного цементного моста. Технология предусматривает спуск компоновки, включающей профильную трубу и специальную трубу, внутри которой находится отклонитель.

Первым спуском предусматривается спуск заякоривания отклонителя, отворот и выброс специальной трубы после подъёма, вторым

- спуск комплекта райберов и зарезка бокового ствола. Недостатками способа являются:

- Применение жёсткой компоновки, требующей специальной подготовки скважины.

- Проблематичность в ориентировании отклонителя.

- Необходимость выполнения операции в два этапа.

Применение специальных якорей и пакеров, предусматривающихся при традиционных технологиях, занимает кольцевое пространство между их корпусами и эксплуатационной колонной. В условиях малого проходного размера эксплуатационной колонны и необходимости

применения компоновок с обеспечением транспортировочных зазоров внутренние размеры корпусов посадочных устройств оказываются чрезвычайно малыми, не позволяющими проводить работы ниже этих устройств.

Применение профильного перекрывателя в качестве проходного якоря позволило обеспечить максимальное проходное отверстие при оптимальном транспортном размере. В устройстве, в отличие от аналогов, не происходит существенной потери диаметра в якоре, а потери происходят в посадочной втулке, представляющей собой полую трубу с косым верхним (перовидным) срезом и шпоночным пазом, начинающимся от основания паза.

Внутреннее отверстие ограничивается транспортным диаметром компоновки и толщиной стенки втулки. Верхняя часть устройства представляет собой ответную посадочную втулку с направляющей шпонкой, устройства регулировки положения клина относительно шпонки и удлинителей, обеспечивающих требуемую глубину точки резки относительно якоря. Устройство может быть выполнено любого диаметра по размеру ствола скважины.

Выполнение операции производится следующим образом:

1. Производится спуск якоря посадочной втулки на разъединителе, созданием избыточного давления в трубном пространстве производится заякоривание, после чего производится разъединение якоря от посадочной втулки;

2. При помощи направляющего стержня гироскопическим инклинометром, а при зенитных углах свыше 5 градусов любым датчиком отклонителя определяется положение шпоночного паза;

3. На устье выставляется направление клина относительно шпоночного паза, а также устанавливается глубина точки резки;

4. Дальнейшие операции производятся аналогично любым традиционным методам резки боковых стволов с клина;

5. При необходимости возможно извлечение клина, смена его положения относительно направляющей и зарезка дополнительных стволов без ограничения их количества.

Как можно увидеть из краткого описания устройства, его применение может позволить производить зарезку боковых стволов точно по требуемому направлению, с любой глубины, при любых углах наклона скважины. Применение его возможно как при зарезке боковых стволов, так и при бурении многоствольных и разветвленно-горизонтальных скважин без потери нижележащего основного ствола.

Помимо того преимущества, что не теряется основной ствол, и зарезка происходит сразу в требуемом направлении, даже несмотря на большие материальные затраты по сравнению с зарезкой боковых стволов из вырезанных участков, или с применением отклонителей с упором на забой отмечено снижение затрат на выполнение работ в связи с сокращением сроков их выполнения. Однако, наибольший эффект ожидается при бурении многоствольных и разветвленно-горизонтальных скважин, так как устройство и технология будут применяться не только при бурении, но также при избирательном проведении геофизических исследований и воздействии в процессе эксплуатации.

Особо следует отметить возможности при бурении разветвленно-горизонтальных скважин с установок непрерывных труб. В этом случае каждый дополнительный ствол может быть пробурен одним спуском, в то время как при бурении обычными бурильными колоннами потребуется как минимум два спуска инструмента. Точно также упрощается обслуживание многоствольных и разветвленно-горизонтальных скважин в процессе эксплуатации и проведении геофизических исследований при помощи установок непрерывных труб, а именно, за один спуск можно избирательно провести требуемые работы на любом ответвлении или основном стволе.

Дополнительным достоинством способа является то, что компоновки не обладают жесткостью и не требуется специальной подготовки скважины. Недостаток способа - необходимость двух спусков. Применяется также вариант резки бокового ствола за один спуск. В этом случае профильная труба соединяется с отклонителем, а гидравлическое соединение профильной трубы с бурильным инструментом производится через специальные трубки, вмонтированные в корпус фреза. Безусловно, такое упрощение способа приводит к увеличению жесткости компоновки, затруднениям с ориентированием, но в ряде случаев такой способ эффективен.

#### 4.2. Анализ применения ЗБС и эксплуатационного бурения (ЭБ) по результатам прогноза

Бурение дополнительных, боковых стволов в скважинах широко распространяется во всех нефтяных регионах России как один из эффективных методов увеличения нефтеотдачи пластов в условиях падающей добычи нефти и перехода многих месторождений на позднюю стадию разработки. Необходимо отметить, что при незначительных остаточных запасах бурение новых скважин приводит к чрезмерному увеличению затрат, что делает дальнейшую разработку месторождений нерентабельной.

Поэтому в данных условиях наиболее приемлемыми являются мероприятия по восстановлению малодебитных, обводненных, нерентабельных, аварийных скважин с помощью бурения боковых стволов (БС). Это направление для нефтедобывающих районов, каковым является , наиболее перспективно и актуально. Для его развития имеются все необходимые условия: большой пробуренный фонд скважин, отработанность основных пластов и объектов.

Возникла необходимость опробования нового района разработки, где была пробурена скважина 16, она сразу стала показывать высокие значения

дебита и низкую обводненность, поэтому решили изучить близлежащие скважины 15 и 18 и провести по необходимости зарезки боковых стволов по результатам гидродинамического моделирования.

### **4.3. Обоснование расчетных технологических показателей работы скважин**

#### **Обоснование положения скважин.**

Расположения проектных стволов выбирались исходя из карты плотности остаточных запасов пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>(рис.4.2.2)

Карта строилась на основе методики принятой в ОАО «ТомскНИПИнефть»

Где:

$h(x, y)$  – начальная нефтенасыщенная толщина;

$S^0(x, y)$  - начальная нефтенасыщенность;

$Por(x, y)$  - пористость;

$Bet$  - коэффициент вытеснения нефти;

$boN$  - переводной коэффициент нефти из поверхностных тонн в пластовые м<sup>3</sup>;

$\bar{S}$  - средняя нефтенасыщенность.

Остаточная нефтенасыщенность рассчитывается по формуле:

$$S_c = \bar{S}(1 - Bet)$$

Так как заданные значения пористости и нефтенасыщенности не являются константами, скорректированная сетка начальных нефтенасыщенных толщин рассчитывается следующим образом:

$$h'(x, y) = \frac{h(x, y) * (S^0(x, y) - S_c)}{S * bet}$$

Начальные запасы нефти

$$= \frac{h(x, y) * S^0(x, y) * Por(x, y)}{boN} * 10000$$

Начальные подвижные запасы нефти

$$= \frac{h(x, y) * (S^0(x, y) - S_c) * Por(x, y)}{boN} * 10000$$

С помощью скорректированной сетки начальных нефтенасыщенных толщин рассчитывается сетка остаточных нефтенасыщенных.

Остаточные подвижные запасы нефти

$$= \frac{h'_{ОННТ} * Bet * Por(x, y)}{boN} * 10000$$

Остаточные запасы нефти

$$= \frac{h(x, y) * S_c * Por(x, y)}{boN} * 10000 + \frac{h'_{ОННТ} * Bet * Por(x, y)}{boN} * 10000$$

По результатам проведенного исследования можно сделать вывод, что часть пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> не вовлечена в разработку и ее запасы близки к начальным извлекаемым, что косвенно подтверждается бурением эксплуатационных скважин

На изображениях 4.2.1-4.2.4. показан проектный фонд скважин.



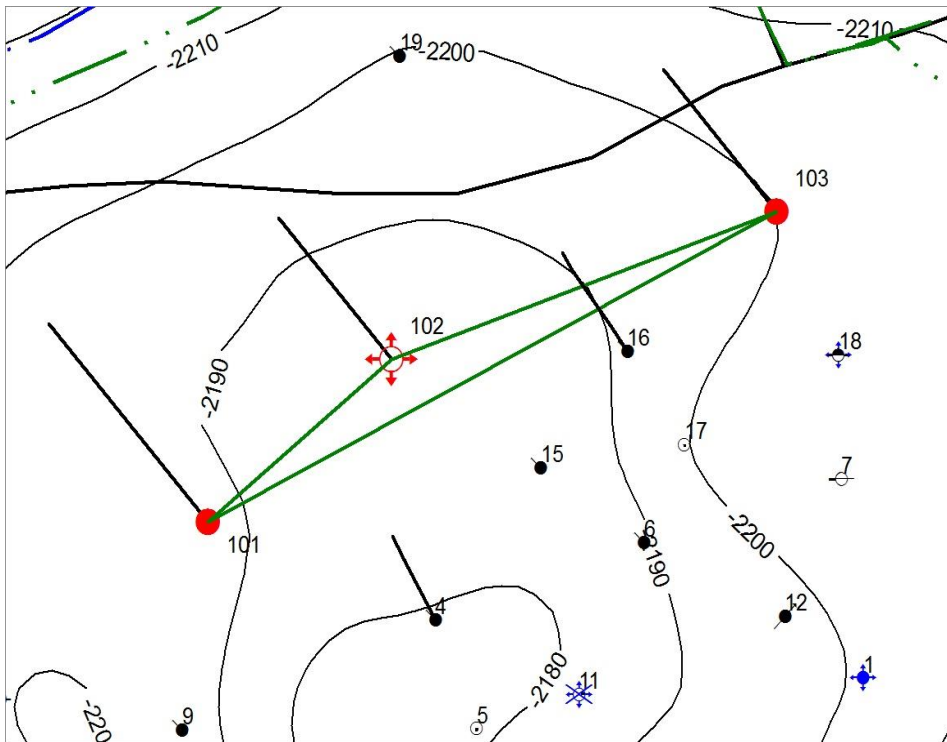


Рис 4.2.1 Структурная карта кровли пласта (коллектора) Ю1(1)

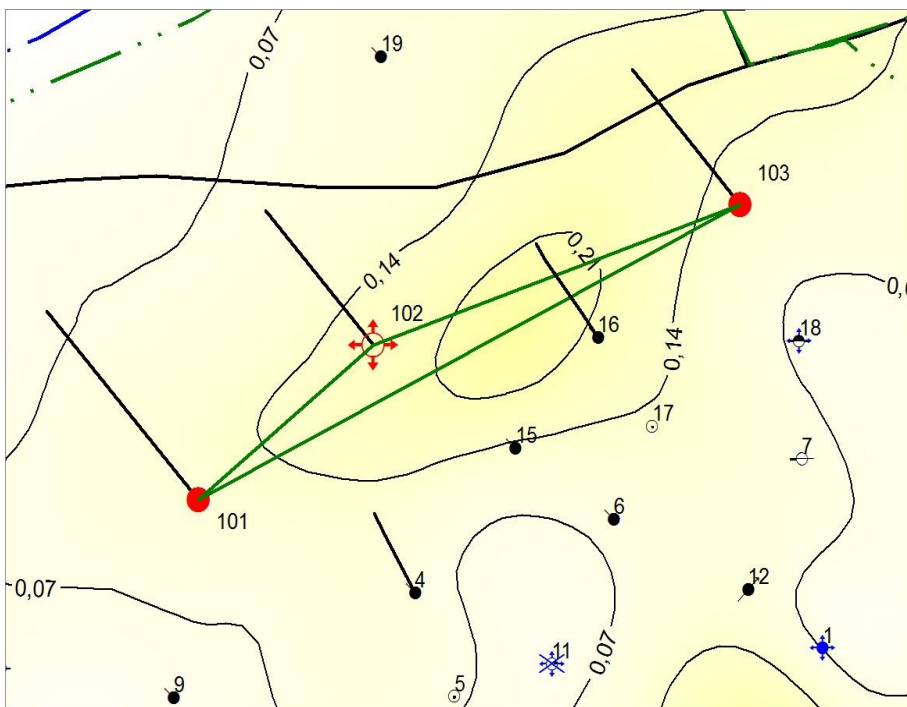


Рис 4.2.2 Карта плотности остаточных подвижных запасов Ю1(1), т/м

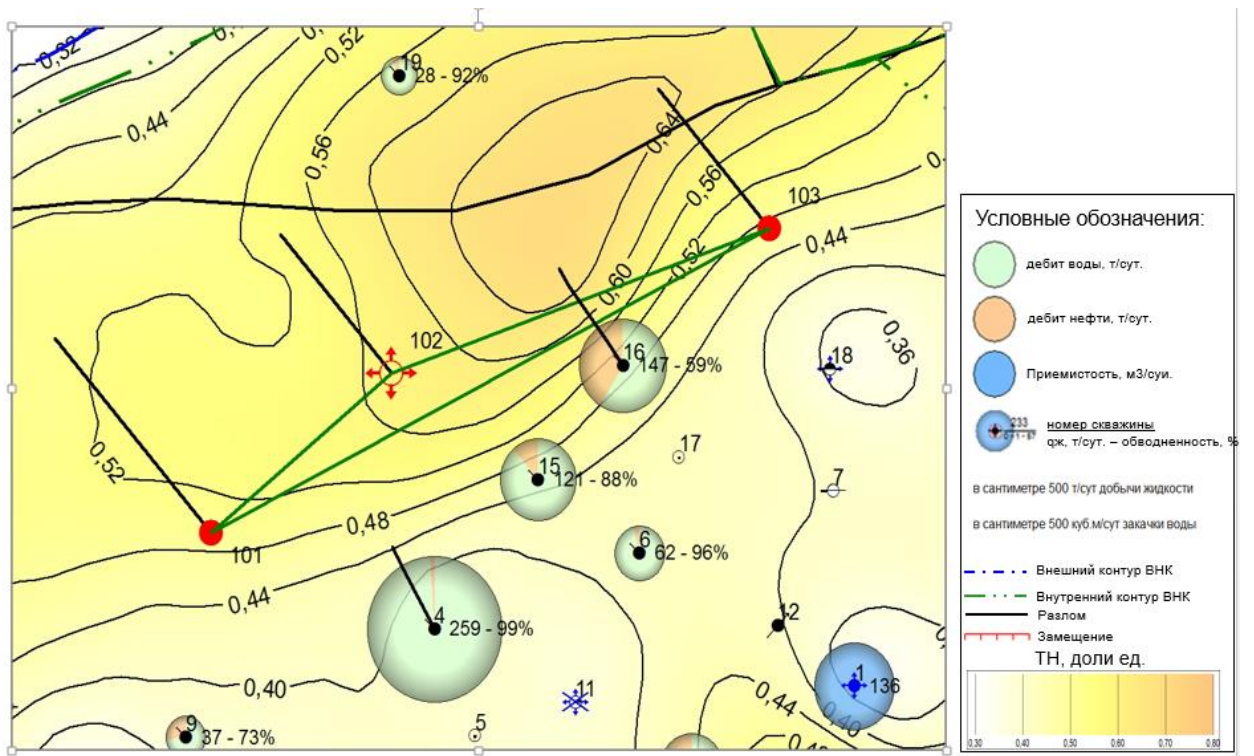


Рис.4.2.3. Карта текущих отборов пласта Ю1(1) на 01.04.2017 с местоположением скважин на карте текущей нефтенасыщенности по пласту Ю1(1) на 01.04.2017

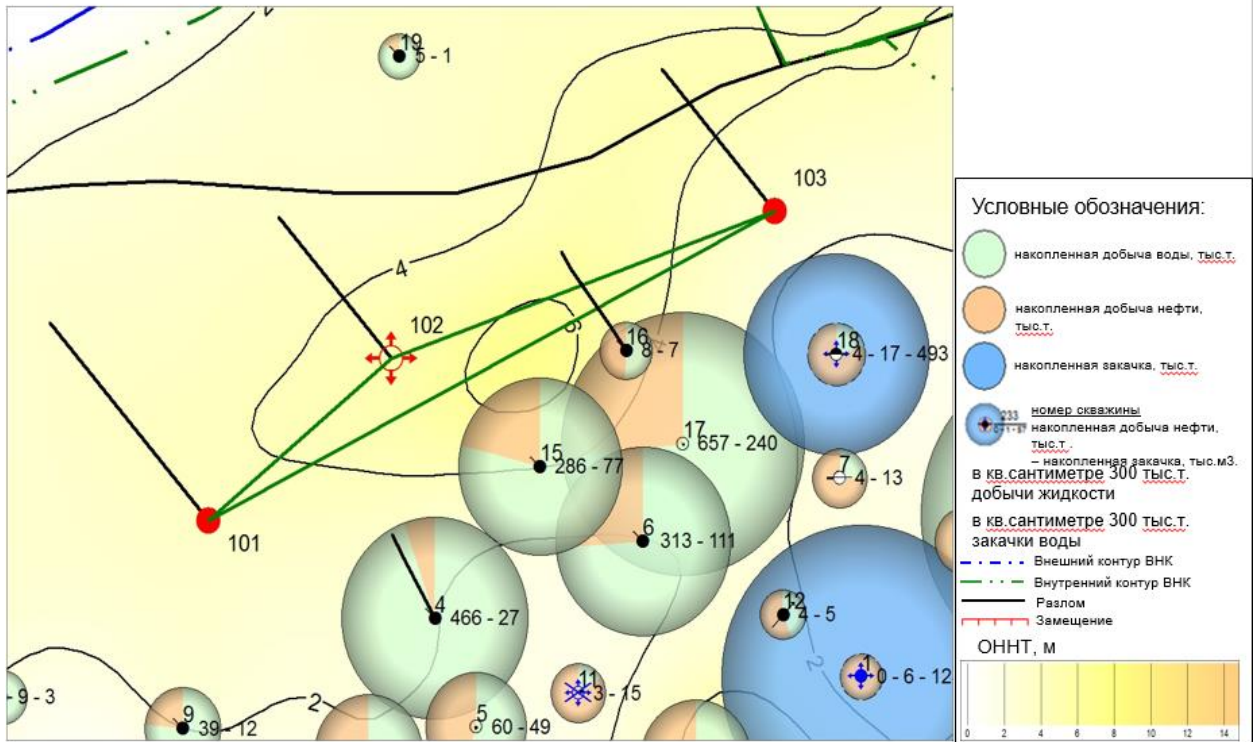


Рис 4.2.4 Карта накопленных отборов пласта Ю1(1) на 01.04.2017 с местоположением скважин на карте ОННТ по пласту Ю1(1)на 01.04.2017

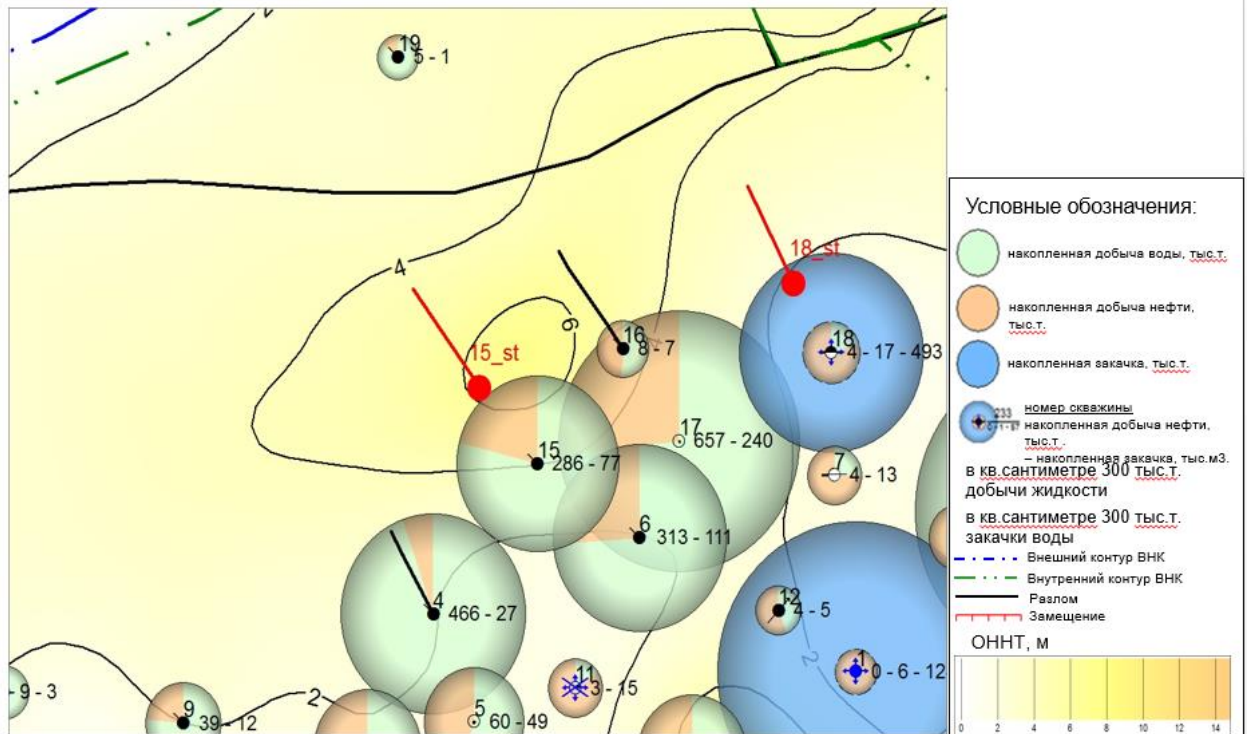


Рис. 4.2.5. Карта накопленных отборов пласта Ю1(1) на 01.04.2017 с местоположением скважин на карте ОННТ по пласту Ю1(1) на 01.04.2017

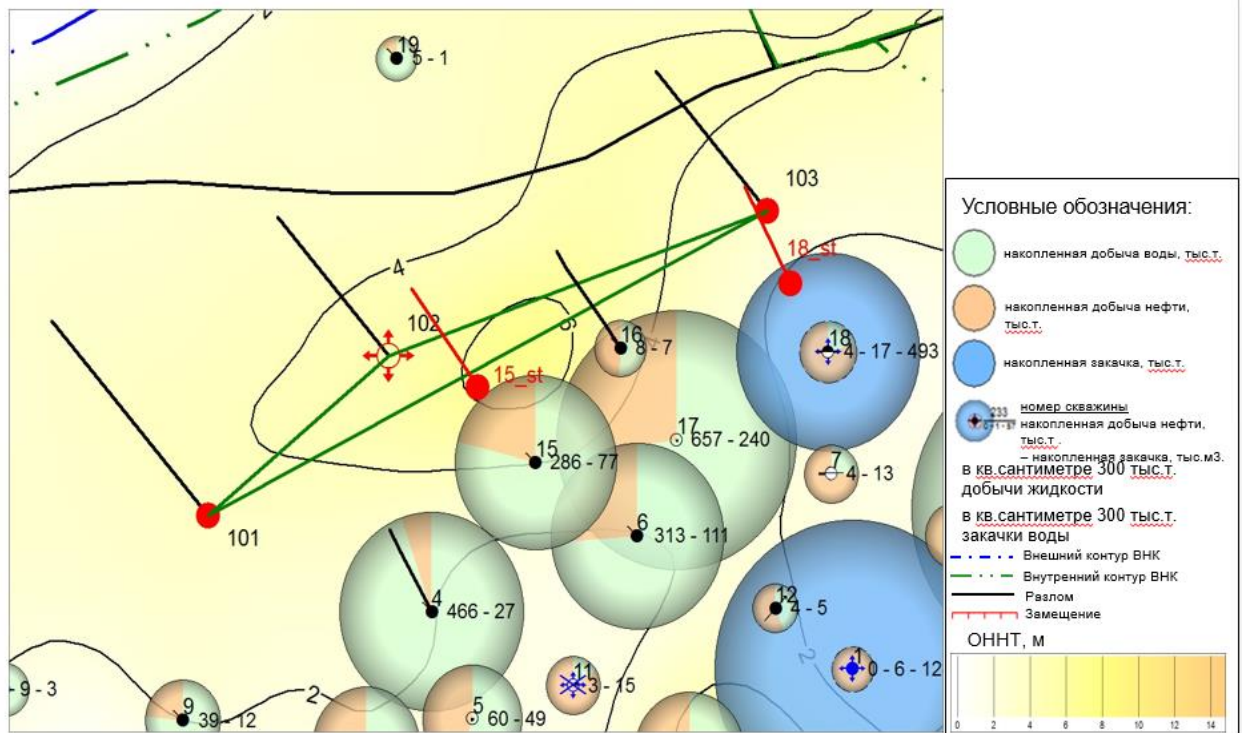


Рис. 4.2.5 Карта накопленных отборов пласта Ю1(1) на 01.04.2017 с местоположением скважин на карте ОННТ по пласту Ю1(1) на 01.04.2017

### Расчет прогнозных показателей. Запускные дебиты. Профиль добычи

Одной из главных задач при обосновании бурения второго ствола это выбор методик расчета запускных дебитов и профиля добычи.

Расчет запускных дебитов вертикальных скважин производился по формуле Дюпий, для боковых стволов по формуле Джоши-Экономидеса:

#### Расчет продуктивности бокового ствола скважины

Расчет продуктивности боковых стволов скважин проводился по формуле Джоши-экономидеса: [9]

$$J_D = \frac{1}{\left( \ln \left[ \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] \right) + \left( \frac{I_{ani} H_{эфф}}{L} \right) \ln \frac{I_{ani} H_{эфф}}{[r_w (I_{ani} + 1)]}}$$

Где, 
$$I_{ani} = \sqrt{\frac{K_H}{K_V}}$$

- $I_{ani}$  – выражение анизотропии горизонтальной и вертикальной проницаемости:
- $a$  – большая полуось эллипсоида дренирования формируемого горизонтальной скважиной, с длиной горизонтального участка ствола –  $L$ .
- $H_{эфф}$  – эффективная мощность коллектора,  $м$ ;
- $r_w$  – радиус скважины,  $м$ ;
- $K_H$  – горизонтальная проницаемость,  $мД$ ;
- $K_V$  – вертикальная проницаемость,  $мД$ ;

### Расчет продуктивности вертикальной скважины.

Расчет продуктивности вертикальной скважины проводился по формуле Дюпий [19]

$$PI = \frac{kH_{эфф}}{18.42 \mu B_n \left( \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) + S - 0,75 \right)} = \frac{kH_{эфф}}{18.42 \mu B_n} * J_D$$

Где:

- $PI$  – коэффициент продуктивности скважины,  $м^3/сут/атм$
- $k$  – эффективная проницаемость,  $мД$ ;
- $H_{эфф}$  – эффективная мощность коллектора,  $м$ ;
- $B_n$  – объемный коэффициент нефти,  $м^3/м^3$ ;
- $\mu$  – вязкость жидкости,  $сПз$ ;
- $r_e$  – радиус контура питания,  $м$ ;
- $r_w$  – радиус скважины,  $м$ ;
- $S$  – скин-фактор;
- 18.42 – пересчетный коэффициент для практических метрических единиц измерения.

Запускная обводненность обосновалась по результатам секторного гидродинамического моделирования на симуляторе Eclipse на постоянно-действующей геолого-технической модели. Для расчета - районы проектных

скважин были адаптированы на текущую дату по накопленной добыче, и обводненности.

Для оптимизации разработки участка месторождения X а также для сравнения результатов применения ЗБС и эксплуатационного бурения(ЭБ) были предложены 4 варианта(рис 1.):

Вариант 1 Работает только пробуренная скважина 16\_bs.

Вариант 2 Работает уже пробуренная скважина 16\_st , бурится скважина 18\_st ,без системы поддержания пластового давления.

Вариант 3 Производятся зарезки 16 и 15 скважин, 18 скважина в ППД с приемистостью 282 куб метра/сут

Вариант 4 Производятся зарезки боковых стволов 15, 16. 18 скважин в режиме добычи.

Рассмотрим первый технологический вариант, при котором в добыче скважина 16\_bs.

Таблица 4.1 – Прогноз основных технологических показателей работы скважин в режиме добычи по скв.16\_бс.

Дата	Массовый дебит нефти. т/сут	Дебит жидкости. ст.м3/сут	Обводнённость	Накопл. добыча нефти ,тыс.т
01.04.2017	92	215	51%	6,8
01.04.2018	59,3564	162,951	56%	29,7
01.04.2019	42,6687	137,995	62%	48,7
01.04.2020	30,9581	121,206	69%	62,6
01.04.2021	23,6129	110,348	74%	72,3
01.04.2022	19,9651	104,565	77%	78,6
01.04.2023	19,6188	104,002	77%	78,7

01.04.2024	13,4868	93,378	82%	91,3
01.04.2025	11,8392	90,2504	84%	95,9
01.04.2026	10,5769	87,8847	85%	99,6
01.04.2027	9,51816	86,0177	86	103.5
01.04.2028	8,62636	84,5183	87	106,8
01.04.2029	7,87346	83,3374	88	109.8
01.04.2030	7,23872	82,4053	89	112,5
01.04.2031	6,70214	81,6666	90	115
01.04.2032	6,23876	81,0646	90	117.3
01.04.2033	5,48837	80,219	91	120.5
01.04.2034	5,18118	79,9342	92	123..1
01.04.2035	5,04144	79,8217	92	124.5
01.04.2036	4,90944	79,7253	92	125.6
01.04.2037	4,6725	79,5687	93	127.1
01.04.2038	4,44929	79,4487	93	128.7
01.04.2039	4,25213	79,3861	93	130.2
01.04.2040	4,07404	79,3555	94	131.8
01.04.2041	3,90801	79,3108	94	133.8
01.04.2042	3,75272	79,2902	94	134.6
01.04.2043	3,60801	79,273	94	135,9
01.04.2044	3,47435	79,2629	94	137,2
01.04.2045	3,35185	79,2645	95	138.4
01.04.2046	3,12862	79,2858	95	140.6
01.04.2047	3,10241	79,2892	95	141,1

Накопленная добыча по скв.16 за 30 лет составила 141,1 тыс.т. Дебит жидкости по сравнению с начальным годом упал более чем на 60%, обводненность увеличилась с 51% до 95%. Дебит нефти к концу прогноза упал до 3 т/сут

На основе получившихся данных по прогнозу, построены зависимости дебита жидкости, дебита нефти, накопленной добычи, обводненности продукции по скв.16\_бс от количества лет разработки.

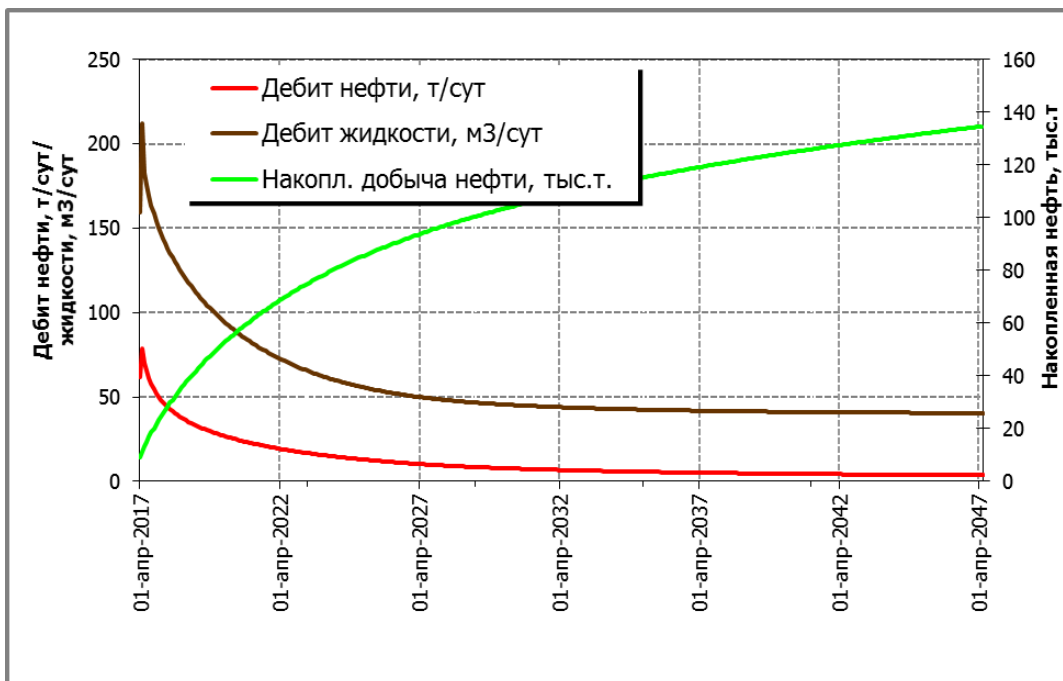


Рис. 4.7 Зависимости дебита жидкости, дебита нефти, накопленной добычи по скважине 16\_бс от количества лет разработки

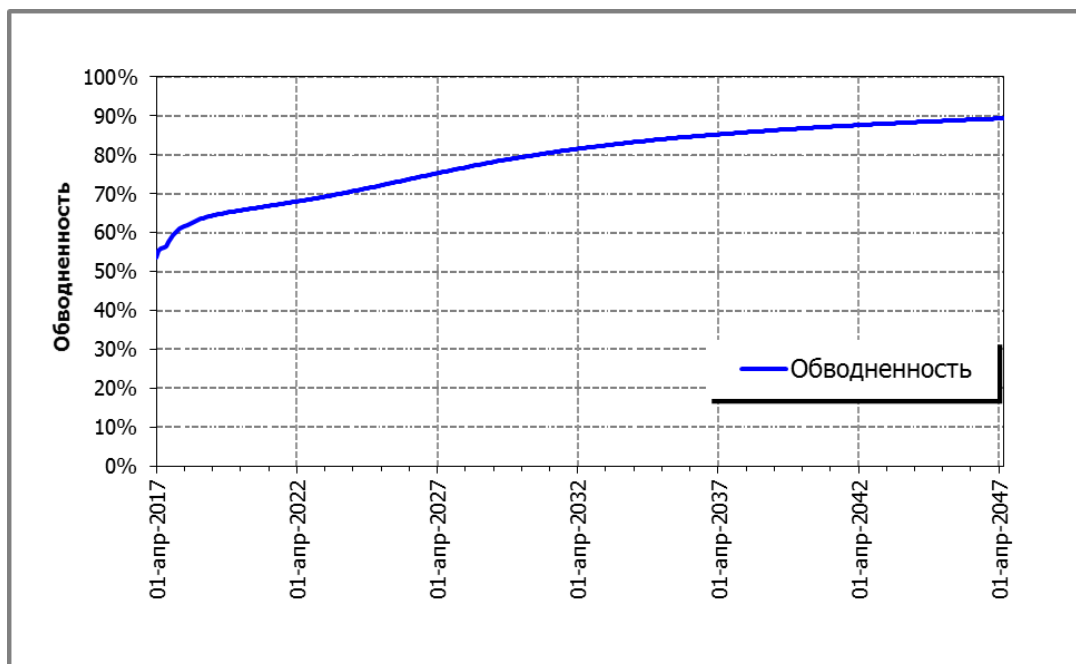


Рис 4.8. Зависимость обводненности по скважине 16\_бс от количества лет разработки



Вариант 2

Работает уже пробуренная скважина 16\_st , бурится скважина 18\_st ,без системы поддержания пластового давления.

Таблица 4.2 – Прогноз основных технологических показателей работы скважин в режиме добычи по скв. 16 St

Дата	Массовый дебит нефти. т/сут	Дебит жидкости. ст.м3/сут	Обводнённость	Накопл. добыча нефти ,тыс.т
01.04.2017	61,5744	159,244	0,535758	6,8
01.04.2018	44,0248	137,984	0,616933	27,8
01.04.2019	33,2881	112,225	0,643871	40,8
01.04.2020	27,0459	94,8554	0,657668	51,6
01.04.2021	22,7025	82,2586	0,668641	60,8
01.04.2022	19,3984	72,7701	0,679948	68,1
01.04.2023	16,7806	65,5104	0,692457	74,5
01.04.2024	14,6494	59,9399	0,706566	80,2
01.04.2025	12,9121	55,6896	0,721625	85
01.04.2026	11,4682	52,4441	0,737454	89,5
01.04.2027	10,2908	49,9721	0,752755	93,4
01.04.2028	9,29903	48,077	0,767776	96,9
01.04.2029	8,47918	46,6339	0,781697	100,2
01.04.2030	7,80405	45,5317	0,794215	103,1
01.04.2031	7,24314	44,6825	0,805376	105,5
01.04.2032	6,75891	43,9896	0,815527	108,3
01.04.2033	6,34147	43,4072	0,824598	110,7
01.04.2034	5,97767	42,9132	0,832757	113
01.04.2035	5,66003	42,4908	0,84007	115,1
01.04.2036	5,38274	42,1361	0,846624	117,1

01.04.2037	5,14178	41,8454	0,852472	119
01.04.2038	4,91939	41,594	0,858	120,7
01.04.2039	4,6548	41,35	0,863	122,4
01.04.2040	4,53224	41,1914	0,867897	124,2
01.04.2041	4,36606	41,0333	0,87225	125,8
01.04.2042	4,23557	40,9195	0,875724	127,1
01.04.2043	4,06827	40,7805	0,880226	128,8
01.04.2044	3,93806	40,6815	0,883777	130,3
01.04.2045	3,81682	40,5942	0,887113	131,7
01.04.2046	3,70314	40,5178	0,890268	133,6
01.04.2047	3,10241	79,2892	0,953022	141,1

Накопленная добыча по скв.16 за 30 лет составила 141,1 тыс.т. Дебит жидкости по сравнению с начальным годом упал более чем на 60%, обводненность увеличилась с 51% до 95%. Дебит нефти к концу прогноза упал до 3 т/сут

На основе полученных данных по прогнозу, построены зависимости дебита жидкости, дебита нефти, накопленной добычи, обводненности продукции по скв.16 \_бс от количества лет разработки.

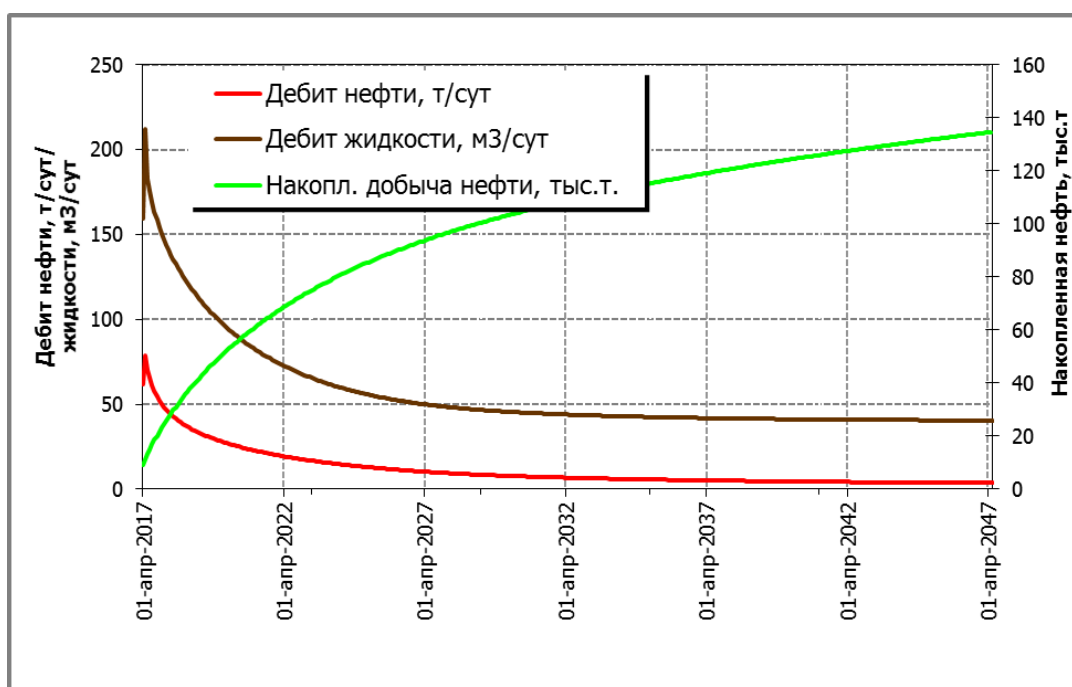


Рис. 4.7 Зависимости дебита жидкости, дебита нефти, накопленной добычи по скважине 16\_бс от количества лет разработки.

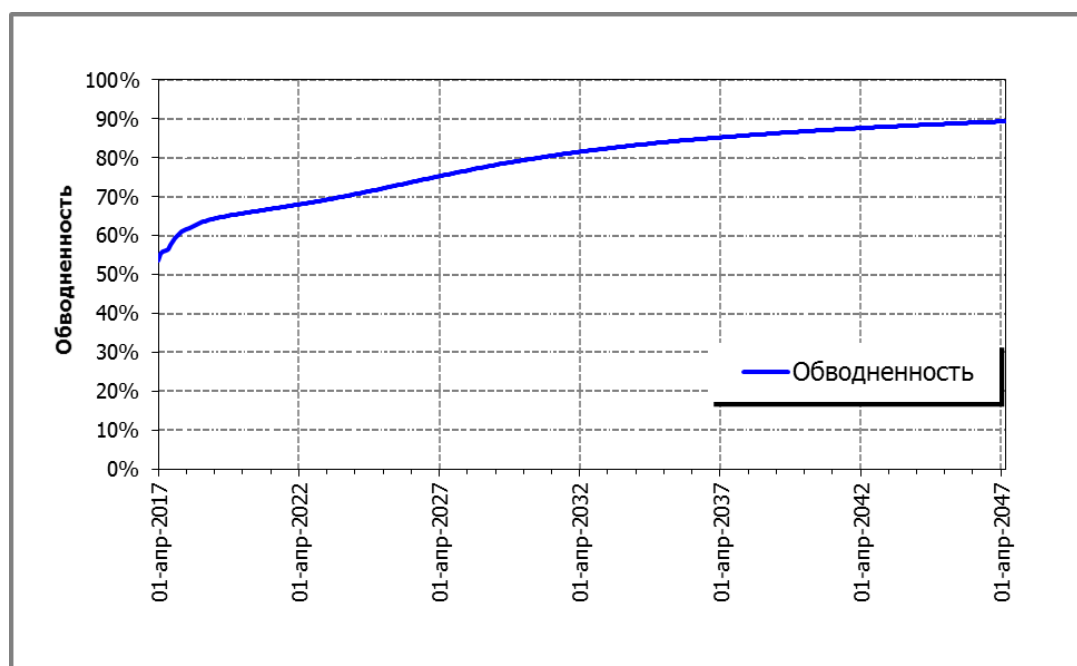


Рис 4.8. Зависимость обводненности по скважине 16\_бс от количества лет разработки

Таблица 4.3 – Прогноз основных технологических показателей работы скважин в режиме добычи по скв. 18 St

Дата	Массовый дебит нефти. т/сут	Дебит жидкости. ст.м3/сут	Обводнённость	Накопл. добыча нефти ,т
01.07.2017	43,3034	114,39	0,545493	1,3
01.07.2018	31,5915	85,043	0,553996	2278,44
01.07.2019	14,6377	42,6946	0,58837	7048,88
01.07.2020	4,16453	15,1048	0,668978	12719,4
01.07.2021	2,58608	10,6874	0,709478	13898,7
01.07.2022	1,65989	7,94877	0,749281	14647,1
01.07.2023	1,05889	6,04006	0,789518	15126,5
01.07.2024	0,658836	4,67527	0,830809	15429,7

01.07.2025	0,47175	3,6706	0,845694	15629,4
01.07.2026	0,351951	2,94076	0,856309	15776,6
01.07.2027	0,270089	2,40314	0,865062	15887,9
01.07.2028	0,215266	2,02093	0,872111	15975,2
01.07.2029	0,178062	1,75144	0,877937	16046
01.07.2030	0,152814	1,56546	0,882799	16105,7
01.07.2031	0,13598	1,44304	0,886863	16158
01.07.2032	0,124711	1,36376	0,890206	16205,4
01.07.2033	0,116617	1,30895	0,893034	16249,2
01.07.2034	0,110502	1,26945	0,895489	16290,5
01.07.2035	0,105853	1,24183	0,897659	16329,9
01.07.2036	0,10214	1,22151	0,899606	16367,9
01.07.2037	0,0987507	1,20317	0,901458	16404,5
01.07.2038	0,0959516	1,1902	0,903208	16440
01.07.2039	0,0936919	1,18216	0,904845	16474,5
01.07.2040	0,0920563	1,17866	0,906228	16508,5
01.07.2041	0,0907055	1,17787	0,907542	16541,8
01.07.2042	0,0896481	1,17998	0,908784	16574,7
01.07.2043	0,0888018	1,18392	0,909945	16607,2
01.07.2044	0,0881157	1,18822	0,910965	16636,9
01.07.2045	0,0874413	1,19442	0,912105	16671,6
01.07.2046	0,0869056	1,20097	0,91312	16703,4
01.07.2047	0,0863435	1,21034	0,91435	16742,9

Накопленная добыча по скв.18 за 30 лет составила 16.7, тыс.т. Дебит жидкости по сравнению с начальным годом упал более чем на 98%, обводненность увеличилась с 54% до 94%. Дебит нефти к концу прогноза упал до 0.08 т/сут

На основе получившихся данных по прогнозу, построены зависимости дебита жидкости, дебита нефти, накопленной добычи, обводненности продукции по скв.18 от количества лет разработки.

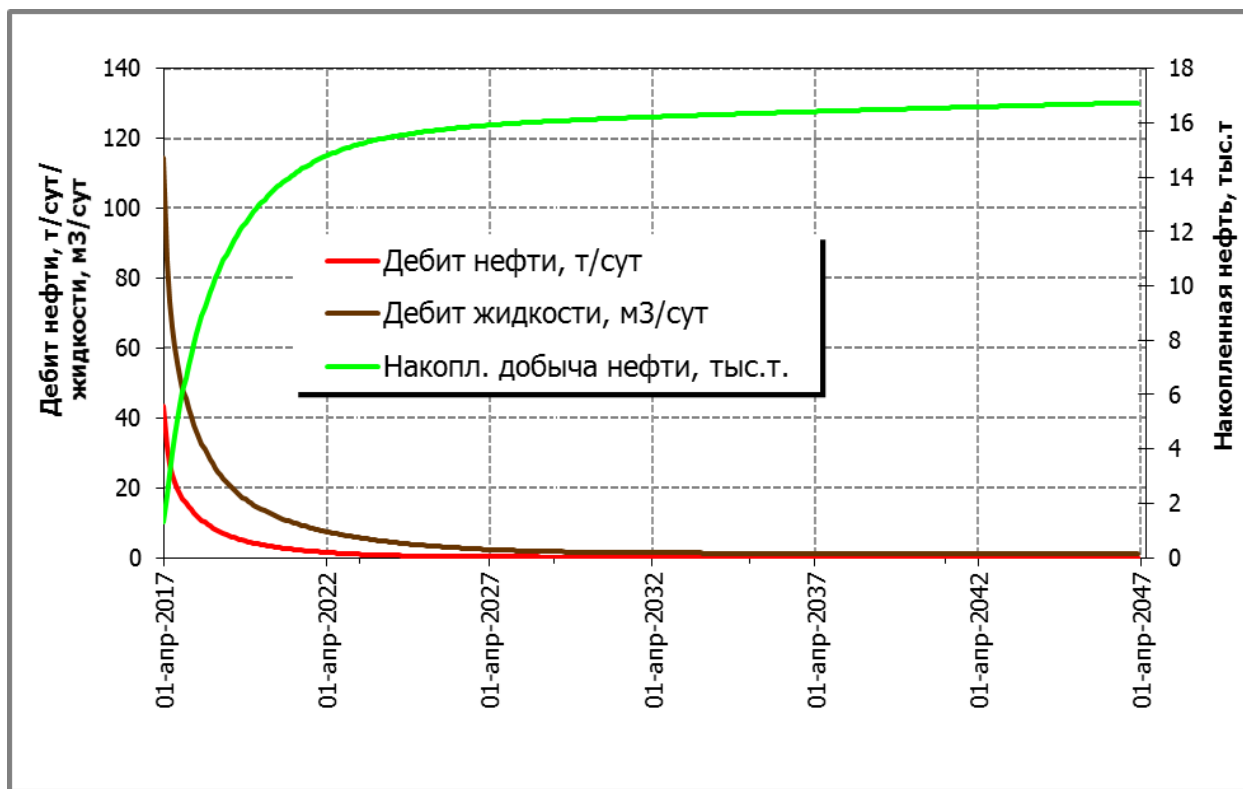


Рис. 4.9 Зависимости дебита жидкости, дебита нефти, накопленной добычи по скважине 18\_st от количества лет разработки.

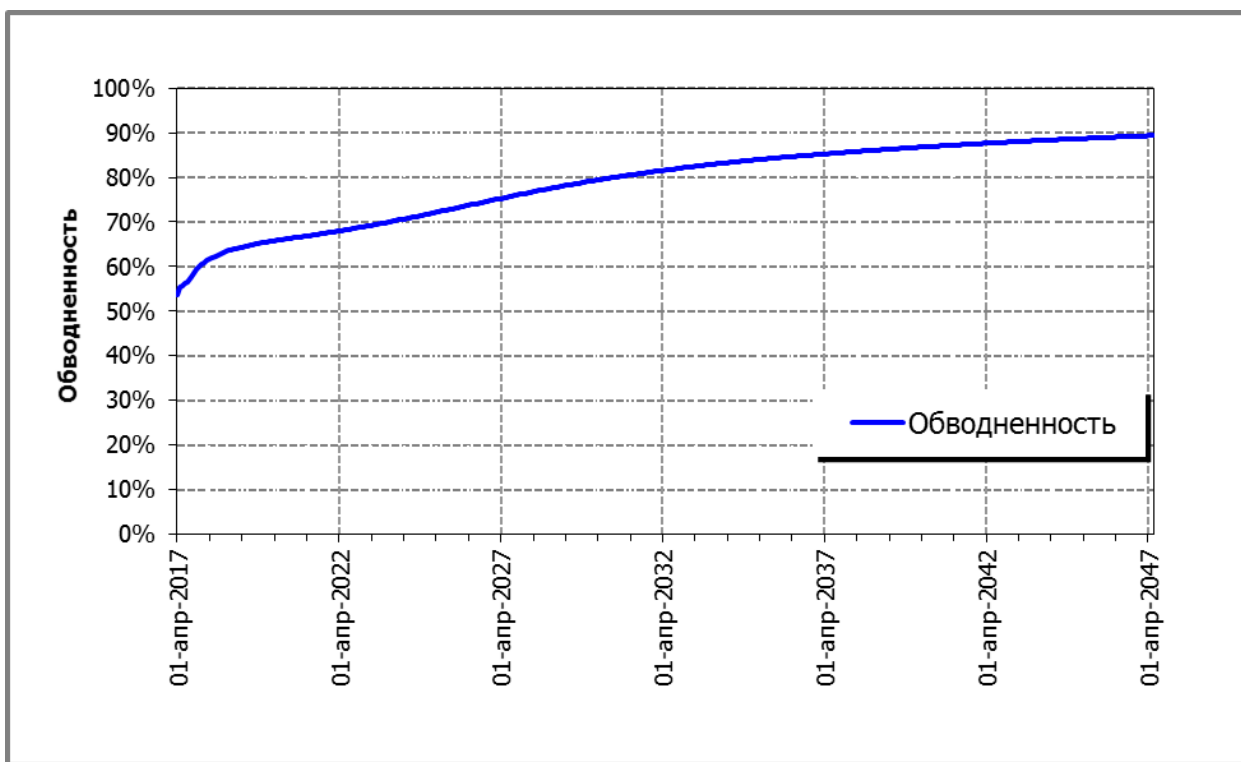


Рис 4.10. Зависимость обводненности по скважине 18\_st от количества лет разработки.

### Вариант 3

Производятся резки боковых стволов 16 и 15 скважин, 18 скважина в ППД с приемистостью 282 куб метра/сут

Таблица 4.4 – Прогноз основных технологических показателей работы скважин в режиме добычи по скв.16\_бс

Дата	Массовый дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, ст.м3/сут	Обводнённость	Накопл. добыча нефти ,тыс.т
01.07.2017	61,5744	159,244	0,535758	6842,18
01.07.2018	47,4133	144,871	0,607061	27975,7
01.07.2019	33,6072	121,006	0,666549	42321,8
01.07.2020	24,7038	105,621	0,719184	52639,9
01.07.2021	19,2789	95,4394	0,757472	60444
01.07.2022	15,7504	88,2321	0,785675	66691,1
01.07.2023	13,2837	82,9744	0,807788	71886,2

<b>01.07.2024</b>	11,5132	79,046	0,825127	76343,8
<b>01.07.2025</b>	10,176	76,057	0,839363	80239,8
<b>01.07.2026</b>	9,08188	73,7625	0,852175	83703,6
<b>01.07.2027</b>	8,2094	72,0208	0,863145	86816
<b>01.07.2028</b>	7,46757	70,6602	0,873115	89646,6
<b>01.07.2029</b>	6,84998	69,5947	0,881826	92226,2
<b>01.07.2030</b>	6,32149	68,7629	0,889625	94600,3
<b>01.07.2031</b>	5,86209	68,1106	0,896666	96797,1
<b>01.07.2032</b>	5,46113	67,5967	0,903002	98844,9
<b>01.07.2033</b>	5,11469	67,1918	0,908608	100753
<b>01.07.2034</b>	4,8895	66,9671	0,912338	102114
<b>01.07.2035</b>	4,55	66,6752	0,918068	104237
<b>01.07.2036</b>	4,30544	66,4902	0,922256	105840
<b>01.07.2037</b>	4,08581	66,3298	0,926043	107355
<b>01.07.2038</b>	3,8878	66,201	0,929491	108795
<b>01.07.2039</b>	3,71275	66,0983	0,932561	110168
<b>01.07.2040</b>	3,56105	66,033	0,935252	111486
<b>01.07.2041</b>	3,41847	65,9966	0,93781	112747
<b>01.07.2042</b>	3,2829	65,9837	0,940265	113958
<b>01.07.2043</b>	3,15406	65,9744	0,942601	115121
<b>01.07.2044</b>	3,03375	65,9696	0,944787	116243
<b>01.07.2045</b>	2,92425	65,9633	0,946775	117319
<b>01.07.2046</b>	2,81988	65,9646	0,948675	118358
<b>01.07.2047</b>	2,69569	65,9692	0,950939	119603

Накопленная добыча по скв.16 за 30 лет составила 119.6, тыс.т. Дебит жидкости по сравнению с начальным годом упал более чем на 60%, обводненность увеличилась с 55% до 95%. Дебит нефти к концу прогноза упал до 2,7 т/сут.

На основе получившихся данных по прогнозу, построены зависимости дебита жидкости, дебита нефти, накопленной добычи, обводненности продукции по скв.16 \_бс от количества лет разработки.

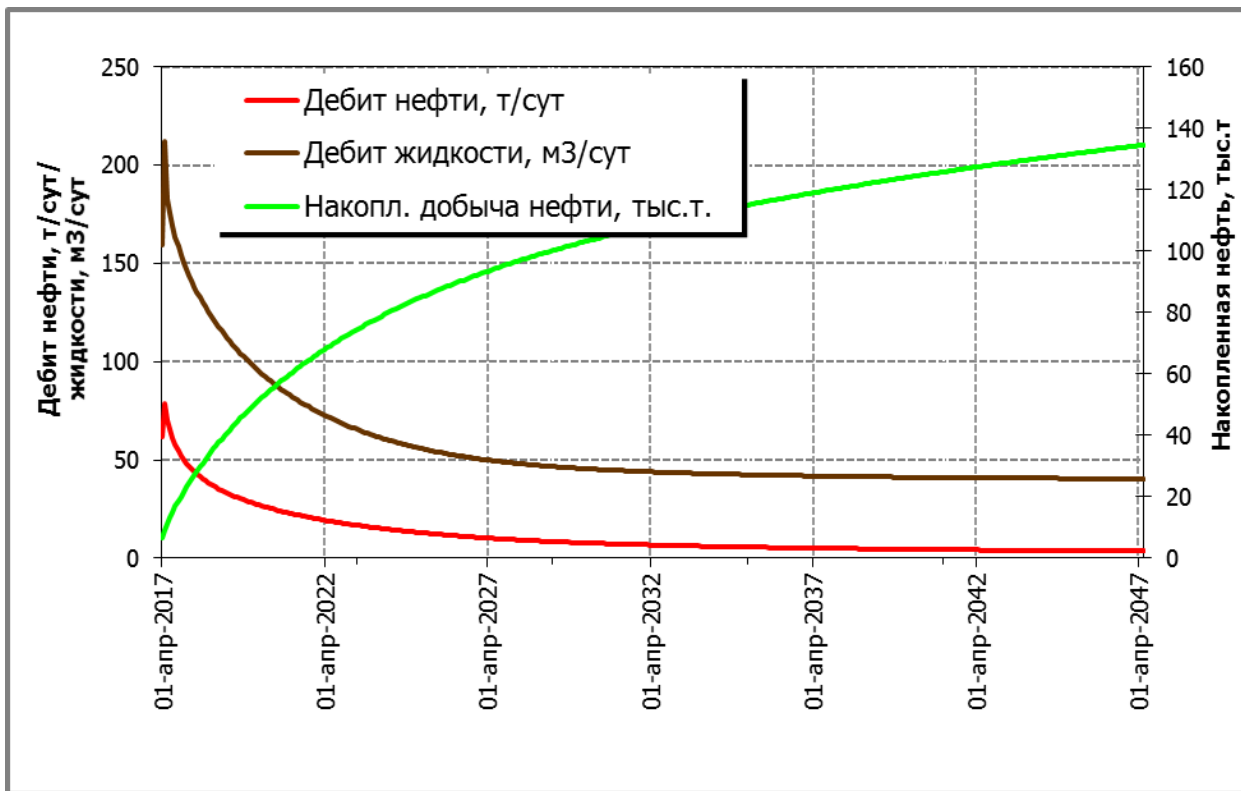


Рис. 4.11 Зависимости дебита жидкости, дебита нефти, накопленной добычи по скважине 16 \_бс от количества лет разработки.

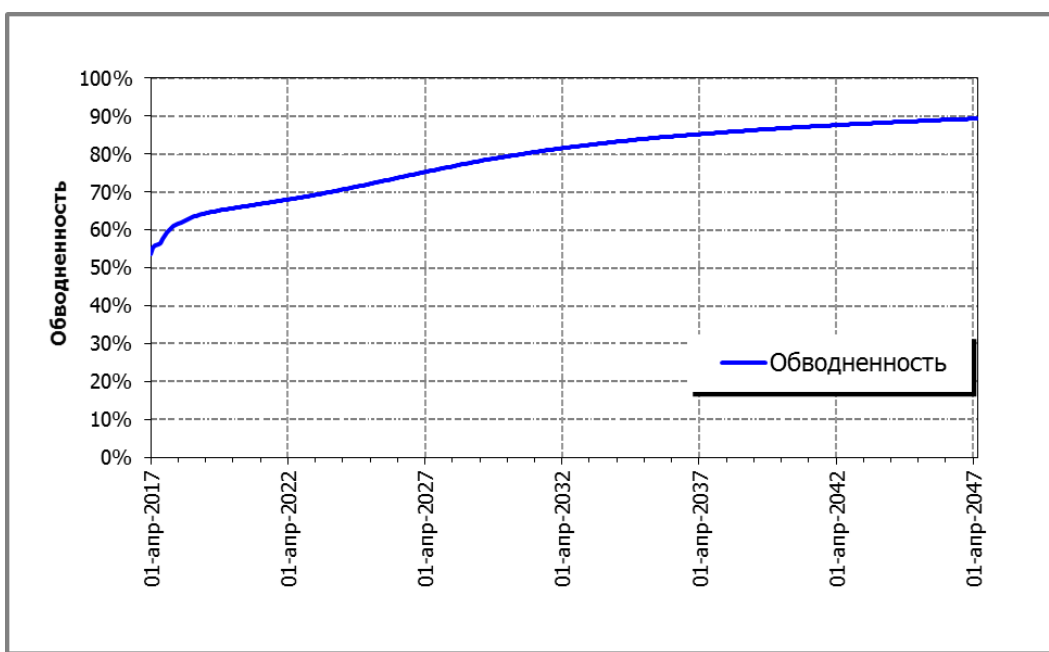


Рис 4.12. Зависимость обводненности по скважине 16 \_Бс от количества лет разработки.



Таблица 4.5 – Прогноз основных технологических показателей работы скважин в режиме добычи по скв.18\_бс

Дата	Массовый дебит нефти. т/сут	Дебит жидкости. ст.м3/сут	Обводнённость	Накопл. добыча нефти ,тыс.т
01.04.2017	213,836	310,813	0,173983	6415,09
01.04.2018	43,6368	118,892	0,559335	26578,1
01.04.2019	21,0655	108,129	0,766096	37018,2
01.04.2020	14,2197	101,758	0,832224	43189,8
01.04.2021	11,1	96,4345	0,861803	47704,3
01.04.2022	9,29004	92,0565	0,878837	51370,9
01.04.2023	8,08573	88,5925	0,89042	54511,9
01.04.2024	7,19869	85,834	0,899307	57287,5
01.04.2025	6,66788	84,1367	0,90485	59184
01.04.2026	5,97284	81,9962	0,912543	62041,2
01.04.2027	5,54059	80,7796	0,91765	64133,3
01.04.2028	5,17911	79,9137	0,922189	66087,4
01.04.2029	4,88082	79,3056	0,926108	67917,2
01.04.2030	4,62826	78,8735	0,929548	69647,7
01.04.2031	4,40862	78,5429	0,932609	71292,5
01.04.2032	4,2164	78,3106	0,935356	72867,6
01.04.2033	4,0396	78,1472	0,937937	74371,5
01.04.2034	3,87768	78,0615	0,940359	75813,4
01.04.2035	3,73484	78,0085	0,942517	77200
01.04.2036	3,59323	77,9854	0,94468	78648,7
01.04.2037	3,47907	77,9656	0,946424	79831,4
01.04.2038	3,36308	77,9576	0,948205	81078,1
01.04.2039	3,25526	77,9522	0,949862	82284

01.04.2040	3,15509	77,9554	0,951407	83455,4
01.04.2041	3,06095	77,965	0,952863	84588,3
01.04.2042	2,97177	77,9891	0,95425	85687,8
01.04.2043	2,8856	78,017	0,955593	86755,3
01.04.2044	2,8035	78,0506	0,956875	87795
01.04.2045	2,7257	78,082	0,958088	88802,8
01.04.2046	2,65157	78,112	0,959244	89782,9
01.07.2047	2,5627	78,1489	0,960629	90970,3

Накопленная добыча по скв.15 за 30 лет составила 90.9, тыс.т. Дебит жидкости по сравнению с начальным годом упал более чем на 60%, обводненность увеличилась с 17% до 96%. Дебит нефти к концу прогноза упал до 2,5 т/сут

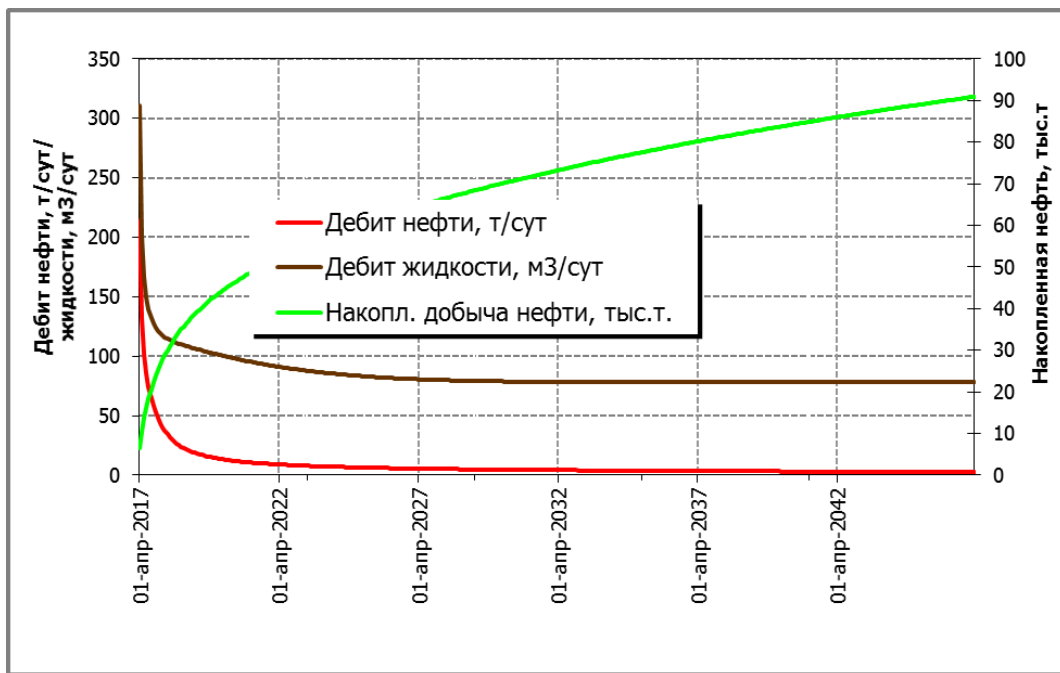


Рис. 4.13 Зависимости дебита жидкости, дебита нефти, накопленной добычи по скважине 18\_бс от количества лет разработки.

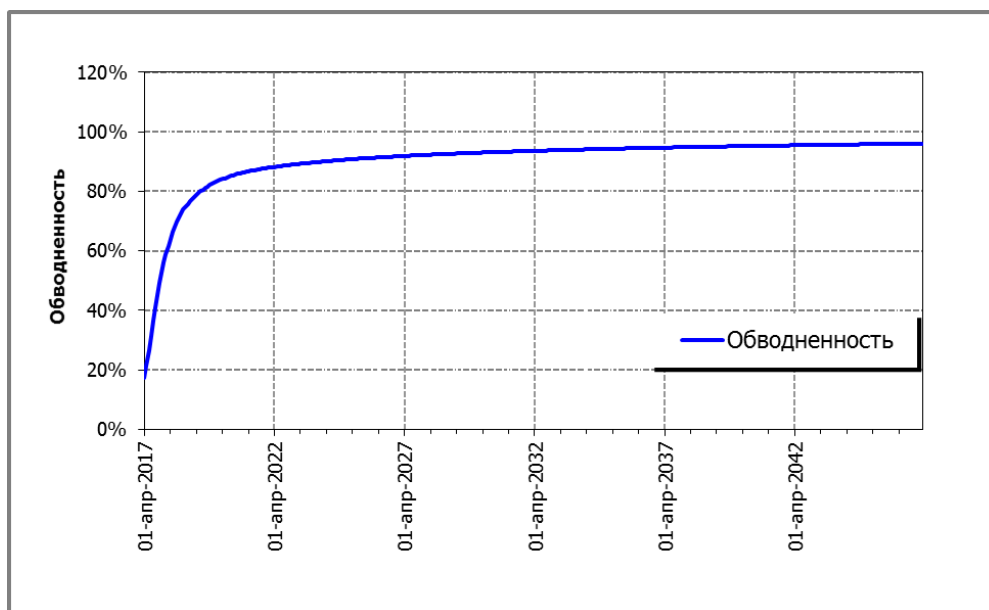


Рис 4.14. Зависимость обводненности по скважине 18\_Бс от количества лет разработки.

#### 4 вариант

Производятся зарезки боковых стволов 16,15,18 скважин в режиме добычи.

Таблица 4.5 – Прогноз основных технологических показателей работы скважин в режиме добычи по скв.16\_бс

Дата	Массовый дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, ст.м3/сут	Обводнённость	Накопл. добыча нефти ,тыс.т
01.04.2017	61,5744	159,244	0,535758	6842,18
01.04.2018	39,636	132,964	0,642098	25911,1
01.04.2019	29,4783	108,982	0,675247	38131,1
01.04.2020	22,4981	92,0522	0,70656	47391,3
01.04.2021	17,6983	80,1802	0,734984	54543,7
01.04.2022	14,4422	71,7213	0,758236	60275,1
01.04.2023	12,2618	65,6065	0,775605	65049,3
01.04.2024	10,7156	61,0575	0,789291	69181,8
01.04.2025	9,55344	57,6383	0,800999	72825,8
01.04.2026	8,64691	55,0264	0,811333	76100,5

01.04.2027	7,91637	53,0266	0,820758	79083,9
01.04.2028	7,31779	51,4877	0,829359	81837,1
01.04.2029	6,81798	50,3031	0,83727	84386,3
01.04.2030	6,39018	49,3743	0,844611	86769
01.04.2031	6,03205	48,6617	0,851172	89011,3
01.04.2032	5,70413	48,0993	0,857617	91136
01.04.2033	5,40954	47,6517	0,863702	93142,4
01.04.2034	5,14798	47,3021	0,869334	95048,9
01.04.2035	4,91841	47,0232	0,87442	96866,8
01.04.2036	4,71194	46,8052	0,879131	98611,3
01.04.2037	4,52523	46,6333	0,883493	100280
01.04.2038	4,35264	46,4967	0,887607	101885
01.04.2039	4,19736	46,3884	0,891364	103430
01.04.2040	4,05185	46,2996	0,894929	104925
01.04.2041	3,91637	46,2257	0,89828	106365
01.04.2042	3,79187	46,1633	0,90138	107758
01.04.2043	3,67721	46,1127	0,904258	109108
01.04.2044	3,56893	46,0694	0,906989	110422
01.04.2045	3,46736	46,0345	0,909568	111694
01.04.2046	3,37218	46,0064	0,911997	112931
01.07.2047	3,25978	45,9733	0,914869	114429

Накопленная добыча по скв.16 за 30 лет составила 114, тыс.т. Дебит жидкости по сравнению с начальным годом упал более чем на 65 %, обводненность увеличилась с 53% до 91%. Дебит нефти к концу прогноза упал до 3,2 т/сут

На основе получившихся данных по прогнозу, построены зависимости дебита жидкости, дебита нефти, накопленной добычи, обводненности продукции по скв.16 \_бс от количества лет разработки.

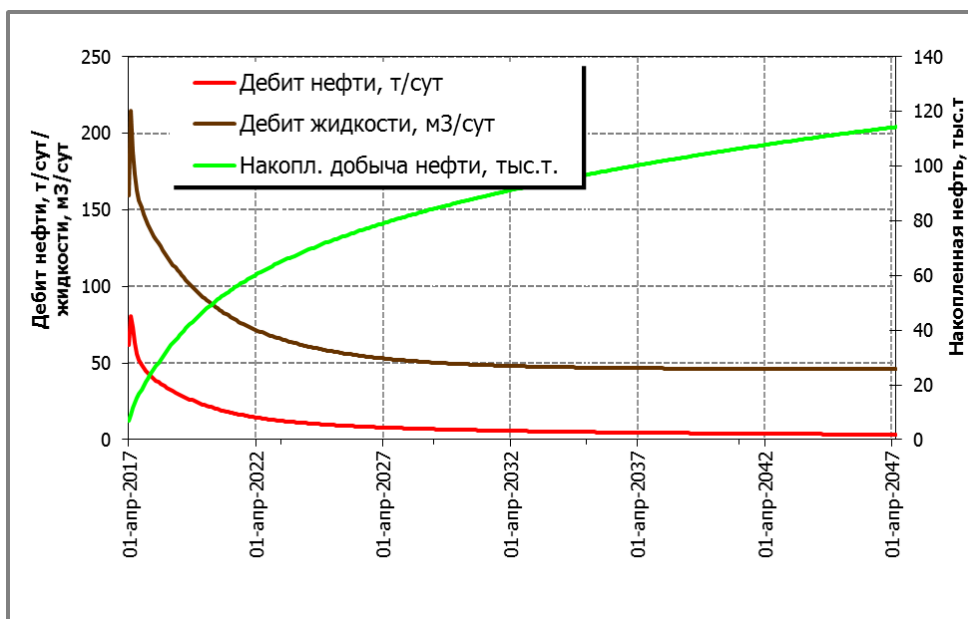


Рис 4.15. Зависимости дебита жидкости, дебита нефти, накопленной добычи по скважине 16\_бс от количества лет разработки

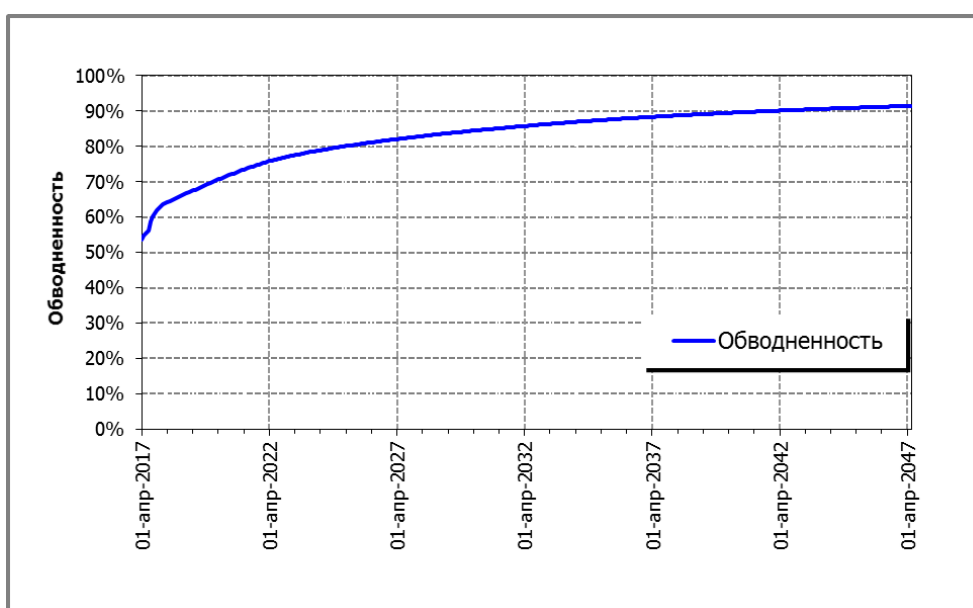


Рис 4.16. Зависимость обводненности по скважине 16\_Бс от количества лет разработки.

Таблица 4.6 – Прогноз основных технологических показателей работы скважин в режиме добычи по скв.15\_бс

Дата	Массовый дебит нефти. т/сут	Дебит жидкости. ст.м3/сут	Обводнённость	Накопл. добыча нефти ,тыс.т
01.07.2017	203,251	293,92	0,169749	6097,52
01.07.2018	32,1215	71,6765	0,461945	22772,2
01.07.2019	12,6276	46,1822	0,671714	29796
01.07.2020	7,061	34,2489	0,752471	33149,2
01.07.2021	4,63675	26,516	0,790052	35199,3
01.07.2022	3,27955	20,8721	0,811351	36603,3
01.07.2023	2,41003	16,5453	0,825114	37618,1
01.07.2024	1,8044	13,1871	0,835718	38373,9
01.07.2025	1,35521	10,4838	0,844799	38940,4
01.07.2026	1,01105	8,28535	0,85349	39363,9
01.07.2027	0,755509	6,58499	0,86225	39680,1
01.07.2028	0,560138	5,25145	0,871937	39916,2
01.07.2029	0,420235	4,26681	0,881751	40091,4
01.07.2030	0,330456	3,55477	0,888388	40225,9
01.07.2031	0,279967	3,13196	0,892676	40308,8
01.07.2032	0,22972	2,68058	0,897109	40400,5
01.07.2033	0,186966	2,26789	0,90102	40494,3
01.07.2034	0,163914	2,03608	0,903344	40557,6
01.07.2035	0,147685	1,86449	0,904899	40614,1
01.07.2036	0,135228	1,73882	0,906627	40665,6
01.07.2037	0,125851	1,6472	0,908269	40713
01.07.2038	0,118681	1,58389	0,910037	40757,5
01.07.2039	0,11309	1,5415	0,911918	40799,6
01.07.2040	0,108562	1,51409	0,913914	40840,1
01.07.2041	0,104876	1,49801	0,915944	40878,9

01.07.2042	0,101852	1,49125	0,917997	40916,6
01.07.2043	0,0992737	1,49145	0,920084	40953,3
01.07.2044	0,0969586	1,49478	0,922122	40989,1
01.07.2045	0,094968	1,50173	0,924073	41024,1
01.07.2046	0,0932081	1,51188	0,925981	41058,4
01.07.2047	0,0910233	1,52452	0,928315	41100,4

Накопленная добыча по скв.15 за 30 лет составила 41.1, тыс.т. Дебит жидкости по сравнению с начальным годом упал более чем на 200%, обводненность увеличилась с 16% до 92%. Дебит нефти к концу прогноза упал до 0,09 т/сут.

На основе получившихся данных по прогнозу, построены зависимости дебита жидкости, дебита нефти, накопленной добычи, обводненности продукции по скв.15\_бс от количества лет разработки

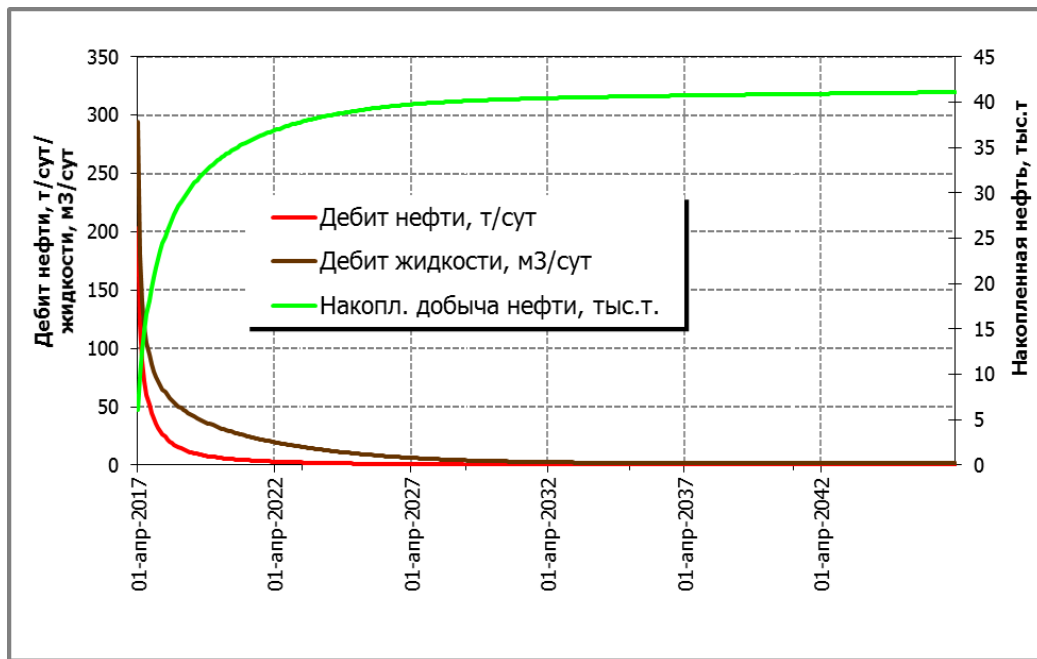


Рис 4.17. Зависимости дебита жидкости, дебита нефти, накопленной добычи по скважине 15\_бс от количества лет разработки

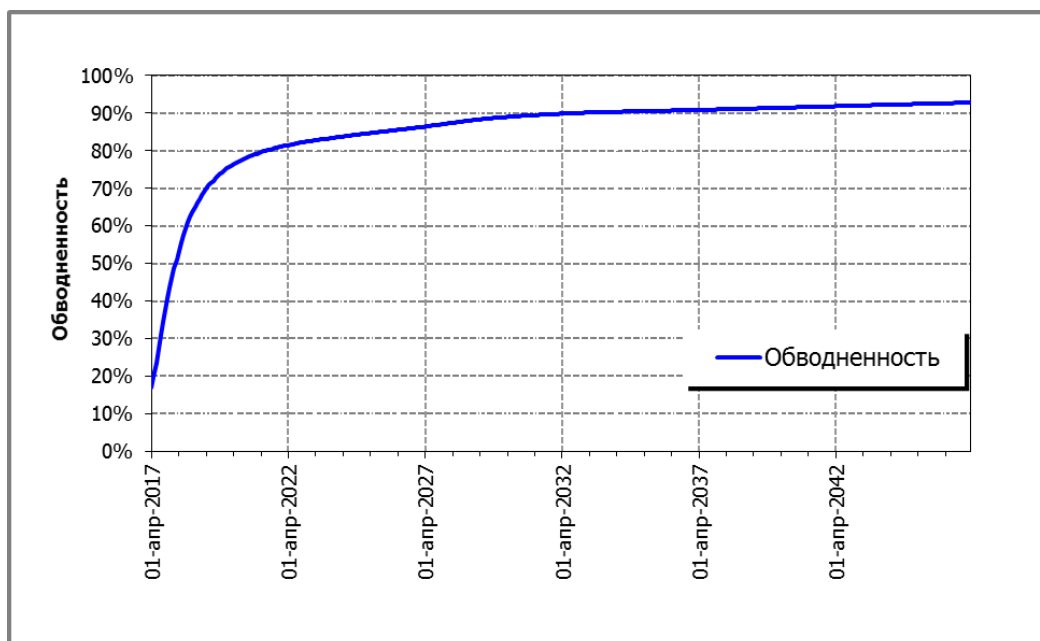


Рис 4.18. Зависимость обводненности по скважине 15\_Бс от количества лет разработки.

Таблица 4.6 – Прогноз основных технологических показателей работы скважин в режиме добычи по скв.15\_бс

Дата	Массовый дебит нефти. т/сут	Дебит жидкости. ст.м3/сут	Обводнённость	Накopl. добыча нефти ,тыс.т
01.07.2017	44,3875	118,307	0,54954	1331,63
01.07.2018	14,4732	43,1489	0,597281	7089,93
01.07.2019	7,46862	25,2602	0,645014	10775,1
01.07.2020	4,19042	16,8357	0,701164	13271,3
01.07.2021	3,00443	13,7184	0,737054	14545,3
01.07.2022	2,30459	11,8411	0,766326	15493,7
01.07.2023	1,84835	10,5698	0,790045	16239,2
01.07.2024	1,52948	9,65539	0,809813	16849,4
01.07.2025	1,29138	8,93653	0,826503	17358,6
01.07.2026	1,15241	8,48853	0,837002	17690,7
01.07.2027	0,974412	7,90551	0,852014	18170,5



01.07.2028	0,870975	7,56534	0,861776	18505,8
01.07.2029	0,79415	7,31922	0,86973	18807,7
01.07.2030	0,736774	7,14734	0,876235	19085,8
01.07.2031	0,693083	7,02662	0,881574	19345,7
01.07.2032	0,651424	6,92834	0,887113	19652,5
01.07.2033	0,631288	6,89081	0,890007	19827,3
01.07.2034	0,613766	6,86559	0,892667	19997,5
01.07.2035	0,589215	6,84409	0,896637	20271,2
01.07.2036	0,57246	6,83962	0,899511	20483,5
01.07.2037	0,557767	6,84378	0,902149	20689,5
01.07.2038	0,544698	6,85446	0,904591	20890,4
01.07.2039	0,532846	6,87013	0,90688	21086,9
01.07.2040	0,521998	6,88937	0,90903	21279,7
01.07.2041	0,512136	6,91105	0,911029	21468,3
01.07.2042	0,503122	6,93408	0,912885	21653,4
01.07.2043	0,49473	6,9579	0,914632	21835,3
01.07.2044	0,486882	6,98193	0,916275	22014,9
01.07.2045	0,479652	7,00551	0,917796	22191,1
01.07.2046	0,472687	7,02876	0,919258	22364,8
01.07.2047	0,46621	7,05142	0,92062	22536,1

Накопленная добыча по скв.18 за 30 лет составила 22, 5 тыс.т. Дебит жидкости по сравнению с начальным годом упал более чем на 95 %, обводненность увеличилась с 54% до 92%. Дебит нефти к концу прогноза упал до 0,46 т/сут.

На основе получившихся данных по прогнозу, построены зависимости дебита жидкости, дебита нефти, накопленной добычи, обводненности продукции по скв.18\_бс от количества лет разработки

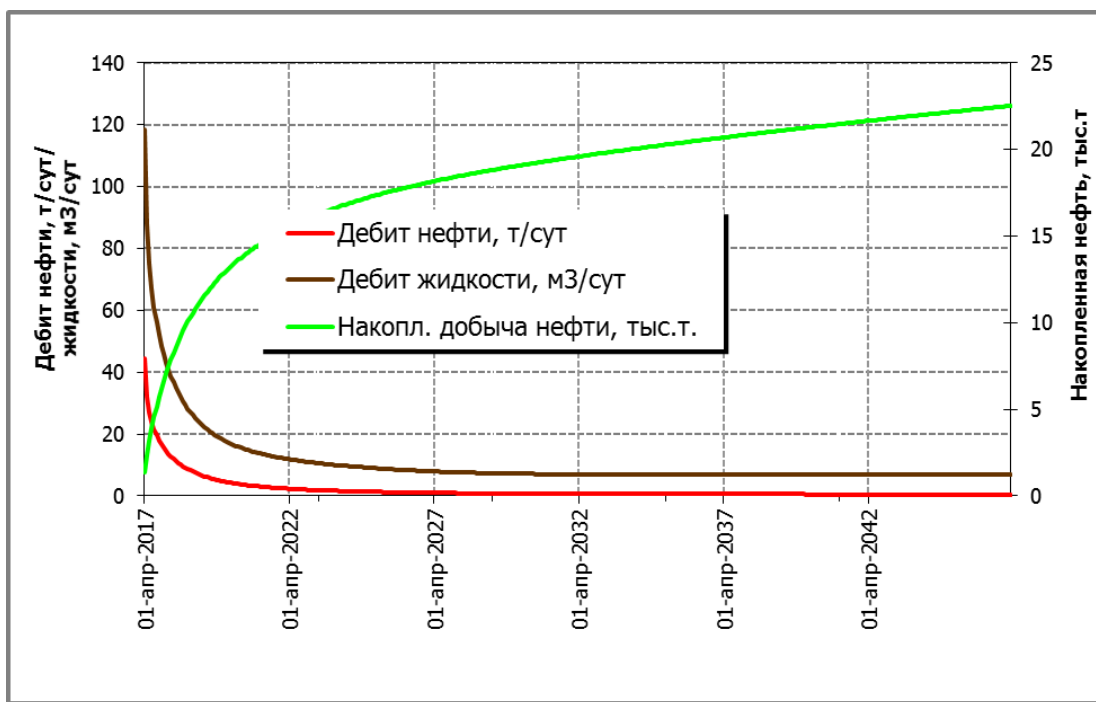


Рис 4.19. Зависимости дебита жидкости, дебита нефти, накопленной добычи по скважине 18\_бс от количества лет разработки

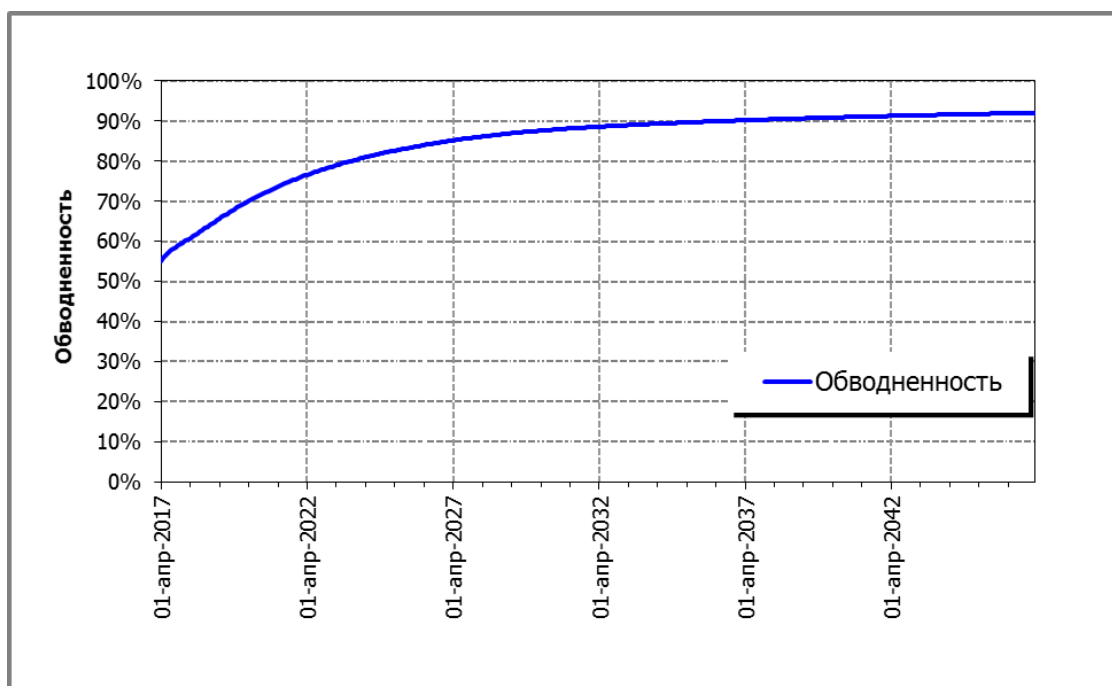


Рис 4.18. Зависимость обводненности по скважине 18\_Бс от количества лет разработки.

#### 4.3 Сравнение результатов применения ЗБС и эксплуатационного бурения (ЭБ) по результатам прогноза

Основываясь на данных из прогноза технологических показателей работы скважины, была получена суммарная накопленная добыча нефти за 30 лет по каждой рассматриваемой скважине. (табл.)

Учитывая среднюю стоимость нефти марки Urals, а также текущий курс американского доллара, подсчитана прибыль компании за 30 лет по каждой скважине по формуле:

$$П = \frac{(N_p * C_{СН} * K_d)}{0,1364}$$

Где:

П – прибыль, получаемая компанией за 30 лет эксплуатации скважины в процессе разработки, рос.руб.;

$N_p$  – суммарная накопленная добыча нефти, тыс.т.;

$C_{СН}$  – средняя стоимость нефти марки Urals, \$ ;

$K_d$  – текущий курс американского доллара, руб.

С учетом средней стоимости затрат на мероприятия по зарезке бокового ствола и эксплуатационного бурения, высчитывалась чистая прибыль компании от накопленной добычи нефти за 30 лет по каждой исследуемой скважине:

$$ЧП = П - ССМ;$$

Где:

ЧП – чистая прибыль компании от накопленной добычи за 30 лет эксплуатации скважины в процессе разработки, рос.руб.;

П – прибыль, получаемая компанией за 30 лет эксплуатации скважины в процессе разработки, рос.руб.;

ЗМ – средняя стоимость проведения мероприятия по ЭБ и ЗБС.

С целью усовершенствования экономического расчета было введено понятие дисконтирование денежных потоков, то есть приведение стоимости будущих (ожидаемых) денежных платежей к текущему моменту времени.

Дисконтирование денежных потоков основывается на важном экономическом законе убывающей стоимости денег. Другими словами, со временем деньги теряют свою стоимость по сравнению с текущей, поэтому необходимо за точку отсчета взять текущий момент оценки и все будущие денежные поступления (прибыли/убытки) привести к настоящему времени. Для этих целей используют коэффициент дисконтирования.

Дисконтирование денежных потоков:

$$DCF = \sum_{i=1}^n \frac{CF_i}{(1+r)^i};$$

Где:

DCF (*Discounted cash flow*) – дисконтированный денежный поток;

CF (*Cash Flow*) – денежный поток в период времени I;

r – ставка дисконтирования (норма дохода);

n – количество временных периодов, по которым появляются денежные потоки.

Ключевым элементов в формуле дисконтирования денежных потоков является ставка дисконтирования. Ставка дисконтирования показывает, какую норму прибыли следует ожидать инвестору при вложении в тот или иной инвестиционный проект.

*Ставка дисконтирования* = Безрисковая ставка + Премия за риск;

За безрисковую ставку была взята ключевая ставка ЦБ РФ. Ключевая ставка ЦБ РФ на настоящий момент составляет 15% и премия за риски 10%.

Вариант 1 Работает только пробуренная скважина 16\_bs.

Вариант 2 Работает уже пробуренная скважина 16\_st , бурится скважина 18\_st ,без системы поддержания пластового давления.

Вариант 3 Производятся зарезки 16 и 15 скважин, 18 скважина в ППД с приемистостью 282 куб метра/сут

Вариант 4 Производятся зарезки боковых стволов 15, 16. 18 скважин в режиме добычи.

Таблица 4.3.1 – Сравнение результатов применения ЗБС и эксплуатационного бурения (ЭБ) по результатам прогноза

Название скважины	Суммарная накопленная добыча нефти за 30 лет разработки, тыс.т.	Средняя цена за 1 баррель нефти марки Urals, ам.долл.	Курс доллара	Получаемая прибыль(с учетом дисконтирования),млн.руб.	Чистая прибыль, руб.
16_бс	141	50,53	57,48	3 056,057	3 259 545 740
16,18(без ППД)	157			3 442,613	3 507 400 895
18,16(зарезки Бс)	210			4 596,821	4 844 783 262
15,16,18 в режиме добычи	180			3 310,511	3 624 461 403

По результатам, полученным в таблице, можно сделать следующие выводы:

Наиболее оптимальным и экономически рентабельным является вариант 3, При котором прибыль составляет 4 844 783 262 руб.

Экономическая оценка вариантов разработки месторождения «Х» проведена с целью выбора наиболее эффективной системы разработки.

Технико-экономический анализ проектных решений разработки проведен по месторождению в целом, по четырем технологическим вариантам разработки участка месторождения.

## 5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Целью экономического расчета является подсчет стоимости проведения мероприятия по зарезке боковых стволов скважин на X месторождении компанией ОАО «Томскнефть», расчет 4 вариантов зарезки бокового ствола и выбор стоимости оптимального варианта работы скважин.

Зарезка боковых стволов - это эффективная технология, позволяющая увеличить добычу нефти на старых месторождениях и коэффициент 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.

Применение технологии зарезки боковых стволов (далее ЗБС) способствует увеличению нефтеотдачи пластов и фактически заменяет уплотнение скважин. Соответствующие технологии помогают сохранить скважину и сэкономить затраты на ее освоение.

### 5.1 Расчет времени на проведение мероприятия по ЗБС

Определим нормы времени для зарезки бокового ствола скважины. Время на проведение мероприятия включает себя следующие этапы: подготовительные работы, исследование состояния скважины, ликвидация нижнего слоя основного ствола, подготовка цементного моста, 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 5.1.

Таблица 5.1 – Время на выполнение 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 нагрузкой надежность крепежа	40
Определение положения ориентационного паза гироскопическим инклинометром или иным способом.	27,7
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.	26,6
В скважине устанавливается другой вид уипстока для крепления бокового ствола "хвостовиком".	53,3
Вырезание верхней части "хвостовика" и извлечение уипстока.	22,4
<b>Итого:</b>	<b>240</b>

Вывод: Общее время на мероприятие по ЗБС будет равно 240 ч.

## 5.2 Расчет количества необходимой техники и оборудования

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

*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 разнообразное оборудование и механизмы, перечислим основные из них:

- прицеп - мастерская вагонного типа, в оборудование установленное на прицепе входят: мастерская и склад для хранения ручного инструмента; бытовое помещение для мастера вместе с откидной кроватью и шкафами для буровых журналов; навес хранения инструмента для ловильных и спуско-подъемных операций;

- сдвоенный плащечный противовыбросовый превентор с номинальным проходным отверстием диаметром 179 мм. Рабочее давление 20 МПа, габаритные размеры 1461x502x470 мм, вес 930 кг;

- секционный стелаж для труб смонтирован на колесах;

- прицеп с трехсекционным резервуаром для бурового раствора объемом 21,4 м<sup>3</sup>;

- вибросито одинарное двухпалубное, оборудованное 3,75 кВт (5 л. с), 50 Гц;

- три перемешивателя бурового раствора;

- три центробежных насоса производства "Mission", тип "W".

### 5.3 Затраты на амортизационные отчисления

Затраты определяются, исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию активной части. Нормы амортизации для мобильной буровой установки выбираем согласно единым нормам амортизационных отчислений



согласно постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 07.07.2016) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы"

Таблица 5.2. – Расчет амортизационных отчислений при зарезке боковых стволов скважин ОАО «Томскнефть».

Объект	Стоимость руб.	Норма амортизации %	Норма амортизации в год, руб.	Норма амортизации в час, руб.	Кол-во	Время работы, час.	Сумма амортизации, руб.
Установка УЛБ 130	43000000,0	14,3	6149000,0	701,9	1,0	240,0	168465,8
Прицеп	900000,0	10,8	97200,0	11,1	1,0	240,0	2663,014
Сдвоенный плащечный противовыбросовый превентор	400000,0	14,3	57200,0	6,5	1,0	240,0	1567,123
Секционный стеллаж	50000,0	10,0	5000,0	0,6	1,0	240,0	136,9863
Вибросито одинарное двухпалубное	150000,0	8,0	12000,0	1,4	1,0	240,0	328,7671
Перемешиватель бур. раствора	600000,0	9,1	54600,0	6,2	3,0	240,0	1495,89
Центробежный насос«Nexus»	1000000,0	12,5	125000,0	14,3	3,0	240,0	3424,658
<b>Итого</b>	178082,2						

Вывод: амортизационные отчисления при зарезке боковых стволов скважин ОАО «Томскнефть» составляют 178082,2 руб.

#### 5.4 Затраты на материалы

Стоимость материалов на проведение мероприятия по зарезке боковых стволов компанией ОАО «Томскнефть» приведена в таблице 5.4

Таблица 5.4 – Стоимость материалов на проведение мероприятия по ЗБС

Наименование материалов		ОАО «Гомскнефть»		
		Кол-во, кг.	Цена, руб.	Сумма, руб.
1	НКТ, 60мм	50	37500	1875000
2	Роторные фрезы	20	56000	1120000
3	Буровой раствор, м <sup>3</sup>	140	1600	224000
8	Дизельное топливо	9500	35,8	340100
	<b>Итого:</b>			3559100

Вывод: Стоимость материалов на проведение мероприятия по ЗБС составляет 3559100 руб.

#### 5.5 Расчет заработной платы бригады

К расходам на оплату труда относятся:

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

Таблица 5.5 – Расчет заработной платы

Профессия	Разряд	Количество	Тарифная ставка,	Тарифная ставка,	Время на проведение мероприятия, ч.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Сев. и рай. коэф. 50%+60%	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
			руб./час	руб./час				
				ОАО «Томскнефть»				
				ОАО «Томскнефть»		ОАО «Томскнефть»	ОАО «Томскнефть»	ОАО «Томскнефть»
Технолог	8	1	300	300	240	74400	96720	171120
Мастер	7	1	250	250	240	64800	84240	149040
Бурильщик	5	1	200	200	240	50400	65520	115920
Машинист	3	1	180	180	240	45600	59280	104880
Помощник бурильщик	3	1	150	150	240	37200	48360	85560
Супервайзер	5	1	210	210	240	50400	65520	115920
Геофизик	4	1	160	160	174	30450	39585	70035
<b>Итого</b>		7				353250	459225	812475

Вывод: расчет заработной платы составляет 812475 руб.

### 5.6 Затраты на страховые взносы

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс XI с тарифом 1,2 для разведочного бурения (код по ОКВЭД 45.12)

Затраты на страховые взносы в Пенсионный фонд, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве при зарезке

боковых стволов скважин компанией ОАО «Томскнефть» представлены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Расчет страховых взносов при зарезке боковых стволов скважин ОАО «Томскнефть»

Показатель	Технолог	Мастер	Бурильщик	Машинист	Помощник бурильщика	Супервайзер	Геофизик
Количество работников	1	1	1	1	1	1	1
ЗП, руб.	171120	149040	115920	104880	85560	115920	70035
ФСС (2,9%)	4962,48	4322,16	3361,68	3041,52	2481,24	3361,68	2031,015
ФОМС (5,1%)	8727,12	7601,04	5911,92	5348,88	4363,56	5911,92	3571,785
ПФР (22%)	37646,4	32788,8	25502,4	23073,6	18823,2	25502,4	15407,7
Страхов-ие от несчаст. случаев (тариф 1,2%)	2053,44	1788,48	1391,04	1258,56	1026,72	1391,04	840,42
Всего, руб.	171120	149040	115920	104880	85560	115920	70035
Общая сумма, руб.	253492,2						

Вывод: общая сумма страховых взносов при зарезке боковых стволов скважин ОАО «Томскнефть» составляет 253492,2 руб

### 5.7 Затраты на проведение мероприятия

Таблица 5.7 – Затраты на проведение организационно- технического мероприятия

Состав затрат	ОАО
	ТомскНефть
Амортизационные отчисления	178082,2
Затраты на материалы	3559100
Оплата труда	812475
Страховые взносы	253492,2
<b>Всего затрат(с учетом амортизационных отчислений 20%)</b>	<b>5763778,8</b>

Вывод: затраты на проведение организационно-технического мероприятия составляют 5763778,8 руб.

#### 5.8 Технико-экономический анализ вариантов разработки Обоснование коэффициентов извлечения углеводородов

Основываясь на данных из прогноза технологических показателей работы скважины, была получена суммарная накопленная добыча нефти за 30 лет по каждой рассматриваемой скважине.(табл.)

Учитывая среднюю стоимость нефти марки Urals, а также текущий курс американского доллара, подсчитана прибыль компании за 30 лет по каждой скважине по формуле:

$$П = \frac{(N_p * C_{CH} * K_d)}{0,1364}$$

Где:

П – прибыль, получаемая компанией за 30 лет эксплуатации скважины в процессе разработки, рос.руб.;

$N_p$  – суммарная накопленная добыча нефти, тыс.т.;

CCN – средняя стоимость нефти марки Urals, \$ ;

$K_d$  – текущий курс американского доллара, руб.

С учетом средней стоимости затрат на мероприятия по зарезке бокового ствола и эксплуатационного бурения, высчитывалась чистая прибыль компании от накопленной добычи нефти за 30 лет по каждой исследуемой скважине:

$$ЧП = П - ССМ;$$

Где:

ЧП – чистая прибыль компании от накопленной добычи за 30 лет эксплуатации скважины в процессе разработки, рос.руб.;

П – прибыль, получаемая компанией за 30 лет эксплуатации скважины в процессе разработки, рос.руб.;

ЗМ – средняя стоимость проведения мероприятия по ЭБ и ЗБС.

С целью усовершенствования экономического расчета было введено понятие дисконтирование денежных потоков, то есть приведение стоимости будущих (ожидаемых) денежных платежей к текущему моменту времени. Дисконтирование денежных потоков основывается на важном экономическом законе убывающей стоимости денег. Другими словами, со временем деньги теряют свою стоимость по сравнению с текущей, поэтому необходимо за точку отсчета взять текущий момент оценки и все будущие денежные поступления (прибыли/убытки) привести к настоящему времени. Для этих целей используют коэффициент дисконтирования.

Дисконтирование денежных потоков:

$$DCF = \sum_{i=1}^n \frac{CF_i}{(1+r)^i};$$

Где:

DCF (*Discounted cash flow*) – дисконтированный денежный поток;

CF (*Cash Flow*) – денежный поток в период времени I;

r – ставка дисконтирования (норма дохода);

n – количество временных периодов, по которым появляются денежные потоки.

Ключевым элементом в формуле дисконтирования денежных потоков является ставка дисконтирования. Ставка дисконтирования показывает, какую норму прибыли следует ожидать инвестору при вложении в тот или иной инвестиционный проект.

*Ставка дисконтирования* = Безрисковая ставка + Премия за риск;

За безрисковую ставку была взята ключевая ставка ЦБ РФ. Ключевая ставка ЦБ РФ на настоящий момент составляет 15% и премия за риски 10%.

Существует 4 варианта оптимизации разработки участка месторождения методом зарезки бокового ствола и уплотняющего бурения:

- Вариант 1 Работает только пробуренная скважина 16\_bs.
- Вариант 2 Работает уже пробуренная скважина 16\_st , бурится скважина 18\_st ,без системы поддержания пластового давления.
- Вариант 3 Производятся зарезки 16 и 15 скважин, 18 скважина в ППД с приемистостью 282 куб метра/сут
- Вариант 4 Производятся зарезки боковых стволов 15, 16. 18 скважин в режиме добычи.

Таблица 5.8– Сравнение результатов применения ЗБС и эксплуатационного бурения (ЭБ) по результатам прогноза

Название скважины	Суммарная накопленная добыча нефти за 30 лет разработки, тыс.т.	Средняя цена за 1 баррель нефти марки Urals, ам.долл.	Курс доллара	Получаемая прибыль(с учетом дисконтирования),млн.руб.	Чистая прибыль, руб.
16_бс	141	50,53	57,48	3 056,057	3 259 545 740
16,18(без ППД)	157			3 342,613	3 207 400 895
18,16(зарезки Бс)	230			4 896,821	4 844 783 262
15,16,18 в режиме добычи	180			3 810,511	3 624 461 403

По результатам, полученным в таблице, можно сделать следующие выводы:

Наиболее оптимальным и экономически рентабельным является вариант 3, При котором прибыль составляет 4 844 783 262 руб.

Экономическая оценка вариантов разработки месторождения «Х» проведена с целью выбора наиболее эффективной системы разработки.

Технико-экономический анализ проектных решений разработки проведен по месторождению в целом, по четырем технологическим вариантам разработки месторождения.

Вывод: был проведен технико-экономический расчет стоимости проведения зарезки боковых стволов скважин компанией ОАО «Томскнефть», расчет стоимости чистой прибыли предприятия с учетом дисконтирования на основе 4 вариантов разработки месторождения «Х» и выбор наиболее экономически эффективного из них.



## 6 Социальная ответственность.

Социальная ответственность подразумевает под собой деятельность, направленную на разработку новых решений, обеспечивающих: исключение несчастных случаев; защиту здоровья работников; снижение вредных воздействий на окружающую среду; экономное расходование невозобновимых природных ресурсов.

В данном разделе рассматривается место работы, где выполняется зарезка боковых стволов скважин на кустовой площадке X месторождения на открытом воздухе при любых условиях и в любое время года.

Вредным производственным фактором (ВПФ) называется такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к заболеванию или снижению трудоспособности.

К вредным производственным факторам относятся:

- неблагоприятные метеорологические условия;
- запыленность и загазованность воздушной среды;
- воздействие шума, инфра- и ультразвука, вибрации;
- наличие электромагнитных полей, лазерного и ионизирующих излучений и др. Все опасные и вредные производственные факторы в соответствии с ГОСТ 12.0.003-74 подразделяются на физические, химические, биологические и психофизиологические. [1]

К опасным производственным факторам следует отнести, например, возможность падения с высоты самого работающего, либо

различных деталей и предметов; электрический ток определенной силы; раскаленные тела; оборудование, работающее под давлением выше атмосферного, и т.д.

Вопросами охраны окружающей среды в ОАО “Томскнефть” ВНК придается большое значение. При разработке и эксплуатации X месторождения, происходит выделение вредных веществ. К таким объектам относятся: циркуляционная система, блок приготовления буровых растворов, дожимные насосные станции, где происходит сепарация газа, факел, емкости горюче смазочных материалов, шламовые амбары и др.

## **6.1 Анализ вредных производственных факторов**

### **6.1.1 Вредные вещества**

При эксплуатации скважин, производственных объектов на месторождении связаны с разливами нефти, порывами трубопроводов, возможностью воспламенения нефтяных паров и газа, их токсичностью, наличием аппаратов и трубопроводов, работающих под давлением, а также с применением разнообразных механизмов (насосы, компрессоры) и электроаппаратуры. Для устранения их и обеспечения безопасного ведения работ на производственной территории необходимо соблюдать противопожарные мероприятия и строго выполнять правила техники безопасности при ведении работ.

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

Предельно допустимые концентрации вещества согласно ГОСТ 12.1.005-88: азота диоксид – 2 мг/м<sup>3</sup>, бензол – 10 мг/м<sup>3</sup>, углерода оксид – 20 мг/м<sup>3</sup>. [2]

Коллективные средства защиты – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Индивидуальной защиты: очки, защитные маски, противогазы.

### **6.1.2 Повышенный уровень шума**

Шум исследуются при наличии на рабочем месте источников шума. Допустимые уровни шума для производственных объектов приведены в таблице. Затем оценивается превышение норм уровней шума, например, при работе ЦНС, установки статического и динамического зондирования, насосов при откачке воды и закачке рабочего агента в пласт и т.д. При

необходимости разрабатываются коллективные или индивидуальные меры по их снижению [7] (табл. 6.1) .

Таблица 6.1 – Предельно допустимые уровни звукового давления [3]

№ пп	Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц										Уровни звука и эквивалентные уровни (в дБА)
		31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
2	Выполнение всех видов на постоянных рабочих местах и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80	

### 6.1.3 Отклонения показателей климата на открытом воздухе

При проведении работ на открытых площадках X нефтяного месторождения указываются:

- период времени года выполняемых работ,
- метеорологические параметры воздуха территории района (минимальные и максимальные температуры,
- скорость движения, относительная влажность, давление).

Нормы параметров климата при работе на открытом воздухе зависят от климатических регионов, тяжести и времени выполняемых работ.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяют конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего [3].

## **6.2 Анализ опасных производственных факторов.**

### **6.2.1 Механические опасности.**

Любой объект, который может причинить человеку травму в результате контакта самого объекта (или его частей) с человеком, несет в себе механическую опасность. Опасная зона - это пространство, в котором возможно действие на работающего опасного или вредного производственного фактора.

Механические опасности на предприятиях представляют собой движущиеся механизмы и машины, незащищенные подвижные элементы производственного оборудования; заготовки, материалы, разрушающиеся конструкции, острые кромки, стружка, заусенцы и шероховатости на поверхности заготовок, инструментов и оборудования, а также падение предметов с высоты. [4]

### **6.2.2 Давление**

Превышение максимального допустимого давления, отказы или выхода из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Высокий уровень давления в технологическом и оборудовании, и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и как следствие нанести травмы работникам в том числе не совместимые с жизнью. Для предотвращения возникновения инцидентов на производстве применяют средства измерения КИПиА и предохранительную арматуру.

### **6.2.3 Электробезопасность**

В этом разделе отражаются требования безопасности, предъявляемые к электротехническим установкам, являющимися источниками опасных факторов. Выдвигаются требования к работникам, занятым на обслуживании электрооборудования.

Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т. е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. При этом повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека, является опасным фактором. В зависимости от условий производственной среды и нормативным документам, рассматриваются следующие вопросы: требования к электрооборудованию, анализ соответствия реального положения на производстве перечисленным требованиям, выбор и обоснование категории помещения по степени опасности поражения электрическим током, мероприятия по устранению обнаруженных несоответствий, обоснование мероприятий и средств защиты работающих от поражения электрическим током.

Основные коллективные способы и средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль; установка оградительных устройств; предупредительная сигнализация и блокировки; использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов; применение малых напряжений; защитное заземление; зануление; защитное отключение. При необходимости производится расчет защитного заземления, зануления, выбор устройств автоматического отключения.

Индивидуальные основные изолирующие электрозащитные средства способны длительно выдерживать рабочее напряжение электроустановок, поэтому ими разрешается касаться токоведущих частей под напряжением. В установках до 1000 В – это диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными рукоятками, указатели напряжения [5].

Индивидуальные дополнительные электрозащитные средства обладают недостаточной электрической прочностью и не могут самостоятельно защитить человека от поражения током. Их назначение – усилить защитное

действие основных изолирующих средств, с которыми они должны применяться. В установках до 1000 В – диэлектрические боты, диэлектрические резиновые коврики, изолирующие подставки. В работе необходимо провести обоснование выбора индивидуальных основных и дополнительных изолирующих электрозащитных средств данного рабочего места.

#### **6.2.4 Пожаровзрывобезопасность**

Одними из наиболее вероятных и разрушительных видов ЧС являются пожар или взрыв на рабочем месте. Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров и взрывов.

При написании раздела для зданий и сооружений определяется категория помещений по пожароопасности по НПБ 105-03 и класс зон взрывопожароопасности по СП 12.13130.2009. К техническим мерам – современные автоматические средства сигнализации, методы и устройства ограничения распространения огня, автоматические стационарные системы тушения пожаров, первичные средства пожаротушения. Тип, количество и размещение средств тушения пожаров определяют по нормам, приведенным в СП 5.13130.2009 [6].

#### **6.3 Охрана окружающей среды**

Основными типами антропогенных воздействий на природу, являются:

- нефтяное загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдение природоохранных требований;

- загрязнение атмосферы при сгорании газа в факелах и потери через негерметичное оборудование в районе компрессорной станции, при авариях на газо- и нефтепроводах;
- загрязнение природной среды промышленными и бытовыми отходами;
- развитие отрицательных физико-геологических процессов в зоне строительства и эксплуатации объектов (изменение поверхностного стока, заболачивание, подтопление, развитие оврагов, оползней, эрозии, активизация криогенных процессов на участках распространения многолетнемерзлых пород, засоление выходом сеноманских вод).

Общими мерами по охране окружающей среды являются:

- сокращение потерь нефти и газа; повышение герметичности и надежности нефтепромыслового оборудования;
- высокая степень утилизации нефтяного газа;
- оптимизация процессов сжигания топлива при одновременном снижении образования токсичных продуктов сгорания.

Все линии сбора нефти и магистральные нефтепроводы должны выдерживать деформации почвы во время периода таяния. Любой ущерб, нанесенный окружающей среде за пределами участков разработки, должен быть ликвидирован.

### ***Охрана атмосферного воздуха от загрязнения***

В целях охраны атмосферы должны быть уменьшены выбросы легких фракций нефти от резервуаров, для этого необходимо:

1. Обеспечение автоматического регулирования уровня в сепараторах КСЦ;



2. Монтаж и ввод в эксплуатацию установок улавливания легких фракций нефти из резервуаров (УЛФ);
3. Внедрение гибких дисков-отражателей в резервуарах;
4. Монтаж резервуарных конденсаторов;
5. Снижение температуры нефти, поступающей в резервуары;
6. Сокращение числа эксплуатационных нефтяных резервуаров (замена герметичными буллитами);
7. Ввод в эксплуатацию центробежных вертикальных сепараторов.

Для уменьшения потерь нефти в результате ее капельного уноса при сепарации необходимо:

1. Применение устройства предварительного отбора газа с каплеуловителями в технологической схеме сепарации;
  2. Ввод в эксплуатацию сепарационных наклонных трубных установок (УСТН–1);
  3. Ввод в эксплуатацию блочных автоматизированных сепарационных установок;
  4. Оснащение сепарационных установок блоками струйных насадок типа КС– 1.
- Производственная деятельность предприятий нефтяной промышленности вследствие объективных и субъективных особенностей технологических процессов оказывает определённое техногенное воздействие на окружающую среду, основными видами которого являются:
1. Изъятие земельных ресурсов для строительства объектов нефтегазодобычи.
  2. Нормативные выбросы в атмосферу и сбросы в водную среду и на рельеф побочных продуктов производственной деятельности.

3. Извлечение с нефтью высокоминерализованных попутных вод.
4. Захоронение отходов бурения.
5. Выбросы вредных веществ в атмосферу. (Сжигание нефтяного газа на факелах, испарение легких углеводородных фракций в процессе хранения и транспортирования нефти, работа специальной автотехники).
6. Аварийные разливы нефти и пластовых сточных вод. В результате указанных процессов в окружающую среду поступают различные вредные вещества:

- углеводороды, сероводород, оксиды азота, сажа, оксиды углерода, сернистый ангидрид – при выбросах в атмосферу;

- нефть и нефтепродукты, пластовые минерализованные воды, синтетические вещества (ПАВ), ингибиторы коррозии и парафиновые отложения, деэмульгаторы, химические реагенты, буровые сточные воды и буровой шлам – при сбросе в водные объекты и на рельеф местности.

### ***Охрана недр и окружающей среды***

Одним из направлений деятельности отдела охраны окружающей среды и промышленной санитарии является проведение контроля за качеством поверхностной воды водотоков и водоемов, который осуществляется путем отбора проб воды в определенных точках и дальнейшего их анализа в лабораторных условиях. Постоянные пункты контроля за качеством воды водотоков располагаются: на пересечении водотоками границ месторождений, истоках рек, крупных протоках, где наблюдается изменения качества воды.

Пробы ежемесячно отбираются на определение содержания нефтепродуктов – основного показателя загрязнения поверхностной воды. Материалы обследования ежемесячно систематизируются с целью выявления масштабов, уровня и причин загрязнения. Ежемесячно результаты анализов поверхностной воды предоставляются в комитет по охране окружающей среды и природных ресурсов Администрации г. Тюмень.

#### 6.4 Защита в чрезвычайных ситуациях

В основе аварий могут лежать как технические причины, так и человеческий фактор, они могут быть объективными и субъективными, а также быть следствием экологических и стихийных факторов. Необходимо разработать перечень мероприятий по повышению устойчивости проектируемого объекта (повышение прочности конструкций, резервирование запасов сырья, систем электро-газо-водоснабжения и т.д.). Главную опасность для экологии представляют аварии, в результате которых происходит нефтяной разлив (табл. 6.2)

Таблица 6.2 – Классификация чрезвычайных ситуаций, обусловленных разливами нефти и нефтепродуктов, в зависимости от объемов и площади разлива [1]

Масштаб чрезвычайной ситуации	Объемы разлитой нефти, тонн	Границы распространения чрезвычайной ситуации
Локального значения	100 тонн разлившейся нефти / нефтепродуктов	Площадь разлива охватывает территорию объекта
Местного значения	500 тонн разлившейся нефти / нефтепродуктов	Площадь разлива охватывает территорию населенного пункта, в котором расположен объект
Территориального значения	1000 тонн разлившейся нефти / нефтепродуктов	Площадь разлива охватывает территории субъекта Российской Федерации
Регионального значения	5000 тонн разлившейся нефти / нефтепродуктов	Площадь разлива охватывает территории двух субъектов Российской Федерации

Федерального значения	Более 5000 тонн разлившейся нефти / нефтепродуктов	Площадь разлива охватывает территории более двух субъектов Российской Федерации
-----------------------	--	---

Существует несколько методов ликвидации разлива нефти: механический, термический и физико-химический [7]

#### **6.4.1 Механический метод ликвидации**

Одним из главных методов ликвидации разлива ННП является механический сбор нефти. Наибольшая эффективность его достигается в первые часы после разлива. Это связано с тем, что толщина слоя нефти остается достаточно большой. При малой толщине нефтяного слоя, большой площади его распространения и постоянном движении поверхностного слоя под воздействием ветра и течения механический сбор достаточно затруднен.

#### **6.4.2 Термический метод ликвидации**

Основан на выжигании слоя нефти, применяется при достаточной толщине слоя и непосредственно после загрязнения, до образования эмульсий с водой. Этот метод применяется в сочетании с другими методами ликвидации разлива.

#### **6.4.3 Физико-химический метод ликвидации**

Физико-химический метод с использованием диспергентов и сорбентов эффективен в тех случаях, когда механический сбор ННП невозможен, например, при малой толщине пленки или, когда разлившиеся ННП представляют реальную угрозу наиболее экологически уязвимым районам.

## 6.5 Организационные мероприятия обеспечения безопасности

Общие требования к технике безопасности при зарезки боковых стволов.

Все работы по бурению, креплению и освоению БС должны выполняться с соблюдением требований, изложенных в правилах безопасности (ПБ-08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности [23]), действующих региональных и отраслевых инструкциях и нормативных документах (РД 153-39-023-97. Правила ведения ремонтных работ в скважинах [8]):

1. К производству работ по бурению БС допускаются лица, достигшие совершеннолетнего возраста, прошедшие обучение, ознакомленные с типовыми инструкциями и прошедшие дополнительный инструктаж по безопасному ведению работ при бурении, креплении и освоении.

2. На объекте должен быть план ликвидации возможных аварий с определением обязанностей каждого члена бригады.

3. Все члены бригады, участвующие в работах на объекте, должны знать способ оказания первой (доврачебной) помощи в соответствии действующими требованиями.

4. Рабочие несут ответственность за нарушение норм и правил по охране труда в порядке, установленном правилами внутреннего трудового распорядка, КЗоТ РФ, УК РФ.

5. Типовые схемы обвязки устьевого оборудования и коммуникаций для каждого месторождения разрабатываются по согласованию с Ростехнадзором и противопожарной службой и утверждаются организацией, ведущей разработкой месторождения.

6. Объект строительства БС должен быть оборудован противопожарными устройствами и обеспечен противопожарным инвентарем, согласно инструкции по противопожарной безопасности.

7. При бурении БС в области охраны окружающей среды главным требованием является минимальное воздействие на почвенный покров, водоемы различного назначения, растительность и животный мир путем реализации экологически мало опасных и малоотходных технологий бурения скважин.

Требования безопасности при проведении подготовительных работ:

1. Во время приема вахты бурильщик обязан ознакомиться с записями в вахтовом журнале, отражающими проделанную работу предыдущей вахтой и распоряжениями мастера.

2. Совместно с бурильщиками предыдущей вахты проводится осмотр оборудования, инструмента, рабочей площадки. Проверяется исправность электроснабжения, заземления, освещения и связи. Рабочие места должны содержаться в чистоте и исправности, быть свободными от посторонних предметов. [9] В случае несоответствия рабочего места, оборудования и инструмента требованиям безопасности, вахта не принимается до устранения предыдущей вахтой выявленных нарушений.

3. Бурильщик должен проверить наличие средств индивидуальной защиты, средств пожаротушения.

4. В случае обнаружения нарушений, устранение которых не может быть проведено силами бригады, необходимо доложить мастеру или руководству цеха. Прием – сдача вахты оформляется записью в журнале с подписью бурильщиков.

5. Результаты осмотра оборудования заносятся бурильщиками в «Журнал ежесменного осмотра оборудования».

6. Перед производством работ на скважине с возможными гозонефтеводопроявлениями и поглощениями бурильщик обязан проверить:

- исправность противовыбросового оборудования;
- комплектность обмедненного инструмента. [8]



## Заключение

В ходе исследования были проведены:

- оценка текущего состояния разработки месторождения X;
- прогноз основных технологических параметров работы скважин и альтернативных им скважин с боковыми стволами, на основе адаптированной модели.

Оценка эффективности применения зарезки боковых стволов для выработки запасов нефти на участке месторождения X, показала:

- вариант с заменой эксплуатационного бурения скв.102 на зарезку бокового ствола скв. 15\_St, оказался рентабельным.
- вариант с заменой эксплуатационного бурения скв.103 на зарезку бокового ствола скв. 18\_бс, является рентабельным.
- расчет экономической части показал, что наиболее оптимальным вариантом разработки участка месторождения X является 3 вариант, при котором вовлечены в разработку скважины 16\_stb 18\_st, чистая прибыль предприятия с учетом дисконтирования составит 2.745.081,167 руб.



### Список публикаций студента

1 Дмитриева А. О., Дюндик А. С. // «Расчёт и анализ фильтрационно-емкостных свойств пласта методом анализа добычи», XXМеждународный симпозиум студентов, аспирантов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», 2016 г.

2.Sergey Nikolaenko, Anzhelika Dyundik// Safety of gas pipelines and the problem of environmental protection // Journal of Economics and Social Sciences, 2016 г.

## Список литературы

1. ГОСТ 12.0.003-74 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
2. ГОСТ 12.1.005-88 «Нормативные содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны».
3. СН 2.2.4/2.1.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий.
4. ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
5. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
6. ГН 2.1.6.695-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест.
7. ПУЭ и ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление».
8. РД 153-39-023-97. Правила ведения ремонтных работ в скважинах.
9. ПБ-08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
10. Батурин А. Ю. Геолого-технологическое моделирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. – М: Изд. ВНИИОЭНГ, 2008 – 111 с.
11. Косентино Л. Системные подходы к изучению пластов. – М. Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2007. – 400 с.
12. Каневская Р. Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002. – 140 с.
13. Справочное руководство ECLIPSE 2012.2.–Schlumberger.– 2012.– 2771с

14. Дополнение к проекту разработки X месторождения: Отчет, ТОМ I, Книга 1, ТомскНИПИнефть / Гагарин А.Н.; г. Томск, 2011. - 100с.
15. Дополнение к проекту разработки X месторождения: Отчет, ТОМ I, Книга 2, ТомскНИПИнефть / Гагарин А.Н.; г. Томск, 2011. -40с.
16. Анализ разработки X месторождения, ОАО "Тандем" / Соколов В.С.; г. Тюмень, 2006. - 80с.
17. Н.Ш. Хайретдинов, В.Е. Андреев, К.М. Федоров, Ю.А. Котенев. Прогнозирование методов увеличения нефтеотдачи для крупных нефтегазоносных регионов / Гилем.:Уфа, 1997 г
18. <http://www.inbur.ru/articles/188-tekhnologii-zarezki-bokovykh-stvolov>
19. <http://www.drillings.ru/> – Copyright © 2007-20011 Буровой портал, буровые установки.

## Приложение

### Приложение А.

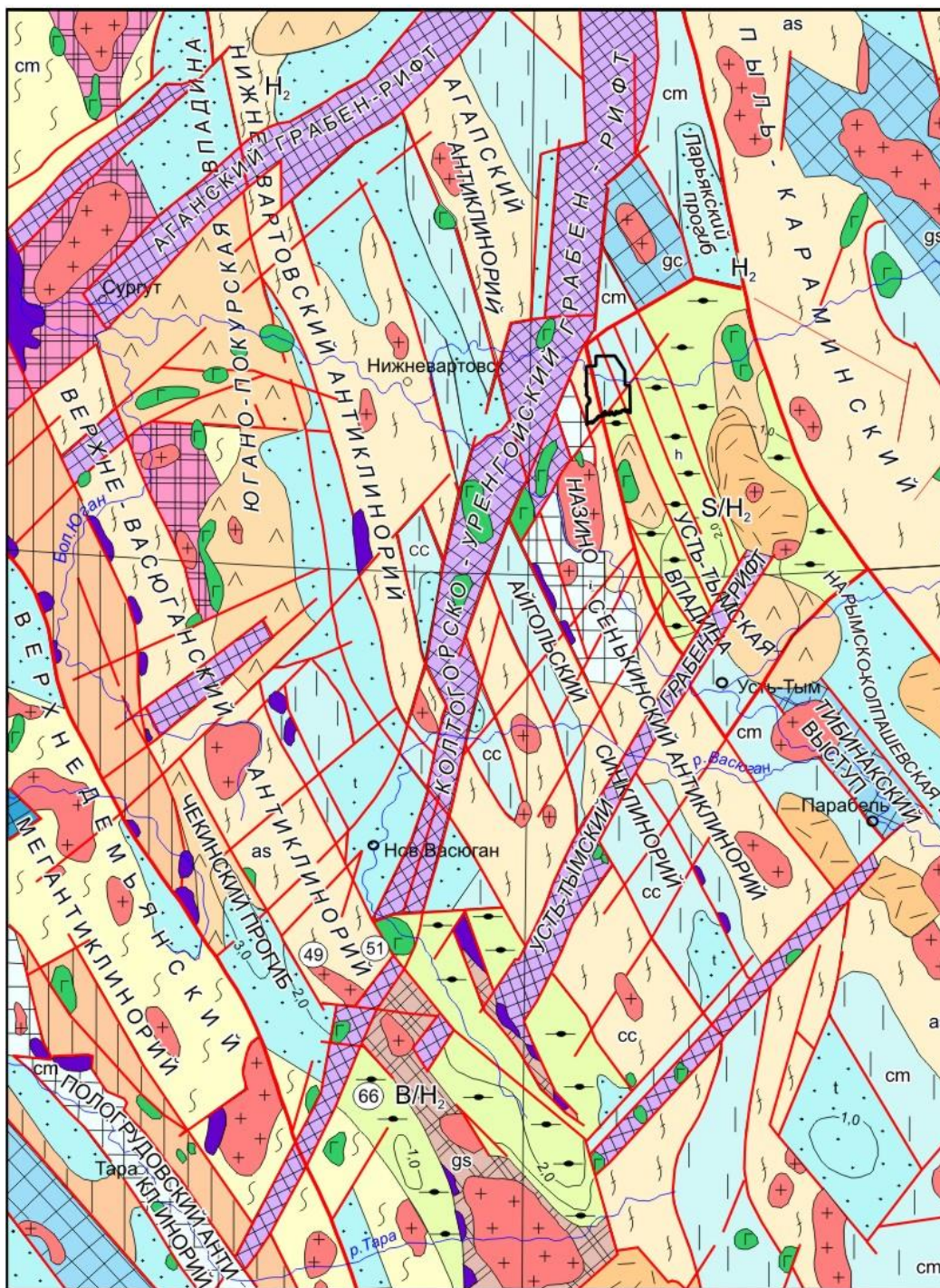


Рисунок 2.2а – Тектоническая карта фундамента Западно-Сибирской плиты (фрагмент) под редакцией И.С.Суркова (1981 г.)

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ		
<b>Возраст стабилизации</b>	<b>Структуры дейтероорогенного этапа развития</b>	<b>Прочие обозначения</b>
S Области салаирской складчатости	Унаследованно-наложенные впадины и прогибы	Изопахиты отложений осадочных бассейнов в км
H <sub>2</sub> Области позднегерцинской складчатости	Наложённые впадины и прогибы в пределах срединных и устойчивых массивов	Границы структурно-формационных зон
K/B Области докарельской и карельской складчатости, переработанные байкальским тектогенезом	Λ Λ Раннемезозойские впадины и грабены в пределах каледонской и герцинской складчатостей	Палеозойский платформенный чехол в пределах областей докембрийской складчатости
B/H <sub>2</sub> Области байкальской складчатости, переработанные герцинским тектогенезом	Выступы-горсты докарельских и карельских складчатых комплексов	Покровы эффузивов разного состава
S/H <sub>2</sub> Области салаирской складчатости, переработанные герцинским тектогенезом	Выступы-горсты байкальских складчатых комплексов	Граница распространения мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской плиты
	Выступы-горсты салаирских и каледонских складчатых комплексов	Район работ
<b>Структуры геосинклинального этапа развития</b>	<b>Разломы</b>	<b>Интрузивные комплексы</b>
Ядра антиклинориев, сложенные байкальскими складчатыми комплексами	Глубинные разломы, разграничивающие складчатые системы (пунктиром - не выходящие на поверхность фундамента)	Гранитоиды
Ядра антиклинориев, сложенные салаирскими и каледонскими складчатыми комплексами	Разломы, разграничивающие структурно-формационные зоны	Базиты
Основания межгорных прогибов	Раннемезозойские грабен-рифты	Ультрабазиты
S Антиклинорные зоны унаследованного типа развития (полициклические)	Прочие разломы	
S Антиклинорные зоны инверсионного типа развития (моноциклические)		
Синклинорные зоны унаследованного типа развития		
<b>Структуры протоорогенного этапа развития</b>	<b>Формации геосинклинальные</b>	
Межгорные прогибы и внутренние впадины	gs Кремнисто-сланцевая	cc Карбонатно-глинисто-сланцевая
Краевые поднятия	cm Глинисто-сланцевая	as Аспидная
	<b>Формации протоорогенные и переходные</b>	
	t Терригенная	h Угленосная

Рисунок 2.2б – Условные обозначения к тектонической карте фундамента Западно-Сибирской плиты под редакцией В.С.Суркова (1981 г.)

ОСОБЕННОСТИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ  
МЕТОДОМ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ

FEATURES OF HYDRODYNAMIC SIMULATION BY MEANS OF  
ENHANCED OIL FORMATION RECOVERY

Студент

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ5В	Дюндик Анжелика Сергеевна		

Консультант-лингвист кафедры

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Ст. преподаватель	Баранова Анастасия Викторовна			

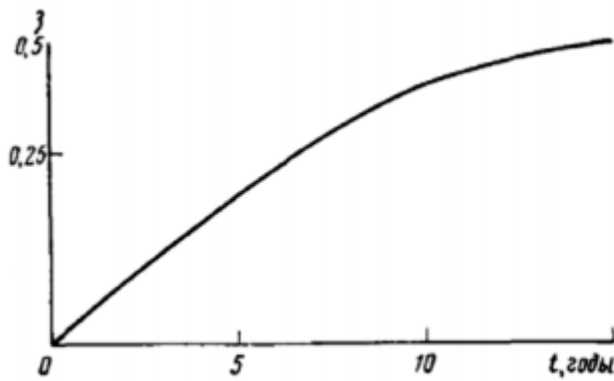
## **Introduction**

The current state of the development of many long-term oil fields is characterized by a progressive increase in the water cut in production and a decrease in the rate of oil extraction. With the increase in deposit depletion, the structure and quality of reserves deteriorate. The volume of HTR reserves in the fields now accounts for more than half of industrial categories. Their development requires the use of new technologies and technical means, the search for which is strategic, and the application of enhanced oil recovery (EOR) is an important factor in ensuring the stability of oil production.

### **The concept of oil recovery**

Oil recovery is the ratio of the amount of oil extracted from the reservoir to its original reserves in the reservoir. Current and final oil recovery are the terms to describe the concept of oil recovery. The term "current oil recovery" refers to the ratio of the amount of oil extracted from the reservoir at the time of reservoir development to the original geological reserves. The ultimate oil recovery is the ratio of the amount of accumulated oil production at the end of the deposit development to the initial reserves. Instead of the term "oil recovery", the term "oil recovery factor" is also used. The current oil recovery is variable in time and increases as the amount of oil extracted from the formation goes up. Therefore, the term "oil recovery factor" should be applied to the final oil recovery. Current oil recovery usually depends on various factors, such as the amount of water injected into the formation during waterflooding, the ratio of this quantity to the volume of the pores of the formation, the ratio of the amount of fluid removed from the formation to the pore volume of the formation, the water cut of the product, and simply from time to time.

Figure 1 shows a typical form of oil recovery versus time.



**Figure 1** - Dependence of current oil recovery  $\eta$  on time  $t$

It can be seen from Figure 1 that the growth rate of the current oil recovery of the reservoir is constantly decreasing and approaches the ultimate value of the final oil recovery. Consequently, the current oil production is also decreasing. The factors influencing oil recovery are divided into two groups: geological and physical. The dependence of oil recovery on the properties of the reservoir system and the technological conditions of reservoir production can be examined by analyzing the main factors influencing oil recovery. Typically, oil recovery is presented in the following way:

$$\eta = \eta_1 \times \eta_2 \times \eta_3, \text{ where}$$

$\eta_1$  is displacement efficiency;

$\eta_2$  is formation coverage efficiency;

$\eta_3$  is formation coverage efficiency

The displacement efficiency is the ratio of the quantity extracted from the oil reservoir to its geological reserves, originally located in the flooded reservoir volume. The reservoir coverage by waterflooding efficiency is the ratio of oil reserves in the flooded reservoir volume to the initial geological reserves of oil in the formations seized by waterflooding. The formation coverage efficiency is the ratio of the initial geological reserves of oil in the formation covered by flooding to all the initial geological reserves of oil in the developed deposit.

The displacement efficiency rarely exceeds 0.6-0.7 and depends on many factors such as reservoir permeability, the presence of clay materials in the formation, the microinhomogeneity, oil viscosity, oil surface tension at the



boundary with water, wetting of the rock by formation fluids, oil asphaltic-resinous properties, as well as the characteristics of the displacing agent. The low reservoir permeability, its microinhomogeneity, the presence of clays, the high viscosity of oil, the high content of paraffin and asphaltic-resinous components reduce the displacement efficiency.

The displacement efficiency, as a rule, is determined in the laboratory conditions on the reservoir models. In this case, it is not always possible to fully comply with the model similitude conditions to the real conditions of the formation. It is especially difficult to create similar physical and chemical parameters. Most accurately, the displacement efficiency can be determined by drilling the evaluation wells followed by selection and analysis of the core from the areas of the formation covered by flooding or another kind of impact.

At the same time, before the start of field development, laboratory data are used to compile the project documentation. The formation coverage efficiency depends mainly on the reservoir macroinhomogeneity, the presence of cracks and other areas of high permeability, through which the penetration of the injected agent is possible. This efficiency depends on the ratio of the viscosities of the displaced and displacing agents, the rate of oil withdrawal from the formation. The formation coverage efficiency depends on grid density and mutual arrangement of wells, as well as on the intermittence of individual interlayers. The distance between the wells should be selected on the basis of analysis of geological materials, correlation of well sections and hydrodynamic studies such as observation well testing.

Until now, there is no consensus on the impact of physical and chemical properties of the reservoir system on oil recovery, such as interfacial tension at the oil-water boundary and the nature of wettability of the rock. There is no consensus on the impact of displacement rate on oil recovery. The main reason for different opinions is objective and is due to the huge variety of properties of oil-bearing rocks and their saturating fluids, and the complexity combined with insufficient knowledge of the processes occurring in the formation. In general, the problem of

increasing oil recovery should be solved for each specific deposit on the basis of a detailed study and analysis of the main factors affecting the oil recovery of the studied object.

It was noted earlier that when choosing methods for increasing oil recovery, it is necessary to take into account the forms of residual oil in the reservoir. Residual oil in the reservoir exists in the following forms:

- capillary retained oil;
- film oil covering the surface of the rock. This oil forms strong layers which are very difficult to destroy;
- oil remaining in low permeability areas not covered by the impact;
- oil in lenses not opened by boreholes. The main quantity of oil remains in the low permeable dead-end areas not covered by the impact.

Involving such areas in production is the main reserve of enhanced oil recovery. To diagnose such areas, a detailed study of the deposit geological structure requires different methods: the construction of geological sections, correlation schemes, maps of the prevalence of individual interlayers. In addition, it is very important to conduct hydrodynamic studies of the interwell space by observation well testing. Special emphasis should be placed on oil recovery impact on the oil viscosity, the relationship between the viscosities of oil and the displacing agent, and the content of paraffin in oil. There is a common opinion that high oil viscosity of as well as high content of paraffin in oil is one of the main obstacles to achieving high oil recovery. It should be noted that the final oil recovery is largely determined by economic criteria. At the last stage of deposit development, oil production sharply decreases, while its watering increases. This is likely to increase the cost of oil production, and at some stage oil production may become unprofitable.

Annual additional production using these methods accounts for more than a quarter of total oil production. The distribution of oil production due to enhanced oil recovery methods shows that the most of it are provided by using physical methods - mainly sidetracking including horizontal sidetracking and formation

hydraulic fracturing (FHF). The development of an optimal oil reservoir production strategy is currently based on the use of three-dimensional computer simulation models of hydrocarbon reservoirs, known as 3D geological and reservoir simulation models (RSM) [1].

On the one hand, increase in development efficiency is connected with the improvement of reservoir treatment technologies. On the other hand, introduction and development of methods for their modeling and analysis both on the basis of 3D models and with the use of geological-field analysis makes it possible to carry out research with greater precision. At the current level of software development for geological and hydrodynamic simulation, high demands are placed on user qualification in both theoretical background and software knowledge. Specialized simulators do not always have a sufficiently user-friendly interface, reflecting the specifics of the engineers' work on designing and monitoring of the development, and require a lot of manual work to prepare the initial information, adapt the model and upload the simulation results in the form suitable for analysis. The Center for Geological and Hydrodynamic Simulation is working on improvement of efficient technologies for creation and use of priority facilities for monitoring purposes.

The working scheme of models can be presented as follows:

1. The distribution of current reserves is located on the basis of a single geological and hydrodynamic simulation facility.
2. Promising areas for geological and technical actions are carefully selected.
3. A pie model is selected and the adaptation is adjusted on the site (by the pie model we mean the part not cut out from the unified model, but simply isolated, for example, by coarsening the compartments that surround the settlement site).
4. Geological and technical actions are planned.
5. The estimation of geological and technical actions is carried out on the basis of multivariate calculations including the forecast options analysis.
6. Conclusions are made concerning the effectiveness and recommendations for carrying out the geological and technical actions.

## **Geological model**

The geological model includes information on the geometry, structure, lithofacies composition, nature of saturation with geological and physical properties.

The digital geological model is represented as the sets of blocks of properties or cubes. Researchers distinguish basic and additional cubes; where basic ones are: a cube of open porosity efficiency, initial gas-oil saturation, permeability, bound and critical water and oil saturation [1], while all other cubes are optional.

To build a three-dimensional geological model, the following initial data are used:

1. Seismic survey of the territory
2. Well data (coordinates, inclinometry, stratigraphic arrangements)
3. Petrophysical research
4. GIS data on well logging

The deposit framework is a collection of cells that are subsequently filled with properties. When constructing the simulation area in the horizontal plane, the size of the cells is selected depending on the size of the deposit and its type. In the vertical plane, the size of the cells is chosen to reflect the vertical heterogeneity of the formation as much as possible.

As a result, the smaller the size of the cells, the better it is possible to reflect the structure of the deposit; however, the calculation time of the model itself is greatly increased, which, perhaps, results in certain simulation technical contradictions.

At the next stage, a lithological model is constructed, and the filtration-capacitive properties (FCP) are distributed. The data on lithology and FCP obtained from the results of the interpretation of geophysical studies of wells, are projected onto the grid cells and propagated in the interwell space.

The final stage of the geological model construction is its reliability assessment.

For the most part, this stage consists in comparing the values of the

development object obtained as a result of simulation and actual values. The evaluation is performed on cross-sections of open porosity efficiency, effective thicknesses, and by the ratio of balance reserves.

### **The hydrodynamic simulation**

To create a hydrodynamic model, it is first necessary to perform scaling or upscaling of the geological model. The task of upscaling is to reduce the number of active cells and preserve the detailed geological integrity. In the resulting model, the nature of the distribution of the main filtration-capacitive, geometric and physical properties should be fully preserved.

After upscaling is completed, the hydrodynamic model must be initialized. The initialization process consists in entering data on the initial equilibrium state into the model. This includes data on the composition of fluids, the position of the water-oil contact, the reference depth, etc. At this stage, the first hydrodynamic calculation of the model is made, the initial geological reserves of oil, water and gas are calculated. Then, the calculated values are compared with the hydrodynamic simulation results and expert estimates.

The next step in creating a model is its adaptation. Adaptation of hydrodynamic simulation model is a procedure for validating a model, which consists in modeling past reservoir behavior and comparing it with actual historical data (History Matching).

Comparison of the calculated and actual dynamics of development indicators is a mathematically inverse problem. The essence of adaptation is to compare the final results, with their apparent inconsistency, the input data change, and then the calculation is repeated.

Adaptation is one of the most critical steps in the creation of the permanent geological and technological model. One of the most important aspects of such adaptation is the ambiguity of the results; in other words, several constructed models can give satisfactory adaptation, although none of them will reproduce the actual state of the formation to the desired extent. This is explained by the fact that

only a limited number of known variables per a very large number of unknowns are known about the modeled system.

With manual adaptation, the whole sequence of actions to adapt the permanent geological and technological model is done by a specialist. After the first iteration, the engineer analyzes the results, corrects the parameter values, then starts a new series of calculations until the deviations between the actual and calculated values become less than the specified error. The analysis of the results for manual adaptation is basically the comparison of the dynamics graphs of the field data parameters and the model.

During the adaptation, the initial data is adjusted. Most often, cubes of permeability, critical and related water saturation change since these parameters tend to have the greatest uncertainty. Thus, the adaptation includes the following stages:

1. Pressure adaptation:

The main parameter is bottomhole pressure. It is one of the easiest to measure since such measurements are available for each well. Comparison of actual development data and calculated values is important for studying general trends in pressure behavior.

2. Adaptation of fluid flow rates:

When adapting, not only the coincidence of oil production volumes is taken into account; it is important that the cumulative production is coordinated in phases, i.e., the water cut and the gas factor must coincide.

There is no specific way for adapting the model, but it is possible to follow some simple but important advice. For example, M. Carlson suggests the following:

1. Choose the simplest model;
2. Try to change the parameters that have the greatest impact on the result;
3. Try to change the parameters with the greatest uncertainty.

Upon completion of the configuration phase, the model contains all the raw data, adapted and ready to continue the modeling process. The next stage implies compiling and calculating various forecasting development options. A number of requirements and recommendations for field development are sent from the customer. For this field, the key planned indicators, as well as some subtleties of the ground infrastructure or design features, are indicated. To increase the chance of success, several forecasting options are being developed, each of which has a slightly different development concept. Based on the results of this stage, the development indicators of all options are compared, and then the most optimal one is selected. This option builds the required maps, graphs of dependencies, and a presentation is prepared [2].

### **Modeling methods in hydrodynamic simulators**

Real simulation of EOR methods in hydrodynamic simulators often encounters technical problems associated with the lack of necessary simulator options, inconvenience of the interface often lacking information obtained from laboratory experiments and necessary for assignment in modeling programs. Obviously, full-scale modeling of EOR technologies such as prediction of fracture development, fluid inflow to a fracture from the formation, and movement of a multiphase flow in the fracture itself, or simulation of injection of various chemical reagents, is extremely difficult due to the need to know a large amount of data (geomechanical and/or rock adsorption properties, etc.), as well as the absence in most modern simulators of appropriate options that make it possible to carry out adequate simulation of technologies.

On the other hand, in models it is sufficient to simulate the result of the action of these methods such as dynamic change in well productivity, deterioration or improvement of the filtration properties of individual interlayers (cells), etc.

Currently, this method seems to be the most common, however, this approach also requires a large number of studies, which are not always cheap and do not give an unambiguous picture of the impact of geological and technical

actions. Thus, for fracturing, determining the crack length, its orientation, and dynamic behavior is rather a complicated task for experimental investigation, and in this case, it is necessary to analyze the uncertainty of the crack parameters in one form or another. For flow deflection technologies, it is necessary at least to study the dynamic change in the inflow / intake profile.

Currently drilling of directional and horizontal lateral well bores along with hydraulic fracturing, physical and chemical impact, application of flow-deflecting technologies is considered as one of the most effective methods in the late stages of development. In fact, the approaches used in the well selection can be divided into two large groups: methods based on analysis of geological and field information, and direct geological and hydrodynamic simulation. When choosing wells for geological and technical actions, the development engineer of the territorial production enterprise uses all the accumulated experience to analyze the available geological and commercial information available: the results of geophysical and hydrodynamic well studies, reservoir studies, design features and well status, densities maps of current reserves and saturation, the results of similar actions in the same conditions, etc.

Today, substantiation of geological and technical actions efficiency based on the use of intelligent systems analysis and forecasting is becoming widespread, among them, neural networks, Kohonen maps, decision trees, etc. However, in most cases, simplified engineering techniques and complex intelligent systems do not make it possible to give direct answers to standard questions such as "In what direction should we drill the trunk, and at what depth should we open the reservoir?", "As far as the interference of wells is concerned, will sidetrack drilling be technologically and economically profitable in the whole area of development?," "How to choose the optimal geometric characteristics of a sidetrack?" and others. In order to answer these questions correctly, it is advisable to use the most detailed deterministic geological actions.



It should be understood that the distribution of reservoir properties and reserves, even obtained with a deterministic approach to simulation, is quite probabilistic and should be evaluated from this point of view. Consequently, a large number of calculations are required for different entry points into the reservoir, with different orientations, depth and length of the wellbore. In this case, it may be necessary to change the operating modes of the surrounding wells in the area.

When evaluating the effect, along with the initial oil rates, it is necessary to estimate the accumulated production both by the well and by the site. Naturally, such calculations cannot be performed effectively in a manual mode, especially taking into account the limited capabilities of hydrodynamic simulators in this regard.

To solve this problem, an algorithm was developed and implemented in the form of a software product.); this algorithm makes it possible to:

- load and modify the well logging source text file (including enlarging the computational grid and forming a group of wells in the impact area);
- identify the variants of the sidetrack trajectory by setting the variation of the basic geometric parameters including the sidetrack displacement from the main track, the zenith and azimuth angle, deepening towards the top of the reservoir, the length of the horizontal section, perforation and technological limitations (yield, depression, bottomhole pressure);
- start calculation (Windows or Linux OS) in a batch mode of a set of calculation variants with various sidetrack trajectories and processing of calculated variants;
- form the tables and graphs in Excel.

The following procedures for specified parameters, the launch of options for calculation, postprocessing and the formation of a report using the program is automatic, which makes it possible to calculate the required number of options

without direct expert's involvement. Limitations arising in this sub-process are related only to the capabilities of computer technology.

## **Conclusion**

The analysis of actual and calculated indices of horizontal lateral boreholes drilled in accordance with experts' recommendations and undetected complications during drilling and operation (without overflows and cross flows behind the casing) shows the convergence of results. In this case, the term *convergence* is related to ratio actually obtained by the forecast for initial oil flow rate of about 80 % with a correlation of more than 60% while the convergence is estimated at 107% at flow rates from the fluid. The presented approach to working with the models in general and to planning and evaluation of effectiveness of sidetracks drilling, in particular, makes it possible to considerably reduce time costs and to use the possibilities and advantages of hydrodynamic simulation models thus improving the reliability of engineering decisions.

## **Bibliography**

1. West Virginia Geological and Economic Survey. 1997. Enhancement of the Appalachian Basin Devonian Shale Resource Base in the GRI Prepared for: Gas Research Institute. December 1997.
2. Dang, L., Peng, P., Zhou, G., Chen, Z., Phan, C. V., Walker, J., Zhao, J., Zhao, Z. & Liu, G. 2013. First Openhole Sidetrack in Deep Horizontal Well Saves Time and Lowers Cost: A Case Study. International Petroleum Technology Conference