

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

| Тема работы                                                                                                                    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Верификация и выработка остаточных извлекаемых запасов пласта БВ-8<br/>         Вынгапуровского нефтяного месторождения</b> |
| УДК <u>622.276.013.364.3(571.121)</u>                                                                                          |

Студент

| Группа | ФИО                         | Подпись                                                                              | Дата     |
|--------|-----------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------|----------|
| 2ТМ91  | Дубовцев Евгений Алексеевич |  | 09.06.21 |

Руководитель

| Должность | ФИО            | Ученая степень,<br>звание | Подпись                                                                               | Дата     |
|-----------|----------------|---------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|----------|
| Профессор | Белозеров В.Б. | Д.Г-М.Н.                  |  | 09.06.21 |

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО               | Ученая степень,<br>звание | Подпись                                                                               | Дата     |
|-----------|-------------------|---------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|----------|
| доцент    | Рукавишников В.С. | PhD                       |  | 09.06.21 |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО            | Ученая степень,<br>звание | Подпись                                                                               | Дата     |
|-----------|----------------|---------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|----------|
| Профессор | Белозеров В.Б. | Д.Г-М.Н.                  |  | 09.06.21 |

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

| Руководитель ООП | ФИО          | Ученая степень,<br>звание | Подпись                                                                               | Дата     |
|------------------|--------------|---------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|----------|
| Профессор        | Чернова О.С. | Д.Г-М.Н.                  |  | 09.06.21 |

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

 15.03.21 О.С. Чернова  
(Подпись) (Дата)

### ЗАДАНИЕ

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Магистерской диссертации

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

Студенту:

| Группа | ФИО                           |
|--------|-------------------------------|
| 2ТМ91  | Дубовцеву Евгению Алексеевичу |

Тема работы:

**Верификация и выработка остаточных извлекаемых запасов пласта БВ-8 Вынгапуровского нефтяного месторождения**

Утверждена приказом директора ИШНПТ

Приказ № 61-6/с от 02.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:

*9 июня 2021г.*

### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

|                                 |                                                                                                                                                                                                               |
|---------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Исходные данные к работе</b> | Материалы компании-недропользователя, данные по действующему фонду скважин (инклинометрия, геофизические исследования) и проводимым на них геолого-технических мероприятиям, гидродинамическим исследованиям. |
|---------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

|                                                                                                                                                                                   |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов                                                                                                            | 1) Аналитический обзор литературы, связанный с выработкой остаточных извлекаемых запасов.<br>2) Обзор сводной геологической информация по объекту исследования – пласту БВ-8.<br>3) Рассмотрение петрофизических моделей и петротипов, обуславливающих верификацию запасов.<br>4) Построение участка приближенной геологической и гидродинамической моделей.<br>5) Выбор наиболее оптимальных геолого-технических мероприятий для увеличения коэффициента нефтеотдачи.<br>6) Выполнение задания по разделу «Финансовый менеджмент. Ресурсоемкость и ресурсосбережение».<br>7) Выполнение задания по разделу «Социальная ответственность».<br>8) Выполнение раздела на английском языке. |
| Перечень графического материала                                                                                                                                                   | Карты кровли коллектора, пористости, проницаемости, эффективной мощности коллекторов, нефтенасыщенных толщин, изобар. Таблицы основных показателей разработки месторождения.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |
| <b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>                                                                                                                 |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
| Раздел                                                                                                                                                                            | Консультант                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
| Финансовый менеджмент                                                                                                                                                             | Рукавишников В.С., доцент, Ph.D.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
| Социальная ответственность                                                                                                                                                        | Белозеров В.Б., профессор, д.г.-м.н.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |
| <b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>                                                                                           |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
| Литературный обзор выработки остаточных извлекаемых запасов Вынгапуровского месторождения/ Development of remaining recoverable reserves of Vyngapur oil and gas condensate field |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |

|                                                                                          |            |
|------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику | 15.03.2021 |
|------------------------------------------------------------------------------------------|------------|

**Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):**

| Должность | ФИО            | Ученая степень, звание | Подпись                                                                               | Дата       |
|-----------|----------------|------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| Профессор | Белозеров В.Б. | д.г.-м.н.              |  | 15.03.2021 |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО                         | Подпись                                                                              | Дата       |
|--------|-----------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| 2ТМ91  | Дубовцев Евгений Алексеевич |  | 15.03.2021 |

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

### «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

|        |                               |
|--------|-------------------------------|
| Группа | ФИО                           |
| 2ТМ91  | Дубовцеву Евгению Алексеевичу |

|                     |              |                           |                                 |
|---------------------|--------------|---------------------------|---------------------------------|
| Инженерная школа    | ИШПР         | Отделение                 | ОНД                             |
| Уровень образования | Магистратура | Направление/специальность | 21.04.01<br>«Нефтегазовое дело» |

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

|                                                                                                       |                                                                         |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------|
| 1. Прибыль от продажи нефти                                                                           | Литературные источники                                                  |
| 2. Эксплуатационные затраты на технологическую подготовку нефти, сбор и транспорт нефти               | Литературные источники                                                  |
| 3. Стоимость бурения горизонтальной и наклонно-направленных скважин различной длины                   | Литературные источники                                                  |
| 4. Цена реализации нефти на внутреннем и внешнем рынках с учетом курса национальной валюты к доллару. | Средний курс доллара 75 рублей при цене в 65\$ за баррель.              |
| 5. Величина ставки дисконтирования и налоговых отчислений                                             | Налоговые отчисления от выручки – 70%;<br>Ставка дисконтирования – 15%. |

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

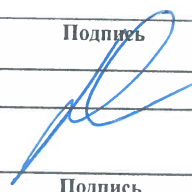
|                                                                                                                                                                                   |                                                                                                                |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Оценка экономической эффективности применяемых геолого-технических мероприятий для увеличения выработки остаточных извлекаемых запасов и повышения коэффициента извлечения нефти. | Расчет величины чистого дисконтированного дохода для различных вариантов разработки выбранного участка пласта. |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

#### Перечень графического материала

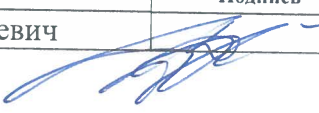
Кривые изменения величины ЧДД для различных случаев разработки участка месторождения сроком в пять лет.

|                                                      |            |
|------------------------------------------------------|------------|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | 15.03.2021 |
|------------------------------------------------------|------------|

Задание выдал консультант:

|           |                   |                        |                                                                                       |            |
|-----------|-------------------|------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| Должность | ФИО               | Ученая степень, звание | Подпись                                                                               | Дата       |
| доцент    | Рукавишников В.С. | Ph.D                   |  | 15.03.2021 |

Задание принял к исполнению студент:

|        |                             |                                                                                      |            |
|--------|-----------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| Группа | ФИО                         | Подпись                                                                              | Дата       |
| 2ТМ91  | Дубовцев Евгений Алексеевич |  | 15.03.2021 |

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

|        |                               |
|--------|-------------------------------|
| Группа | ФИО                           |
| 2ТМ91  | Дубовцеву Евгению Алексеевичу |

|                     |              |                           |                                 |
|---------------------|--------------|---------------------------|---------------------------------|
| Инженерная школа    | ИШПР         | Отделение                 | ОНД                             |
| Уровень образования | Магистратура | Направление/специальность | 21.04.01<br>«Нефтегазовое дело» |

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |                        |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------|
| <p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</li> <li>– опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</li> <li>– негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</li> <li>– чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</li> </ul> | Литературные источники |
| <p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        | Литературные источники |

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

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul> | К категории вредных факторов на месторождении могут быть отнесены: повышенный уровень шума и вибрации, резкие колебания температуры воздуха в рабочей зоне, загазованность/запыленность рабочей зоны.                                                                                                                          |
| <p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>                            | Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования буровой установки. Острые кромки, заусеницы, и шероховатость на поверхностях заготовок, инструмента, оборудования. Расположение рабочего места на значительной высоте от поверхности земли, опасные растения и животные в окрестностях промысла. |
| <p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                        | Основными требованиями к охране недр и окружающей среды являются в:<br>- систематическом исследовании продуктивных пластов и фонда скважин;                                                                                                                                                                                    |

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>- анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>- разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>                                                                                                                                                                             | <ul style="list-style-type: none"> <li>- разумном использовании энергии пласта;</li> <li>- контроле за величиной текущего пластового давления и поддержании его близким к проектному уровню;</li> <li>- контроле за дебитами по скважинам и объекту разработки в целом;</li> <li>- утилизации бурового шлама;</li> <li>- недопущении излишних давления на обсадную колонну и цементное кольцо при работах по интенсификации притока;</li> <li>- регулярной проверке герметичности цементного кольца и обсадной колонны;</li> <li>- предупреждении ГНВП и правильной установке необходимого количества превенторов;</li> <li>- недопущении преждевременного обводнения скважин в случае форсированных отборов жидкости;</li> <li>- реализации мероприятий по вводу новых скважин из бурения согласно проектному документу, их пуску из консервации и бездействия, проведении своевременных ремонтов;</li> <li>- разработке и применении новых технологий воздействия на пласт, обеспечивающих более высокие вытесняющие свойства;</li> <li>- контроле потенциальных перетоков пластового флюида в вышележащие горизонты через дефекты обсадной колонны и цементного кольца;</li> <li>- соблюдении всех экологических норм.</li> </ul> |
| <p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>- выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>- разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>- разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>- разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul> | <p>Одной из основных ЧС на нефтегазопромысловом промысле является возникновение пожара. Для предотвращения подобных ситуаций требуется тщательно соблюдать основные требования пожарной безопасности, правила проведения огнеопасных работ, уметь грамотно использовать средства пожаротушения, владеть приемами тушения пожара на скважинах, умение пользоваться противогазом.</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |
| <p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>                                                                                                         | <p>К проведению различного типа работ допускаются лишь лица прошедшие необходимый инструктаж, стажировку, производственное обучение, а также проверку знаний по технике безопасности специальной комиссией, назначенной соответствующим приказом. Ее председателем должен быть назначен руководитель, ответственный за технику безопасности, а в ее состав должны входить – ответственные работники служб механики, энергетики, мастер работ на объекте.</p> <p>Ответственность за общее состояние техники безопасности на предприятии несет руководитель предприятия, который обязан в соответствующих должностных инструкциях своих заместителей, главных специалистов и инженеров, а также начальников подразделений, указать, кто</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |

|                                                                                                                              |                                                                         |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------|
|                                                                                                                              | из них и за какие разделы охраны труда и техники безопасности отвечает. |
| <b>Перечень графического материала:</b>                                                                                      |                                                                         |
| При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров) |                                                                         |

|                                                             |            |
|-------------------------------------------------------------|------------|
| <b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b> | 15.03.2021 |
|-------------------------------------------------------------|------------|

**Задание выдал консультант:**

| Должность | ФИО            | Ученая степень, звание | Подпись                                                                             | Дата       |
|-----------|----------------|------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| Профессор | Белозеров В.Б. | Д.Г.-М.Н.              |  | 15.03.2021 |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО                         | Подпись                                                                            | Дата       |
|--------|-----------------------------|------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| 2ТМ91  | Дубовцев Евгений Алексеевич |  | 15.03.2021 |

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело

Уровень образования Магистратура

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

Период выполнения (весенний семестр 2020/2021 учебного года)

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

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

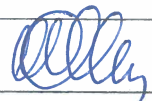
|                                          |            |
|------------------------------------------|------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 15.06.2021 |
|------------------------------------------|------------|

| Дата контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)                                     | Максимальный балл раздела (модуля) |
|---------------|-------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------|
| 25.03.2021    | Характеристика исследуемого объекта                                                       | 10                                 |
| 12.04.2021    | Литературный обзор выработки остаточных извлекаемых запасов Вынгапуровского месторождения | 15                                 |
| 30.04.2021    | Development of remaining recoverable reserves of Vyngapur oil and gas condensate field    | 10                                 |
| 21.05.2021    | Выработка остаточных извлекаемых запасов                                                  | 40                                 |
| 25.05.2021    | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение                           | 15                                 |
| 26.05.2021    | Социальная ответственность                                                                | 10                                 |

Составил преподаватель:

| Должность | ФИО            | Ученая степень, звание | Подпись                                                                               | Дата       |
|-----------|----------------|------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| Профессор | Белозеров В.Б. | Д.Г.-М.Н.              |  | 15.03.2021 |

**СОГЛАСОВАНО:**

| Руководитель ООП | ФИО          | Ученая степень, звание | Подпись                                                                               | Дата       |
|------------------|--------------|------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| Профессор        | Чернова О.С. | Д.Г.-М.Н.              |  | 15.03.2021 |

**Результаты освоения образовательной программы**  
**Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения**

| Категория компетенций            | Код и наименование компетенции                                                                                                                                             | Индикаторы достижения компетенции                                                                                                                                                                                                                                      |
|----------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Системное и критическое мышление | <b>УК-1.</b> Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного анализа, вырабатывать стратегию действий                                    | <b>И.УК(У)-1.1.</b> Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними                                                                                                                                                            |
|                                  |                                                                                                                                                                            | <b>И.УК(У)-1.2.</b> Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению                                                                                                                              |
|                                  |                                                                                                                                                                            | <b>И.УК(У)-1.3.</b> Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания          |
|                                  |                                                                                                                                                                            | <b>И.УК(У)-1.4.</b> Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области                                                                                                                          |
| Разработка и реализация проектов | <b>УК(У)-2.</b> Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла                                                                                            | <b>И.УК(У)-2.1.</b> Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления                                                                                                                                                                     |
|                                  |                                                                                                                                                                            | <b>И.УК(У)-2.2.</b> Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения                                                              |
|                                  |                                                                                                                                                                            | <b>И.УК(У)-2.3.</b> Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта                                                                                                            |
| Командная работа и лидерство     | <b>УК(У)-3.</b> Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели                                     | <b>И.УК(У)-3.1.</b> Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует                                                                          |
|                                  |                                                                                                                                                                            | <b>И.УК(У)-3.2.</b> Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды                                                                                                                                                                      |
|                                  |                                                                                                                                                                            | <b>И.УК(У)-3.3.</b> Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды                                                                                                                                                          |
| Коммуникация                     | <b>УК(У)-4.</b> Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия | <b>И.УК(У)-4.1.</b> Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег                                                    |
|                                  |                                                                                                                                                                            | <b>И.УК(У)-4.2.</b> Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)                                                                                                                                         |
|                                  |                                                                                                                                                                            | <b>И.УК(У)-4.3.</b> Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные                                                                                                                     |
|                                  |                                                                                                                                                                            | <b>И.УК(У)-4.4.</b> Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках |
| Межкультурное взаимодействие     | <b>УК(У)-5.</b> Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия                                                           | <b>И.УК(У)-5.1.</b> Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного                                                                                                     |

| Категория компетенций                                           | Код и наименование компетенции                                                                                                              | Индикаторы достижения компетенции                                                                                                                                                                                                                                       |
|-----------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение) | <b>УК(У)-6.</b> Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки | происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий                                                                                                                                                              |
|                                                                 |                                                                                                                                             | <b>И.УК(У)-5.2.</b> Выстраивает социальное и профессиональное взаимодействие с учётом особенностей деловой и общей культуры представителей разных этносов и конфессий, других социальных групп                                                                          |
|                                                                 |                                                                                                                                             | <b>И.УК(У)-5.3.</b> Обеспечивает создание недискриминационной среды для участников межкультурного взаимодействия при личном общении и при выполнении профессиональных задач                                                                                             |
|                                                                 |                                                                                                                                             | <b>И.УК(У)-6.1.</b> Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов |
|                                                                 |                                                                                                                                             | <b>И.УК(У)-6.2.</b> Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами                                                                                                              |
|                                                                 |                                                                                                                                             | <b>И.УК(У)-6.3.</b> Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда                                                                                                          |

## 5.2. Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

| Категория компетенций             | Код и наименование компетенции                                                                                                                                    | Индикаторы достижения компетенции                                                                                                                                                                      |
|-----------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Применение фундаментальных знаний | ОПК-1. Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области                                  | И.ОПК(У)-1.1. Демонстрирует навыки физического и программного моделирования отдельных фрагментов процесса выбора оптимального варианта для конкретных условий                                          |
|                                   |                                                                                                                                                                   | И.ОПК(У)-1.2. Использует фундаментальные знания профессиональной деятельности для решения конкретных задач нефтегазового производства                                                                  |
|                                   |                                                                                                                                                                   | И.ОПК(У)-1.3. Анализирует причины снижения качества технологических процессов и предлагает эффективные способы повышения качества производства работ при выполнении различных технологических операций |
| Техническое проектирование        | ОПК(У)-2. Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства                                                                                | И.ОПК(У)-2.1. Использует знание алгоритма организации выполнения работ в процессе проектирования объектов нефтегазовой отрасли                                                                         |
|                                   |                                                                                                                                                                   | <b>И.ОПК(У)-2.2.</b> Формулирует цели выполнения работ и предлагает пути их достижения                                                                                                                 |
|                                   |                                                                                                                                                                   | <b>И.ОПК(У)-2.3.</b> Выбирает соответствующие программные продукты или их части для решения конкретных профессиональных задач                                                                          |
|                                   | <b>ОПК(У)-3.</b> Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии | <b>И.ОПК(У)-3.1.</b> Анализирует информацию и составляет обзоры, отчеты                                                                                                                                |
| Работа с информацией              |                                                                                                                                                                   | <b>И.ОПК(У)-3.2.</b> Владеет навыками аналитического обзора при подготовке рефератов, публикаций и не менее 50 источников при подготовке магистерской диссертации                                      |
|                                   |                                                                                                                                                                   | <b>И.ОПК(У)-4.1.</b> Определяет основные направления развития инновационных технологий в нефтегазовой отрасли                                                                                          |

|                                |                                                                                                                                                                                                                    |                                                                                                                                                                                                                                                                                   |
|--------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                | <b>ОПК(У)-4.</b> Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности                                                   | <b>И.ОПК(У)-4.2.</b> Обрабатывает результаты научно-исследовательской, практической технической деятельности, используя имеющееся оборудование, приборы и материалы                                                                                                               |
| Исследование                   | <b>ОПК(У)-5.</b> Способен оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях | <b>И.ОПК(У)-5.1.</b> Определяет на профессиональном уровне особенности работы различных типов оборудования и выявление недостатков в его работе<br><b>И.ОПК(У)-5.3.</b> Интерпретирует результаты лабораторных и технологических исследований применительно к конкретным условиям |
| Интеграция науки и образования | <b>ОПК(У)-6.</b> Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания                                    | <b>И.ОПК(У)-6.1.</b> Демонстрирует знания основ педагогики и психологии<br><b>И.ОПК(У)-6.2.</b> Демонстрирует умение общаться с аудиторией, заинтересовать слушателей                                                                                                             |

### Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

| Область и сфера профессиональной деятельности                                                              | Задача профессиональной деятельности                                                            | Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               | Код и наименование компетенции                                                                                                                                                                                                               | Индикаторы достижения компетенции                                                                                                                                                                                              |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Тип задач профессиональной деятельности:</b><br><b>Научно-исследовательский</b>                         |                                                                                                 |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |                                                                                                                                                                                                                                              |                                                                                                                                                                                                                                |
| 19. Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа<br><br>40. Сквозные виды профессиональных стандартов | 1. Осуществление научных исследований в области профессиональной деятельности                   | <i>Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 03 сентября 2018г. № 574н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2018 г, регистрационный №52235);</i><br><i>ОТФ. Код D. Организация работ по добыче углеводородного сырья</i> | <b>ПК -1.</b> Способен проводить анализ и обобщение научно-технической информации по теме исследования, осуществлять выбор методики и средств решения задачи, проводить патентные исследования в выбранной области нефтегазового инжиниринга | <b>ИПК-1.1.</b> Анализирует и обобщает научно-техническую информацию по теме исследования, осуществляет выбор методики и средств решения задачи, проводит патентные исследования в выбранной области нефтегазового инжиниринга |
|                                                                                                            |                                                                                                 |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            | <b>ПК-2.</b> Способен планировать и проводить аналитические, имитационные и экспериментальные исследования, критически оценивать данные и делать выводы                                                                                      | <b>ИПК-2.1.</b> Планирует и проводит аналитические, имитационные и экспериментальные исследования, критически оценивает данные и делает выводы                                                                                 |
|                                                                                                            | 2. Разработка и внедрение новой техники и передовых технологий на объектах нефтегазовой отрасли | <b>19.021</b> <i>Профессиональный стандарт «Специалист по промышленной геологии», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 10.03.2015 г. № 151н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 31.03.2015 г. № 36656)</i><br><i>ОТФ. Код В. Организация геолого-промышленных работ</i>                                            | <b>ПК-3.</b> Способен использовать профессиональные программные комплексы в области математического и геолого-геофизического моделирования технологических процессов и объектов                                                              | <b>ИПК-3.1.</b> Использует профессиональные программные комплексы в области математического и геолого-геофизического моделирования технологических процессов и объектов                                                        |

| Область и сфера профессиональной деятельности | Задача профессиональной деятельности                                                                                                                                                                                                  | Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               | Код и наименование компетенции                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | Индикаторы достижения компетенции                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |
|-----------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                               |                                                                                                                                                                                                                                       | <p><i>Профессиональный стандарт «Специалист-петрофизик», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 29 июня 2017 г. N 534н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 13 июля 2017 г., регистрационный №47411).</i></p> <p><i>ОТФ. Код С. Организация процесса исследований физических свойств кернового материала нефтегазовых месторождений и цифровой обработки полученных петрофизических данных</i></p>                                                                                                                                                                                                                                    | <p><b>ПК-10.</b> Способен разрабатывать документацию, планировать и выполнять исследования физических свойств кернового материала осадочных горных пород и цифровую обработку полученных петрофизических данных</p>                                                                                                                                           | <p><b>ИПК-10.1.</b> Разрабатывает документацию, планирует и выполняет исследования физических свойств кернового материала осадочных горных пород и цифровую обработку полученных петрофизических данных</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
|                                               | 3. Осуществление технического руководства по выполнению научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, разработки комплексных проектов на всех стадиях и этапах выполнения работ и непосредственное участие в их выполнении | <p><i>Профессиональный стандарт «Специалист-петрофизик», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 29 июня 2017 г. N 534н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 13 июля 2017 г., регистрационный №47411)</i></p> <p><i>ТФ. Код С01.7. Разработка плановой и проектно-сметной документации на объекты исследований физических свойств кернового материала горных пород и цифровую обработку полученных петрофизических данных</i></p> <p><i>Профессиональный стандарт «Специалист по организации и управлению научно-исследовательскими и опытно-конструкторскими работами», утвержденный приказом Министерства труда и социальной</i></p> | <p><b>ПК-10.</b> Способен разрабатывать документацию, планировать и выполнять исследования физических свойств кернового материала осадочных горных пород и цифровую обработку полученных петрофизических данных</p> <p><b>ПК-11.</b> Способен организовывать и выполнять научно-исследовательские работы в соответствии с тематическим планом организации</p> | <p><b>ИПК-10.1.</b> Организует и выполняет плановые задания по исследованию физических свойств кернового материала горных пород и обработку полученных петрофизических данных</p> <p><b>ИПК-10.2.</b> Организует и выполняет плановые задания по исследованию физических свойств кернового материала горных пород и обработку полученных петрофизических данных</p> <p><b>ИПК-11.1.</b> Организует и выполняет научно-исследовательские работы в соответствии с тематическим планом организации</p> |

| Область и сфера профессиональной деятельности                                                               | Задача профессиональной деятельности                                                                                   | Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            | Код и наименование компетенции                                                                                                                                                                                     | Индикаторы достижения компетенции                                                                                                                                                                          |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                                                                                             |                                                                                                                        | защиты Российской Федерации от 11 февраля 2014 г. N 86н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 21 марта 2014 г., регистрационный №31696)<br><i>ОТФ. Код D.</i> Осуществление руководства разработкой комплексных проектов на всех стадиях и этапах выполнения работ<br><i>ТФ. Код. D01/7.</i> Организация выполнения научно-исследовательских работ в соответствии с тематическим планом организации                                               |                                                                                                                                                                                                                    |                                                                                                                                                                                                            |
| Тип задач профессиональной деятельности:<br>Технологический                                                 |                                                                                                                        |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |                                                                                                                                                                                                                    |                                                                                                                                                                                                            |
| 19 «Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа»<br><br>40. Сквозные виды профессиональных стандартов | Осуществление контроля, технического сопровождения и управления технологическими процессами нефтегазового производства | <i>Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 03 сентября 2018г. № 574н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2018 г., регистрационный №52235)<br/><i>ОТФ. Код D.</i> Организация работ по добыче углеводородного сырья<br/><i>ОТФ. Код E.</i> Руководство работами по добыче углеводородного сырья</i> | <b>ПК-4.</b> Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в нефтегазовом инжиниринге | <b>ИПК-4.1.</b> Анализирует и обобщает данные о работе технологического оборудования, осуществляет контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в нефтегазовом инжиниринге |
|                                                                                                             | Разработка и внедрение новой техники и передовых технологий на объектах нефтегазовой отрасли                           |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | <b>ПК-7.</b> Способен контролировать выполнение требований и регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата                                                                                  | <b>ИПК-7.1.</b> Контролирует выполнение требований и регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата                                                                                  |
|                                                                                                             |                                                                                                                        |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | <b>ПК-5.</b> Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности                                                                                         | <b>ИП-5.1.</b> Участвует в управлении технологическими комплексами, принимает решения в условиях неопределенности                                                                                          |
| Тип задач профессиональной деятельности:<br>Организационно-управленческий                                   |                                                                                                                        |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |                                                                                                                                                                                                                    |                                                                                                                                                                                                            |

| Область и сфера профессиональной деятельности                                                               | Задача профессиональной деятельности                                                                                                                                                                                            | Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               | Код и наименование компетенции                                                                                                                                                                                                                                                             | Индикаторы достижения компетенции                                                                                                                                                                                                                                                                          |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 19 «Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа»<br><br>40. Сквозные виды профессиональных стандартов | Осуществление маркетинговых исследований, проведение технико-экономического обоснования инновационных решений в профессиональной деятельности, управление коллективом, руководство производственной деятельностью подразделения | <i>Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата»</i> , утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 03 сентября 2018г. № 574н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2018 г., регистрационный №52235)<br><i>ТФ. Код E01.7.</i> Руководство организацией процесса добычи углеводородного сырья                                                                                | <b>ПК-6.</b> Способен осуществлять руководство по организации производственной деятельности подразделений нефтегазового инжиниринга, применять полученные знания для разработки и реализации проектов различных процессов производственной деятельности, применять методику проектирования | <b>ИПК-6.1.</b> Осуществляет руководство по организации производственной деятельности подразделений нефтегазового инжиниринга<br><br><b>ИПК-6.2.</b> Применяет полученные знания для разработки и реализации проектов различных процессов производственной деятельности, применяет методику проектирования |
|                                                                                                             |                                                                                                                                                                                                                                 | <i>Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии»</i> , утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 10 марта 2015 г. N 151н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 31 марта 2015 г., регистрационный №36656)<br><i>ОТФ. Код В.</i> Организация геолого-промысловых работ<br><i>ТФ. Код В02.7.</i> Подготовка предложений по дополнительным геолого-промысловым исследованиям для эффективной работы промысла | <b>ПК-8.</b> Способен подготавливать предложения по дополнительным геолого-промысловым исследованиям для эффективной работы промысла                                                                                                                                                       | <b>ИПК-8.1.</b> Подготавливает предложения по дополнительным геолого-промысловым исследованиям для эффективной работы промысла                                                                                                                                                                             |

| Область и сфера профессиональной деятельности | Задача профессиональной деятельности                                                                                                                                                          | Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | Код и наименование компетенции                                                                                                                                                                                                                                                             | Индикаторы достижения компетенции                                                                                                                                     |
|-----------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                               | Разработка оперативных планов и руководство проведением всех видов деятельности, связанной с исследованием, разработкой и реализацией управления технологическими процессами и производствами | <i>Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 03 сентября 2018г. № 574н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2018 г., регистрационный №52235)</i><br><i>ТФ. Код E01.7. Руководство организацией процесса добычи углеводородного сырья</i>                                                                                                                                                                               | <b>ПК-6.</b> Способен осуществлять руководство по организации производственной деятельности подразделений нефтегазового инжиниринга, применять полученные знания для разработки и реализации проектов различных процессов производственной деятельности, применять методику проектирования | <b>ИПК-6.2.</b> Применяет полученные знания для разработки и реализации проектов различных процессов производственной деятельности, применяет методику проектирования |
|                                               |                                                                                                                                                                                               | <i>Профессиональный стандарт «Специалист по обработке и интерпретации скважинных геофизических данных», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 28 декабря 2015 г. N 1166н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 29 июня 2017 г., регистрационный №47457).</i><br><i>ОТФ. Код D. Управление процессом обработки и интерпретации полученных скважинных геофизических данных</i><br><i>ТФ. Код D01.7. Управление разработкой перспективных планов области обработки и интерпретации скважинных геофизических данных</i> | <b>ПК-9.</b> Способен разрабатывать перспективные планы в области обработки и интерпретации скважинных геофизических данных, руководить производственно-технологическим процессом обработки и интерпретации скважинных геофизических данных                                                | <b>ИПК-9.1.</b> Разрабатывает перспективные планы в области обработки и интерпретации скважинных и полевых геофизических данных                                       |
|                                               |                                                                                                                                                                                               |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |                                                                                                                                                                                                                                                                                            | <b>ИПК-9.2.</b> Руководит производственно-технологическим процессом обработки и интерпретации скважинных и полевых геофизических данных                               |
|                                               |                                                                                                                                                                                               |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |                                                                                                                                                                                                                                                                                            |                                                                                                                                                                       |

## ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АК – акустический каротаж

БК – боковой каротаж

ВИКИЗ - высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование

ВНК – водонефтяной контакт

ВПП – выравнивание профилей приемистости

ГГК-П – гамма-гамма плотностной каротаж

ГДИ – гидродинамические исследования

ГИС – геофизические исследования скважин

ГК – гамма-каротаж

ГМ – геологическая модель

ГРП - гидроразрыв пласта

ГТМ – геолого-технические мероприятия

ЗБГС – зарезка боковых горизонтальных стволов

ЗБС – зарезка боковых стволов

ЗКЦ – заколонная циркуляция

ИК – индукционный каротаж

КВ – кавернометрия

КИН – коэффициент извлечения нефти

КРС – капитальный ремонт скважин

ЛУ – лицензионный участок

МКЗ – микрозондирование

МБК – микробоковой каротаж

МБУ – мобильная буровая установка

МПВ – метод преломленных волн

МОГТ – метод общей глубинной точки

МПВ – метод преломленных волн

НГО – нефтегазоносная область

НГЗ – начальные геологические запасы

НГК – нефтегазоносный комплекс  
НИЗ – начальные извлекаемые запасы  
НКТ – насосно-компрессорные трубы  
ОИЗ – остаточные извлекаемые запасы  
ОПЗ – обработка призабойной зоны  
ПДК – предельно допустимая концентрация  
ПЗП – призабойная зона пласта  
ППД – поддержание пластового давления  
ПС – поляризация самопроизвольная  
СТПП – система трещинной перфорации пласта  
УВ - углеводороды  
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства  
ФМ – фактическая модель  
ЧДД – чистый дисконтированный доход  
ШГН – штанговый глубинный насос  
ЭЦН – электроцентробежный насос  
ЭК – эксплуатационная колонна

## ОГЛАВЛЕНИЕ

|                                                                                                      |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| ВВЕДЕНИЕ .....                                                                                       | 21 |
| 1 ХАРАКТЕРИСТИКА ИССЛЕДУЕМОГО ОБЪЕКТА.....                                                           | 24 |
| 1.1 Общие сведения о месторождении .....                                                             | 24 |
| 1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения .....                                            | 26 |
| 1.2.2 Тектоника .....                                                                                | 28 |
| 1.2.3 Нефтегазоносность .....                                                                        | 29 |
| 1.3 Гидрогеологические и инженерно-геологические условия<br>месторождения .....                      | 34 |
| 1.3.1 Температурные условия недр .....                                                               | 34 |
| 1.3.2 Режим залежей.....                                                                             | 35 |
| 1.3.3 Свойства и состав пластовых флюидов.....                                                       | 35 |
| 1.4 Результаты гидродинамических исследований скважин .....                                          | 36 |
| 1.5 Анализ структуры фонда скважин и показателей их эксплуатации .....                               | 38 |
| 2 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР ВЫРАБОТКИ ОСТАТОЧНЫХ ИЗВЛЕКАЕМЫХ<br>ЗАПАСОВ ВЫНГАПУРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ..... | 43 |
| 2.1 Особенности месторождений, находящихся на поздних стадиях<br>разработки .....                    | 43 |
| 2.2 Анализ разработки Вынгапуровского месторождения .....                                            | 45 |
| 2.3 Проблема высокой обводненности на действующем фонде скважин ..                                   | 46 |
| 2.4 Верификация остаточных извлекаемых запасов.....                                                  | 49 |
| 2.5 Трассерные исследования скважин.....                                                             | 52 |
| 2.6 Анализ технологической эффективности ГТМ на Вынгапуровском<br>месторождении .....                | 54 |
| 2.6.1 Эффективность зарезки боковых стволов .....                                                    | 56 |
| 2.6.2 Эффективность ГРП на Вынгапуровском месторождении.....                                         | 57 |
| 2.6.3 Уплотняющее бурение на месторождении .....                                                     | 59 |
| 3 ВЫРАБОТКА ОСТАТОЧНЫХ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ .....                                                     | 61 |
| 3.1 Физико-литологическая характеристика коллекторов.....                                            | 61 |
| 3.2 Характеристика коллекторов по результатам проведения ГИС .....                                   | 64 |

|                                                                                                     |     |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 3.3 Клиноформенное строение БВ-8.....                                                               | 75  |
| 3.4 Проведение ГТМ на пластах БВ-8 Вынгапуровского месторождения .                                  | 79  |
| 3.5 Создание участка геологической модели.....                                                      | 84  |
| 3.6 Создание участка гидродинамической модели .....                                                 | 91  |
| 3.6.1 Разработка обращенной девятиточечной системой.....                                            | 92  |
| 3.6.3 Разработка с помощью бурения горизонтальных скважин .....                                     | 94  |
| 3.6.4 Разработка с помощью зарезки боковых стволов в сторону<br>сформировавшихся целиков нефти..... | 97  |
| 3.6.5 Разработка с помощью рядной системы (перевод добывающих<br>скважин в нагнетание) .....        | 101 |
| 4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И<br>РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....                           | 105 |
| 5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....                                                                   | 113 |
| 5.1 Производственная безопасность .....                                                             | 113 |
| 5.2 Экологическая безопасность.....                                                                 | 117 |
| 5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ...                                 | 122 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....                                                                                    | 124 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....                                                               | 125 |
| Приложение А.....                                                                                   | 132 |

## РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 148 страниц, 69 рисунков, 19 таблиц, 60 источников.

**Ключевые слова:** верификация запасов, выработка остаточных извлекаемых запасов, петротипизация разреза.

**Объектом исследования** является Вынгапуровское нефтяное месторождение, которое расположено в границах одноименного лицензионного участка и территориально приурочено к южной части Пуровского административного района Ямало-Ненецкого автономного округа и на северной части Нижневартовского административного района Ханты-Мансийского автономного округа.

**Цель работы:** на основе полученных данных по скважинам (геофизические исследования скважин (ГИС), инклинометрия, подсчитанные параметры пористости, проницаемости и литологии), отбивкам по кровле и подошве продуктивных пластов, создать участок соответствующий геологической и гидродинамической моделям для проведения анализа по выработке и верификации остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) пласта БВ8 Вынгапуровского месторождения.

**В результате исследования** были получены данные проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ) на рассматриваемом участке с анализом параметров разработки, а также приведены мероприятия по верификации остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) с целью их уточнения.

**Областью применения** результатов расчета может быть центральный участок Вынгапуровского нефтяного месторождения, на котором используется обращенная девятиточечная система разработки.

**Экономическая значимость работы** состоит в оптимизации процесса разработки и увеличения экономической эффективности путем применения ГТМ, благодаря которым на скважинах с низкой рентабельностью удастся достигнуть повышения добычных показателей и, как следствие, роста денежного потока.

## ВВЕДЕНИЕ

Актуальность данной работы заключается в том, что Вынгапуровское месторождение находится на завершающей стадии разработки. Оно было открыто в 1968 году как газовое (сеноманские залежи). Спустя 10 лет были промышленно доказаны залежи нефти и газа, приуроченные к отложениям нижнего мела, а спустя еще несколько лет – юрские отложения. Таким образом, в настоящее время нефтегазоносность на Вынгапуровском месторождении связана с терригенными отложениями тюменской (пласты ЮВ<sub>2</sub>-ЮВ<sub>7</sub>), васюганской (пласты ЮВ<sub>1</sub>), мегионской (пласты БВ-8 и группы Ач), вартовской (пласты группы АВ и БВ<sub>0</sub> - БВ<sub>7</sub>) и покурской (пласты группы ПК) свит. Всего на Вынгапуровском месторождении выявлено 172 залежи углеводородов (из них 153 нефтяные, три газонефтяные, пять нефтегазоконденсатных, девять газоконденсатных и две газовые) в 54 продуктивных пластах. Основным объектом разработки является нефтяной пласт БВ-8 мегионской свиты, в котором содержится основной объем геологических запасов. Исходя из последнего проведенного пересчета запасов, было проведено объединение Вынгапуровского, Северо-Вынгапуровского, Лимбаяхского и Западно-Вынгапуровского месторождений, расположенных в пределах четырех лицензионных участков: Вынгапуровский ЯНАО, Вынгапуровский ХМАО, Новогодний (ЯНАО) и Валюнинский (ХМАО) в единое месторождение – Вынгапуровское. Пласты БВ<sub>8</sub><sup>1-1</sup> (9,0%), БВ<sub>8</sub><sup>1-2</sup> (13,3%), БВ<sub>8</sub><sup>1-3</sup> (28,8%) и БВ<sub>8</sub><sup>1-4</sup> (7,6%) содержат основной объем остаточных извлекаемых запасов нефти. Месторождение относится к группе крупных по запасам и по состоянию на 2017 год доля не разбуренных запасов составляет 15% от проектного фонда скважин. Объем остаточных извлекаемых запасов нефти по последним оценкам составляет 23 млн тонн. Общий фонд пробуренных скважин на Вынгапуровском месторождении насчитывает 2334 эксплуатационных, 13 водозаборных и 200 разведочных и поисково-оценочных скважин. Поздняя стадия разработки месторождения, а также высокая доля невыработанных запасов дают основание для

верификации (проверки на достоверность) остаточных извлекаемых запасов, выделении зон их локализации по площади и разрезу. Также выделяются проблемы, связанные с недостатками в балансовых запасах, когда выработка не соответствует запасам, а также неверный подсчет подвижных запасов углеводородов (УВ), когда начальные геологические запасы (НГЗ) умножены на коэффициент вытеснения ( $K_{\text{выт}}$ ). Остаточные извлекаемые запасы (ОИЗ), которые могут быть не вовлеченными в разработку по причине латеральной анизотропии по проницаемости в следствии макротрещиноватости, а также из-за условий осадконакопления, когда баровый комплекс, вытянутый с юга на север, требует уточнения выбранной системы разработки [1]. Остаточная нефтенасыщенность коллекторов изменяется динамически в зависимости от скорости фильтрации происходит формирование промытых каналов между нагнетательными скважинами, включенными в фонд поддержания пластового давления (ППД) и добывающими, в то время как между нагнетательными скважинами образуются зоны с неподвижной зацементированной нефтью.

Также отмечаются высокие значения обводненности продукции, которая по некоторым скважинам достигает 98%, что требует анализа данной проблемы, которая сказывается на процессе выработки остаточных извлекаемых запасов и достижении проектных значений коэффициента извлечения нефти. Среди основных проблем, которые привели к резкому росту обводненности на большей части основного фонда скважин является неправильный выбор системы разработки месторождения, который привел к более значительному снижению пластового давления, чем ожидалось на этапе планирования разработки. Несоответствие представлений о геологическом строении пласта БВ-8, в особенности в краевых зонах, несоответствие выработки запасов (55% от НИЗ) текущим высоким значениям обводненности скважин в среднем по месторождению (85%), а также отсутствие выявленных зон локализации ОИЗ и связанные с этим риски уплотняющего бурения являются наиболее важными аспектами на этапе дальнейшего планирования разработки. В данной работе рассмотрено текущее состояние эксплуатации

основного объекта разработки месторождения, в котором содержится более половины промышленных запасов нефти. Для исследования выбран участок месторождения с обращенной девятиточечной системой, по которому с помощью керновых данных и проведенных геофизических исследований скважин были оценены параметры пористости и проницаемости с последующим составлением зависимостей для построения участка геологической и гидродинамической моделей. Верификация и выработка запасов подразумевает пересмотр петрофизических зависимостей для уточнения объемов остаточных извлекаемых запасов, а также подбор необходимых геолого-технологических мероприятий, которые могут положительно повлиять на повышение нефтеотдачи и экономической эффективности проекта.

# **1 ХАРАКТЕРИСТИКА ИССЛЕДУЕМОГО ОБЪЕКТА**

## **1.1 Общие сведения о месторождении**

Вынгапуровское нефтяное месторождение расположено в большей части в пределах Ямало-Ненецкого автономного округа (Пуровский район) и на территории Ханты-Мансийского автономного округа (Нижневартовский район). В непосредственной близости от месторождения расположен поселок Вынгапуровский, а также базовый город Ноябрьск (104 км). В непосредственной близости расположены следующие разрабатываемые месторождения: Новогоднее, Повховское, Западно-Варьеганское, Ярайнерское и Вынгаяхинское (Рисунок 1.1). Согласно истории нефтедобычи в регионе, район Вынгапуровского месторождения имеет развитую и обширную инфраструктуру газо- нефтедобывающей промышленности, что позволяет вовлечение в разработку новых залежей и перспективных участков в короткие сроки с меньшими экономическими затратами [31].

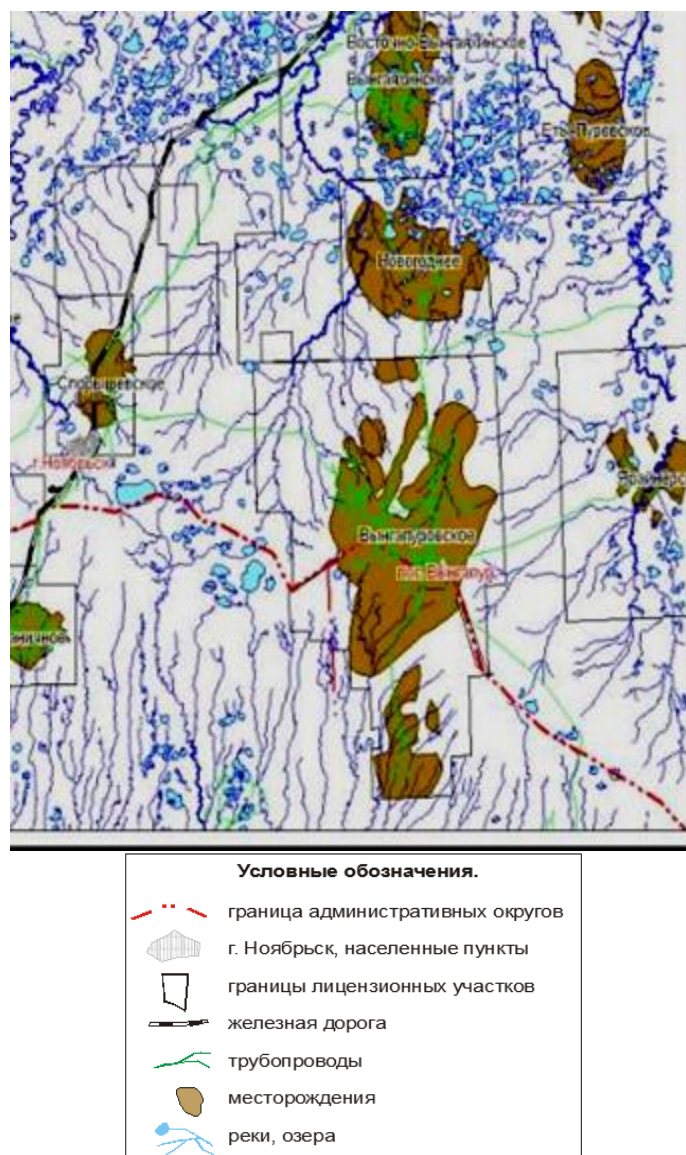
По состоянию на 2020 год, промышленная разработка месторождения состоит из добычи газа из сеноманских залежей, а также добычи нефти, залежи которых приурочены к продуктивным горизонтам неокома и юры. На территории месторождения расположены сети нефте- и газопроводов (газопровод Уренгой-Вынгапур-Челябинск-Новополоцк), а также железная дорога Уренгой-Сургут-Тюмень.

Электроснабжение производственных предприятий и населенных пунктов осуществляется по линии электропередач от Сургутской ГРЭС.

Источниками временного водоснабжения могут служить реки Ампута с притоками (бассейн реки Аган), а также многочисленные озера Тесля-То-Тяй, Этль-Ампута и др.

Вода в поверхностных водах по химическому составу гидрокарбонатно-кальциевая, ультрапресная с малым содержанием ионов  $\text{HCO}_3$  во все сезоны, что свидетельствует о наличии выщелачивающей агрессивности, а сильная заболоченность бассейна – обобщекисляющей агрессивности. Однако

использование поверхностных вод для целей хозяйственно-питьевого и технического водоснабжения весьма ограничено из-за их плохой защищенности от различных загрязнений и требует дополнительной очистки.



Для технических и технологических целей могут использоваться поверхностные воды рек Вынгапур и Ампутой с их многочисленными притоками, а также небольшими озерами.

Для нужд системы ППД используются подземные воды апт-альб-сеноманского комплекса, являющиеся близкими по химическому составу с водами нефтяных пластов и не требуют дополнительных затрат на очистку.

В геоморфологическом отношении рассматриваемая территория принадлежит к обширному району Западно-Сибирской равнины, центральную часть которого в широтном направлении пересекает гряда Сибирских Увалов. Данный район относится к сейсмически неактивным, абсолютные отметки рельефа в пределах месторождения варьируются в незначительных отметках (от +90 до +137 м).

Большинство территории занято болотистой местностью (до 65%), что вызвано значительным количеством осадков в течение года, а также слабыми явлениями дренажа территории, обусловленные развитием многолетней мерзлоты на территории. Данный регион относится к районам с избыточным увлажнением (среднегодовое количество осадков до 600 мм) с резко-континентальным климатом и значением среднегодовой температуры  $-6,7^{\circ}\text{C}$ . Глубина промерзания грунта составляет до 3 м [34].

## **1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения**

### **1.2.1 Состояние геолого-физической изученности месторождения**

*Сейсморазведочные работы.* Целенаправленные нефтегазопоисковые работы и геологическое изучение Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗСНГП) в ее центральных районах было начато в середине прошлого века. В то время, из общегеологических исследований большое значение имели мелко- и среднемасштабные гравиметрические и аэромагнитные съемки (масштабов 1:1 000000, 1:200000), а также сейсморазведочные работы различными методами. В процессе выполнения

работ изучался рельеф поверхности фундамента, структуры и разрез осадочного чехла. Результаты этих работ послужили основой для всех последующих геолого-геофизических исследований этого региона

Площадные сейсморазведочные работы методом отраженных волн (МОВ) начали проводиться с начала 70-х годов, результаты которых позволили уточнить геологическое строение района.

В период разведки Вынгапуровского месторождения (1976-1979 гг.) были проведены детализационные сейсмические работы методом общей глубинной точки (МОГТ) на территории всей Вынгапуровской площади. Основная цель проведения данных работ – детальное изучение геологического строения территории южной, северной и западной частей отчетных работ с применением профильных систем наблюдений МОГТ; подготовка малоразмерных и малоамплитудных поднятий, структурно-литологических ловушек по неокомским и юрским отложениям; выявление и трассирование зон тектонических нарушений.

С 2002 г. начато планомерное изучение лицензионного участка сейсморазведочными работами 3D. На данный момент площадь ЛУ Вынгапуровского месторождения на 100 % покрыта сейсмическими исследованиями 2Д и 3Д. Данные приведены в Таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Объемы сейсмических исследований разных лет

| Вид исследования                                   | ЯНАО | ХМАО | Всего           |
|----------------------------------------------------|------|------|-----------------|
| <b>2Д МОВ-ОГТ</b>                                  |      |      |                 |
| общая протяженность, пог. км                       | 3678 | 2455 | 6133            |
| плотность сетки сейсмопрофилей, км/км <sup>2</sup> | 1,8  | 2,0  | 1,9             |
| <b>3Д МОВ-ОГТ</b>                                  |      |      |                 |
| общее покрытие, км <sup>2</sup> (%)                | 1863 | 1068 | 2931<br>(87,6%) |
| <b>ВСП, скв.</b>                                   | 13   | 15   | 28              |

Схема геолого-геофизической изученности Вынгапуровского месторождения приведена на Рисунке 1.2.

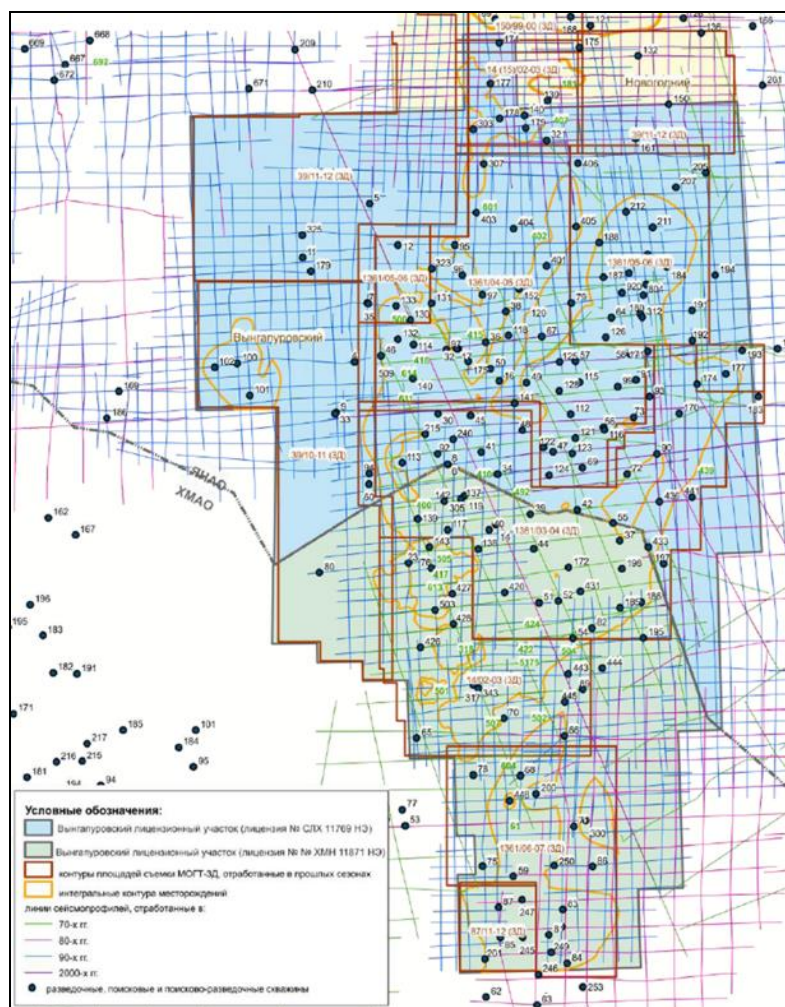


Рисунок 1.2 - Схема геолого-геофизической изученности территории Вынгапуровского лицензионного участка

**Изученность бурением.** На основании детализации строения ранее выделенных структур стала возможной постановка поисково-разведочного бурения. В пределах крупных структур был пробурен ряд скважин, вскрывших четвертичные, палеогеновые, меловые и юрские отложения и открывших месторождения нефти и газа.

### 1.2.2 Тектоника

В строении Западно-Сибирской плиты принимают участие складчатый фундамент, промежуточный комплекс и осадочный чехол. К фундаменту Западно-Сибирской плиты относится структурный комплекс, подстилающий мезозойско-кайнозойский платформенный чехол, начинающийся с нижне-

среднеюрских отложений в районах, где фундамент консолидировался в герцинский цикл тектогенеза.

В составе фундамента выделяются два структурных этажа. Нижний (или складчатый), представленный геосинклинальными, глубоко метаморфизованными, сильно дислоцированными породами докембрия и палеозоя, прорванными интрузивными образованиями различного состава и возраста. Между геосинклинальными образованиями, слагающими складчатое основание, и типично платформенными образованиями (чехлом) выделяется комплекс отложений, занимающий промежуточное положение. Этот комплекс относится к верхнему этажу домезозойского основания, поверхность которого имеет сложный расчлененный рельеф с грабенами, горстами и региональными зонами разломов.

На участках активного проявления тектонической деятельности развивалась мощная кора выветривания трещинного типа. По данным бурения и сейсморазведочных работ глубина залегания фундамента в пределах территории составляет около 4000 м.

Осадочный чехол, перекрывающий складчатые образования домезозойского основания, сложен мощной толщей мезозойско-кайнозойских отложений, накопившихся в условиях стабильного прогибания. Он характеризуется сравнительно слабой дислоцированностью, полным отсутствием метаморфизма пород. Мезозойско-кайнозойский платформенный чехол представлен терригенными отложениями, в которых имеется несколько выдержанных на большие расстояния отражающих границ.

### **1.2.3 Нефтегазоносность**

В нефтегазоносном отношении площадь месторождения расположена в пределах Вэнгапуровского нефтегазоносного района Надым-Пурской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (Рисунок 1.3).



приурочены пласты групп АВ и БВ, сверху комплекс ограничен пачкой глин верхневартовской подсвиты, а снизу – глинами мегионской свиты.

**Группа пластов БВ.** В группу пластов БВ входят пласты БВ<sub>0</sub>, БВ<sub>1</sub>, БВ<sub>2</sub><sup>0</sup>, БВ<sub>2</sub><sup>0-1</sup>, БВ<sub>2</sub><sup>1</sup>, БВ<sub>2</sub><sup>1-1</sup>, БВ<sub>2</sub><sup>2</sup>, БВ<sub>3</sub>, БВ<sub>4</sub>, БВ<sub>5</sub><sup>0-1</sup>, БВ<sub>5</sub><sup>0-2</sup>, БВ<sub>5</sub>, БВ<sub>6</sub><sup>0-1</sup>, БВ<sub>6</sub><sup>0-2</sup>, БВ<sub>6</sub>, БВ<sub>6</sub><sup>1</sup>, БВ<sub>7</sub>, БВ<sub>7</sub><sup>3</sup>, БВ-8<sup>1-1</sup>, БВ-8<sup>1-2</sup>, БВ-8<sup>1-3</sup>, БВ-8<sup>1-3-0</sup>, БВ-8<sup>1-4</sup>, БВ-8<sup>2-1</sup>, БВ-8<sup>2-2</sup>, БВ-8<sup>2-3</sup>. Нефтегазоконденсатные залежи открыты в пластах БВ<sub>2</sub><sup>0</sup> (залежи 5, 6), БВ<sub>6</sub> (залежь 3), залежь 4 в пласте БВ<sub>6</sub> – газоконденсатная.

**Горизонт БВ-8.** Горизонт БВ-8 приурочен к верхней части мегионской свиты и разбит на пять продуктивных пластов: БВ-8<sup>1-1</sup>, БВ-8<sup>1-2</sup>, БВ-8<sup>1-3</sup>, БВ-8<sup>1-3-0</sup>, БВ-8<sup>1-4</sup>. Залежи горизонта БВ-8 распространены повсеместно на всей площади месторождения и имеют северо-восточное простирание. Все залежи нефтяные.

**Пласт БВ-8<sup>1-1</sup>** продуктивен в западной части площади. В пределах пласта выделено семь песчаных линз, разделенных литологическими экранами. В пяти линзах содержатся залежи нефти.

**Пласт БВ-8<sup>1-2</sup>**. В пределах пласта БВ-8<sup>1-2</sup> выделено 10 песчаных линз, разделенных литологическими экранами. В семи линзах содержатся залежи нефти.

**Пласт БВ-8<sup>1-3</sup>**. В пределах пласта БВ-8<sup>1-3</sup> выделено семь залежей нефти.

**Пласт БВ-8<sup>1-4</sup>**. В пределах пласта выделено 15 песчаных линз, разделенных литологическими экранами. 8 песчаных линз продуктивны.

Краткая характеристика залежей группы пластов БВ-8 Вынгапуровского месторождения представлена в Таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Краткая характеристика залежей группы пластов БВ-8 Вынгапуровского месторождения

| Пласт                 | Залежь | Тип залежи | Тип залежи по фазовому состоянию | Размеры залежи |            |           | Площадь залежи, 10 <sup>3</sup> м <sup>2</sup> | Абс. отметка кровли в своде, м | Абсолютная отметка, м ВНК |
|-----------------------|--------|------------|----------------------------------|----------------|------------|-----------|------------------------------------------------|--------------------------------|---------------------------|
|                       |        |            |                                  | длина, км      | ширина, км | высота, м |                                                |                                |                           |
| БВ-8 <sup>1-1</sup>   | 1      | ПЛСтЭ      | н                                | 25.9           | 1.5-7.4    | 298.5     | 87 708                                         | 2490                           | -                         |
|                       | 2      | ПЛСтЭ      | н                                | 12.0-15.8      | 1.9-6.8    | 82        | 79 458                                         | 2481                           | 2560.1±2.4                |
|                       | 4      | ЛО         | н                                | 1.1            | 0.8        | 9         | 744                                            | 2553                           | -                         |
|                       | 5      | ПЛЭ        | н                                | 3.5            | 1.8        | 18        | 3 403                                          | 2572                           | 2590.3                    |
| БВ-8 <sup>1-2</sup>   | 1      | ПСЛО       | н                                | 62             | 2.0-8.5    | 372       | 300 285                                        | 2 486                          | -                         |
|                       | 2      | ЛО         | н                                | 0.5            | 0.5        | 7         | 228                                            | 2 587                          | -                         |
|                       | 3      | ЛО         | н                                | 1.3            | 1          | 35        | 1 045                                          | 2 550                          | -                         |
|                       | 4      | ЛО         | н                                | 1.4            | 0.7        | 35        | 797                                            | 2 534                          | -                         |
|                       | 5      | ЛО         | н                                | 0.5            | 0.3        | 6         | 138                                            | 2 515                          | -                         |
|                       | 6      | ПЛЭ        | н                                | 0.8            | 0.3        | 6         | 179                                            | 2 535                          | 2540.8                    |
|                       | 7      | ЛО         | н                                | 0.7            | 0.5        | 13        | 281                                            | 2 628                          | -                         |
| БВ-8 <sup>1-3-0</sup> | 1      | ПЛО        | н                                | 1.6            | 0.4-0.8    | 70        | 997                                            | 2615                           | 2684.8±1.5                |
|                       | 2      | ПЛО        | н                                | 1.1            | 0.8        | 38        | 592                                            | 2615                           | 2653.2±2.5                |
|                       | 3      | ПЛЭ        | н                                | 0.9            | 0.1-0.4    | 28        | 168                                            | 2618                           | 2646.5                    |
|                       | 4      | ПЛЭ        | н                                | 1.5            | 0.8        | 24        | 938                                            | 2536                           | 2560                      |
| БВ-8 <sup>1-3</sup>   | 1      | ЛО         | н                                | 55.1           | 2.4-10.6   | 348       | 365 164                                        | 2540                           | -                         |
|                       | 2      | ПЛЭ        | н                                | 1              | 0.4        | 44        | 456                                            | 2647                           | 2690.7                    |
|                       | 3      | ПЛЭ        | н                                | 0.5            | 0.1-0.2    | 9         | 68                                             | 2706                           | 2715.2                    |
|                       | 4      | ЛО         | н                                | 2.4            | 0.8        | 39        | 1 745                                          | 2588                           | -                         |
|                       | 5      | ПЛЭ        | н                                | 1.4            | 0.6        | 13        | 622                                            | 2605                           | 2618.1                    |
|                       | 6      | ПЛЭ        | н                                | 1.9            | 0.5-1.0    | 4         | 1 350                                          | 2612                           | 2616.4                    |
|                       | 7      | ПСЛЭ       | н                                | 0.7            | 0.4        | 1         | 235                                            | 2615                           | 2616                      |

Продолжение таблицы 1.2

|                     |   |       |   |      |         |     |         |      |                         |
|---------------------|---|-------|---|------|---------|-----|---------|------|-------------------------|
| БВ-8 <sup>1-4</sup> | 1 | ПЛЭ   | н | 6.7  | 1.8-3.1 | 39  | 17 051  | 2678 | 2716.9                  |
|                     | 2 | ПЛСтЭ | н | 32   | 2.6-8.2 | 169 | 164 623 | 2709 | 2858                    |
|                     | 4 | ЛО    | н | 1    | 0.5     | 11  | 452     | 2708 | -                       |
|                     | 5 | ЛО    | н | 2.8  | 2       | 54  | 5 007   | 2636 | -                       |
|                     | 6 | ПЛЭ   | н | 4.8  | 4.6     | 69  | 15 226  | 2639 | 2708.2                  |
|                     | 7 | ЛО    | н | 3.6  | 2.2     | 43  | 6 330   | 2600 | -                       |
|                     | 8 | ЛО    | н | 2.2  | 1.9     | 24  | 2 983   | 2616 | -                       |
| БВ-8 <sup>2-1</sup> | 1 | ПЛЭ   | н | 2.3  | 1.8     | 22  | 3 908   | 2636 | 2658.1                  |
|                     | 2 | МЛЭ   | н | 2.3  | 0.7     | 8   | 1 453   | 2656 | 2663.9                  |
|                     | 3 | ПСЛЭ  | н | 10.2 | 0.5-5.6 | 36  | 31 016  | 2614 | 2649.4±1.6              |
|                     | 4 | ЛО    | н | 1.6  | 0.5     | 14  | 761     | 2621 | -                       |
|                     | 5 | ЛСтО  | н | 1.9  | 0.6     | 22  | 1 239   | 2642 | -                       |
| БВ-8 <sup>2-2</sup> | 1 | ПЛЭ   | н | 2.5  | 0.6-1.0 | 13  | 1 859   | 2629 | 2642.3                  |
|                     | 2 | ЛО    | н | 13   | 2.1-4.8 | 64  | 46 534  | 2608 | 2671.8±1                |
| БВ-8 <sup>2-3</sup> | 1 | ПЛЭ   | н | 1.1  | 1       | 5   | 843     | 2651 | 2656.4 <sub>±</sub> 1.6 |
|                     | 2 | ПСЛО  | н | 11.3 | 0.8-5.1 | 40  | 27 815  | 2616 | 2656.4 <sub>±</sub> 1.6 |

Примечание:

ПС – пластово-сводовая; ЛО – литологически ограниченная; ПЛЭ – пластовая литологически экранированная; ПЛСтЭ – пластовая литологически и стратиграфически экранированная; ПСЛЭ – пластовая сводовая литологически экранированная; ПСТЭ – пластовая сводовая тектонически экранированная; ЛСтО – литологически и стратиграфически ограниченная; МЛЭ – массивная литологически экранированная.

## 1.3 Гидрогеологические и инженерно-геологические условия месторождения

### 1.3.1 Температурные условия недр

Для изучения температурного режима Вынгапуровского месторождения почти во всех пробуренных скважинах при испытании в процессе опробования пластов были проведены точечные замеры пластовой температуры, а также в отдельных скважинах проведена запись фоновых температур [8]. Точечные замеры температур приурочены, в основном, к продуктивным пластам и характеризуют нижнюю часть разреза. Наиболее полная картина распространения температур по разрезу осадочных пород Вынгапуровского месторождения представлена на Рисунке 1.4

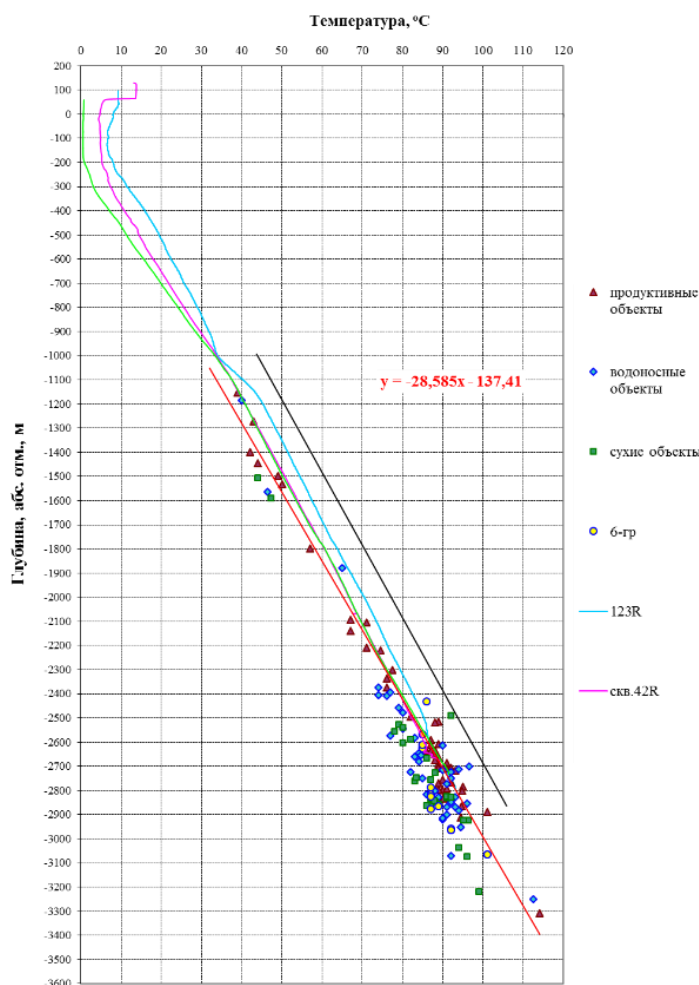


Рисунок 1.4 - Геотермическая характеристика разреза Вынгапуровского месторождения

### **1.3.2 Режим залежей**

Данные о замерах статических уровней пластовых вод при исследовании разведочных скважин Вынгапуровского месторождения отсутствуют. Положение статических уровней пластовых вод горизонта БВ-8 на ряде скважин определено расчетным способом. Глубина их установления изменяется от 450 до 905 м. Определенной закономерности в распространении положения статических уровней по структуре не выявлено, возможно, из-за недостаточной тщательности гидрогеологических исследований (недослеженности восстановления уровней, невысокой техники замеров и пр.).

Учитывая напорный характер пластовых вод, существование региональной гидродинамической связи между водоносными горизонтами, а также малый темп падения давления при интенсивной разработке основной залежи пласта БВ-8, в процессе разработки залежей пласта БВ-8 предполагается развитие эффективного упруговодонапорного режима, осложненного литологическим фактором.

### **1.3.3 Свойства и состав пластовых флюидов**

По результатам исследования представительных глубинных проб нефти методом стандартной сепарации получены следующие параметры: газосодержание –  $140 \text{ м}^3/\text{м}^3$  ( $168 \text{ м}^3/\text{т}$ ), объемный коэффициент – 1,465, плотность сепарированной нефти –  $835 \text{ кг}/\text{м}^3$ . По результатам исследования глубинных проб нефти методом ступенчатой сепарации газосодержание составило  $105 \text{ м}^3/\text{м}^3$  ( $127 \text{ м}^3/\text{т}$ ), объемный коэффициент – 1,342, плотность сепарированной нефти –  $822 \text{ кг}/\text{м}^3$ . Давление насыщения – 13,9 МПа, динамическая вязкость пластовой нефти – 0,61 мПа·с.

Газ, выделившийся из нефти при ступенчатой сепарации, содержит: метана – 66,033 % моль, этана – 9,019% моль, пропана – 13,62 % моль, бутанов – 7,635 % моль, пентанов – 1,909 % моль, углеводородной группы  $\text{C}_{6+}$  – 0,522 % моль. Содержание неуглеводородных компонентов составляет: углекислого

газа – 0,122 % моль, азота – 1,140 % моль. Гелия, аргона, водорода и сероводорода не обнаружено. Абсолютная плотность газа составляет 1,074 кг/м<sup>3</sup>, относительная по воздуху – 0,891.

По результатам исследования физико-химической характеристики поверхностных проб нефть легкая (плотность при 20°C составляет 831 кг/м<sup>3</sup>), малосернистая (содержание серы – 0,26 % масс.), парафиновая (содержание парафинов – 3,01 % масс.), смолистая (содержание смол силикагелевых – 4,91 % масс.), маловязкая (кинематическая вязкость при 20°C составляет 6,36 мм<sup>2</sup>/с). Температура начала кипения составляет 59,9°C. Выход легких фракций до 300°C – 53% об.

#### **1.4 Результаты гидродинамических исследований скважин**

Целью гидродинамических исследований скважин (ГДИ) является обеспечение проектных и производственных предприятий информацией, необходимой для проектирования, анализа и регулирования разработки залежей.

Полученные параметры используются при оптимизации работы скважин и планировании интенсификации притока из них, при обосновании гидродинамических параметров для проектных документов по разработке нефтяных месторождений, гидродинамического моделирования.

Ценность параметров, определяемых в результате гидродинамических исследований, заключается в том, что они характеризуют пласт в каком-то его объеме на значительном расстоянии от забоя скважины, т.е. имеют интегральный характер, в отличие от точечного характера геофизических и петрофизических исследований.

**Группа пластов БВ-8** представлена пятью пластами – БВ-8<sup>1-1</sup>, БВ-8<sup>1-2</sup>, БВ-8<sup>1-3</sup>, БВ<sub>2</sub><sup>1-3-0</sup> и БВ<sub>5</sub><sup>1-4</sup>, на всех этапах разведки и доразведки испытана 110 скважинами, опробовано 143 объекта.

Из общей доли испытанных объектов 17 % дали при испытании фонтанные притоки нефти дебитом от 5,4 до 235 м<sup>3</sup>/сут. При этом

преобладают притоки интенсивностью более 50 м<sup>3</sup>/сут, а среднее значение дебита составляет 67,7 м<sup>3</sup>/сут. На территории ЯНАО это скважины №№ 34Р, 50Р, 56Р, 57Р, 69Р, 73Р, 118Р, 402Р, а в ХМАО - скважины №№ 39Р, 44Р, 185Р, 420Р, 422Р, 423Р, 424Р, 427Р, 507ПО. По части скважин при испытаниях на штуцерах малого диаметра отмечены процессы гидратообразования в проточном участке фонтанного подъемника. В притоке вместе с нефтью присутствовал газ. Газовый фактор в зависимости от расположения скважины и создаваемой на забое депрессии изменялся в пределах 21 – 2109 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Среднее значение замеренного газового фактора составило 210 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

В Таблице 1.3 приведены средние показатели, полученные по результатам испытаний разведочных скважин группы пластов БВ-8.

В Таблице 1.4 приведены средние характеристики, полученные в результате испытаний разведочных скважин по пластам группы БВ-8.

Таблица 1.3 - Результаты испытаний группы пластов БВ-8

| Наименование                                      | Количество |           | Диапазон значений | Среднее значение |
|---------------------------------------------------|------------|-----------|-------------------|------------------|
|                                                   | скважин    | испытаний |                   |                  |
| Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут               | 89         | 110       | 0,1 - 323,5       | 28,2             |
| Дебит нефти, м <sup>3</sup> /сут                  | 65         | 80        | 0,05 – 297,6      | 30,4             |
| Дебит газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут               | 13         | 16        | 0,2 - 123,0       | 27,5             |
| Обводненность, %                                  | 83         | 100       | 0,0 - 100,0       | 25,3             |
| Начальное давление пласта, МПа                    | 60         | 80        | 20,8 – 31,8       | 28,0             |
| Начальная температура пласта, °С                  | 83         | 99        | 67,0 - 96,5       | 83,3             |
| Продуктивность, м <sup>3</sup> /(сут·МПа)         | 58         | 75        | 0,01 - 45,0       | 4,1              |
| Гидропроводность, Д*см/сПз                        | 29         | 40        | 0,3 – 72,2        | 10,1             |
| Проницаемость, мкм <sup>2</sup> ×10 <sup>-3</sup> | 19         | 26        | 0,1 – 86,6        | 13,6             |

Таблица 1.4 - Основные характеристики пластов группы БВ-8

| Пласт                       | Абсолютная отметка ВНК, м               | Начальное пластовое давление (на ВНК), МПа | Начальная пластовая температура, °С | Проницаемость, мкм <sup>2</sup> ×10 <sup>-3</sup> | Продуктивность, м <sup>3</sup> /(сут*МПа) |
|-----------------------------|-----------------------------------------|--------------------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------------------------|-------------------------------------------|
| Пласт БВ-8 <sup>1-1</sup>   | 2560,1;<br>2590,3                       | 27,7                                       | 80,0                                | 13,0                                              | 5,8                                       |
| Пласт БВ-8 <sup>1-2</sup>   | 2540,8                                  | 27,6                                       | 82,9                                | 3,8                                               | 5,1                                       |
| Пласт БВ-8 <sup>1-3</sup>   | 2616,0;<br>2618,1;<br>2690,7;<br>2715,2 | 28,0                                       | 84,8                                | 16,5                                              | 2,8                                       |
| Пласт БВ-8 <sup>1-3-0</sup> | 2560,0;<br>2646,5;<br>2563,2;<br>2684,8 | -                                          | -                                   | -                                                 | -                                         |
| Пласт БВ-8 <sup>1-4</sup>   | 2708,2;<br>2716,9;<br>2858,0            | 29,1                                       | 86,4                                | -                                                 | 1,1                                       |

### 1.5 Анализ структуры фонда скважин и показателей их эксплуатации

В целом по Вынапуровскому месторождению проектный фонд составляет 3281 нефтяных (в т.ч. 2208 добывающих, 1054 нагнетательных и 19 водозаборных) и 22 газовых скважины. Основная доля общего фонда приходится на основной объект БВ-8 – 75%, по объектам БВ-8<sup>2</sup> и ЮВ<sub>1</sub> по 6,1%, по объектам БВ<sub>2</sub> и БВ<sub>5</sub> по 2,5%, по остальным объектам, водозаборным и скважинам совместной эксплуатации меньше 2,5% скважин. Распределение общего фонда скважин по объектам представлено на Рисунке 1.5. Разработка объекта БВ-8 находится на III стадии - этапе стабилизации добычи нефти. Все пласты объекта разрабатываются.

Гидродинамические исследования проведены по всем пластам объекта, результаты приведены в целом по объекту. В добывающих скважинах

пластовое давление и продуктивность остается примерно на том же уровне, за счет бурения новых горизонтальных скважин, горизонтальных боковых стволов и перевода скважин из неработающих категорий, также наблюдается снижение скин-фактора. По результатам исследований нагнетательных скважин можно сказать, что приемистость и удельная приемистость остались почти на том же уровне, при снижении репрессии уменьшается дебит закачиваемой воды.

Существующая энергетическая ситуация на объекте БВ-8 (повышенные пластовые давления и высокие значения компенсации) дает возможность поддерживать постоянные дебиты жидкости и обеспечивает устойчивую выработку запасов нефти.

Таким образом, на дату анализа энергетическое состояние объекта БВ-8 можно считать удовлетворительным. Среднее пластовое давление по объекту разработки составило: в зоне отбора – 287,6 атм; в зоне нагнетания – 354 атм; по объекту в целом – 296 атм, что на 16 атм выше первоначального.

Наиболее стабильная энергетическая ситуация отмечается в центральной и южной частях объекта БВ-8<sup>1</sup>, где реализована обращенная девятиточечная система заводнения, а также в северной части объекта, где разработка пласта ведется по трехрядной блочной системе.

Объект БВ-8 является основным, введен в разработку в 1982 году, характеризуется средним показателем выработки запасов, отбор от НИЗ составил 50,2 %, текущий КИН – 0,189 (утвержденный – 0,377). За период эксплуатации объекта накопленная добыча нефти составила 69 506 тыс.т нефти, жидкости – 169 463,9 тыс.т.

Освоение системы ППД началось с 1983 г. На сегодняшний день на пласте реализованы четыре основные системы разработки:

- обращенная девятиточечная система в центральной части (плотность сетки 25 га/скв с уплотнением до 20 га/скв);
- трехрядная система на севере - плотность сетки 21,6 га/скв;

- очагово-избирательная система на северо-западе (плотность 21,6 га/скв с уплотнением до 12,5 га/скв;

- в юго-западной, восточной и юго-восточной частях залежи – обращенная семиточечная система плотностью 31,2 – 48,9 га/скв.

Всего в продуктивные пласты закачано 272 793 тыс. м<sup>3</sup> воды, что позволило компенсировать отборы жидкости закачкой на 126,4 %.

За период разработки объекта в эксплуатации пребывало 1821 добывающая скважина. В целом по объекту площадь, приходящаяся на одну скважину, участвовавшую в разработке, составляла 51,6 га/скв. Соотношение действующих добывающих и нагнетательных скважин – 1:2.

Состояние выработки запасов нефти по линиям выбранных профилей характеризуется следующим образом:

- максимальная выработка запасов нефти объекта БВ-8 отмечается в районе действия нагнетательных скважин. За период эксплуатации нагнетательных скважин отмечается достаточно равномерная работа всей части перфорированного интервала;

- отмечается обводнение пласта закачиваемой водой;

- пласт обводняется по наиболее проницаемым пропласткам;

- по результатам исследований методом импульсно нейтрон-нейтронного каротажа (ИННК) в подошвенной части пласта отмечаются зоны с нефтяными пропластками, которые слабо вырабатываются, либо не охвачены выработкой. В подобных участках запланирована программа ГТМ для выработки остаточных запасов нефти.

Как было отмечено ранее, разработка объекта осуществляется по нескольким системам: очагово-избирательной (в северо-западной части объекта), трехрядной (северная часть объекта), обращенной девятиточечной (центральная и южная части объекта), обращенной семиточечной (в юго-западной, юго-восточной, восточной частях объекта), а в последние годы разработки в краевых зонах объекта осваивается комбинированная система разработки с применением горизонтальных скважин.

Стоит отметить, что на участках обращенной семиточечной и комбинированной систем до 2000 – 2002 гг. разработка велась единичными скважинами. В связи с низкой разбуренностью объекта по краевым участкам, отбор запасов происходит неравномерно. Для более детальной оценки выработки запасов нефти и оценки эффективности реализуемых систем разработки площадь объекта БВ-8 разделена на 74 блока (Рисунок 1.5):

- блоки 1 – 5 соответствуют очагово-избирательной системе разработки;
- блоки 6 – 16 соответствуют трехрядной системе разработки;
- блоки 18 – 23, 25 – 31, 36 – 42, 45 – 47, 51 – 54, 57, 59 охватывают девятиточечную систему разработки;
- блоки 48, 55, 60 – 74 – семиточечная система разработки;
- блоки 17, 24, 32 – 35, 43 – 44, 49 – 50, 56, 58 – комбинированная система разработки.

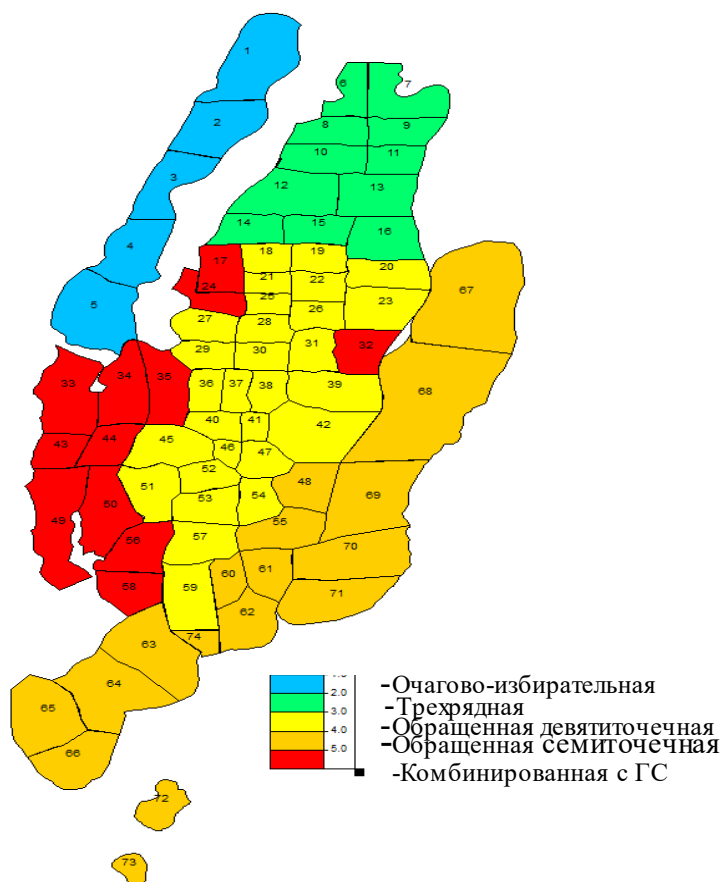


Рисунок 1.5 – Схема расположения блоков по объекту БВ-8

Наилучшими текущими и прогнозными показателями выработки запасов характеризуются блоки, разрабатываемые по девятиточечной системе. В целом по системе текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) – 0,266 при обводненности 83,3 %, прогнозный – 0,333.

- блоки данного участка расположены, в основном, в центральной части объекта, обладающей лучшими геологическими свойствами;
- разработка участка ведется с 1982 г.;
- для более эффективного извлечения остаточных запасов нефти в данном районе рекомендуется проведение зарезок боковых стволов в сторону сформировавшихся целиков нефти.

В меньшей степени выработаны блоки, разрабатываемые по трехрядной, очагово-избирательной и семиточечной системам разработки [14].

## **2 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР ВЫРАБОТКИ ОСТАТОЧНЫХ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ВЫНГАПУРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

### **2.1 Особенности месторождений, находящихся на поздних стадиях разработки**

В последние годы отмечается изменения структуры запасов углеводородов в России и в целом в мире. Это связано с тем, что традиционные запасы истощаются вследствие высокой выработки, тем самым необходимым является разработка трудноизвлекаемых запасов с подбором наиболее подходящих технологий на новых месторождениях, а также повышение коэффициента извлечения на истощенных месторождениях. В целом по России крупные и уникальные по своим запасам месторождения, открытые еще в Советские времена, такие как Ромашкинское, Приобское, Самотлорское и др., находятся на третьей или завершающей стадиях разработки [20]. Поздняя стадия разработки обычно характеризуется снижением пластового давления, ростом обводненности добываемой продукции, величина которой на работающих скважинах может достигать 98-99%, ухудшением характеристик призабойной зоны пласта, а также износом всех линий по добыче и транспортировке добываемых углеводородов [18].

Исходя из появившихся новых представлений об остаточных извлекаемых запасах, возникает необходимость в изменении технологий разработки, а также в усовершенствовании методик воздействия на пласт для повышения экономической эффективности. Необходимыми являются доуточнение данных по геологии месторождений, учитывать данные по изменениям в петрофизических и фильтрационных характеристиках пластов-коллекторов [30].

К поздней стадии разработки относятся месторождения, которые характеризуются высокими значениями ( $>90\%$ ) обводненности в добываемой продукции с выработкой от доли НИЗ выше 70%. Характеристика энергетического состояния залежи на нефтяных месторождениях

подразумевает под собой создание системы ППД для поддержания пластового давления и обеспечения стабильных темпов отборов УВ. Тем самым образуется контакт двух сред: вытесняющий агент и остаточная в залежи нефть, а также гравитационный градиент из-за разницы в удельном весе двух жидкостей [17].

Согласно принятой в 2009 году Госпрограмме инновационного развития и повышения энергоэффективности топливно-энергетического комплекса, в качестве основных мер по поддержанию заданных уровней добычи углеводородов на месторождениях России, необходимо:

- увеличить коэффициент извлечения путем увеличения коэффициента охвата для вовлечений в разработку недренируемых ранее запасов углеводородов;
- обратить внимание на проблемы использования попутно добываемого нефтяного газа;
- увеличить глубину переработку нефти [20].

В качестве основных осложнений в процессе разработки выступают геологические и технические параметры. Кряквин Д.Д. выделяют следующие осложнения геологического характера на примере Медвежьего месторождения:

- образование жидкостных пробок;
- образование конусов воды, которые образуются в нижних интервалах перфорации с последующим скачком в доли воды в продукции скважин, что в свою очередь может вызвать образование гидратных пробок в период остановок скважин;
- в ходе выработки запасов из газовой шапки – подъем уровня газонефтяного контакта, что также вызывает рост обводненности продукции;
- ухудшение призабойной зоны пласта (ПЗП) может быть вызвано разрушением скелета продукции в ходе эксплуатации скважин, что является причиной выноса больших объемов песка на забое скважин [15].

## 2.2 Анализ разработки Вынгапуровского месторождения

Вынгапуровское КП, которое представлено брахиантиклиналью северо-восточного простирания, осложненной мелкими куполками, имеет длину структуры больше 38 км с высотой в 106 м [11].

Месторождения характеризуются широким стратиграфическим диапазоном нефтеносности. Залежи месторождений отличаются по свойствам и по типу насыщающего флюида (газ, нефть, конденсат). Залежи нефти пластовые, сводовые и в большинстве случаев частично литологически экранированные [20].

Вынгапуровское нефтегазоконденсатное месторождение было впервые открыто в 1968, когда первые газовые залежи были обнаружены. Начальные балансовые запасы крупной газовой залежи, приуроченной к сеноманским отложениям, находится в разработке с 1978 года и насчитывает 291 млрд м<sup>3</sup> запасов газа [39]. В процессе проводимых дальнейших разведочных работ нефтегазоносность была подтверждена в пластах группы БВ и ЮВ, а также ачимовской толще. Самой большой залежью является залежь пласта БВ-8, занимающей площадь свыше 430 км<sup>2</sup>. Эксплуатация данного объекта находится на третьей стадии разработки, для которой характерны значительная выработка запасов, высокие значения обводненности, увеличение выбытия скважин из эксплуатации [40]. На 2012 год на балансовом фонде Вынгапуровского месторождения числилось свыше 2200 скважин при эксплуатационном фонде добывающих скважин, который насчитывает 700, к нерабочему фонду относится свыше 20% скважин. Обводненность свыше 50% отмечена в 150 скважинах, тем самым отмечается необходимость борьбы с резким ростом обводненности на фонде добывающих скважин [42].

Основными причины бездействия скважин – отсутствие притока и циркуляции, а также достижение проектных уровней обводненности продукции. Заколонная циркуляция, а также негерметичности в муфтовых соединениях и по «телу» эксплуатационной колонны (ЭК) требуют проведения большого объема ремонтно-изоляционных работ (РИР). Вывод

скважин из бездействия после ремонта также имеет осложнения, связанные с падением дебитов по воде и превышением значений начального пластового давления вследствие неверно выбранных объемов закачки по нагнетательным скважинам и, как следствие, увеличенными значениями компенсации [39].

Сохранение проектных уровней добычи углеводородов может быть достигнуто путем проведения качественного и своевременного капитального ремонта скважин (КРС). В результате работ часть скважин могут показывать дебиты по нефти ниже, чем до проведения ремонта. Это может быть объяснено переводом на эксплуатацию вышележащих пропластков с ухудшенными коллекторскими свойствами, кольматацией ПЗП в процессе проведения КРС [17].

### **2.3 Проблема высокой обводненности на действующем фонде скважин**

Средняя обводненность по основному объекту БВ-8 Вынгапуровского месторождения достигает 72%. Снижение значения водонефтяного фактора является одной из основных задач на месторождении. Негативное воздействие преждевременного обводнения скважин ведет за собой рост экономических затрат на подготовку воды для обратной закачки в пласт. Также отмечается объем незатронутых разработкой целиков нефти в результате формирования промытых каналов [41].

Изменение направления фильтрационных потоков является одним из способов для дополнительного вовлечения в разработку объемов углеводородов, это может быть достигнуто путем переключения работы отдельных скважин или их рядов. Технология выравнивания профилей приемистости (ВПП), в результате которой происходит вовлечение в разработку дополнительных объемов из-за изменения кинематики потоков нагнетаемого агента. Снижение фильтрационных характеристик высокопроницаемых интервалов вызовет вовлечение в разработку новых ранее недренируемых интервалов пластов. История разработки

Вынгапуровского месторождения показывает около 10 успешно проведенных технологий физико-химического воздействия. Как результат, были созданы фильтрационные барьеры в высокопроницаемых каналах для вовлечения в разработку ранее недренируемых интервалов пластов [2].

Данный тип обработок действующего фонда скважин с применением дисперсных, полимерных и эмульсионных систем позволил снизить обводненность продукции и повысить дебиты по нефти. Как результат, на фонде скважин, затронутым данным типом воздействия, произошло сокращение объемов попутно добываемой воды на 75 тыс. тонн. Средний рост дополнительной добычи нефти составил 1,2 т/сут на скважину. Согласно данным по истории применения данного типа воздействия на пласт, за период с 2006 по 2014 год на основном объекте разработки БВ-8 дополнительная добыча составила свыше 2% от добычи нефти в целом по объекту [44].

Вторичные методы увеличения нефтеотдачи, которые нашли широкое применение на Вынгапуровском месторождении вследствие ускоренных темпов отборов, а также неверно выбранной системы разработки с увеличенными объемами закачки стали причиной раннего обводнения части эксплуатационного фонда скважин, работающих на высокопроницаемых интервалах. Благодаря данной технологии происходит увеличение объемов включенных в работу интервалов, что положительно сказывается на коэффициенте охвата и КИН в целом по продуктивному горизонту. Привлечение к прогнозированию эффекта от воздействия данной технологии с помощью геологического и гидродинамического моделирования позволяет повысить коэффициент успешности методов до 80-90% [45].

Технология выравнивания профилей приемистости (ВПП) скважин является важной технологией, обеспечивающей снижение обводненности добываемой продукции, тем самым обеспечивая повышение технико-экономических показателей разработки месторождений. За период 2006-2013 годов на месторождении было проведено свыше 300 обработок в нагнетательных скважинах [23].

Характеристика указанных выше методов по их удельной эффективности представлена на Рисунке 2.1.

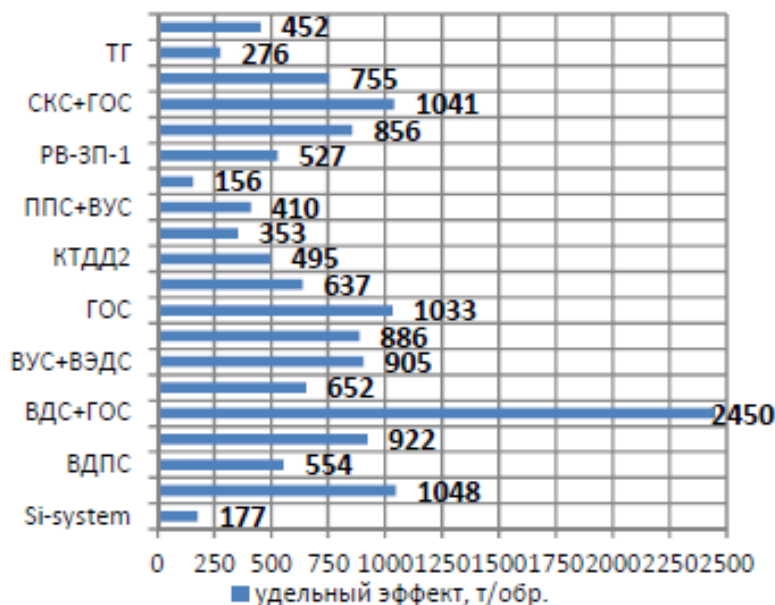


Рисунок 2.1 – Распределение эффективности технологий

Анализ секторов по действующим скважинам Вынгапуровского месторождения выявляет проблему заколонной циркуляции (ЗКЦ) по стволу скважин, что впоследствии было подтверждено по результатам шумометрии. Ухудшение качества цементного камня в обсадных колоннах является причиной увеличения доли воды в продукции, получаемой на устье добывающих скважин. Большие сроки эксплуатации являются причиной разрушения цемента, неплотного контакта цементного камня с обсадной колонной и горной породой. Помимо снижения добычи углеводородов, также увеличивается количество ремонтных работ, снижается экологическая безопасность, а также эффективность работы действующего фонда скважин, что, в конечном счете, влияет на экономику проекта. Проведенные исследования по проверке качества цементного камня показали, что каждая пятая скважина, в которой проводилась цементометрия, имеет неудовлетворительное качество цемента.

Строительство новых скважин должно быть проведено с учетом правильно запланированной технологии проверки качества цемента,

необходимо проведение инклинометрии и цементометрии на каждом интервале бурения необходимо для правильных расчетов объемов тампонажного раствора. Расхаживание обсадной колонны в процессе цементировки является необходимой операцией в процессе цементировки для создания герметичной крепи. В случае бурения ННС и ГС необходима установка центрирующих элементов по всему стволу. Применение буферной жидкости пониженной вязкости поможет полному вытеснению промывочной жидкости тампонажным раствором. Также применение пластифицирующих добавок, понизителей фильтрации, добавок, уменьшающих сроки схватывания, способствует повышению качества крепления ЭК. Все указанные выше рекомендации реализуются в производственных условиях Вынгапуровского месторождения [24].

#### **2.4 Верификация остаточных извлекаемых запасов**

Залежь пласта БВ-8 относится к группе литологически экранированной с большим количеством изолированных песчаных линз. Группа пластов БВ-8 сложена чередованием различных глинистых, песчаных и алевроитовых прослоев различной степени сортировки терригенного материала [22]. Высокие значения начальной обводненности скважин, которые обусловлены завышенными показателями гидрофильности пород-коллекторов, приводят к отключению от разработки прослоев с низкими значениями проницаемости из-за образования водонефтяных эмульсий. Все указанные выше причины негативно влияют на весь процесс выработки запасов Вынгапуровского месторождения, требуют проведения дополнительных методов по интенсификации добычи для поддержания заданных значений текущего коэффициента нефтеотдачи [20].

Несоответствие представлений о геологическом строении пласта БВ-8, в особенности в краевых зонах, несоответствие выработки запасов (55% от НИЗ) текущим высоким значениям обводненности скважин в среднем по месторождению (85%), а также отсутствие выявленных зон локализации ОИЗ

и связанные с этим риски уплотняющего бурения являются наиболее важными аспектами на этапе дальнейшего планирования разработки. К возможным решениям (верификация) данных проблем являются:

- Переработка сейсмических кубов в пределах Новогоднего и Вынгапуровского ЛУ;
- По разведочным и поисковым скважинам петротипизация разреза БВ-8 в пределах выделенных продуктивных линз, выделение петротипов;
- Получение новых зависимостей коэффициента пористости от коэффициента проницаемости в пределах выделенных петротипов на основании данных ГИС и керна, отобранного на разных интервалах продуктивного пласта БВ-8 по нескольким скважинам [32].

Повторная интерпретация полученных зависимостей по пласту БВ-8 в пределах выделенных линз необходима по причине низкого качества корреляции существующих данных РИГИС с работой скважин, в то же время старые петрофизические зависимости некорректно характеризуют параметры ФЕС [5].

Клиноформенное строение песчаных линз (Рисунок 2.2), которые простираются в субмеридиальном направлении, сформировались в результате процесса поступательного продвижения бровки шельфа с востока на запад. Выделяется три основных типа фаций в пласте БВ-8:

- фации конусов выноса, формирование которых обусловлено действием силы гравитации над песчано-алевритистым материалом;
- фации песчаников, приуроченных к мелководно-морским баровым отложениям;
- фации транзитных каналов и разрывных течений, в результате действия которых, баровые отложения были прорезаны в широтном направлении.

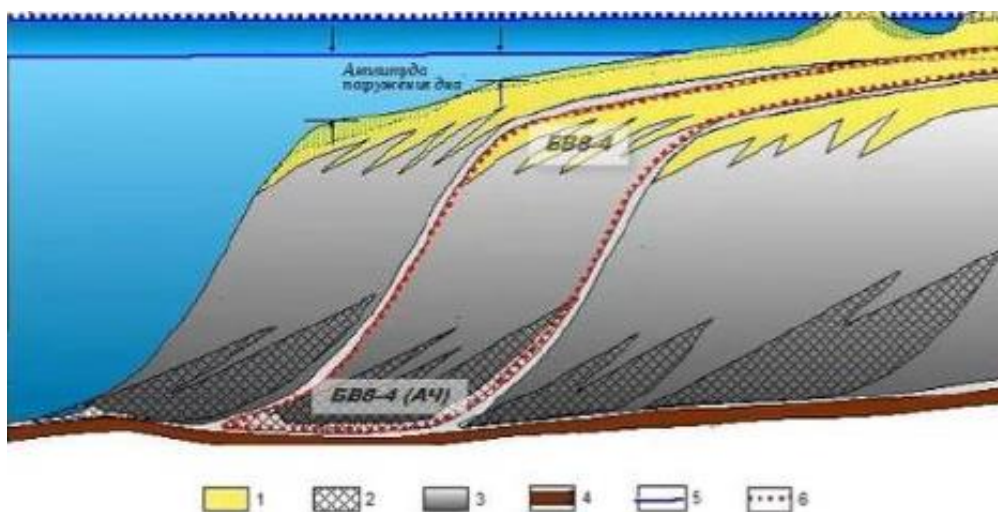


Рисунок 2.2 – Принципиальная схема клиноформенного строения пласта БВ-8: 1 – шельфовые пласты; 2 – ачимовские пласты; 3 – склоновые отложения; 4 – баженовская свита; 5 – волновой базис; 6 – пример строения линзы [7]

Пласт БВ-8 замещен с севера, запада и юга непроницаемыми породами и литологически сложен резко дифференцированными песчано-глинистыми отложениями, обусловившими геологическую неоднородность и невыдержанность коллекторов, как по площади, так и по разрезу.

В результате анализа данных гидродинамических и геофизических исследований в скважинах, наблюдается ухудшение фильтрационно-емкостных свойств в северной части по сравнению с южной, а также уменьшение доли коллектора от кровельной к подошвенной части в результате ярко выраженной анизотропии проницаемости по всему разрезу. Основная залежь пласта БВ-8 ограничена со всех сторон зонами замещения и выклинивания коллекторов. Все указанные выше закономерности перераспределения осадков, а также преобладание трех основных типов фаций, указывают на очень сложное геологическое строение пласта БВ-8.

Верификация ОИЗ помогает в идентификации зон их локализации по основным целевым пластам. Пересчет петрофизических параметров и зависимостей с учетом новых параметров отсечения (пористость, насыщенность, проницаемость, литология) поможет в усовершенствовании построенной геологической модели. Это может быть достигнуто путем проведения дополнительных ГИС с последующей интерпретацией керновых

данных и их сопоставления. Подход к верификации остаточных извлекаемых запасов, а также мероприятий, направленных на уточнение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивных интервалов, позволит вовлечь в разработку остаточные запасы, снизит риски, увеличит точность построенных геологической и гидродинамической модели месторождения и увеличит эффективность проводимых ГТМ на месторождении [7].

## **2.5 Трассерные исследования скважин**

Трассерные исследования скважин являются альтернативным вариантом по уточнению фильтрационных потоков в продуктивном интервале, распределению потоков фильтрации в пласте. Выбор оптимальной работы нагнетательных скважин, а также схемы их размещения подтверждается с помощью данного вида исследования.

Суть данного метода заключается в закачке в нагнетательной скважину специального раствора определенного объема с последующим нагнетанием вытесняющего агента в соответствии с принятой технологической схемой. Через определенный промежуток времени в зависимости от положения анализируемых скважин на месторождении происходит отбор проб флюидов для дальнейшего анализа в лабораторных условиях. При обнаружении трассера делается заключение о наличии гидродинамической связи между анализируемой добывающей и нагнетательной скважиной, в которую закачен трассер. Данный тип исследования позволяет оценить распределение потоков нагнетаемой в пласт воды между скважинами, подверженными влиянию системы ППД. Оцененная степень фильтрационной неоднородности выявляет высокопроницаемые интервалы участки пласта, по которым происходит основной объем фильтрации УВ [9]. Проведение трассерных исследований необходимо для оценки эффективности проведенных ГТМ на месторождении. Данная методика имеет свое применение на каждой из стадий жизни месторождения. На начальной и второй стадии разработки данный тип исследований позволяет отредактировать стратегию разбурирования

месторождения, а также уточнить параметры разработки. На третьей стадии трассеры позволяют выявлять зоны, неохваченные разработкой вследствие образования промытых каналов, тем самым идентифицировать остаточные запасы месторождения. Вовлечения в активную разработку зон с ранее недренируемыми запасами также возможно и на завершающей стадии, тем самым продлевая жизнь месторождения. Пример интерпретированной информации по проведенным трассерным исследованиям представлен на Рисунке 2.3.

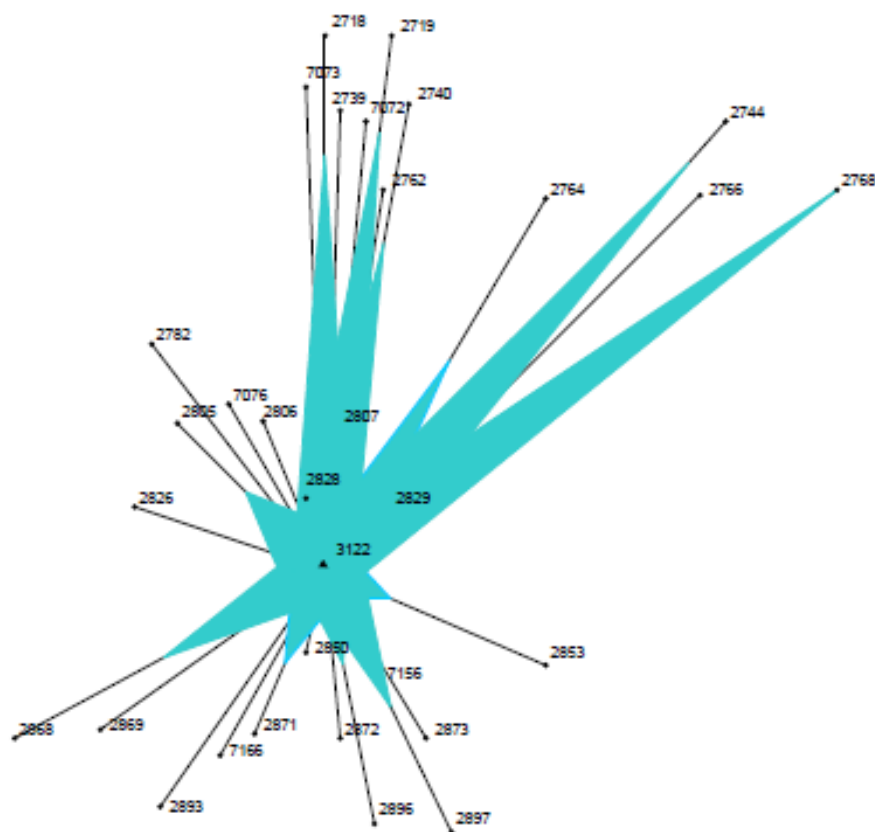


Рисунок 2.3 - Роза-диаграмма приведенных скоростей прохождения трассера флуоресцеина натрия по пласту ЮВ<sub>1</sub>

Исходя из представленной диаграммы можно сделать вывод об основных направлениях фильтрации (северное и северо-восточное) от закаченного в скважину №3122 трассера объемом 10 м<sup>3</sup> [16]. Присутствие трассеров было обнаружено в течение от суток до 7 дней в зависимости от положения исследуемой скважины, что позволило сделать заключение о скорости движения трассеров в пласте (5-70 м/ч).

## **2.6 Анализ технологической эффективности ГТМ на Вынгапуровском месторождении**

Эксплуатация скважин в течение длительного срока ведет за собой изменение параметров призабойной зоны пласта и коллекторских свойств пласта, восстановление которых для достижения проектных показателей добычи возможно с помощью ГТМ. Восстановление ФЕС пласта, которые были изменены в результате негативного воздействия бурового раствора (кольматация) или в результате изменения термобарических параметров ПЗП, возможно с помощью следующих методов:

- перфорация (для создания каналов связи с продуктивным пластом);
- кислотная обработка пласта (ОПЗ для снижения скин-эффекта);
- гидравлический разрыв пласта (увеличение проницаемости пласта);
- изоляция интервалов (слабосцементированная порода, водоносный пласт);
- выравнивание профилей приемистости скважин и др. [29].

Перфорационные работы могут быть усовершенствованы путем использования более мощных зарядов, увеличения плотности перфорационных отверстий, тем самым перфорационные каналы будут увеличены. Технология СТПП (система трещинной перфорации пласта), впервые опробованная в США в 1990-х годах, получила свое применение на скважинах Вынгапуровского месторождения и подтвердила свою эффективность благодаря 85 мм перфораторам [28].

Технология оптимизированного дизайна уплотняющих наклонно-направленных скважин с уменьшенным диаметром эксплуатационной колонны позволяет повысить рентабельность технологии в условиях Вынгапуровского месторождения. В качестве основных мероприятий принимается также использование МБУ для снижения непроизводительного времени и сокращение сроков строительства скважин за счет подбора оптимального долота и бурового раствора на каждом из интервалов [25].

Уплотняющее бурение и зарезка боковых стволов также являются операциями, необходимыми для вовлечения в разработку недренируемых интервалов.

Одним из наиболее эффективных видов геолого-технических мероприятий стал метод ГРП, за счет осуществления данного вида мероприятий было получено 60% от всей дополнительной добычи. За всю историю разработки было осуществлено 1421 скважино-операций с применением ГРП, за счет чего было дополнительно добыто (с учетом переходящего эффекта прошлых лет) 13048,9 тыс.т.

Начиная с 2003 года с нарастающей активностью осуществляется бурение боковых стволов (в том числе с горизонтальным окончанием ствола), с начала внедрения ЗБС реализованы на 374 скважинах, дополнительная добыча нефти от которых 3999 тыс. тонн. На Рисунке 2.4 представлен соотношение добычи нефти без ГТМ и дополнительной добычи нефти от проведения ГТМ за период 2011-2015 гг. [29].

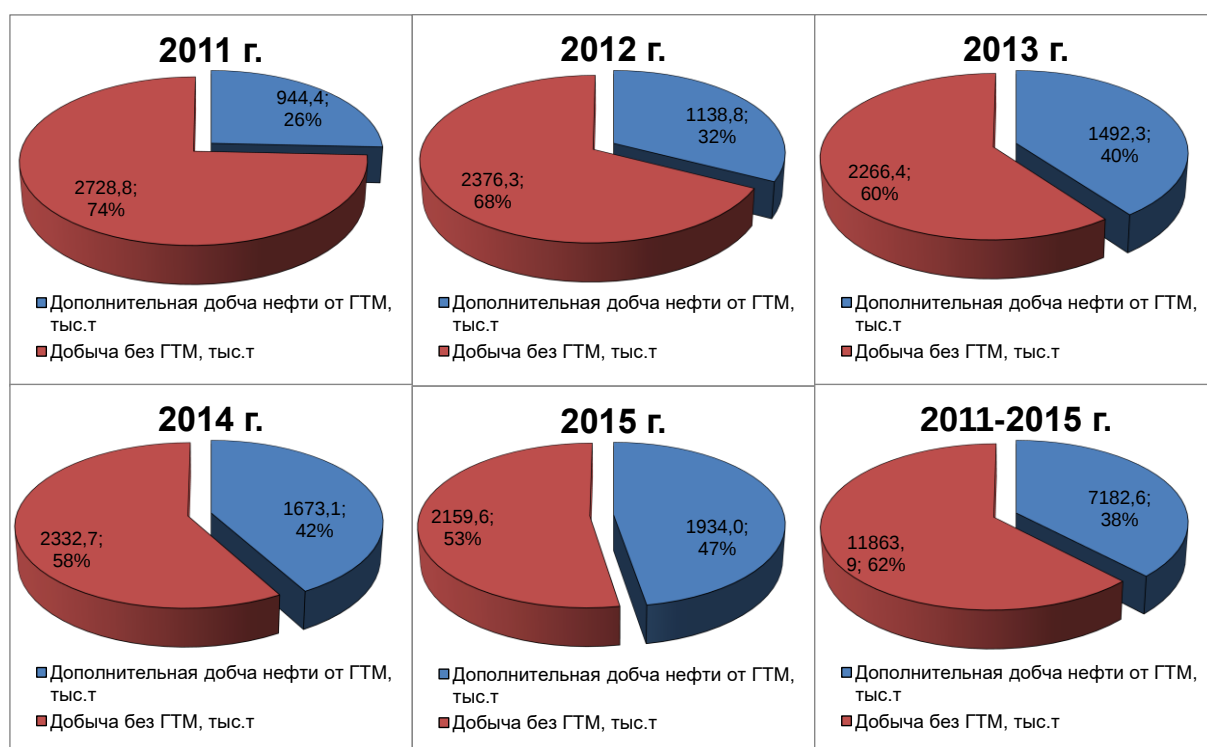


Рисунок 2.4 – Соотношение добычи нефти без ГТМ и дополнительной добычи нефти от проведения ГТМ за период 2011-2015 гг.

### 2.6.1 Эффективность зарезки боковых стволов

Технология ЗБС позволяет уменьшить затраты на бурение новой скважины путем использования материнского ствола, тем самым обеспечить окупаемость на строительство ствола в течение 1-2 лет. Большой фонд бездействующих скважин на месторождении, которые были выведены из разработки из-за высоких значений по обводненности продукции, может быть реанимирован путем данной технологии, которая позволяет вовлечь новые участки пласта.

Впервые на Вынгапуровском месторождении данная технология была внедрена в 1996 году на скважинах №3097 и 3184.

В последующее время этот метод получил активное развитие, начиная с 2003 г. За период 2011 - 2015 гг. на месторождении пробурено 281 боковой ствол, с начала внедрения ЗБС реализованы на 374 скважинах, вследствие чего было дополнительно добыто 3999 тыс.т нефти. Динамика проведения операций по зарезке боковых стволов представлена на Рисунке 2.5.

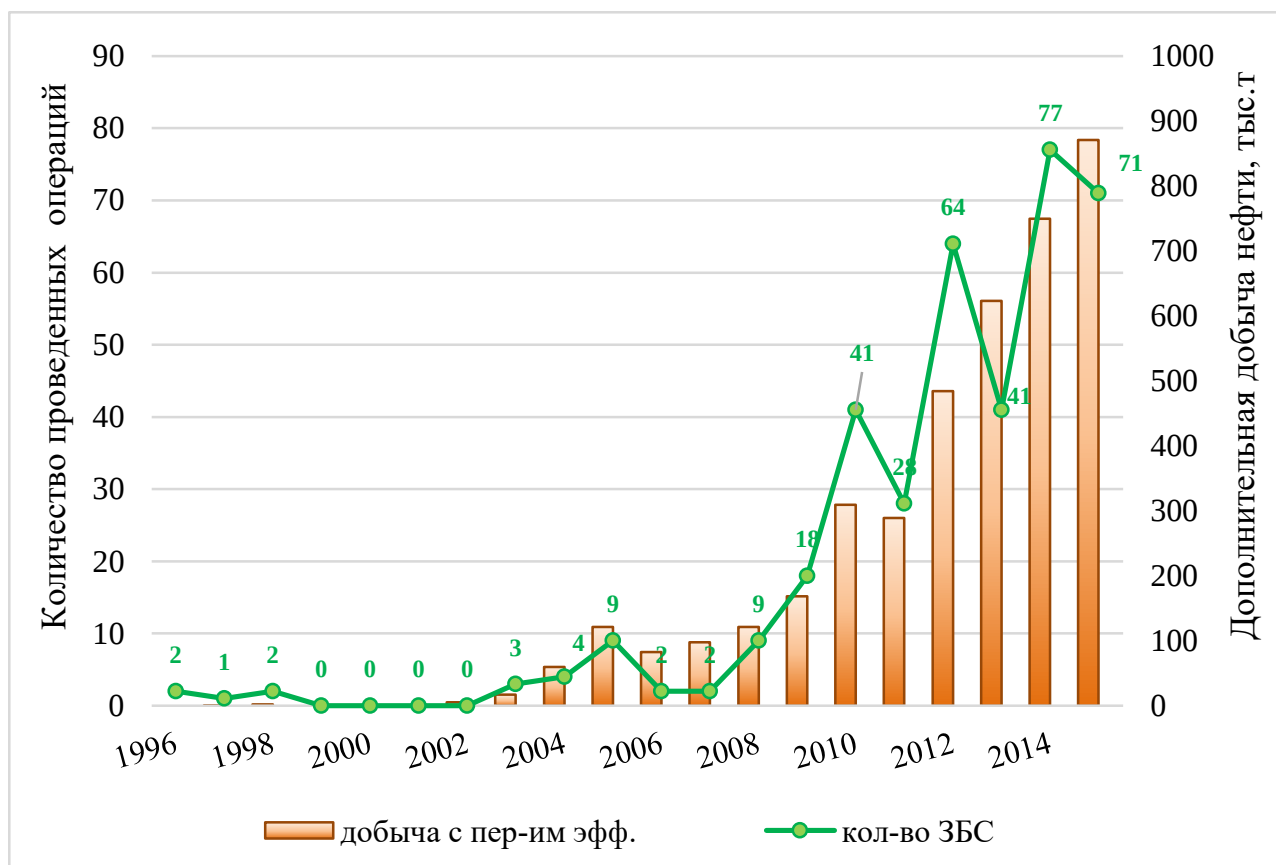


Рисунок 2.5 – Динамика выполнения и дополнительная добыча от ЗБС

Наибольший объем работ за период 2013-2017 гг. был выполнен на объекте БВ-8 (63), что составило 62% от суммарной доли дополнительно добытой нефти в целом по месторождению (Рисунок 2.6).

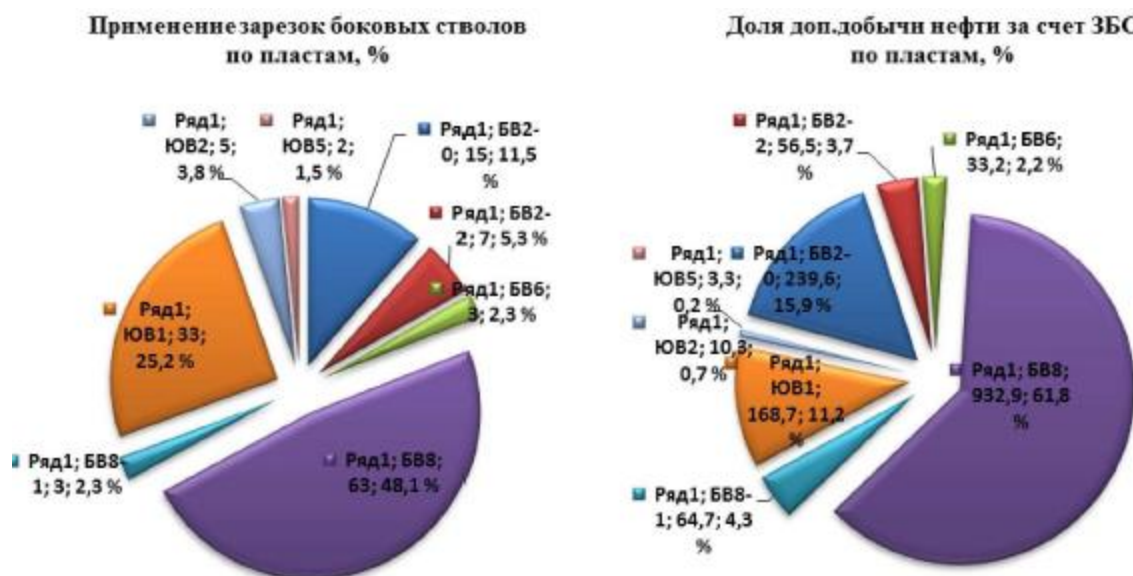


Рисунок 2.6 – Технологический результат операции ЗБС на Вынгапуровском месторождении по пластам

Эффективность также может быть проанализирована исходя из данных по накопленной добыче на одну проведенную операцию (12 тыс. тонн дополнительной нефти) [27].

## 2.6.2 Эффективность ГРП на Вынгапуровском месторождении

Технология гидроразрыва пласта применяется для создания высокопроводящих трещин для увеличения притока к забою скважин. Эффективность данного метода зависит от: эффективной мощности пласта, подверженного воздействию, уровнем ВНК, степенью истощения пластовой энергии, а также доле воды в продукции скважин, чтобы избежать негативного влияния от создания проводимых каналов для фильтрации воды и увеличения ее доли в общем фильтрационном потоке флюидов к забою скважин. ГРП впервые был опробовано в 1991 году на целевом объекте БВ-8 с последующим пиком в применимости в 2000-х годах с успешностью выполнения в 92% (всего 1335 проведенных операций). Данная технология позволила обеспечить дополнительную добычу 16 млн тонн нефти за период с 1995 по 2010 гг., что

составляет более 30% от суммарной добычи за указанный период. Динамика по операциям ГРП по годам представлена на Рисунке 2.7.

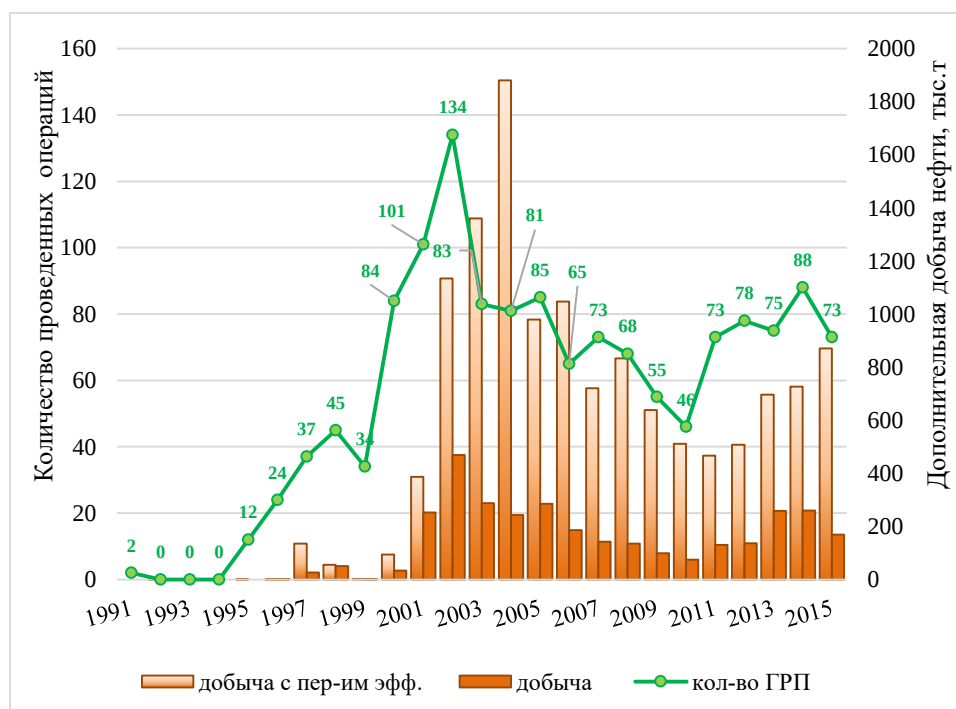


Рисунок 2.7 – Динамика выполнения и дополнительная добыча нефти от ГРП

С учетом переходящего эффекта за последние 5 лет проведения ГРП (2011 – 2015 гг.) на переходящем фонде скважин получено дополнительной добычи нефти 3268,7 тыс.т или 17,2 % всей добычи нефти по месторождению за этот период [44].

Динамика проведения ГРП по показателям эффективности с 2011 г. по 2015 г. представлена Таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Динамика проведения ГРП за период 2011 – 2015 гг.

| Показатели                                      | 2011  | 2012  | 2013  | 2014  | 2015  | В целом |
|-------------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|---------|
| Количество ГРП                                  | 74    | 78    | 76    | 88    | 73    | 389     |
| Доп. добыча нефти, тыс.т                        | 130.2 | 136.9 | 258.6 | 260.0 | 168.6 | 954.2   |
| Прирост дебита, т/сут                           | 11.6  | 12.6  | 22.1  | 19.4  | 20.5  | 11.6    |
| Доп. добыча нефти, с переходящим эффектом тыс.т | 466.9 | 507.6 | 696.0 | 727.3 | 870.9 | 2369.3  |

Процент успешных работ по ГРП за анализируемый период 2011 - 2015 гг. равен 95,1%.

Накопленный опыт по выполнению мероприятий по гидравлическому

разрыву пласта являются эффективными, так как ГРП позволяет не только интенсифицировать приток жидкости, но и вовлечь в разработку недренируемые участки залежи, тем самым увеличивая конечную нефтеотдачу [30].

### **2.6.3 Уплотняющее бурение на месторождении**

Применение уплотняющего бурения на месторождении имеет обширный опыт. Вследствие сложного геологического строения применение единой системы разработки на месторождении становится невозможным. Уплотняющее бурение имеет под собой цель в выработке запасов нефти, неохваченных ранее процессом вытеснения (краевые зоны).

На объекте БВ-8 реализованы четыре основные системы разработки.

- в центральной части объект разрабатывается по обращенной девятиточечной системе с плотностью сетки 25 га/скв., с уплотнением до 20 - 22 га/скв.;
- на севере внедрена трехрядная система с плотностью сетки 21,6 га/скв.;
- на северо-западе - очагово-избирательная система по сетке 21,6 га/скв с уплотнением до 12,5 га/скв.;
- в юго-западной, восточной и юго-восточной частях залежи – обращенная семиточечная система плотностью 31,2 – 48,9 га/скв. В последние годы разработки в краевых зонах объекта применяется комбинированная система разработки с использованием горизонтальных скважин.

Для выбора участка под уплотняющее бурение необходимо рассмотреть последовательность реализации операций для достоверного выбора. Подсчет остаточных запасов с помощью данных, полученных из гидродинамических исследований скважин, а также объемным методом и материальным балансом [4]. Наиболее привлекательные участки под уплотняющее бурение с повышенными значениями ОИЗ в дальнейшем должны быть оценены с позиции текущего энергетического состояние пластов (распределение

пластового давления). Данные по давлению помогут в оценке проектных дебитов скважин и дальнейшим планированием их работы с учетом задания системы ППД для максимальных значений коэффициента вытеснения. Анализ геологических и фильтрационно-емкостных свойств пласта также влияет на оценку потенциальных дебитов по планируемому объему уплотняющего бурения. Для бурения уплотняющей скважины текущие извлекаемые запасы должны быть не менее 15 тыс. т на скважину и давать дебит по нефти свыше 5 т/сут [21].

Все указанные методы интенсификации добычи, подбор которых осуществляется с учетом пересмотра геологической модели месторождения, а также уточнения ее структуры, позволяет сделать выработку остаточных извлекаемых запасов более эффективно.

### **3 ВЫРАБОТКА ОСТАТОЧНЫХ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ**

#### **3.1 Физико-литологическая характеристика коллекторов**

Одной из наиболее важных проблем Вынгапуровского месторождения, и в частности основного объекта разработки (пласта БВ-8) является выработка остаточных извлекаемых запасов для достижения проектных значений КИН. Высокая обводненность, которая отмечается на большинстве скважин говорит о необходимости применения дополнительных мероприятий по снижению доли воды в продукции скважин. Геолого-технические мероприятия являются одним из вариантов решения данной проблемы. Зарезка боковых стволов, проведение дополнительных перфораций, очистка призабойной зоны, а также бурения горизонтальных скважин в зонах, не охваченных разработкой, будут рассмотрены далее в качестве вариантов оптимизации. Стандартные МУН, такие как выравнивание профилей притока, исчерпали эффективность своего применения на месторождении.

Рассмотренные ранее залежи УВ (пять продуктивных пластов горизонта БВ-8) распространены повсеместно на всей площади месторождения с северо-восточным простиранием. Все залежи являются нефтяными и залегают на глубинах -2480-2780 м.

Всего на месторождении с отбором керна пробурено 293 скважины, суммарная проходка с отбором керна составила 14021,42 м, линейный вынос керна 9750,52 м, или 69,54 % к проходке с отбором керна. Плотность отбора к проходке составила 1,22 обр./м к выносу керна – 1,76 обр./м. Всего на месторождении исследовано 17136 образцов керна.

В Таблице 3.1 представлены данные по стандартным исследованиям скважин со средними значениями ФЕС в продуктивной части горизонта БВ-8.

Таблица 3.1 – Средние значения ФЕС продуктивной части БВ-8

| Пласт | Пористость (Кп), % |              |         | Проницаемость (Кпр),<br>мкм <sup>2</sup> |              |         | Водоудерживающая<br>способность (Квс), % |              |         |
|-------|--------------------|--------------|---------|------------------------------------------|--------------|---------|------------------------------------------|--------------|---------|
|       | минимальное        | максимальное | среднее | минимальное                              | максимальное | среднее | минимальное                              | максимальное | среднее |
| БВ-8  | 15,5               | 24,1         | 19,3    | 0,8                                      | 409,1        | 45,8    | 27                                       | 92,5         | 48,6    |

Распределение основных параметров ФЕС по горизонту БВ-8 представлены на Рисунке 3.1.

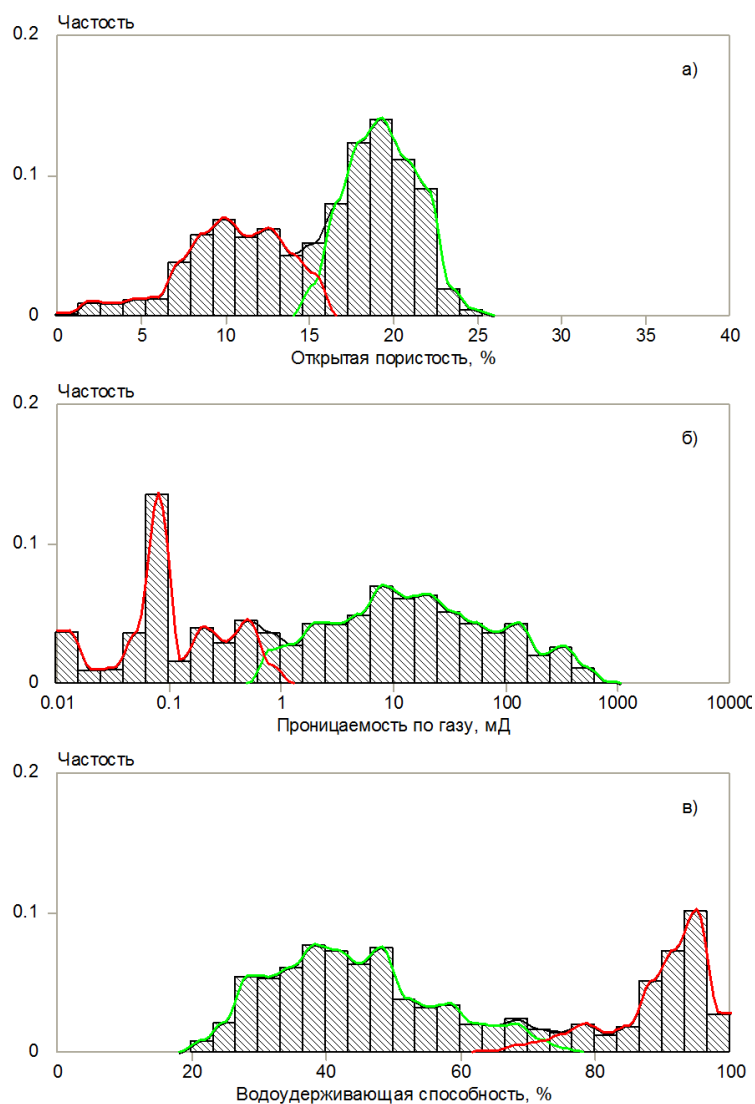


Рисунок 3.1 – Распределение параметров ФЕС группы пластов БВ-8: а) пористости; б) проницаемости; в) водоудерживающей способности

Для построения геологической и дальнейшей гидродинамической модели участка пласта необходимы значения концевых точек ОФП для задания граничных условия. Коэффициент остаточной нефтенасыщенности, определенный методом моделирования процесса заводнения с воспроизведением процесса вытеснения нефти водой из экстрагированного керна исследуемого объекта с соблюдением условий, возникающих в пласте при его заводнении. Определение остаточной нефтенасыщенности осуществляется по формуле:

$$K_{ho} = \left(1 - \frac{V_B}{V_P}\right) \cdot 100\%, \quad (3.1)$$

где  $K_{ho}$  – остаточная нефтенасыщенность, %;  $V_B$  – объем воды в ловушке реторты,  $\text{см}^3$ ;  $V_P$  – объем пор образца,  $\text{см}^3$ .

Коэффициент вытеснения нефти водой определялся по следующей формуле:

$$\beta = \frac{\left(100 - \frac{K_{bc}}{K_{ho}}\right)}{K_{hh}}, \quad (3.2)$$

где  $K_{bc}$  – коэффициент водоудерживающей способности, %;  $K_{hh}$  – начальная нефтенасыщенность.

Модальное значение остаточной нефтенасыщенности по пласту БВ-8 составило 25,8%. В среднем по объекту БВ-8  $K_{hh} = 0.55$ ;  $K_{oh} = 0.3$ ;  $K_{выт} = 0.538$ .

Зависимости по значениям остаточной нефтенасыщенности от проницаемости и начальной нефтенасыщенности представлены на Рисунках 3.2 и 3.3 по результатам экспериментов на образцах керна, отобранного в интервале продуктивного пласта БВ-8.

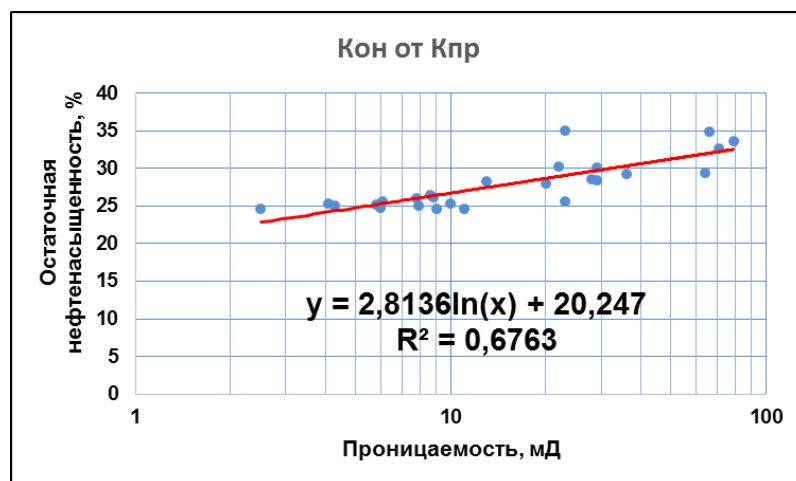


Рисунок 3.2 – Зависимость остаточной нефтенасыщенности от проницаемости

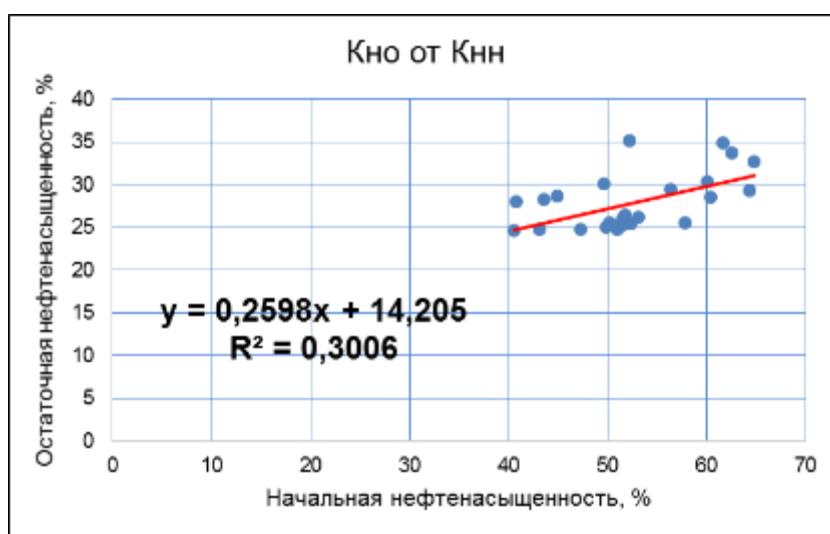


Рисунок 3.3 – Зависимость остаточной нефтенасыщенности от начальной нефтенасыщенности

### 3.2 Характеристика коллекторов по результатам проведения ГИС

В скважинах Вынгапуровского месторождения, вскрывающих продуктивный пласт БВ-8 выполнен комплекс геофизических исследований скважин, позволяющий качественно интерпретировать полученные данные для выделения коллекторов, определения насыщения и пористости для дальнейших зависимостей, принятых в системе «кern-ГИС». Последующие зависимости будут распространены на участок геологической модели для качественного распространения данных по ФЕС.

Граничные значения параметров выполнено по петрофизическим связям «кern-кern» и использованием значений коэффициентов эффективной и

динамической пористости, которые могут быть определены по следующим зависимостям:

$$K_{пэф} = K_{п} \cdot (1 - K_{во}) \quad (3.3)$$

$$K_{пд} = K_{п} \cdot (1 - K_{во} - K_{но}), \quad (3.4)$$

где  $K_{п}$  – коэффициент открытой пористости;  $K_{но}$  – коэффициент остаточной нефтенасыщенности, определенный при моделировании процесс вытеснения модели нефти моделью пластовой воды;  $K_{во}$  – коэффициент остаточной водонасыщенности. Граничные значения параметров пласта БВ-8 представлены в Таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Граничные значения параметров пластов коллекторов

| Параметры                | Значение |
|--------------------------|----------|
| $K_{п.эф.гр}, \%$        | 4,7      |
| $K_{п.гр}, \%$           | 15,5     |
| $K_{пр.гр}, мД$          | 0,79     |
| $\alpha_{пс.гр}, отн.ед$ | 0,3      |
| $dГК_{гр}, отн.ед$       | 0,35     |
| $K_{но}, \%$             | 22,8-30  |

Оценка пористости по ГИС производилась путем интерпретации данных АК, ГГК-П и НК-ГК. Пористость по данным ГГК-П оценивалась по формуле:

$$K_{п} = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}, \quad (3.5)$$

где  $\rho_{ma}$  – плотность минеральной матрицы пород;  $\rho_f$  – плотность флюида, заполняющего поровое пространство;  $\rho_b$  – объемная плотность горных пород. Значение  $\rho_{ma}$  на основании изучения минералогической плотности продуктивных отложений принято 2,68 г/см<sup>3</sup>. Для неокомских отложений (пласты группы БВ-8) зависимость между значение пористости пород и их объемной плотности имеет следующий вид:

$$K_{п,ГГКП} = (2,681 - \rho_b) / 1,69, \quad (3.6)$$

Определение пористости по данным акустического каротажа осуществляется по формуле [37]:

$$K_{п,АК} = \frac{dt - dt_{ma}}{dt_f - dt_{ma}} \quad (3.7)$$

где  $dt_f = 620$  мкс/м – время пробега в жидкости;  $dt_{ma} = 165$  мкс/м – значение интервального времени пробега в твердой части породы (матрице), определяющееся по керну. В данном методе необходимо вводить поправку на глинистость из-за ее существенного влияния на показания.

Пористость также может быть определена по принятому выражению для неокомских отложений:

$$K_{п} = \frac{0,2438}{\alpha_{пс}^{-0.375}} \quad (3.8)$$

Сопоставление среднего коэффициента пористости по керну и средневзвешенного по ГИС, выполненное для горизонта БВ-8, охарактеризованного данными керна, показывает их хорошую сходимость. Абсолютные погрешности не превышают 1 %. Рассчитанные относительные погрешности изменяются от 1,1 до 5,6 %, что значительно меньше допустимых математической статистикой 10 % относительной погрешности.  $K_{п\_ГИС} = 19.2\%$ ;  $K_{п\_кern} = 18.75\%$ .

Граничные значения параметра  $\alpha_{пс}$  осуществлялось путем построения статистических интегральных распределений этого параметра для проницаемых и непроницаемых прослоев, идентифицированных по данным ГИС на основе фиксации признаков проникновения фильтрата ПЖ в пласты. С этой целью были проанализированы данные ГИС по скважинам с полным комплексом, в первую очередь, фиксирующих проникновение фильтрата ПЖ в пласт [6]. В выделении коллекторов не участвовали пропластки, относящиеся по литологическим признакам к уплотненным или карбонатным разностям, угли. Кроме того, гистограммы строились для пропластков с мощностью более 2 м для минимизации влияния вмещающих пород.

Для группы пластов БВ-8 граничным значением  $\alpha_{\text{пс}}$  является величина 0.3 (Рисунок 3.4).

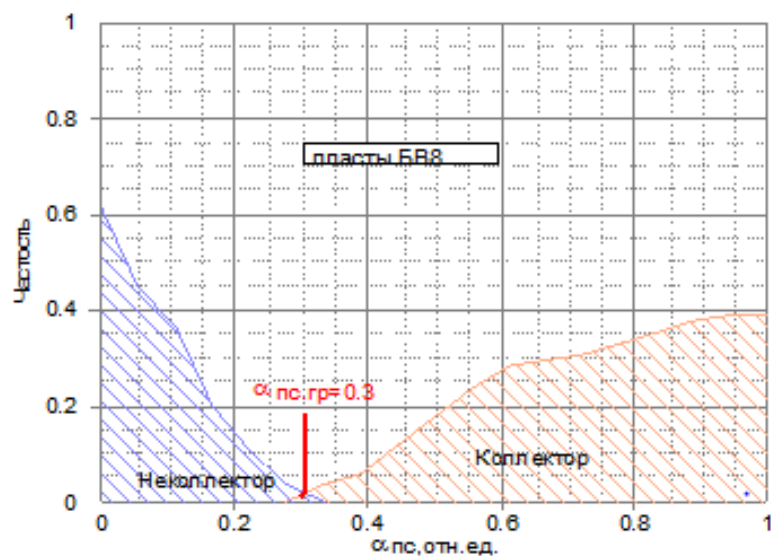


Рисунок 3.4 – Распределение параметра  $\alpha_{\text{пс}}$  для коллекторов и неколлекторов

Определение коэффициента проницаемости в неокомских отложениях (пласты группы БВ-8):

$$K_{\text{пр}} = 3 \cdot 10^{-6} \cdot \exp^{80,444 \cdot K_{\text{п}}} \quad (3.9)$$

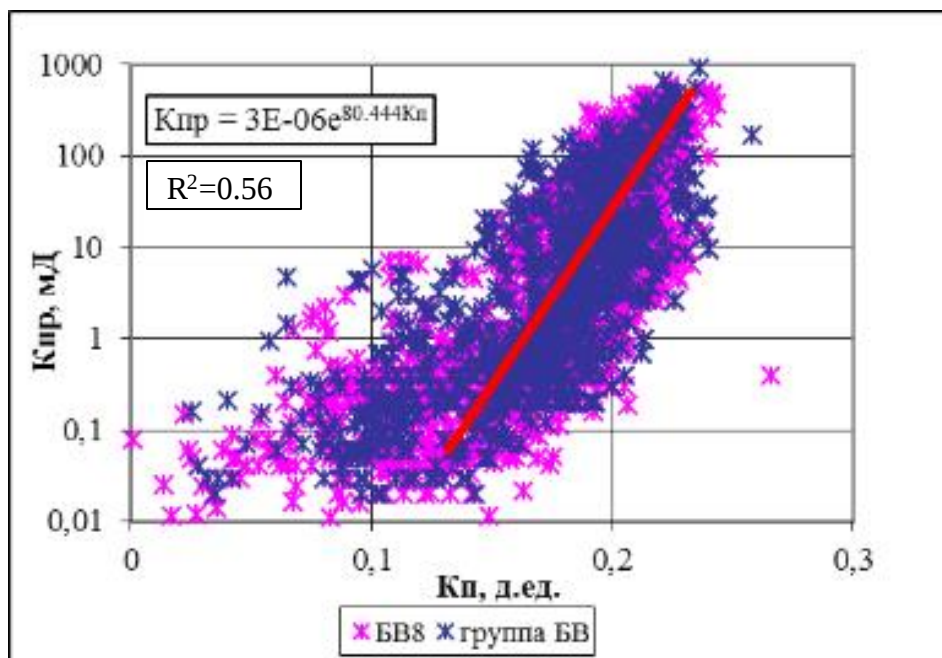


Рисунок 3.5 – Зависимость  $K_{\text{пр}}(K_{\text{п}})$  для пластов группы БВ-8

Коэффициент пористости для неокомских отложений определялся по методам  $\alpha$ ПС, НК, АК. Распределение данного коэффициента представлено на Рисунке 3.6.

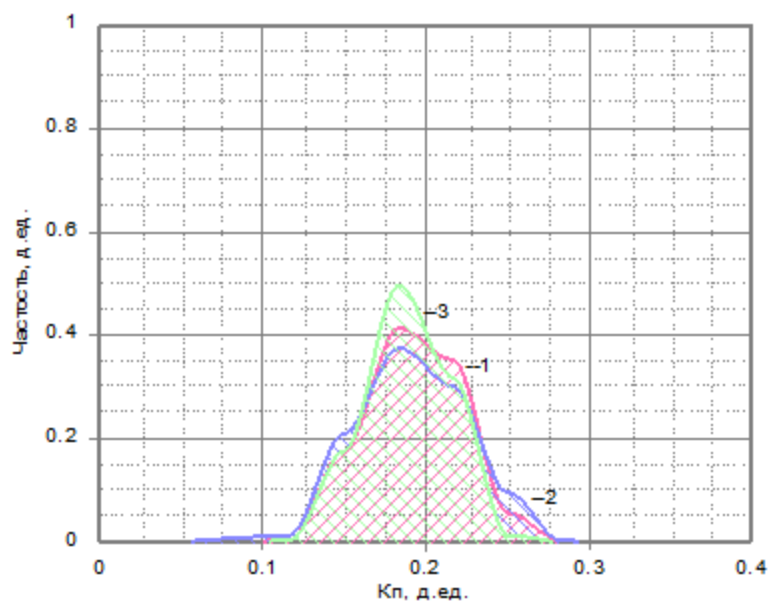


Рисунок 3.6 - Распределение коэффициентов пористости по неокомским отложениям: 1 – Кппс; 2 – Кпнк; 3 - Кпак

На Рисунке 3.7 представлен охват специальными керновыми исследованиями по их типу по проведенным исследованиям в пласте БВ-8.

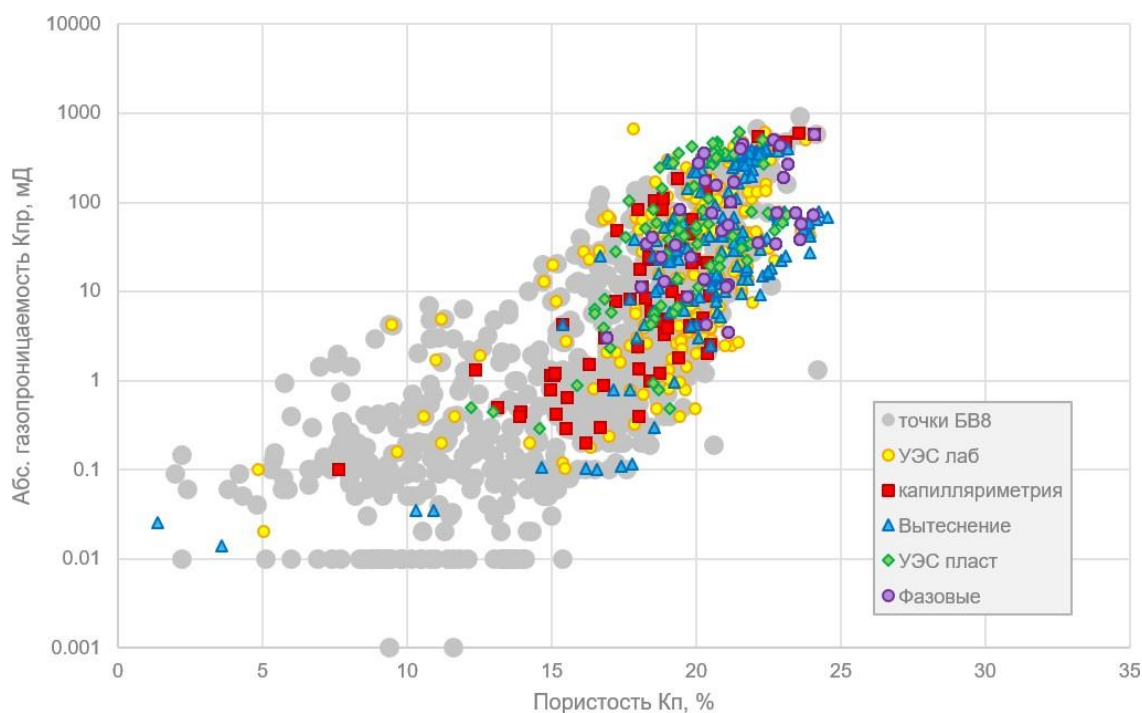


Рисунок 3.7 – Охват специальными видами исследований

Исходя из распределения данных на графике выше, коэффициент корреляции имеет низкие значения, таким образом необходимо выделение петротипов для получения лучших сходимостей (Рисунок 3.8).

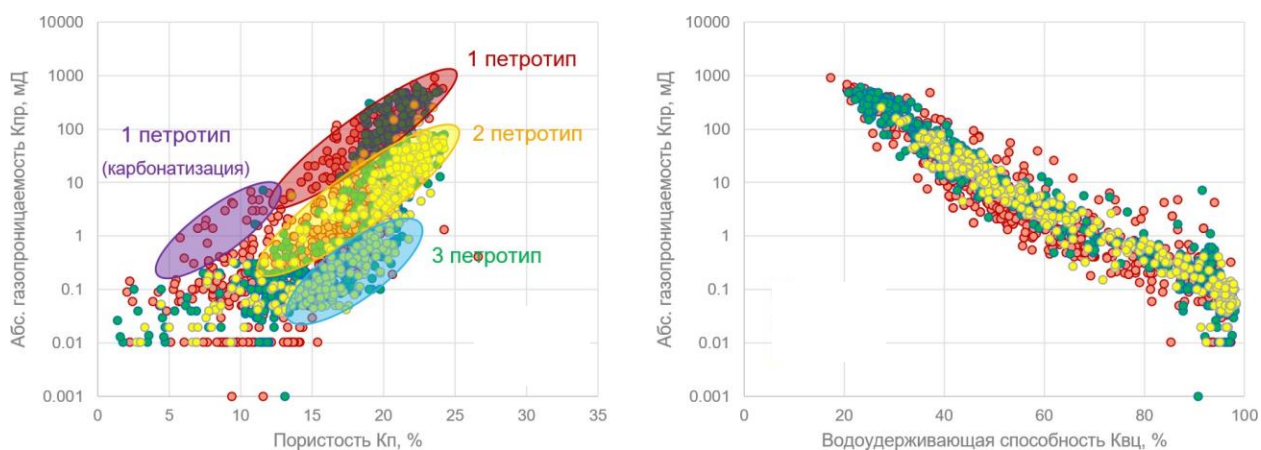


Рисунок 3.8 – Петротипизация неокомских отложений

Из полученных значений видно, что при одинаковых значениях пористости проницаемость может различаться на два порядка и более. В таком случае прогнозирование коэффициента проницаемости по пористости будет иметь значительные неопределенности. Выделить различные петрофизические типы (петротипы) пород можно по определенному набору геофизических параметров. Широко применяемая методика фациальной интерпретации по результатам ГИС разработана В.С. Муромцевым. Дальнейшее сопоставление данных лабораторных исследований керн со значениями  $\alpha_{ПС}$  по выбранным моделям помогает в выделении основных петротипов, каждому из которых соответствуют определенный диапазон значений ФЕС, и, следовательно, индивидуальная корреляционная связь коэффициентов пористости и проницаемости.

Достоверная оценка закономерности распространения ФЕС как по разрезу, так и по площади распространения изучаемого пласта является основной задачей петрофизического моделирования. Для каждого петротипа с учетом рассчитанного параметра связности  $S_F$ , характеризующего неоднородность структуры порового пространства, должны быть определены зависимости коэффициентов пористости и проницаемости.

На основании приведенных сопоставлений можно сделать вывод, что отложения БВ6, БВ7 и БВ-8 представлены аналогичными петротипами, что позволяет привлечь результаты экспериментов по вытеснению и определения

фазовых проницаемостей образцов керна из пластов БВ6 и БВ7 для повышения статистической представительности данных

Для расчета водонасыщенности и дальнейшего распространения свойств по пласту использовалась модель Арчи-Дахнова. Водонасыщенность определяется по формуле:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a \cdot R_w}{K_p^m \cdot R_t}} = \sqrt[n]{\frac{FF \cdot R_w}{R_t}}, \quad (3.10)$$

где  $FF$  – параметр пористости;  $R_w$  – УЭС пластовой воды ( $=0.13$  Омм);  $R_t$  – УЭС пласта, Омм;  $a$  – эмпирическая константа;  $n$  – показатель насыщения;  $m$  – показатель цементации. Определение параметра  $m$  может быть с помощью построения зависимости параметра пористости от коэффициента пористости (Рисунок 3.9). Показатель насыщения определяется из зависимости параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности (определенного по кернавым данным в лабораторных условиях) – Рисунок 3.10.

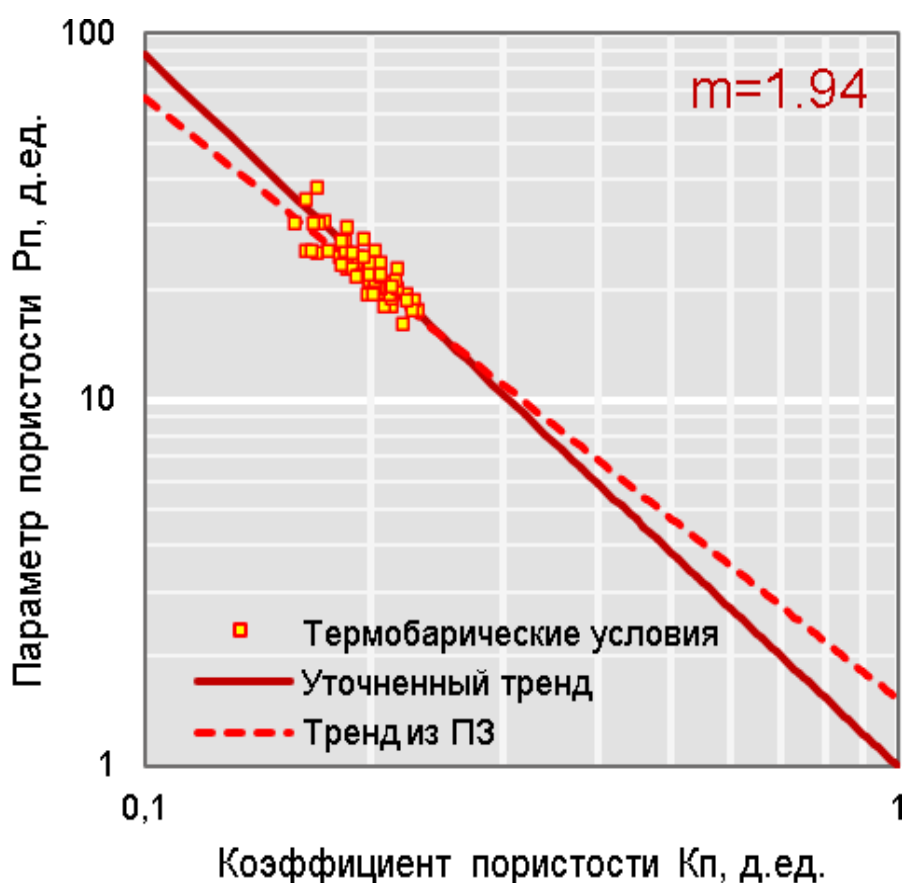


Рисунок 3.9 – Определение параметра цементации

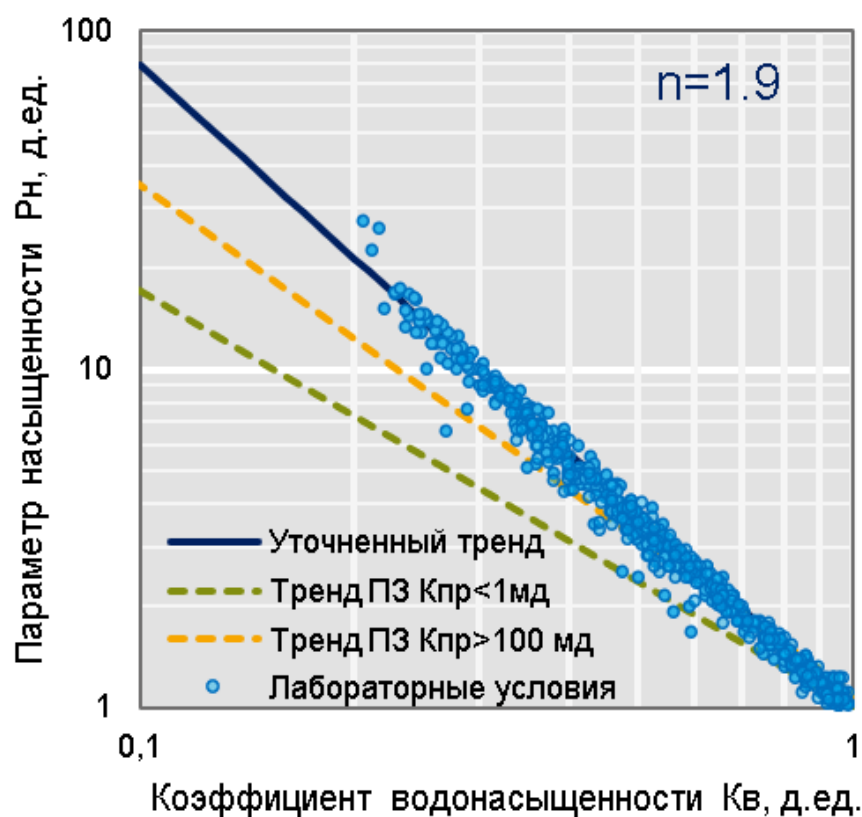


Рисунок 3.10 – Определение параметра насыщения  $n$

Для расчета рекомендуется предварительно принять  $n=1.9$  на основании лучшей сходимости результатов оценки  $K_{во}$  в зоне предельной нефтенасыщенности в скважинах с керном. Нижний предел коллектора по пористости – 12,57%, среднее значение остаточной нефтенасыщенности для пластов БВ-8 – 25,85%.

Планшет с оценкой коэффициента пористости в скважинах X1 и X2 по различным методам (АК, ГГКП,  $\alpha$ ПС) и сравнение данных по керновым исследованиям представлено на Рисунках 3.11-3.12.



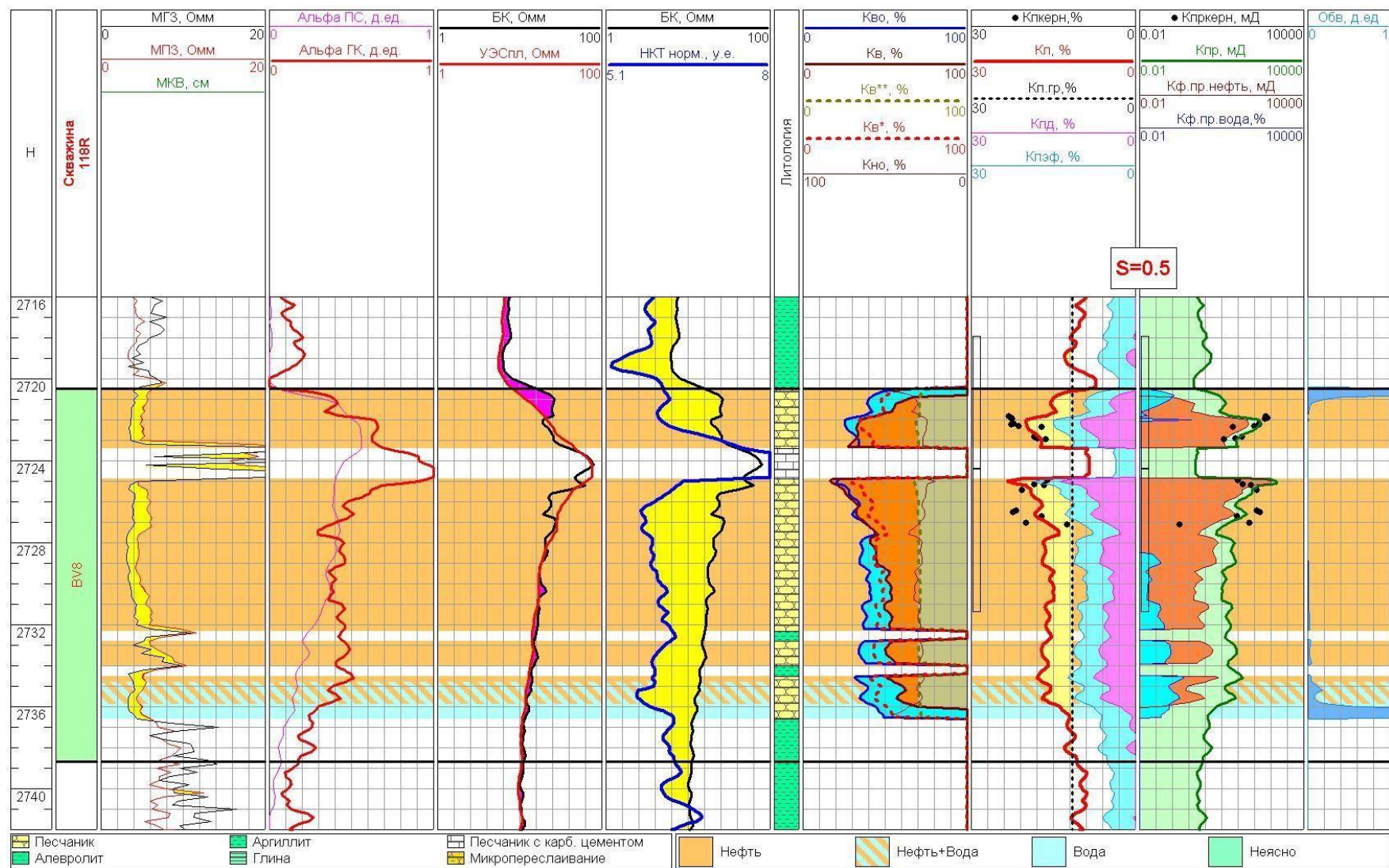


Рисунок 3.12 – Пример интерпретации ГИС в скважине X2

Анализом достоверности полученных данных по методам ГИС может быть подтвержден путем сопоставления корреляционных зависимостей системы керн-ГИС по основным ФЕС (Рисунок 3.13-3.15).

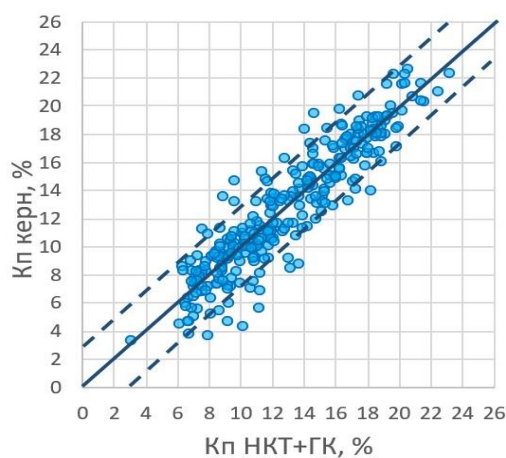


Рисунок 3.13 – Зависимость Кп по керну и ГИС

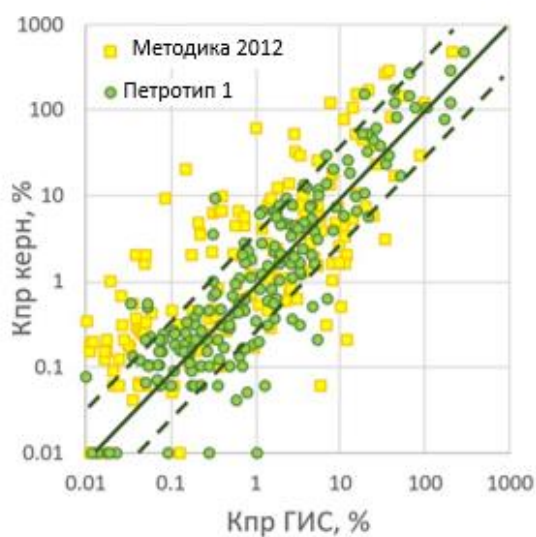


Рисунок 3.14 – Зависимость Кпр по керну и ГИС

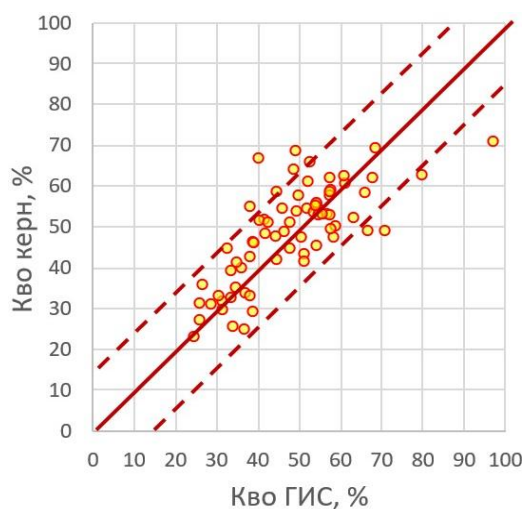


Рисунок 3.15 – Зависимость Кво по керну и ГИС

Комплекс ГИС является крайне ограниченным даже в разведочных скважинах, поэтому необходимо проведения дополнительных исследований и получения лучших корреляций между скважинами. Привлечение метода  $\alpha$ ПС для оценки коэффициентов пористости приводит к неоднозначным результатам в разных скважинах, что не позволяет проведение корреляций и достижения высоких значений корреляции между кеновыми данными и ГИС. Для оценки коэффициента пористости рекомендуется использовать комплекс методов НК+ГК.

### 3.3 Клиноформенное строение БВ-8

Отличительной особенностью неомских продуктивных пластов является четко выраженное клиноформенное строение, с отчетливыми наклонами слоев (Рисунок 3.16).

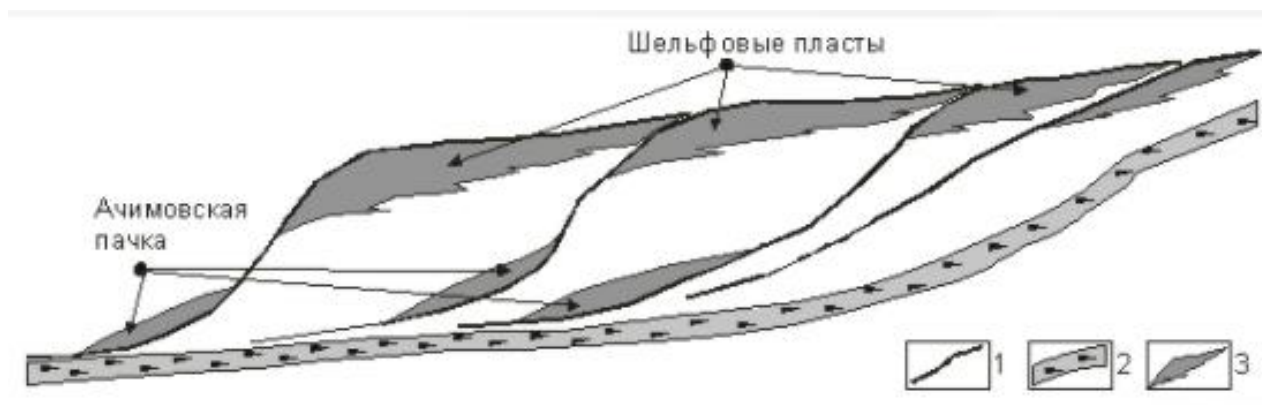


Рисунок 3.16 – Схема строения неомских клинформ: 1 – изохорные границы пластов; 2 – баженовская свита; 3 – песчаные тела

Согласно исследованиям Гурари Ф.Г. формирование неомских отложений происходило в результате «лавиного», бокового заполнения сравнительно глубоководного морского бассейна в регрессивный этап крупного седиментационного цикла. В результате данного воздействия с высокой скоростью осадконакопления происходило прогибание бассейна под тяжестью накопившихся осадков.

Формирование залежей УВ, приуроченных к данным отложениям оказалось благоприятным, так как значительная часть неокома (центральный

регион) сложена постоянным переслаиванием песчаных и глинистых пластов. Значительная часть неокомских отложений характеризуется значительной концентрацией запасов УВ, готовых к промышленной разработке [3].

Характер и распространение песчаных клиноформенных тел Западной Сибири показывает преобладанием пачек глин увеличенной мощности в западной части с увеличением песчаности в восточном направлении. Это объясняется преобладанием морских фаций на западе и континентальных в центральной и восточной частях. В верхней части неокомских отложений (группа пластов БВ-8) отмечается преобладание песчаных слоев континентальных и переходных фаций. Основные залежи нефти в группе пластов БВ-8 имеют свою приуроченность к мелководноморскому (шельфовому) фациальному комплексу. Косослоистая текстура клиноформ обуславливается формированием мелководных пластов в шельфовых условиях. Этим фактом объясняется сильное варьирование глубин по скважинам.

Отложения пласта БВ-8, представляющие собой набор линз клиноформенного строения, простираются в субмеридиальном направлении и падают с востока на запад (Рисунок 3.17). Песчаные линзы пластов БВ-8 представлены на Рисунке 3.18.

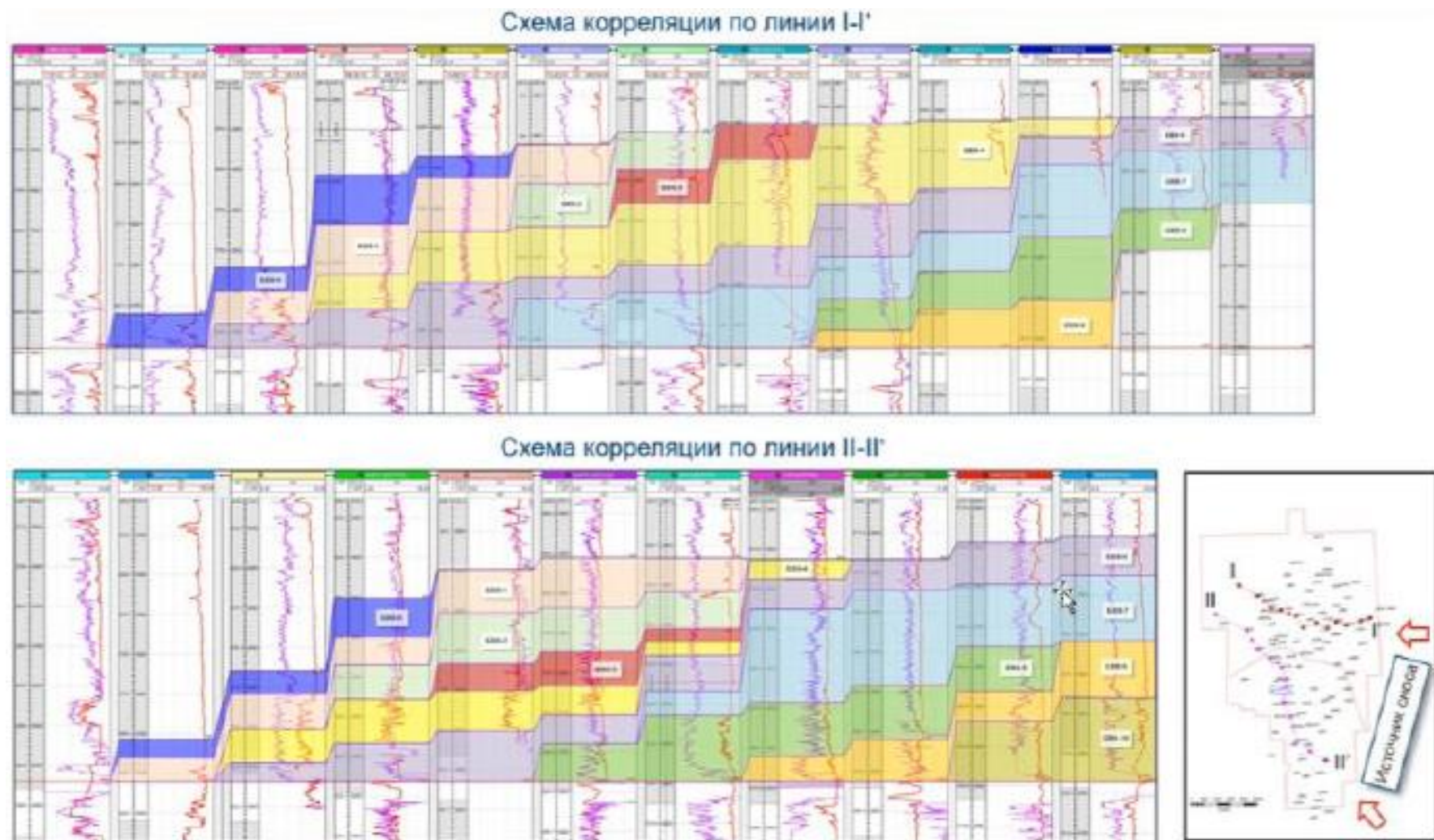


Рисунок 3.17 – Схема клиноформенного комплекса БВ-8 (Исследования специалистов компании «Газпромнефть-НТЦ»)

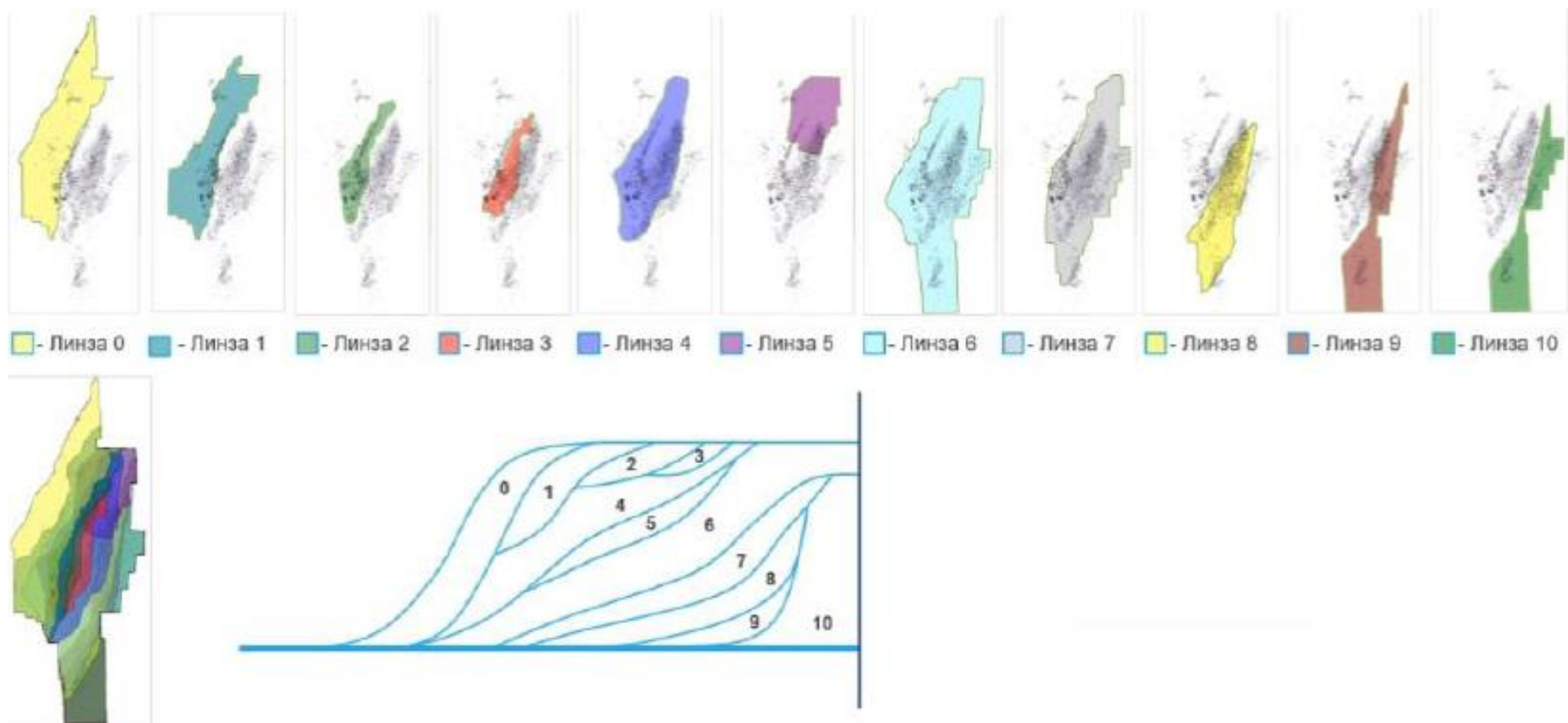


Рисунок 3.18 – Песчаные линзы клиноформного строения пласта БВ-8 (Исследования специалистов компании «Газпромнефть-НТЦ»)

### 3.4 Проведение ГТМ на пластах БВ-8 Вынгапуровского месторождения

Довыработка запасов является основной целью применения ГТМ, таких как ЗБС, ЗБГС, ГРП, ОПЗ. В Таблице 3.3 представлены средние параметры пластов группы БВ-8 по геологическому строению.

Таблица 3.3 – геологическое строение пластов группы БВ-8

| Параметры                                         | БВ-8 <sup>1-1</sup> | БВ-8 <sup>1-2</sup> | БВ-8 <sup>1-3-0</sup> | БВ-8 <sup>1-3</sup> | В <sub>8</sub> <sup>1-4</sup> |
|---------------------------------------------------|---------------------|---------------------|-----------------------|---------------------|-------------------------------|
| Средняя глубина залегания, м                      | 2536                | 2480                | 2578                  | 2609                | 2698                          |
| Средняя общая толщина, м                          | 12,1                | 17,0                | 54,6                  | 21,7                | 9,4                           |
| Средняя нефтенасыщенная толщина, м                | 4,9                 | 4,2                 | 6,1                   | 6,3                 | 3,9                           |
| Средняя газонасыщенная толщина, м                 | -                   | -                   | -                     | -                   | -                             |
| Пористость, д.ед.                                 | 0,18                | 0,17                | 0,19                  | 0,19                | 0,18                          |
| Средняя нефтенасыщенность, д.ед.                  | 0,62                | 0,64                | 0,55                  | 0,70                | 0,585                         |
| Средняя газонасыщенность, д.ед.                   | -                   | -                   | -                     | -                   | -                             |
| Коэффициент песчанистости, д.ед.                  | 0,70                | 0,51                | 0,36                  | 0,52                | 0,64                          |
| Расчлененность                                    | 3,5                 | 4,8                 | 11,9                  | 6,15                | 4,2                           |
| Проницаемость, мкм <sup>2</sup> ×10 <sup>-3</sup> | 86,5                | 37,6                | 53,7                  | 55,7                | 51,6                          |
| Начальное пластовое давление, МПа                 | 27,7                | 27,6                | -                     | 28,0                | 29,1                          |
| Давление насыщения, МПа                           | 13,2                | 13,2                | 13,2                  | 13,2                | 13,2                          |
| Вязкость нефти в пласт. усл., мПа·с               | 0,75                | 0,75                | 0,75                  | 0,75                | 0,75                          |
| Плотность нефти в поверх. усл., кг/м <sup>3</sup> | 0,822               | 0,822               | 0,822                 | 0,822               | 0,822                         |
| Объемный коэффициент нефти, д.ед.                 | 1,370               | 1,370               | 1,370                 | 1,370               | 1,370                         |
| Газосодержание, м <sup>3</sup> /т                 | 149                 | 149                 | 149                   | 149                 | 149                           |
| Коэффициент вытеснения, д.ед.                     | 0,516               | 0,533               | 0,487                 | 0,567               | 0,499                         |

Анализ эффективности по предыдущим годам, показывающий отклонение от проектных и фактически проведенных ГТМ по видам работ с

учетом параметра дополнительно добытой нефти представлен в Таблице 3.4 и на Рисунке 3.19.

Таблица 3.4 – Анализ эффективности ГТМ

| Вид ГТМ                                        | Итого на<br>01.01.2016 | 2015   |        |
|------------------------------------------------|------------------------|--------|--------|
|                                                |                        | проект | факт   |
| <b>ГРП</b>                                     |                        |        |        |
| количество проведенных операций                | 1421                   | 73     | 73     |
| дополнительная добыча нефти, тыс.т             | 13048.9                | 489.1  | 870.9  |
| <b>ЗБС, ЗБГС</b>                               |                        |        |        |
| количество пробуренных скважин                 | 374                    | 72     | 71     |
| дополнительная добыча нефти, тыс.т             | 3999.5                 | 738.3  | 871.0  |
| <b>Физико-химические методы ОПЗ</b>            |                        |        |        |
| количество проведенных операций                | 1861                   | 40     | 135    |
| дополнительная добыча нефти, тыс.т             | 908.6                  | 18     | 74.8   |
| <b>Потокоотклоняющие технологии</b>            |                        |        |        |
| количество проведенных операций                | 1348                   | 49     | 74     |
| дополнительная добыча нефти, тыс.т             | 1430.2                 | 45     | 87.0   |
| <b>Нестационарное заводнение</b>               |                        |        |        |
| количество проведенных операций                | 736                    | 13     | 42     |
| дополнительная добыча нефти, тыс.т             | 376.4                  | 5.6    | 16.2   |
| <b>РИР</b>                                     |                        |        |        |
| количество проведенных операций                | 12                     | 4      |        |
| дополнительная добыча нефти, тыс.т             | 29.0                   | 4.1    |        |
| <b>Перфорационные методы</b>                   |                        |        |        |
| количество проведенных операций                | 270                    |        |        |
| дополнительная добыча нефти, тыс.т             | 402.2                  |        | 0.3    |
| <b>Всего проведенных операций</b>              | 13367                  | 251    | 437    |
| <b>Всего дополнительно добыто нефти, тыс.т</b> | 21693.6                | 1300.1 | 1934.0 |

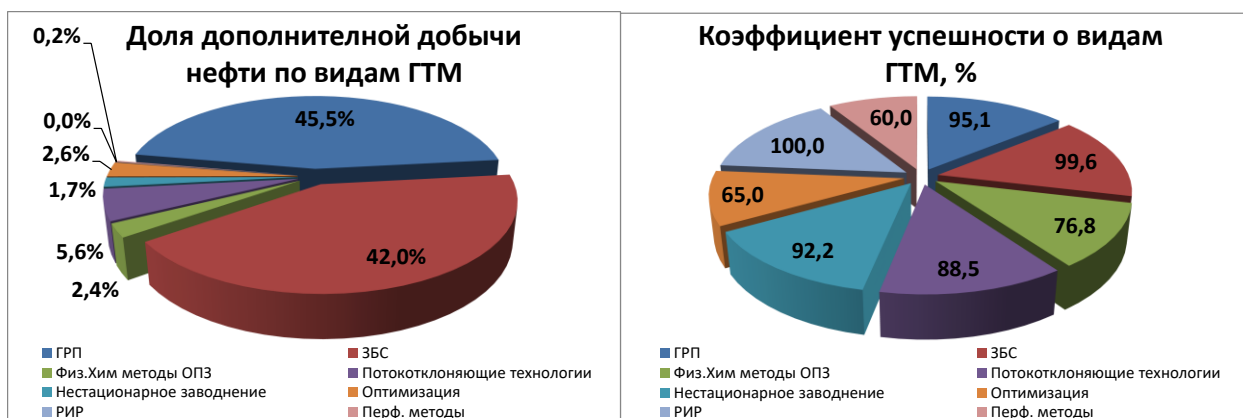


Рисунок 3.19 – Распределение накопленной добычи нефти и коэффициент успешности от различных видов ГТМ за период 2011-2015 гг.

За 2015 год было выполнено 437 ГТМ, что больше запланированного на 74,1 %, дополнительная добыча нефти составила 1934 тыс. т. (по проекту 1300 тыс. т.). В целом с начала разработки месторождения на 01.01.2016 год было проведено 13370 ГТМ, благодаря которым удалось достигнуть значений дополнительной добычи нефти в 21693,6 тыс. т.

Целью данной работы является построение участка геологической и гидродинамической модели для оценки воздействия применяемых технологий (ЗБС, ЗБГС), а также бурения горизонтальных скважин для вовлечения в разработку ранее недренируемых участков залежей продуктивных пластов БВ-8. Оценка эффективности применяемых ГТМ будет осуществляться путем сравнения данных по NPV за указанный период.

Следует отметить, что темп разработки на всем протяжении эксплуатации объекта характеризовался довольно низким значением и не превышает 2,1 %, после 2012 года отборы увеличились на 4-8% за счет бурения новых скважин, переводов и приобщения с другими объектами. При достижении отбора 7,3 % от НИЗ (1989 год) началось снижение темпов с 2,1 (1989 год) до 1,6 % (1999 год) при росте среднегодовой обводненности продукции с 9 до 32,8 %. Зависимости, отражающие состояние выработки запасов нефти по объекту БВ-8<sup>1</sup>, представлены на Рисунке 3.20.

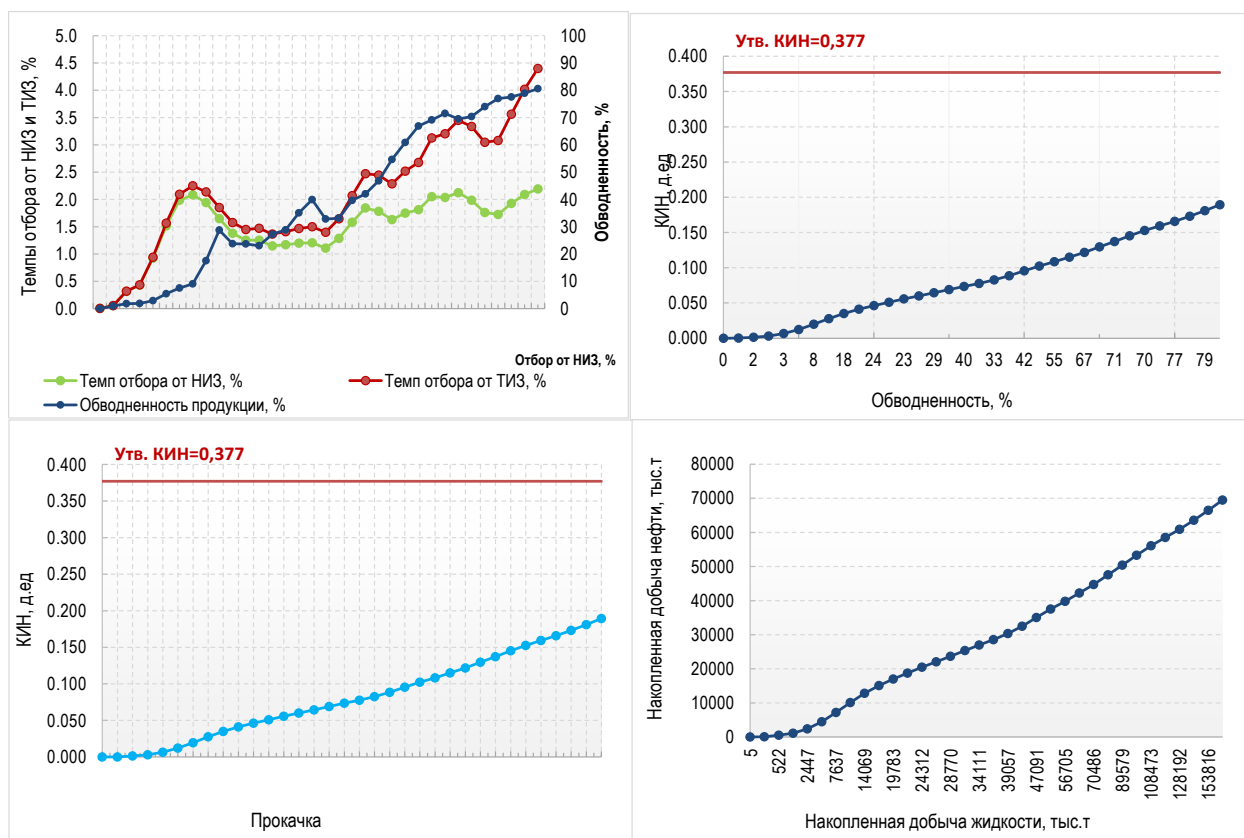


Рисунок 3.20 – Основные характеристики вытеснения объекта БВ-8

Район куста 333 на пласт БВ-8 предложен в качестве объекта для оценки воздействия. Исходя из существующей на месторождении концепции между нагнетательными скважинами остаются обширные зоны ОИЗ, что может быть объяснено латеральной анизотропии по проницаемости вследствие макротрещиноватости. Также данный участок относится к баровому комплексу, который вытянут с юга на север. Линия регионального стресса в этом регионе – на пять градусов западнее севера [17]. Также исходя из фундаментальных исследований вытеснения нефти вторичными методами (остаточная нефтенасыщенность изменяется динамически) в зависимости от скорости фильтрации, между ППД и добывающими скважинами образуются промытые каналы, которые не позволяют заземленной, неподвижной нефти быть вовлеченной в разработку, что сказывается на значении текущего КИН. Предлагаемые траектории по бурению дополнительных стволов на участке месторождения с участком карты накопленных отборов по горизонтальным

скважинам-аналогам (2019-2020 гг.) представлены на Рисунке 3.21, история их работы представлена на Рисунках 3.22-3.23.

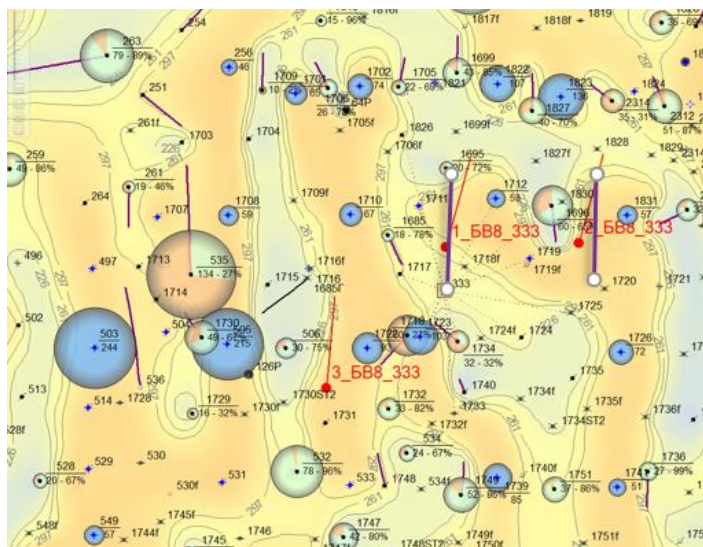


Рисунок 3.21 – Расположение траекторий скважин-кандидатов под уплотняющее бурение

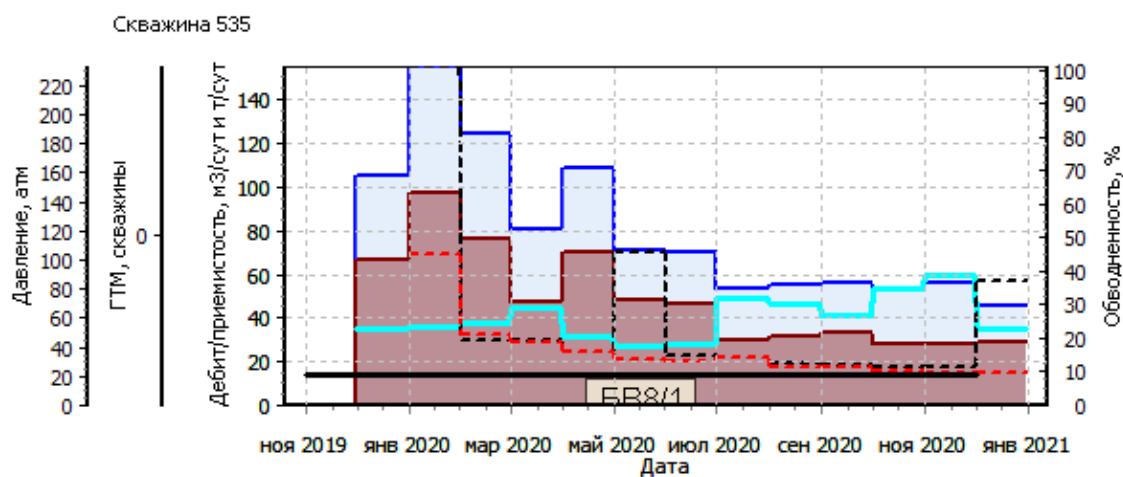


Рисунок 3.22 – Режим работы скважины-аналога 535

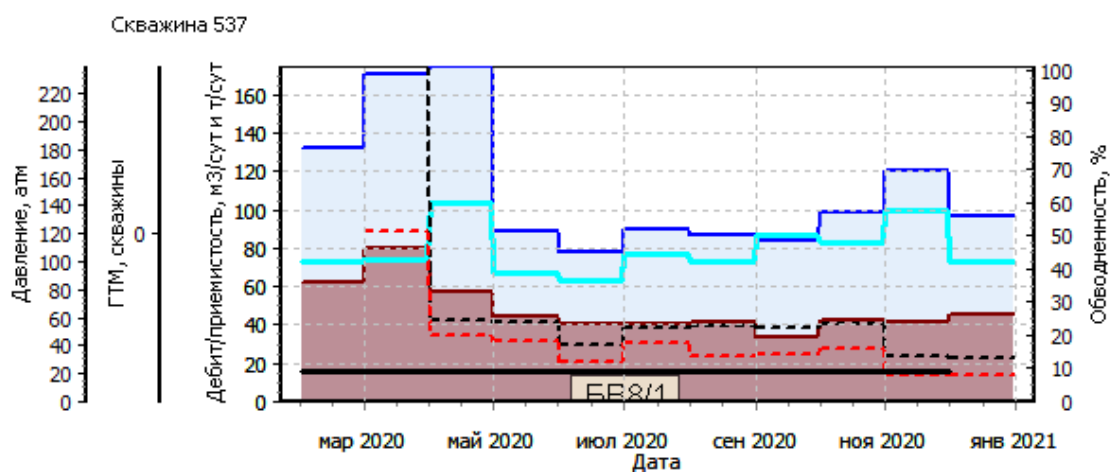


Рисунок 3.23 – Режим работы скважины-аналога 537

### 3.5 Создание участка геологической модели

Участок геологической модели был построен в программе Petrel с помощью необходимых исходных данных, таких как:

- скважинные данные (инклинометрия) + ГИС, интерпретированные данные ГИС (пористость, насыщенность, проницаемость);
- отбивки сейсмических исследований (кровля, подошва продуктивного пласта);
- данные о свойствах флюидов (PVT).

Одним из важнейших этапов создания геологической модели является создание структурного каркаса. Границы участков моделирования выбирались следующим образом - область моделирования включала собственно моделируемый объект и законтурную зону пласта на расстоянии не менее 2 км от внешнего контура залежей. В некоторых случаях, законтурные части моделей значительно шире, так как близлежащие по площади и по вертикали объекты моделировались в рамках единых структурных и геологических моделей [55].

Для создания структурного каркаса геологических моделей использовались стратиграфические границы подсчётных объектов, карты общих толщин и полигоны разрывных нарушений. В процессе моделирования поверхности корректировались в соответствии со скважинными отбивками [54].

В случае совместного моделирования группы пластов, в качестве опорных использовались поверхности наиболее протяжённых и уверенно выделяемых по результатам объёмных геофизических методов горизонтов, остальные поверхности строились методом схождения через карты стратиграфических толщин.

Структурный каркас геологической модели полностью основан на структурных поверхностях двумерного подсчета запасов. В качестве примера на Рисунке 3.24 представлен структурный каркас совмещенной модели пласта

БВ-8, включающей пласты БВ-8<sup>1-1</sup>, БВ-8<sup>1-2</sup>, БВ-8<sup>1-3-0</sup>, БВ-8<sup>1-3</sup>, БВ-8<sup>1-4</sup>, характеризующиеся сложным клиноформным строением.

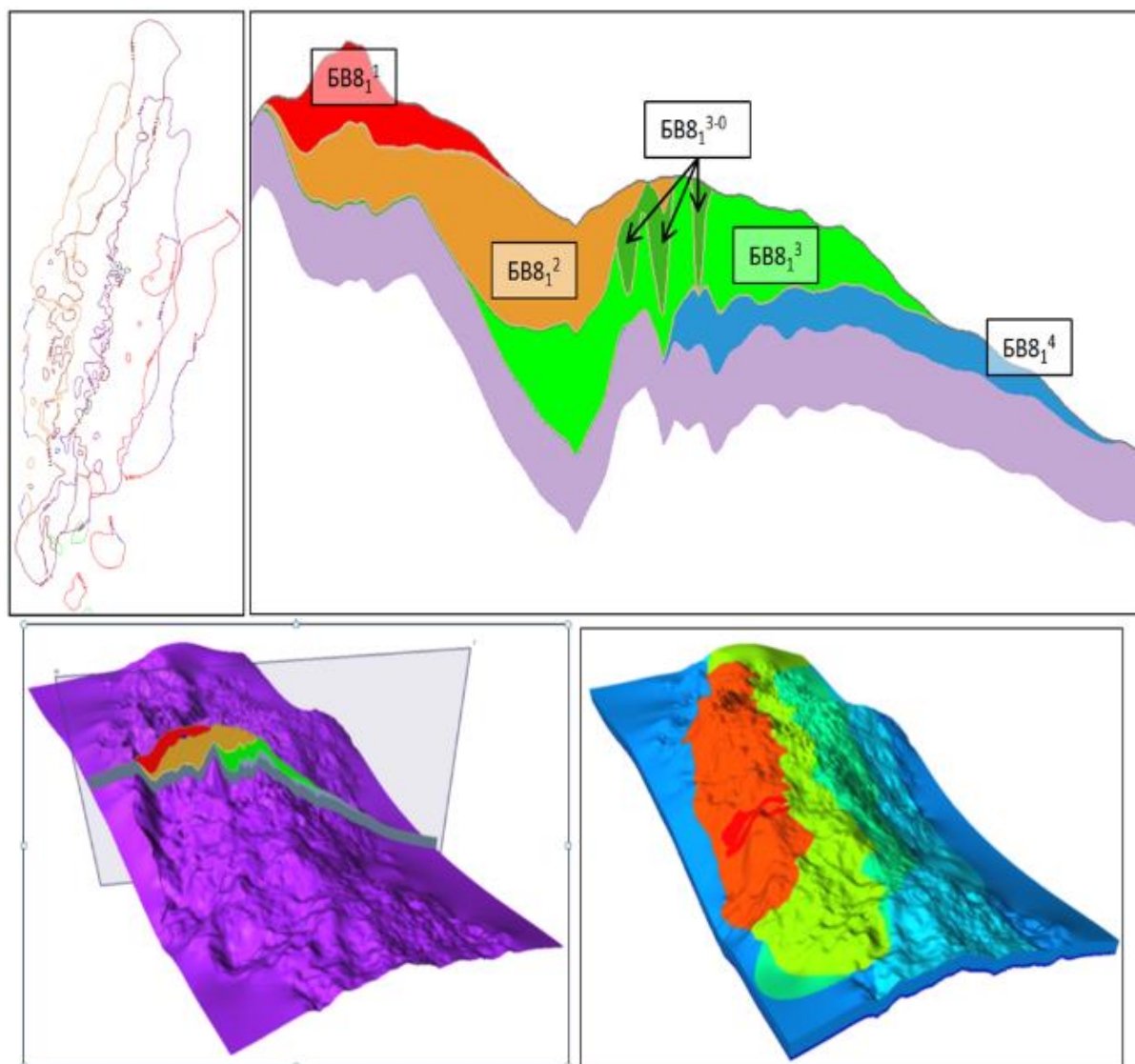


Рисунок 3.24 - Пример построения структурного каркаса - пласт БВ-8

Распределение свойств для геологической модели (пористость, проницаемость, водонасыщенность) осуществлялось по выведенным ранее зависимостям для группы пластов БВ-8. Критерии отсечения (cut-off) для выделения коллекторов также было описано ранее. На Рисунке 3.25 представлены гистограммы распределения основных ФЕС пласта БВ-8 геологической и фактической моделей.

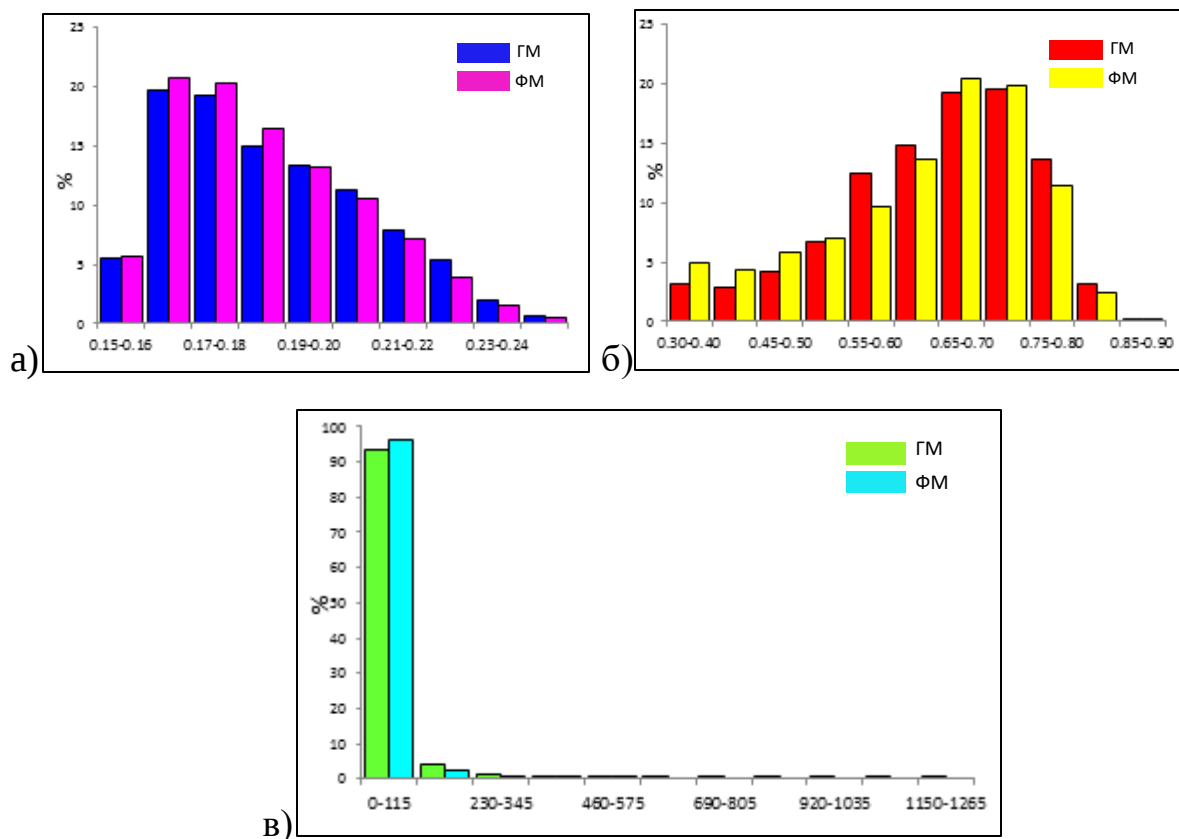


Рисунок 3.25 – Гистограммы распределения пористости (а), нефтенасыщенности (б) и проницаемости (в) модели пласта БВ-8

С учетом отбивок по скважинам была построена поверхность по кровле и подошве пласта БВ-8. С учетом зависимостей коэффициента пористости от проницаемости для данной группы пластов, в дальнейшем свойства были распространены по модели.

Распределение коэффициента пористости и проницаемости по пласту БВ-8<sup>1-4</sup> представлено на Рисунках 3.26 и 3.27 соответственно.

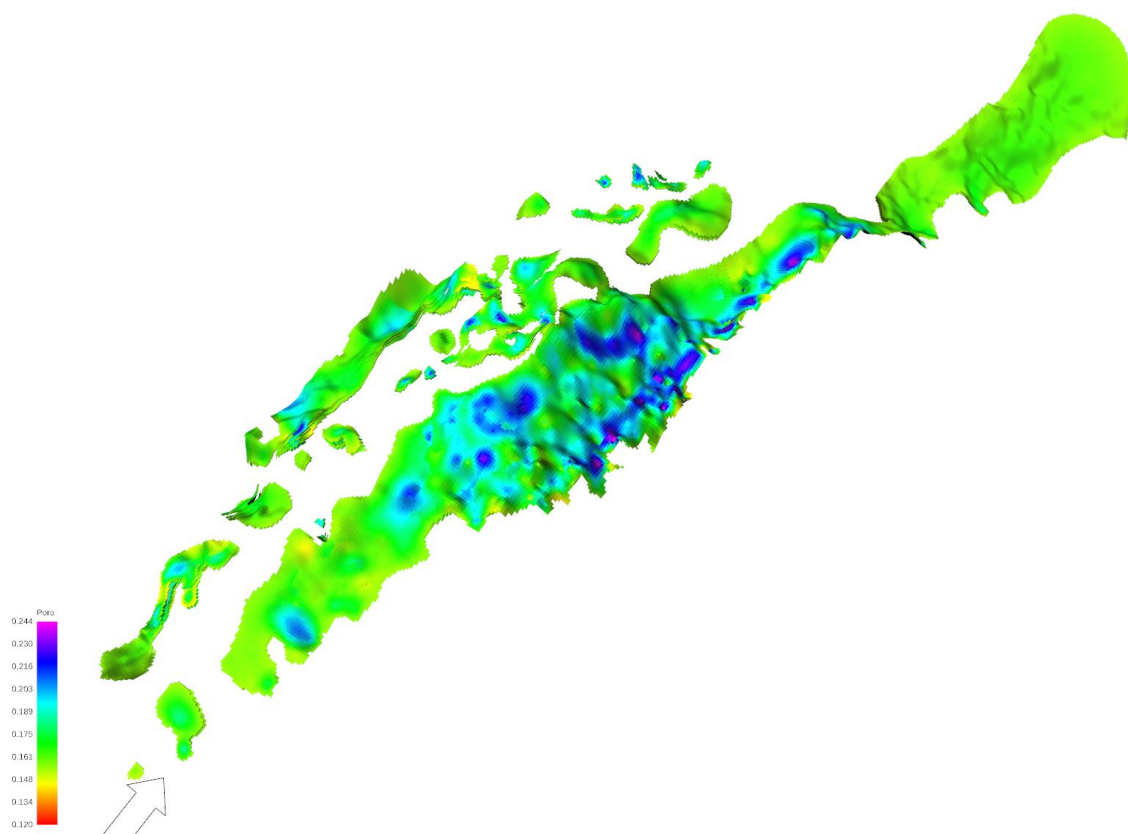


Рисунок 3.26 - Пример распределение коэффициента пористости по пласту БВ-8<sup>1-4</sup>

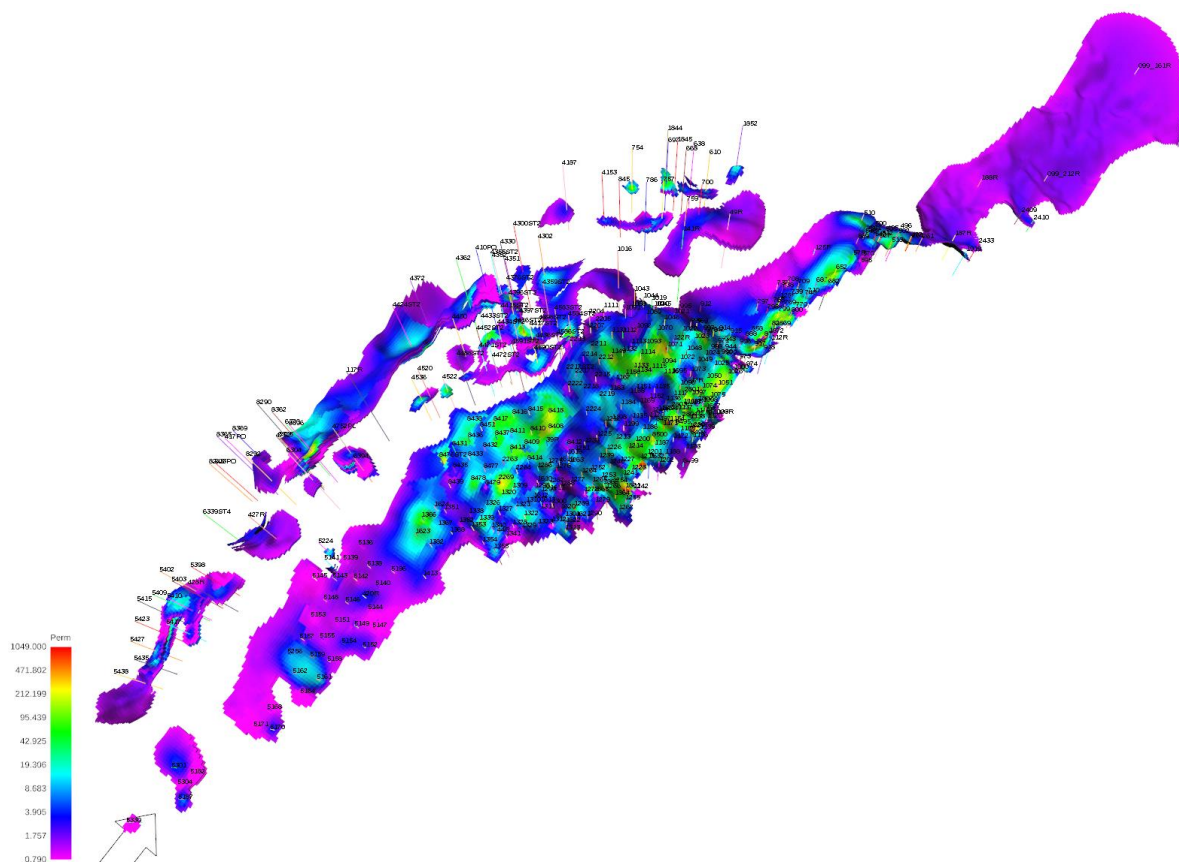


Рисунок 3.27 - Пример распределение коэффициента проницаемости по пласту БВ-8<sup>1-4</sup>

Достижение проектного КИН требует проведения ряда ГТМ, которые будут применены для вовлечения в разработку целиков нефти. В анализируемом участке скважины расположены по обращенной девятиточечной системе. Для анализа выработки запасов и применения различных ГТМ, был вырезан полигон (участок пласта) размером 1,5х1,5 км, на котором и будут производиться расчеты и анализ проведенных ГТМ. Карта средней пористости по участку модели представлена на Рисунке 3.28, куб пористости – на Рисунке 3.29.

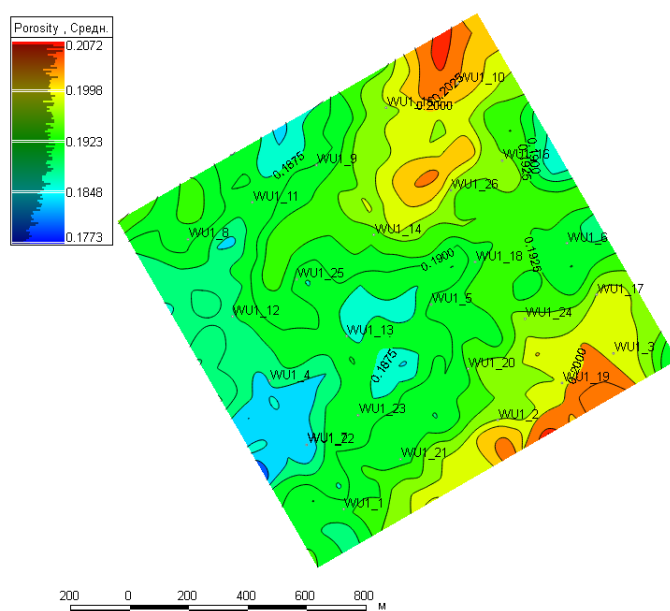


Рисунок 3.28 – Карта средней пористости по выделенному участку

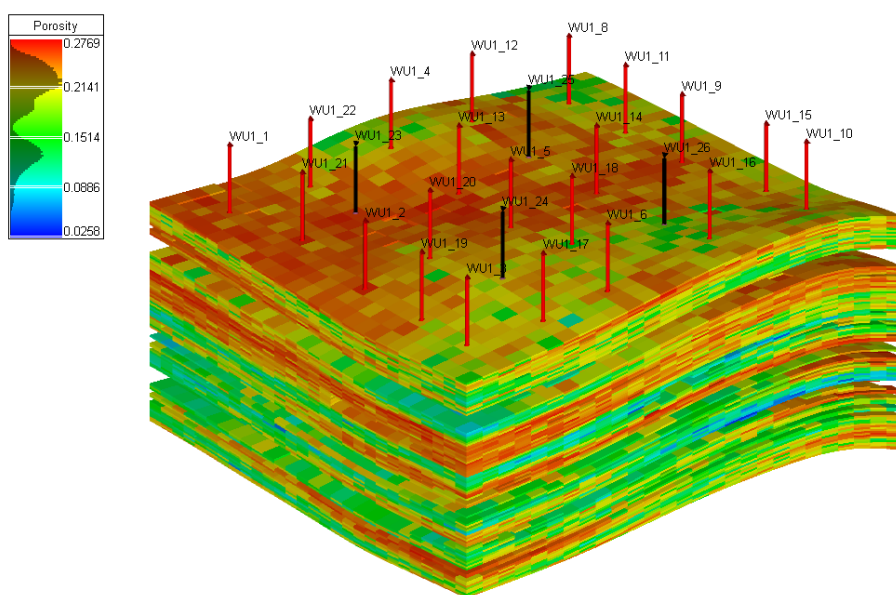


Рисунок 3.29 – Куб пористости по выбранному участку

Аналогично на Рисунках 3.30 и 3.31 представлены данные по проницаемости.

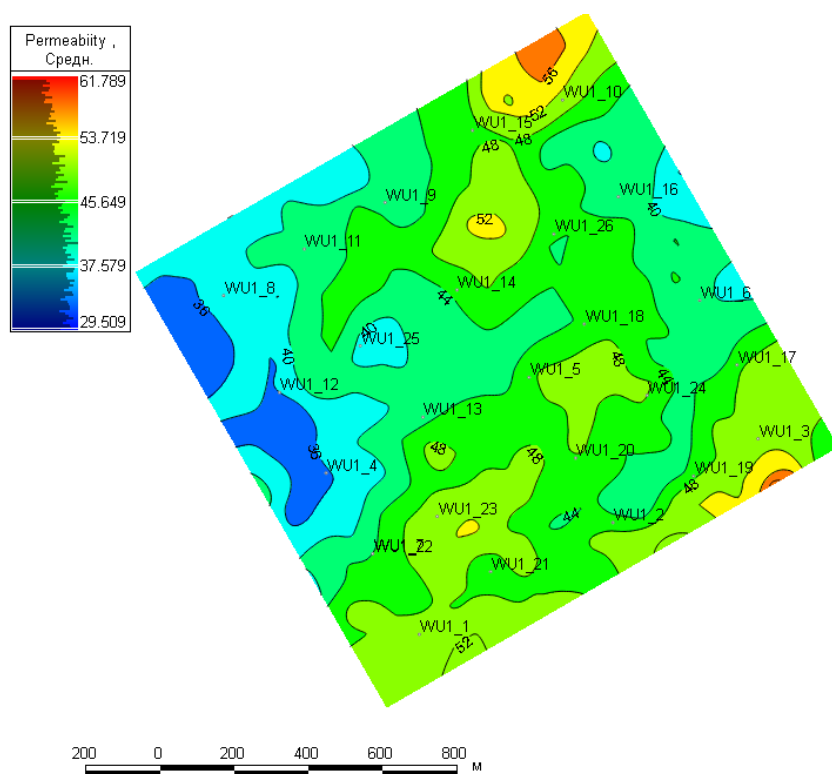


Рисунок 3.30 – Карта средней проницаемости по выделенному участку

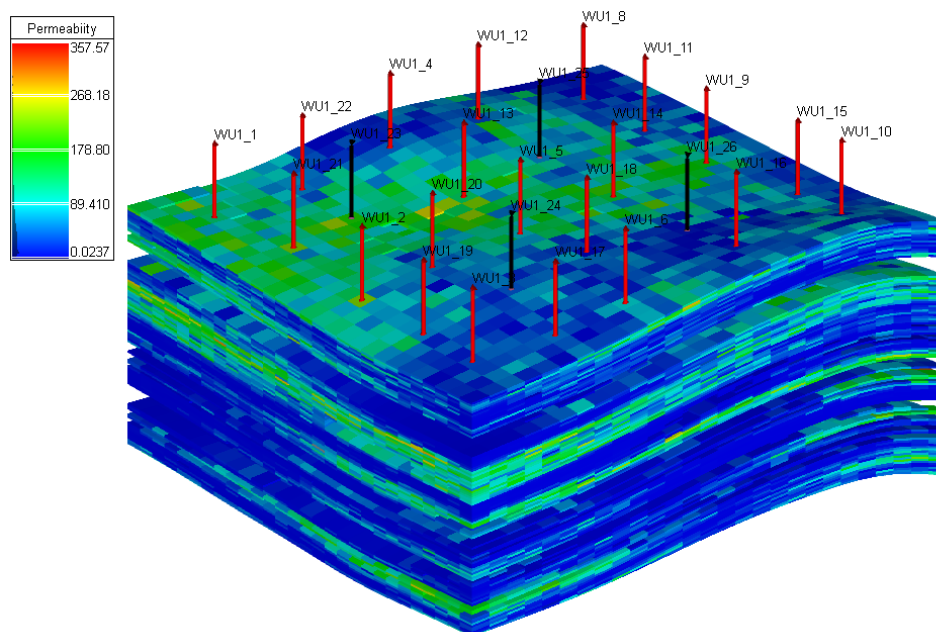


Рисунок 3.31 – Куб проницаемости по выбранному участку

Исходя из полученных распределений среднее значение пористости составило 19%, проницаемости – 45 мД. Также отмечается высокая неоднородность коллекторов по проницаемости. Карта среднего давления по

пласту (Рисунок 3.32) и средней нефтенасыщенности (Рисунок 3.33) представлены ниже.

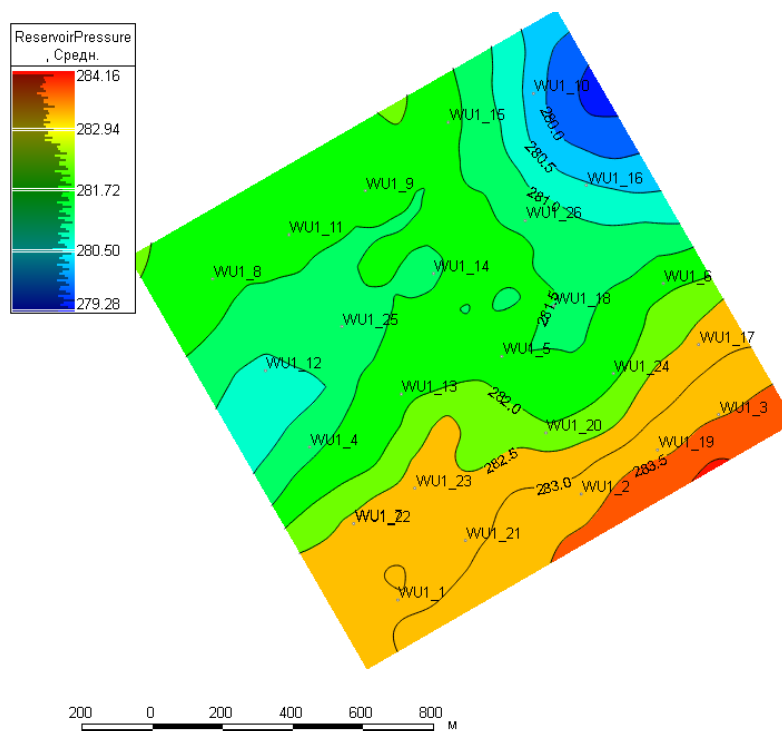


Рисунок 3.32 – Карта среднего давления по пласту БВ-8

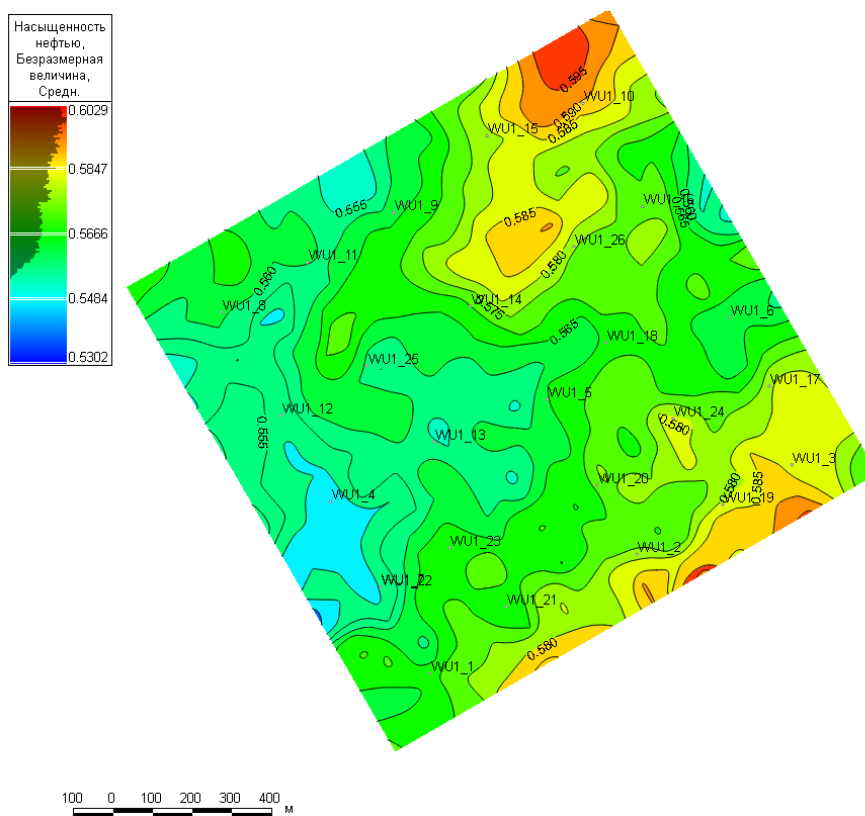


Рисунок 3.33 – Карта средней нефтенасыщенности по пласту БВ-8

### 3.6 Создание участка гидродинамической модели

Пластовая нефть пласта БВ-8 легкая, малосернистая. Давление насыщения в среднем составляет 145 атм. при начальном пластовом 280 атм. Данные по PVT-исследованиям были также загружены в модель с построенными зависимостями изменения вязкости, объемного коэффициента нефти и газосодержания от давления. За время эксплуатации пласта БВ-8 на отдельных скважинах забойное давление снижалось ниже давления насыщения. При построении фильтрационных моделей за основу были взяты относительные фазовые проницаемости (ОФП) для нефти и воды от изменения водонасыщенности и нефть-газ от газонасыщенности. При настройке моделей по истории разработки характер кривых относительных фазовых проницаемостей был модифицирован для лучшей сходимости расчетных и фактических показателей разработки. Модифицированная ОФП для пласта БВ-8 представлена на Рисунке 3.34.

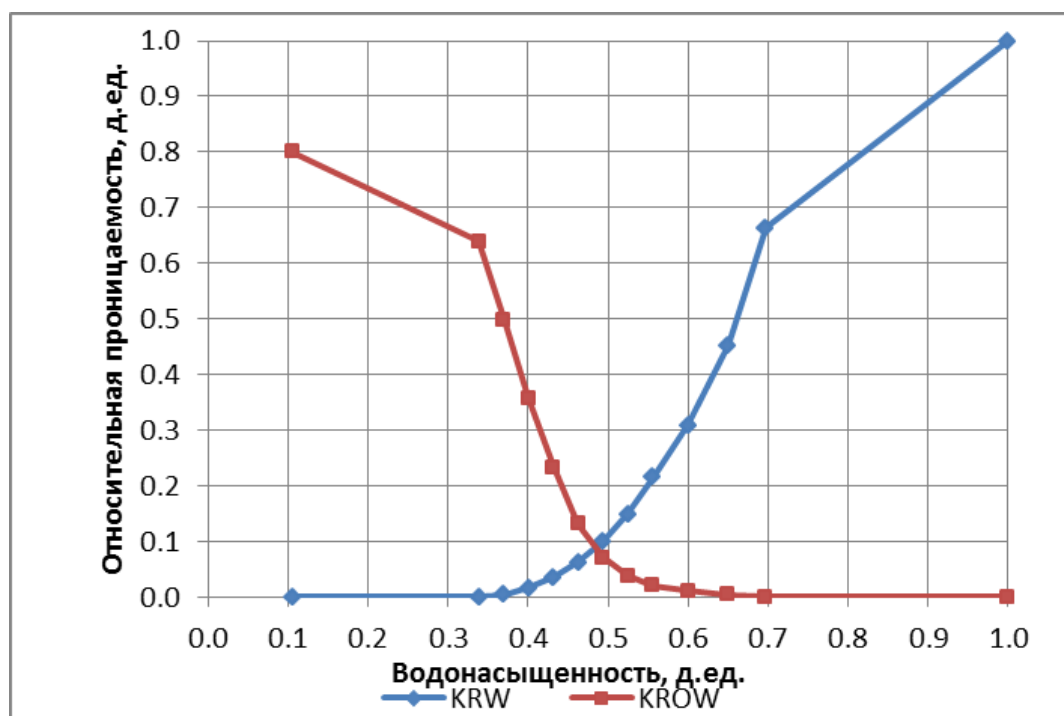


Рисунок 3.34 - Модифицированные ОФП нефти и воды. Объект БВ-8

После построения геологической модели необходимо перейти к анализу разработки выбранного участка в гидродинамической модели. Адаптация

модели происходила под значения дебитов и замеренного давления в каждой из добывающих скважин на дату 01.05.1997 года. Расчет процесса разработки данного участка был заложен на период до 01.05 2026 года.

Оптимизация разработки и выработка ОИЗ выбиралась исходя из опыта проведения аналогичных мероприятий на других кустах. Далее будет рассмотрен анализ добычи для четырех вариантов разработки:

- 1) разработка обращенной девятиточечной системой;
- 2) бурение дополнительных горизонтальных скважин в зонах с увеличенной нефтенасыщенностью для вовлечения в разработку дополнительных зон, неохваченных разработкой;
- 3) зарезка боковых горизонтальных стволов в скважинах, дебит которых снижается до значений рентабельности работы (низкие дебиты по нефти с высокой обводненностью продукции);
- 4) изменения обращенной девятиточечной системы в рядную (переключение добывающих скважин в нагнетание) для изменения направления фильтрации и увеличения коэффициента охвата.

Анализ успешности приведенных вариантов разработки будет производиться путем сравнения NPV по каждому из кейсов с учетом закладывания капитальных и операционных затрат.

### **3.6.1 Разработка обращенной девятиточечной системой**

Работа скважин в данном варианте подразумевает постепенное снижение добычи по нефти с ростом обводненности добываемой продукции до пределов экономической целесообразности, после чего происходит отключение скважины и ее последующая консервация для проведения дальнейших ГТМ.

На Рисунках 3.35-3.36 представлено сравнение средних карт по массовым подвижным запасом на 01.05.1997 и на конец анализируемого периода – 01.05.2026.

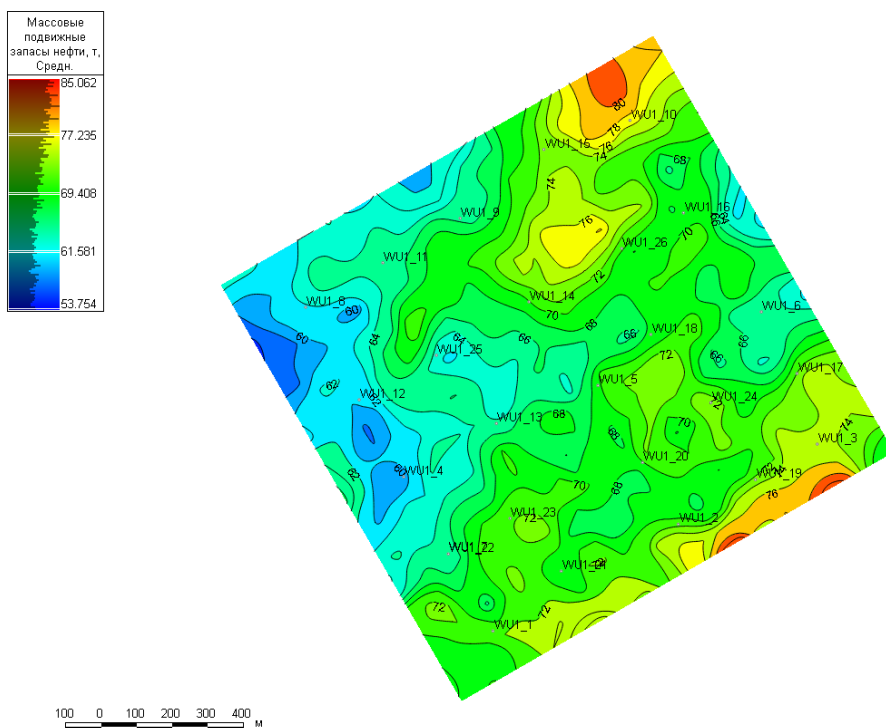


Рисунок 3.35 – Карта средних значений массовых подвижных запасов на 01.05.1997

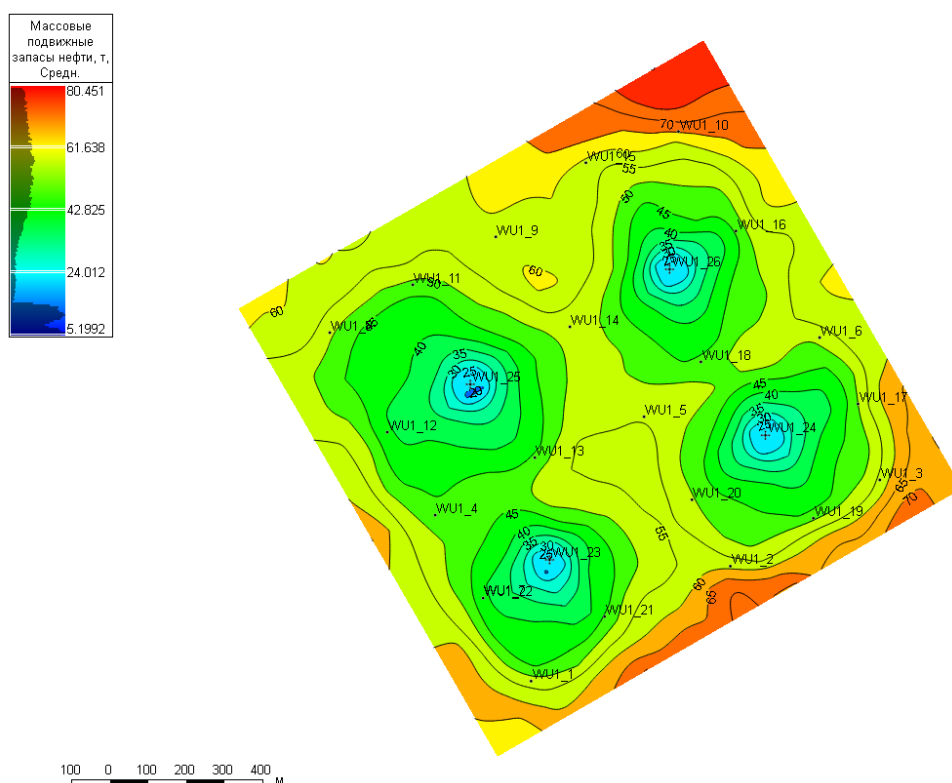


Рисунок 3.36 – Карта средних значений массовых подвижных запасов на 01.05.2026 при обращенной девятиточечной системе

Сводные графики по добыче нефти, воды и жидкости по годам, а также обводненности добываемой продукции с накопленными показателями представлены на Рисунках 3.37-3.38.

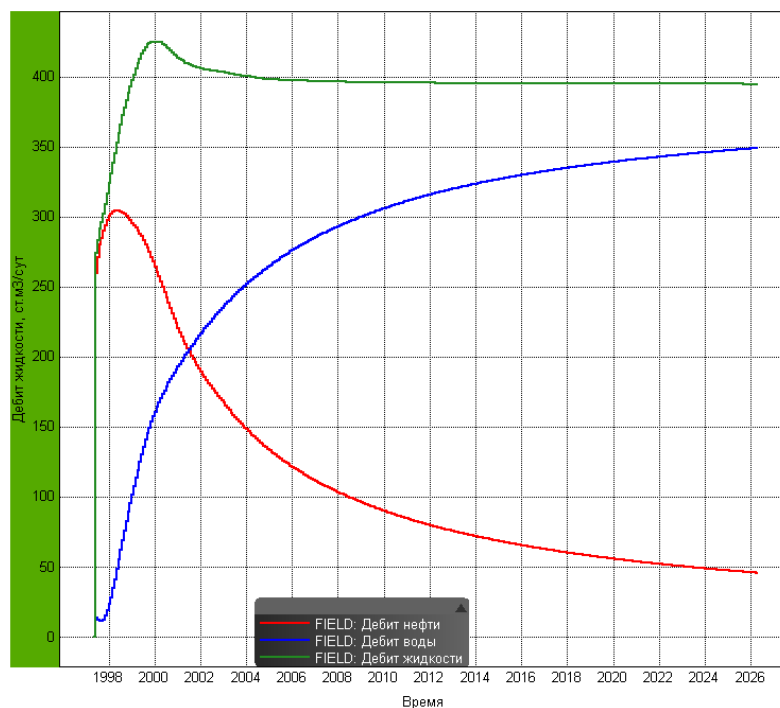


Рисунок 3.37 – Показатели по дебитам добываемой продукции для случая обращенной девятиточечной системы

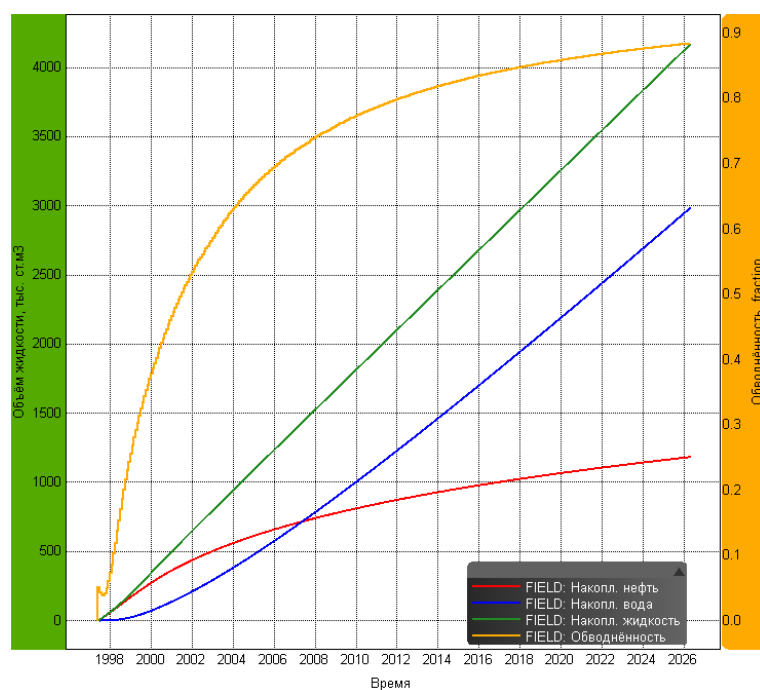


Рисунок 3.38 – Накопленные показатели и обводненность продукции для случая обращенной девятиточечной системы

### 3.6.3 Разработка с помощью бурения горизонтальных скважин

Одним из вариантов по выработке ОИЗ на месторождениях, находящихся на III и IV стадиях разработки является проведение работ по уплотняющему бурению, в частности, бурение горизонтальных скважин с

увеличенной площадью дренирования. Данная методика широко распространена на Вынгапуровском месторождении, что подтверждает успешный опыт работ на кустах-аналогах. В результате бурение ГС в первые годы происходит резкое увеличение добычи на введенных в разработку скважин, что подтверждает экономическую эффективность от использования данной технологии. Карта средних значений массовых подвижных запасов на 01.05.2026 для случая бурения двух ГС представлена на Рисунке 3.39.

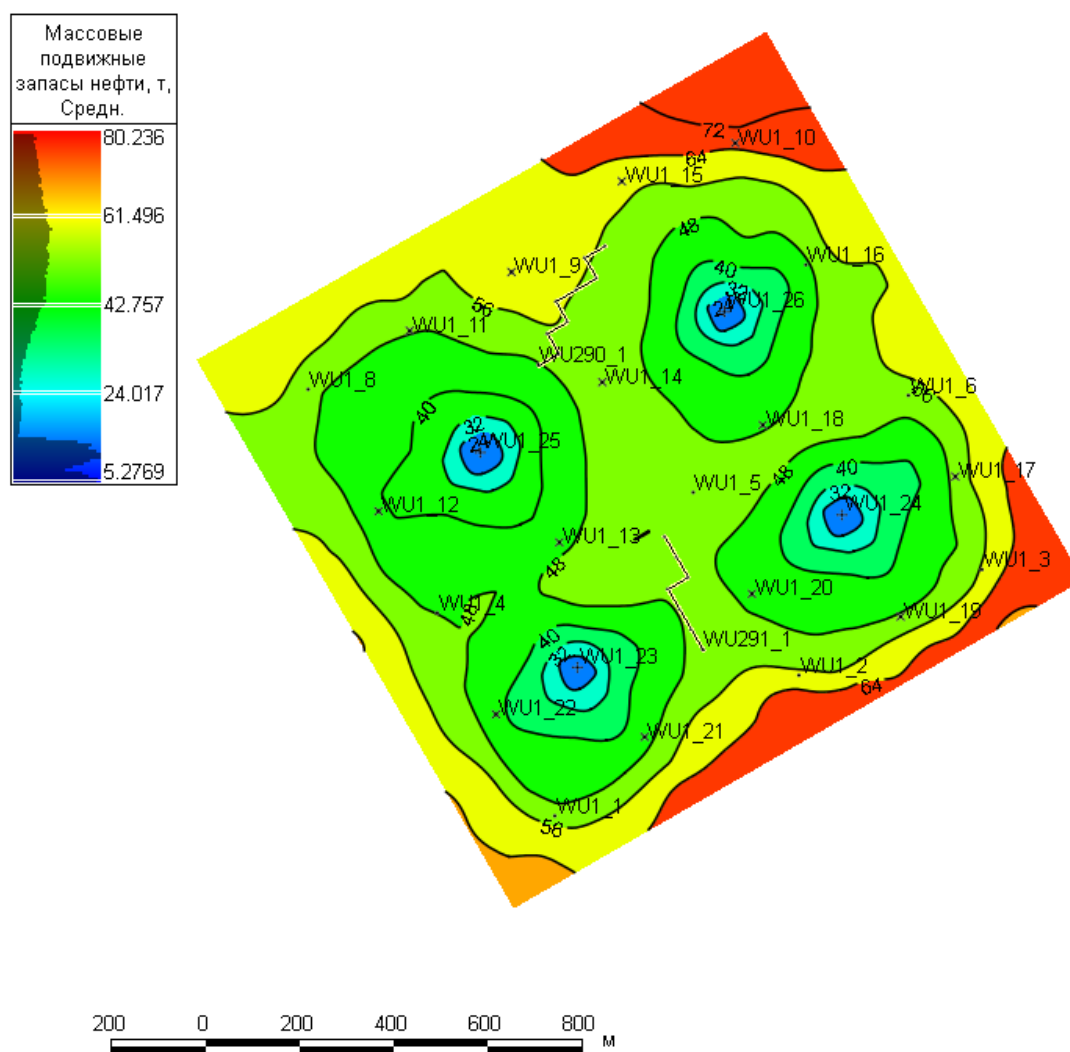


Рисунок 3.39 – Карта средних значений массовых подвижных запасов на 01.05.2026 для случая бурения двух ГС

Сводные графики по добыче нефти, воды и жидкости по годам, а также обводненности добываемой продукции с накопленными показателями для случая бурения двух ГС представлены на Рисунках 3.40-3.41 соответственно.

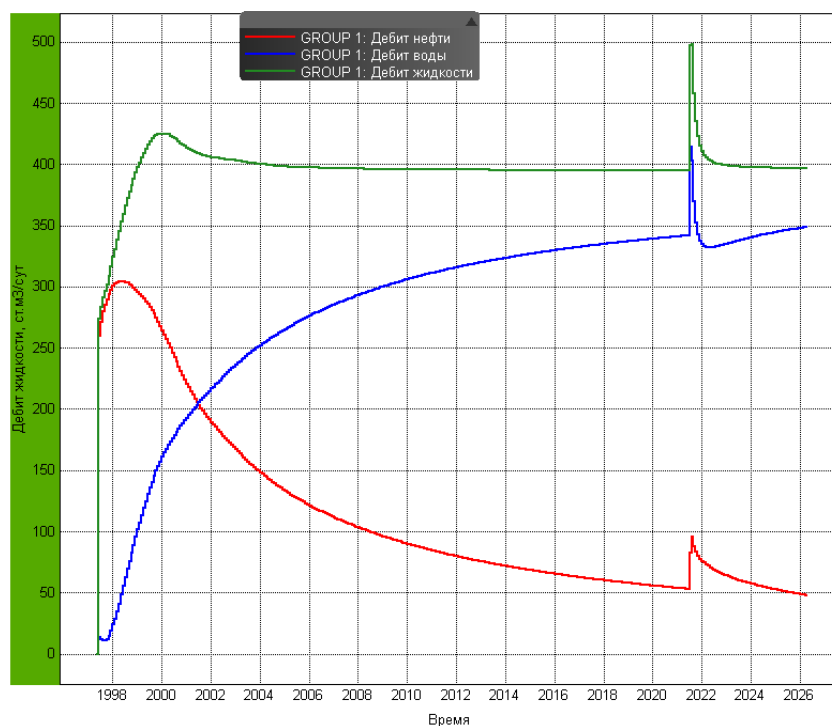


Рисунок 3.40 – Показатели по дебитам добываемой продукции для случая бурения двух горизонтальных скважин

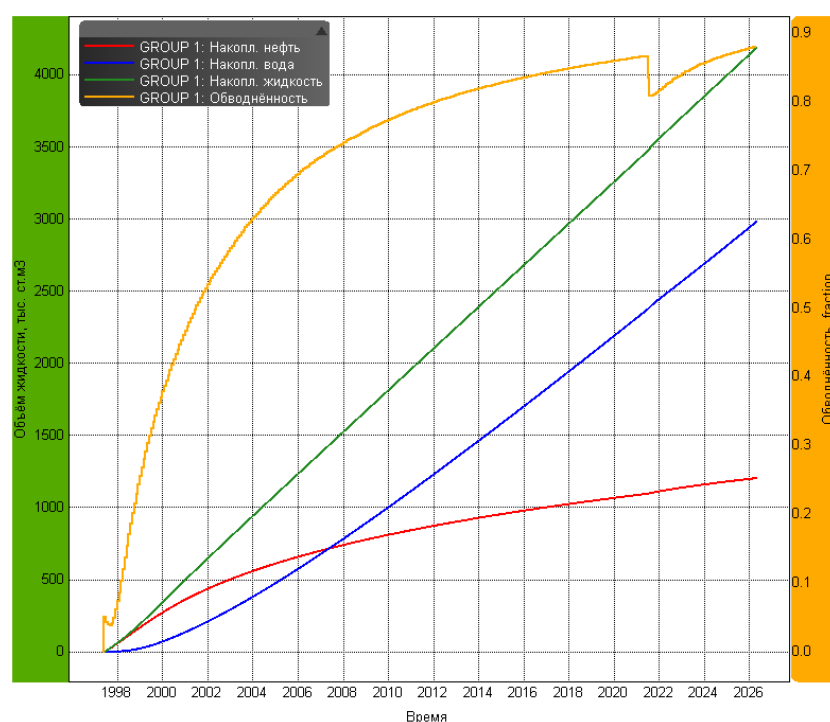


Рисунок 3.41 – Накопленные показатели и обводненность продукции для случая бурения двух горизонтальных скважин

Бурение первой ГС запланировано 01.06.2021 с последующим вводом в эксплуатацию 01.07.2021 и второй ГС (ввод 01.08.2021). Сводные графики по дебитам нефти для обеих скважин представлены на Рисунке 3.42.

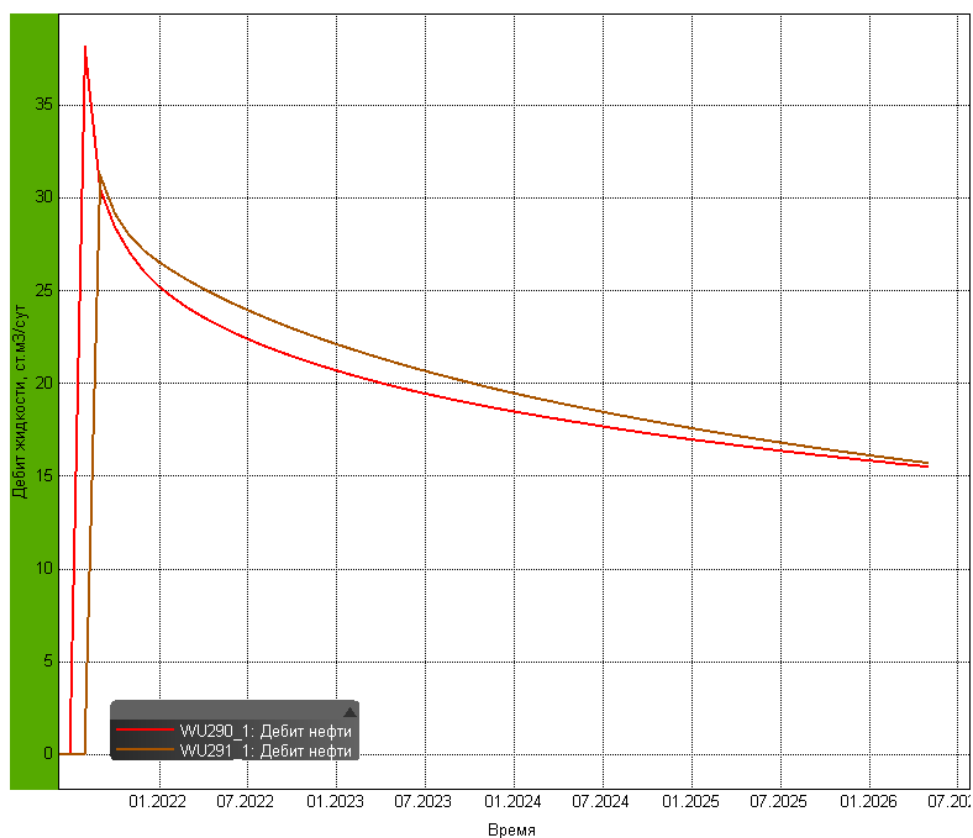


Рисунок 3.42 – Дебиты по нефти для двух ГС

Как видно из анализа приведенных выше графиков, в первые годы наблюдается резкий рост добычи в сравнении с действующим фондом вертикальных и наклонно-направленных скважин, на которых средний дебит на принятую дату составляет  $\overline{Q}_H = 3.5 \text{ м}^3/\text{сут}$  с высокими значениями обводненности добываемой продукции.

### 3.6.4 Разработка с помощью зарезки боковых стволов в сторону сформировавшихся целиков нефти

Данная технология имеет широкое применение на старых месторождениях, позволяющая увеличить добычу и вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могли быть возвращены в действующий фонд другими методами. На момент 01.06.2021 существуют скважины, выведенные из разработки вследствие низких дебитов по нефти и высокой обводненности. Данная методика позволяет избежать затраты на бурение, обустройство и освоение скважины, что позволяет говорить о рентабельности данных ГТМ.

Эффективность данной технологии в условиях участка пласта БВ-8 Вынгапуровского месторождения будет рассмотрена далее в качестве анализа показателей разработки.

Карта средних значений массовых подвижных запасов на 01.05.2026 для случая проведения ЗБС на четырех скважинах, дебит которых на 01.06.2021 опустился ниже  $1\text{ м}^3/\text{сут}$ , представлена на Рисунке 3.43. Также скважина WU1\_1 переведена в разряд нагнетательных 01.06.2021, скважина WU1\_3 переведена 01.02.2023.

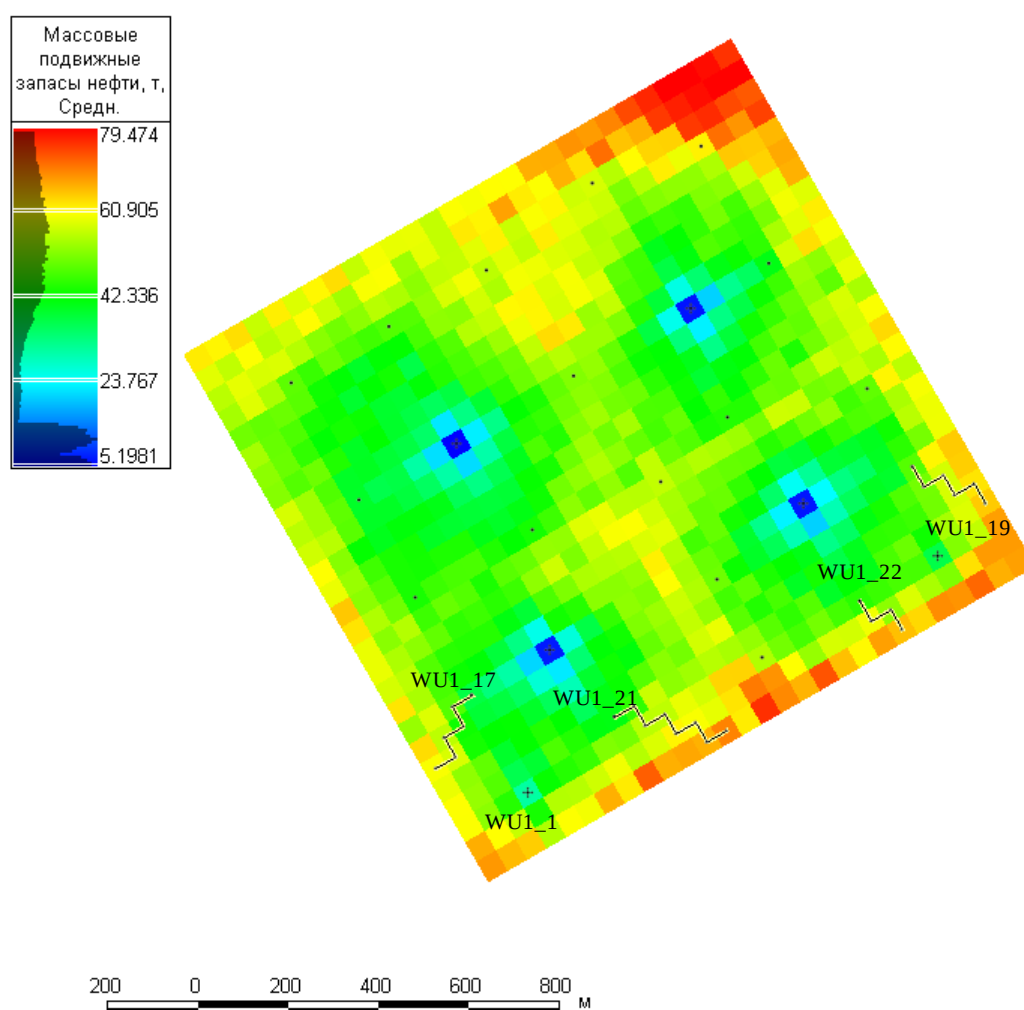


Рисунок 3.43 – Карта средних значений массовых подвижных запасов на 01.05.2026 для случая проведения ЗБС на четырех скважинах

Сводные графики по добыче нефти, воды и жидкости по годам, а также обводненности добываемой продукции с накопленными показателями для случая ЗБС представлены на Рисунках 3.44-3.45 соответственно.

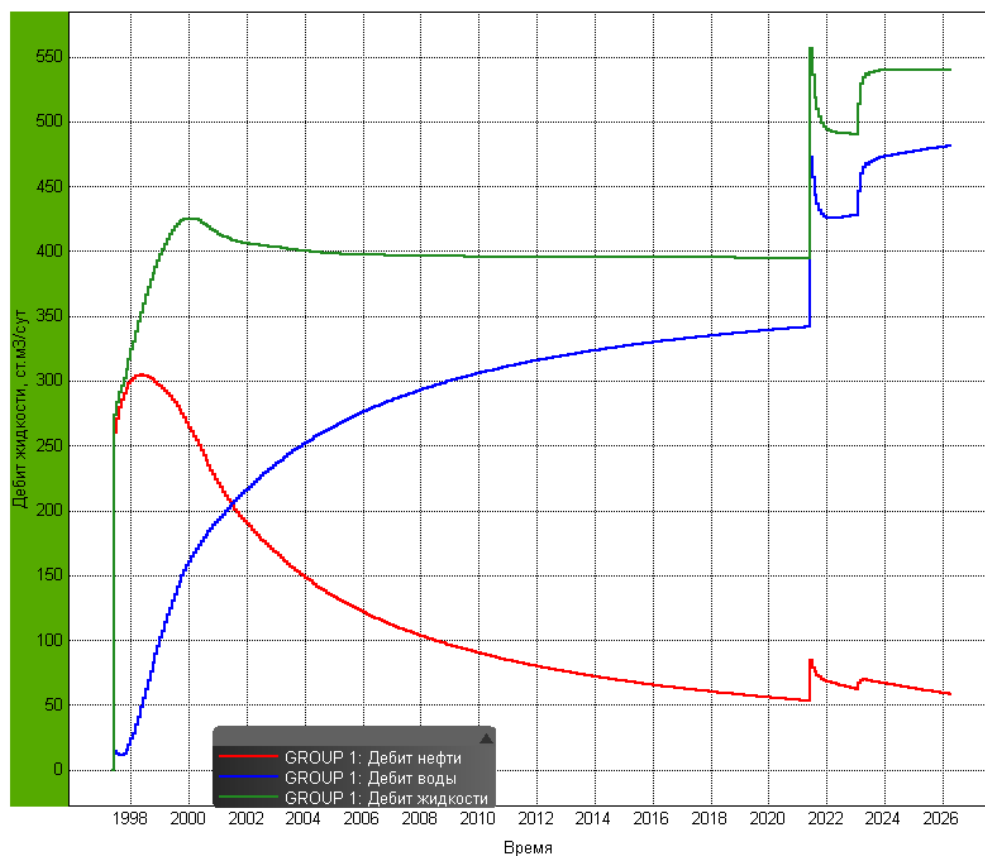


Рисунок 3.44 – Показатели по дебитам добываемой продукции по участку месторождения для случая ЗБС

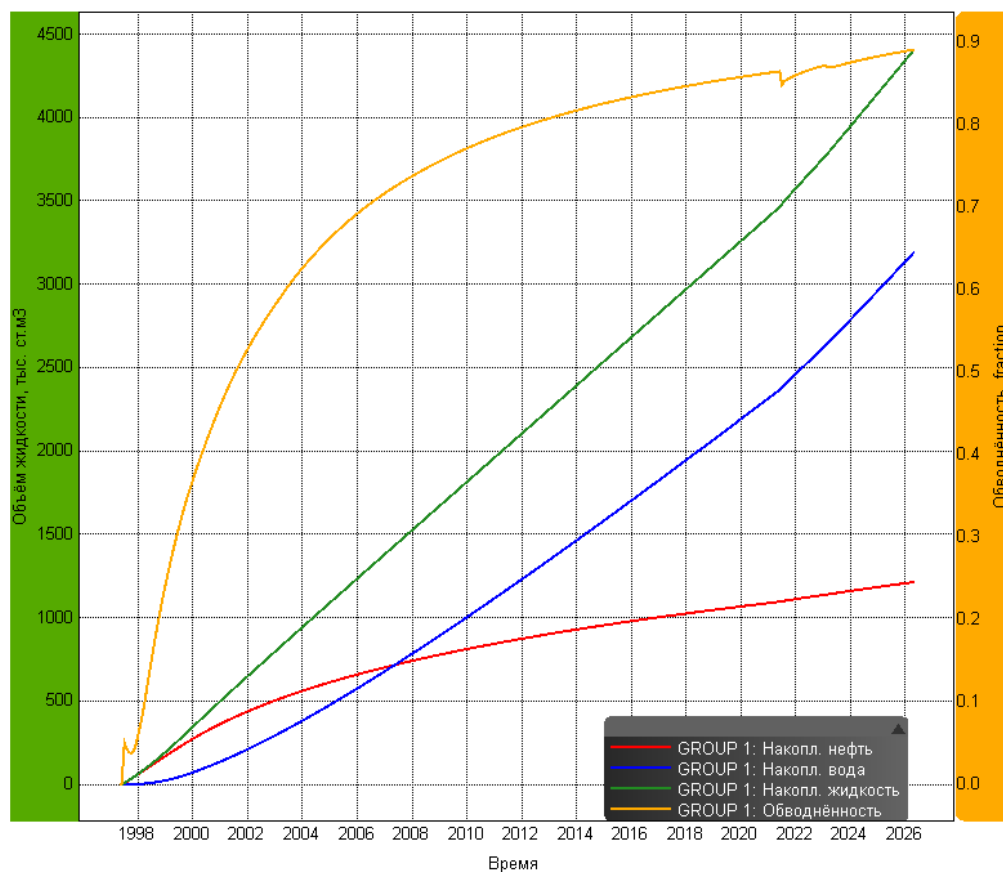


Рисунок 3.45 – Накопленные показатели и обводненность продукции по участку месторождения для случая ЗБС

На Рисунке 3.46 представлены графики дебитов по скважинам, в которых выполнялись работы по зарезке боковых стволов.

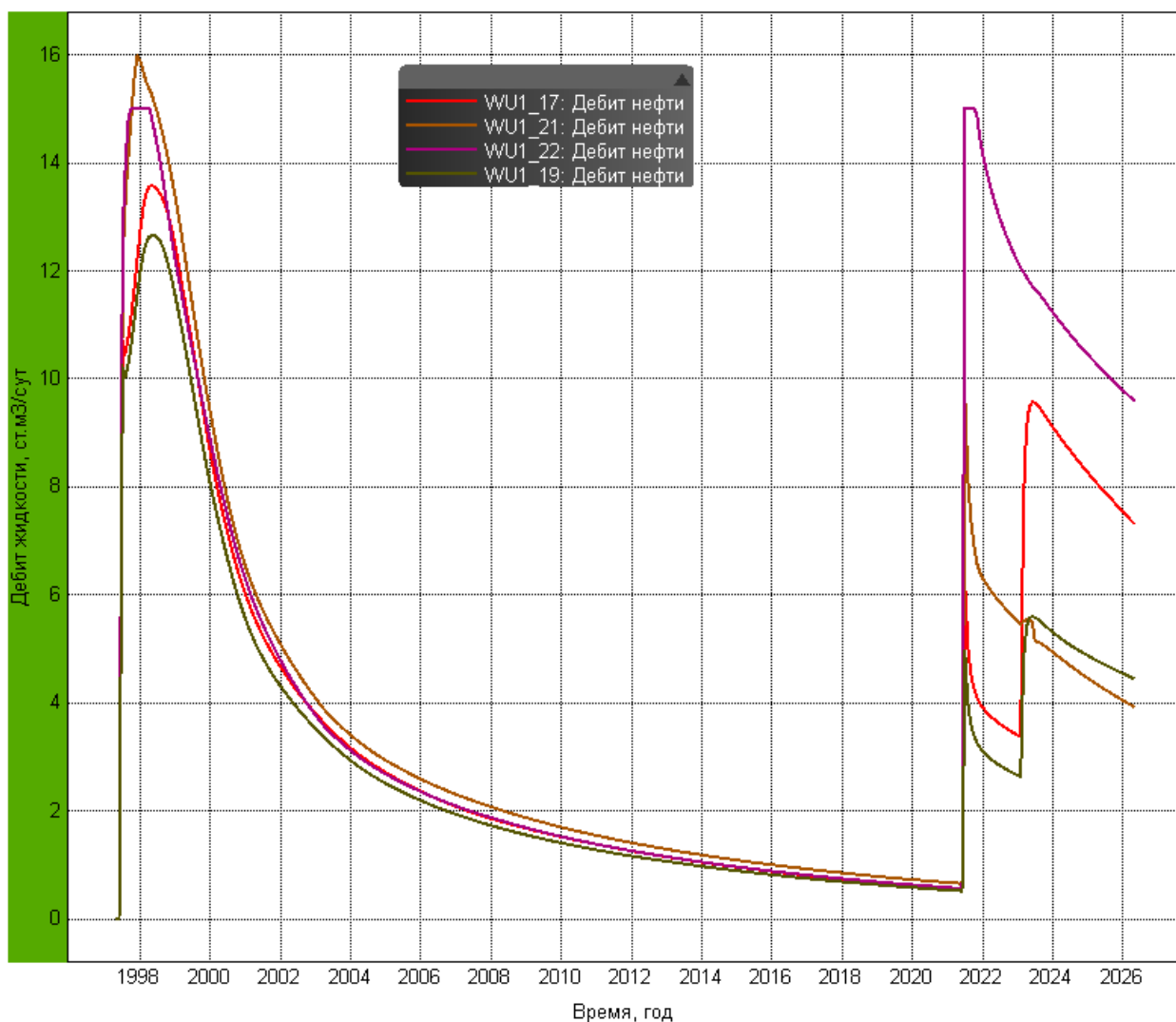


Рисунок 3.46 – Изменение дебита на добывающих скважинах после ЗБС

Как видно из представленных графиков, после проведения ЗБС происходит резкий непродолжительный рост дебита по нефти, однако в результате подтягивания значительных объемов воды в продукцию скважины, наблюдается снижение  $Q_n$  с увеличением обводненности продукции. Также в скважинах WU1\_17 и WU1\_19 после 01.02.2023 (перевод скважины WU1\_3 в нагнетание) наблюдается повторный рост дебитов по нефти с выдержанным трендом.

### 3.6.5 Разработка с помощью рядной системы (перевод добывающих скважин в нагнетание)

В результате анализа работы действующих скважин, на момент 01.06.2021 предлагается формирование рядной системы с переводом скважин WU\_1\_21, WU\_1\_11, WU\_1\_13, WU\_1\_15, WU\_1\_18, WU\_1\_19 в разряд нагнетательных с выставленными значениями приемистости в 60 м<sup>3</sup>/сут; контроль по действующим нагнетательным скважинам также снижен до значений в 60-70 м<sup>3</sup>/сут для достижения суммарной компенсации в целом по участку месторождения в 120%. Карта средних значений массовых подвижных запасов на 01.05.2026 для случая рядной системы разработки на выбранном участке представлена на Рисунке 3.47.

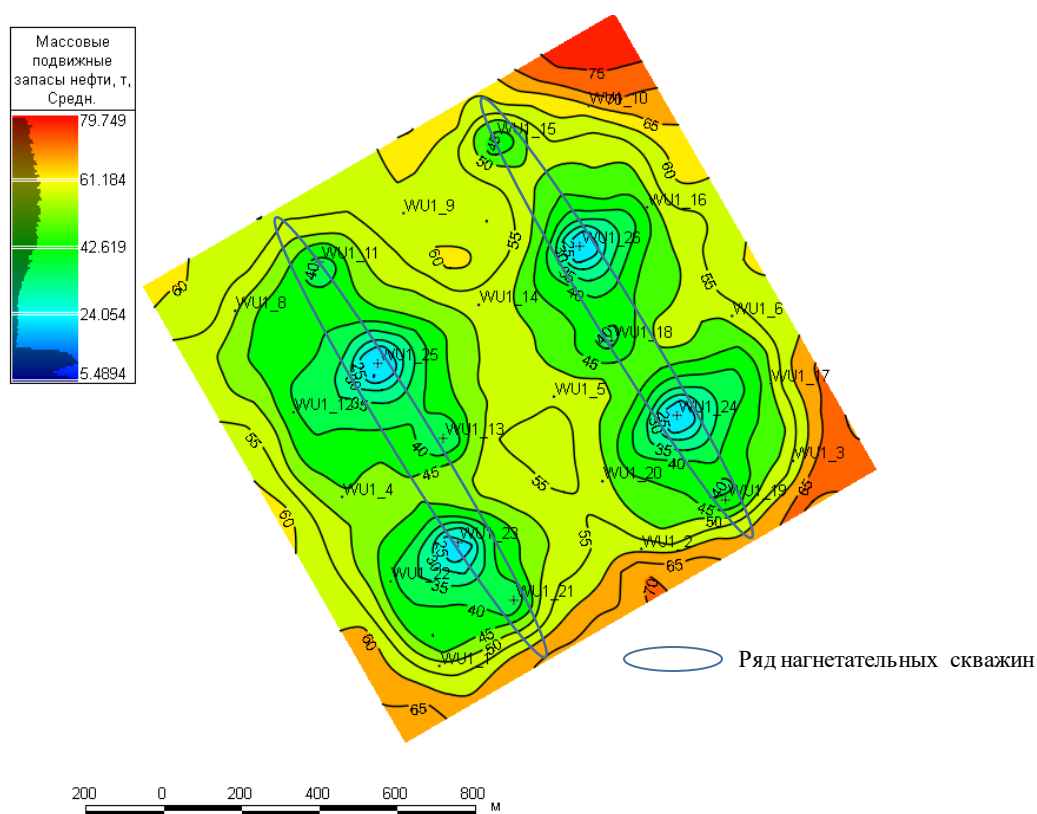


Рисунок 3.47 – Карта средних значений массовых подвижных запасов на 01.05.2026 для случая рядной системы

Сводные графики по добыче нефти, воды и жидкости по годам, а также обводненности добываемой продукции с накопленными показателями для случая рядной системы представлены на Рисунках 3.48-3.49 соответственно.

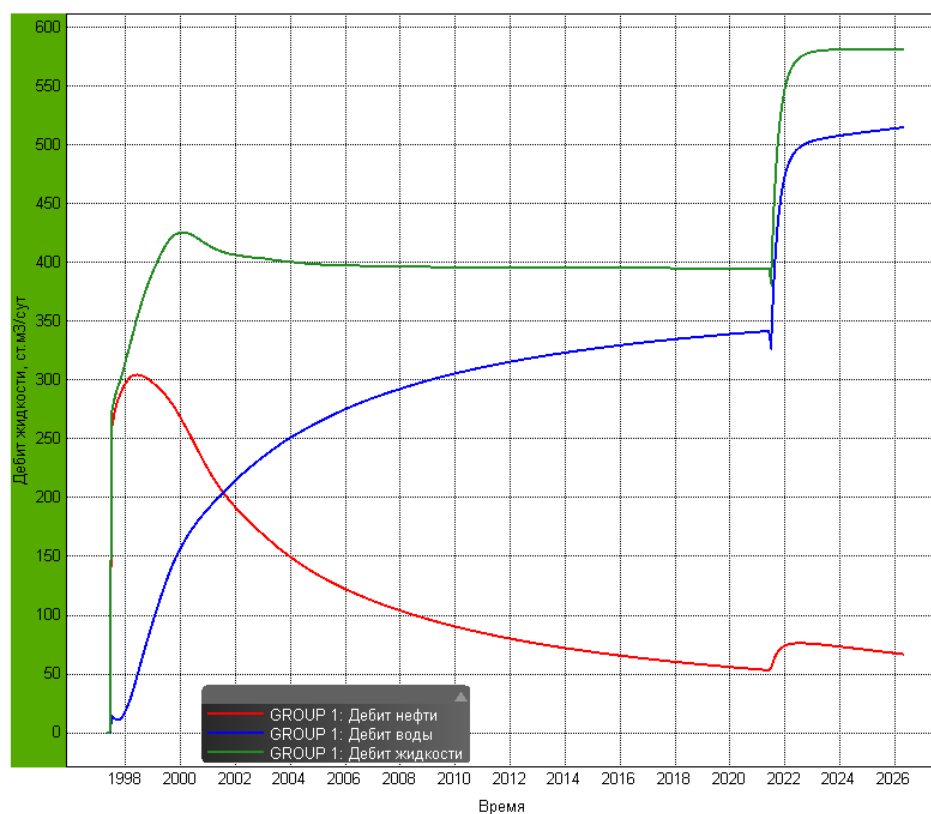


Рисунок 3.48 – Показатели по дебитам добываемой продукции для случая рядной системы

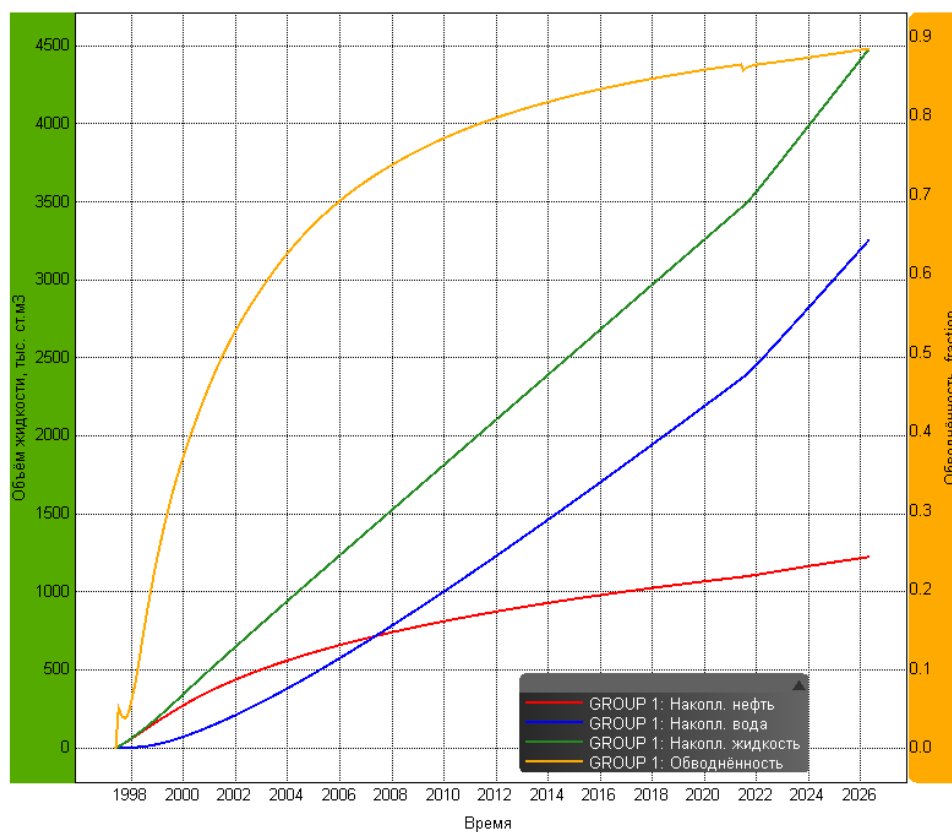


Рисунок 3.49 – Накопленные показатели и обводненность продукции для рядной системы

В Таблице 3.5 представлены данные по накопленным показателям по каждому из методов на первое число рассматриваемого года (рассмотрен период 01.06.2021-01.05-2026).

Таблица 3.5 – Накопленные показатели добычи для 4 случаев

| Параметр   | Обращенная 9-ти точечная     |                                           | Бурение двух ГС              |                                           | ЗБС                          |                                           | Рядная система               |                                           |
|------------|------------------------------|-------------------------------------------|------------------------------|-------------------------------------------|------------------------------|-------------------------------------------|------------------------------|-------------------------------------------|
|            | Накоп.<br>Q <sub>н</sub> , Т | Накоп.<br>Q <sub>в</sub> , М <sup>3</sup> | Накоп.<br>Q <sub>н</sub> , Т | Накоп.<br>Q <sub>в</sub> , М <sup>3</sup> | Накоп.<br>Q <sub>н</sub> , Т | Накоп.<br>Q <sub>в</sub> , М <sup>3</sup> | Накоп.<br>Q <sub>н</sub> , Т | Накоп.<br>Q <sub>в</sub> , М <sup>3</sup> |
| 01.01.2022 | 10577                        | 84530                                     | 16344                        | 84530                                     | 16201                        | 95394                                     | 10860                        | 99655                                     |
| 01.01.2023 | 28155                        | 228705                                    | 40200                        | 228705                                    | 40056                        | 250975                                    | 32417                        | 305975                                    |
| 01.01.2024 | 45178                        | 372880                                    | 60990                        | 372880                                    | 64785                        | 420118                                    | 54039                        | 516185                                    |
| 01.01.2025 | 61733                        | 517450                                    | 79887                        | 517450                                    | 88490                        | 594008                                    | 74375                        | 725467                                    |
| 01.01.2026 | 77765                        | 661625                                    | 97285                        | 661625                                    | 110803                       | 768770                                    | 93660                        | 935384                                    |
| 01.05.2026 | 82937                        | 709025                                    | 102741                       | 709025                                    | 117876                       | 826488                                    | 99800                        | 1004655                                   |

Исходя из представленных табличных результатов, применение каждого из методов положительно сказалось на увеличении добычи, однако в случае рядной системы наблюдается рост накопленной добычи воды, затраты на подготовку которой могут повлиять на экономическую эффективность проекта.

Как видно из представленных графиков, после перевода части добывающих скважин в нагнетание, происходит увеличение дебита по жидкости с сохранением тренда по средней обводненности по участку месторождения. В данном случае необходим комплексный подход к анализу работы каждой из добывающих скважин с изменением режима ее работы для вывода скважин на оптимальный режим после изменения сетки скважин.

Таким образом, исходя из представленных графиков добычи можно сделать вывод, что все из представленных мероприятий положительно сказались на повышении добычи на ряде добывающих скважин, которые до проведения ГТМ были близки к консервации вследствие низких добычных

характеристик. Однако, проблема с высокой обводненностью по всем трем методам не была решена полностью, лишь в случае бурения ГС наблюдается снижение средней обводненности по участку месторождения на 10%, что говорит о преимуществах данного метода. Проблема с высокой обводненностью может быть решена с помощью проведения изоляционных работ по отключению обводненных интервалов, а также применение потокотклоняющих технологий для изоляции промытых каналов от процесса разработки.

Дальнейший анализ по классификации успешности применяемых ГТМ может быть проведен путем расчета экономической эффективности по показателю чистого дисконтированного дохода.

## 4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Экономическая часть данной работы ведет за собой выбор наиболее оптимального варианта разработки рассматриваемого участка с помощью расчета значений чистого дисконтированного дохода (NPV) за период с 01.06.2021 по 01.05.2026.

С учетом анализа средних цен на энергоресурсы, а также прогнозные показатели по ценам на нефть, на момент 2021 года установлена цена в \$65 за баррель (20,65 тыс. руб./т) с учетом среднего курса доллара в 75 рублей.

В Таблице 4.1 представлены данные по платежам и налоговым отчислениям, необходимые в реализации данного проекта.

Таблица 4.1 – Платежи и налоги

| Платежи и налоги                                             | Значение |
|--------------------------------------------------------------|----------|
| Налоговые отчисления, % от выручки                           | 70       |
| Инфляция, %                                                  | 5        |
| Ставка дисконтирования, %                                    | 15       |
| <b>Эксплуатационные затраты</b>                              |          |
| технологическая подготовка нефти, тыс. руб./т. жидк.         | 0,4      |
| сбор и транспорт нефти и газа, тыс.руб./т. жидк.             | 0,6      |
| расходы на энергию по извлечению нефти, тыс.руб./т. жидк.    | 0,1      |
| транспортировка нефти на экспорт, тыс.руб./тонна             | 2        |
| закачка воды, тыс.руб./м <sup>3</sup>                        | 0,02     |
| <b>Дополнительные данные для расчета</b>                     |          |
| Реализация нефти, %                                          | 100      |
| Реализация газа, %                                           | 0        |
| Доля экспорта нефти, %                                       | 30       |
| Доля экспорта газа, %                                        | 0        |
| Бурение наклонно-направленной скважины, т.р./м               | 40       |
| Перевод добывающей скважины в нагнетательный фонд, млн. руб. | 3        |
| Обработка призабойной зоны (ОПЗ), млн. руб.                  | 10       |
| Ремонтно-изоляционные работы (РИР), млн. руб.                | 3        |
| Ставка дисконтирования, %                                    | 15       |
| Цена реализации нефти на внутреннем рынке, тыс.руб./т.       | 17       |
| Цена реализации нефти на внешнем рынке, \$/баррель           | 65       |
| Курс доллара (руб.)                                          | 75       |

Суммарные операционные затраты для добычи 1 т нефти составляют 1,6 тыс. рублей. Рассмотрим более детально каждый из предложенных вариантов разработки.

В случае разработки участка месторождения обращенной девятиточечной системой экономические полученные экономические параметры представлены в Таблицах 4.2-4.3 и на Рисунке 4.1.

Таблица 4.2 – Капитальные и операционные затраты (9-точечная система)

| Год  | Капитальные<br>затраты,<br>млн. руб. | Суммарные<br>операционные<br>затраты, млн.<br>руб. | Добыча<br>нефти,<br>тонн | Добыча<br>жидкости,<br>тонн | Закачка<br>жидкости,<br>тонн | Цена за<br>баррель<br>нефти, тыс.<br>руб. |
|------|--------------------------------------|----------------------------------------------------|--------------------------|-----------------------------|------------------------------|-------------------------------------------|
| 2021 | -                                    | 21,7                                               | 9058                     | 73324                       | 72285                        | 20,65                                     |
| 2022 | -                                    | 44,8                                               | 17626                    | 144278                      | 144175                       | 21,68                                     |
| 2023 | -                                    | 46                                                 | 17069                    | 144310                      | 144175                       | 22,77                                     |
| 2024 | -                                    | 47,5                                               | 16597                    | 144736                      | 144570                       | 23,90                                     |
| 2025 | -                                    | 48,8                                               | 16071                    | 144366                      | 144175                       | 25,1                                      |
| 2026 | -                                    | 20,9                                               | 6516                     | 59731                       | 59645                        | 26,35                                     |

Таблица 4.3 – Расчет ЧДД (9-точечная система)

| Год                   | Прибыль,<br>млн. руб. | Выгода,<br>млн. руб. | Налоговые<br>отчисления,<br>млн. руб. | Денежный<br>поток, млн.<br>руб. | Коэффициент<br>дисконта | Дисконт.<br>денежный<br>поток, млн.<br>руб. |
|-----------------------|-----------------------|----------------------|---------------------------------------|---------------------------------|-------------------------|---------------------------------------------|
| 2021                  | 187,0                 | 165,3                | 115,7                                 | 49,6                            | 1,0                     | 49,6                                        |
| 2022                  | 382,2                 | 337,4                | 236,2                                 | 96,4                            | 0,87                    | 83,82                                       |
| 2023                  | 388,6                 | 342,6                | 239,8                                 | 93,2                            | 0,76                    | 70,49                                       |
| 2024                  | 396,7                 | 349,2                | 244,5                                 | 90,5                            | 0,66                    | 59,51                                       |
| 2025                  | 403,4                 | 354,6                | 248,2                                 | 87,5                            | 0,67                    | 50,03                                       |
| 2026                  | 171,7                 | 150,8                | 105,6                                 | 35,4                            | 0,5                     | 17,62                                       |
| <b>ЧДД, млн. руб.</b> |                       |                      |                                       |                                 |                         | <b>331</b>                                  |

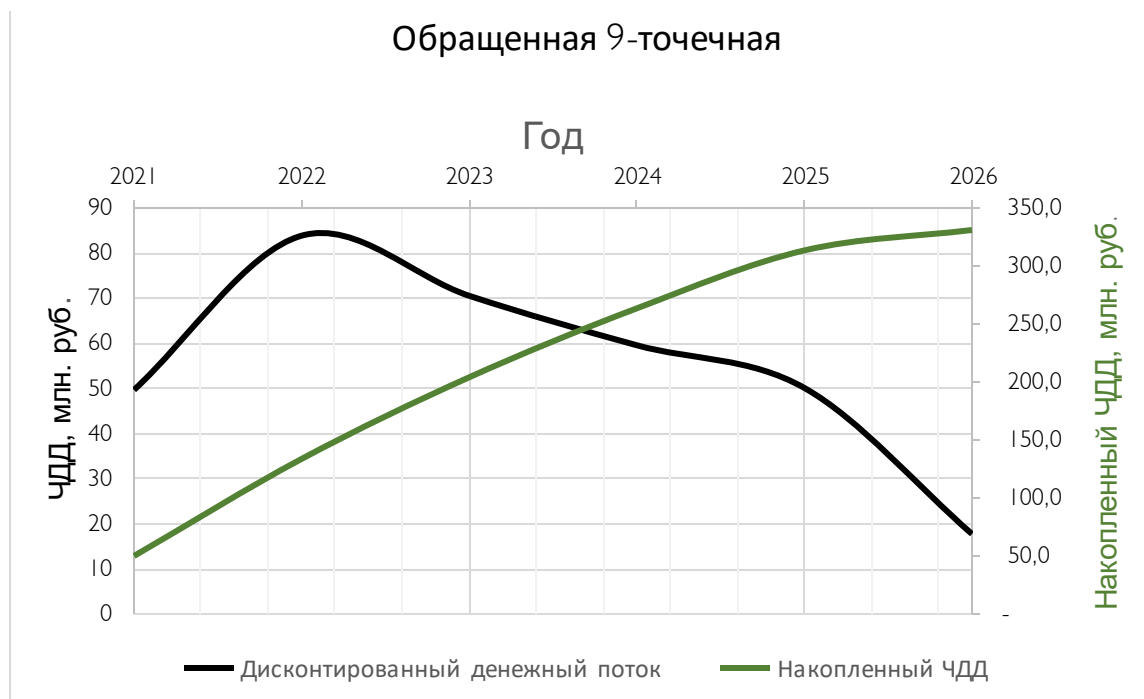


Рисунок 4.1 – Экономические показатели разработки (9-точечная система)

Другим вариантом разработки данного участка месторождения было предложено с помощью бурения двух горизонтальных стволов с длиной горизонтального участка в 750 метров (по опыту с предыдущих кустов). Длина горизонтального участка выбиралась с помощью уравнения Джоши для достижения максимального экономически выгодного дебита. Результаты экономических расчетов для данного варианта представлены в Таблицах 4.4-4.5 и на Рисунке 4.2.

Таблица 4.4 – Капитальные и операционные затраты (бурение двух ГС)

| Год  | Капитальные затраты, млн. руб. | Суммарные операционные затраты, млн. руб. | Добыча нефти, тонн | Добыча жидкости, тонн | Закачка жидкости, тонн | Цена за баррель нефти, тыс. руб. |
|------|--------------------------------|-------------------------------------------|--------------------|-----------------------|------------------------|----------------------------------|
| 2021 | 259                            | 30,9                                      | 14085              | 84073                 | 72285                  | 20,65                            |
| 2022 | -                              | 56,2                                      | 24234              | 147155                | 144175                 | 21,68                            |
| 2023 | -                              | 53,0                                      | 20991              | 145303                | 144175                 | 22,77                            |
| 2024 | -                              | 52,1                                      | 19038              | 145511                | 144570                 | 23,90                            |
| 2025 | -                              | 51,7                                      | 17508              | 145074                | 144175                 | 25,1                             |
| 2026 | -                              | 21,7                                      | 6886               | 60008                 | 59645                  | 26,35                            |

Таблица 4.5 – Расчет ЧДД (бурение двух ГС)

| Год                   | Прибыль,<br>млн. руб. | Выгода,<br>млн. руб. | Налоговые<br>отчисления,<br>млн. руб. | Денежный<br>поток, млн.<br>руб. | Коэффициент<br>дисконта | Дисконт.<br>денежный<br>поток, млн.<br>руб. |
|-----------------------|-----------------------|----------------------|---------------------------------------|---------------------------------|-------------------------|---------------------------------------------|
| 2021                  | 290,8                 | 0,7                  | 0,46                                  | 0,2                             | 1,0                     | 0,2                                         |
| 2022                  | 525,4                 | 469,3                | 328,49                                | 134,1                           | 0,9                     | 116,6                                       |
| 2023                  | 477,9                 | 424,8                | 297,38                                | 115,6                           | 0,8                     | 87,4                                        |
| 2024                  | 455,1                 | 403,0                | 282,08                                | 104,4                           | 0,7                     | 68,7                                        |
| 2025                  | 439,4                 | 387,8                | 271,43                                | 95,7                            | 0,6                     | 54,7                                        |
| 2026                  | 181,5                 | 159,7                | 111,82                                | 37,6                            | 0,5                     | 18,7                                        |
| <b>ЧДД, млн. руб.</b> |                       |                      |                                       |                                 |                         | <b>346</b>                                  |

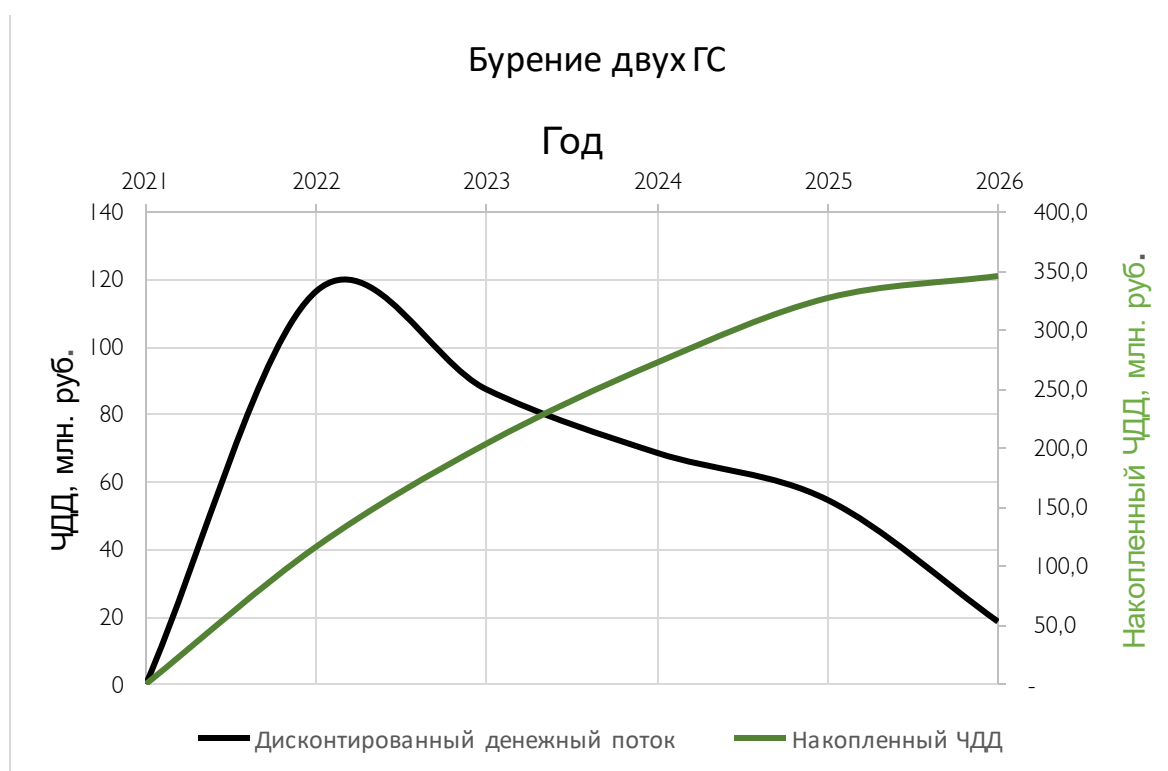


Рисунок 4.2 - Экономические показатели разработки (бурение двух ГС)

Как видно из представленных данных, бурение дополнительных горизонтальных скважин положительно сказалось экономической эффективности проекта, накопленный ЧДД за 5 лет вырос на 15 млн. Однако, рост добычи виден только в первые годы ввода ГС с резким последующим

падением добычи по годам, что говорит о необходимости более детального планирования профиля горизонтальной скважины для вовлечения в разработку залежей нефти, незатронутых разработкой.

Третьем вариантом было предложено проведение операций по зарезке боковых горизонтальных скважин из четырех скважин с длиной пробуренного участка в 500 м, которые были близки к выводу из действующего фонда скважин по экономике ( $Q_n < 1 \text{ м}^3/\text{сут}$ ). Полученные экономические показатели для данного кейса представлены в Таблицах 4.6-4.7 и на Рисунке 4.3.

Таблица 4.6 – Капитальные и операционные затраты (ЗБС)

| Год  | Капитальные затраты, млн. руб. | Суммарные операционные затраты, млн. руб. | Добыча нефти, тонн | Добыча жидкости, тонн | Закачка жидкости, тонн | Цена за баррель нефти, тыс. руб. |
|------|--------------------------------|-------------------------------------------|--------------------|-----------------------|------------------------|----------------------------------|
| 2021 | 115                            | 32,9                                      | 14057              | 103727                | 82165                  | 20,65                            |
| 2022 | -                              | 61,7                                      | 24048              | 202898                | 155554                 | 21,68                            |
| 2023 | -                              | 67,5                                      | 24605              | 218605                | 167747                 | 22,77                            |
| 2024 | -                              | 69,8                                      | 23826              | 221466                | 173758                 | 23,90                            |
| 2025 | -                              | 70,3                                      | 22418              | 219518                | 174657                 | 25,1                             |
| 2026 | -                              | 29,8                                      | 8921               | 90461                 | 72606                  | 26,35                            |

Таблица 4.7 – Расчет ЧДД (ЗБС - 4)

| Год                   | Прибыль, млн. руб. | Выгода, млн. руб. | Налоговые отчисления, млн. руб. | Денежный поток, млн. руб. | Коэффициент дисконта | Дисконт. денежный поток, млн. руб. |
|-----------------------|--------------------|-------------------|---------------------------------|---------------------------|----------------------|------------------------------------|
| 2021                  | 290,3              | 142,1             | 99,5                            | 42,6                      | 1,0                  | 42,6                               |
| 2022                  | 521,4              | 459,7             | 321,8                           | 131,3                     | 0,9                  | 114,2                              |
| 2023                  | 560,1              | 492,6             | 344,8                           | 134,1                     | 0,8                  | 101,4                              |
| 2024                  | 569,5              | 499,8             | 349,8                           | 129,5                     | 0,7                  | 85,2                               |
| 2025                  | 562,7              | 492,4             | 344,7                           | 121,5                     | 0,6                  | 69,5                               |
| 2026                  | 235,1              | 205,4             | 143,7                           | 48,3                      | 0,5                  | 24,0                               |
| <b>ЧДД, млн. руб.</b> |                    |                   |                                 |                           |                      | <b>437</b>                         |

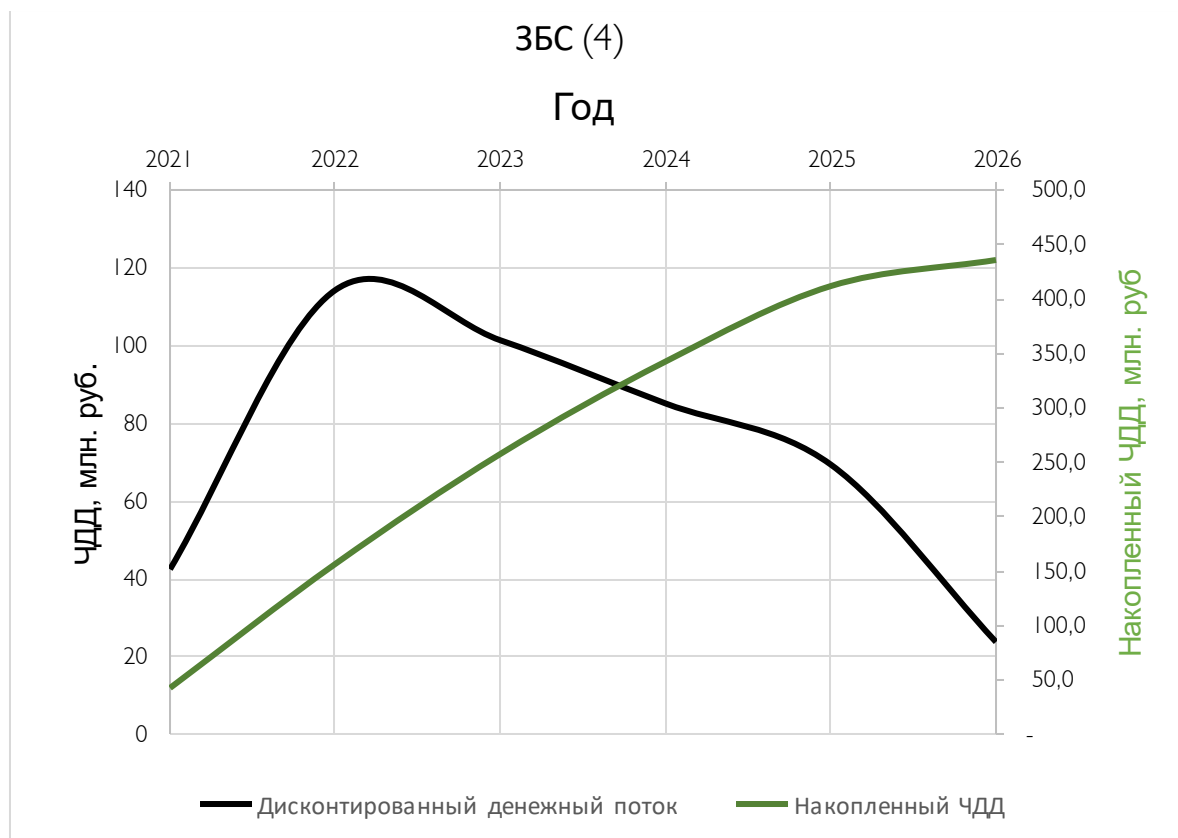


Рисунок 4.3 - Экономические показатели разработки (ЗБС)

Четвертым вариантом разработки для выбранного участка месторождения рассматривается перевод части фонда добывающих скважин в нагнетательный фонд. В результате чего появляются новые направления каналов фильтрации и перераспределение дебитов по добывающим скважинам возвращение их экономической рентабельности. Всего были переведены 6 добывающих скважин в разряд нагнетательных (Капитальные затраты на перевод одной скважины приняты в размере 3 млн. руб.). Полученные экономические показатели для данного кейса представлены в Таблицах 4.8-4.9 и на Рисунке 4.4.

Таблица 4.8 – Капитальные и операционные затраты (рядная система)

| Год  | Капитальные<br>затраты,<br>млн. руб. | Суммарные<br>операционные<br>затраты, млн.<br>руб. | Добыча<br>нефти,<br>тонн | Добыча<br>жидкости,<br>тонн | Закачка<br>жидкости,<br>тонн | Цена за<br>баррель<br>нефти, тыс.<br>руб. |
|------|--------------------------------------|----------------------------------------------------|--------------------------|-----------------------------|------------------------------|-------------------------------------------|
| 2021 | 18                                   | 27.2                                               | 9105                     | 126225                      | 83167                        | 20,65                                     |
| 2022 | -                                    | 62.6                                               | 21339                    | 254939                      | 204026                       | 21,68                                     |
| 2023 | -                                    | 66.7                                               | 21823                    | 255423                      | 211305                       | 22,77                                     |
| 2024 | -                                    | 67.3                                               | 20427                    | 254667                      | 209198                       | 23,90                                     |
| 2025 | -                                    | 68.4                                               | 19364                    | 252964                      | 209812                       | 25,1                                      |
| 2026 | -                                    | 29.1                                               | 7741                     | 104381                      | 87147                        | 26,35                                     |

Из представленных данных виден рост по показателю добычи жидкости и обводненности продукции, что показывает о низкой эффективности данного варианта вследствие острой проблемы высокой доли воды в продукции скважины в целом по месторождению.

Таблица 4.9 – Расчет ЧДД (рядная система)

| Год                   | Прибыль,<br>млн. руб. | Выгода,<br>млн. руб. | Налоговые<br>отчисления,<br>млн. руб. | Денежный<br>поток, млн.<br>руб. | Коэффициент<br>дисконта | Дисконт.<br>денежный<br>поток, млн.<br>руб. |
|-----------------------|-----------------------|----------------------|---------------------------------------|---------------------------------|-------------------------|---------------------------------------------|
| 2021                  | 188,0                 | 142,8                | 100,0                                 | 42,8                            | 1,0                     | 42,8                                        |
| 2022                  | 462,7                 | 400,0                | 280,0                                 | 114,3                           | 0,9                     | 99,4                                        |
| 2023                  | 496,8                 | 430,2                | 301,1                                 | 117,0                           | 0,8                     | 88,5                                        |
| 2024                  | 488,3                 | 421,0                | 294,7                                 | 109,1                           | 0,7                     | 71,7                                        |
| 2025                  | 486,0                 | 417,6                | 292,3                                 | 103,1                           | 0,6                     | 58,9                                        |
| 2026                  | 204,0                 | 174,9                | 122,4                                 | 41,1                            | 0,5                     | 20,4                                        |
| <b>ЧДД, млн. руб.</b> |                       |                      |                                       |                                 |                         | <b>382</b>                                  |

Накопленный дисконтированный доход в данном случае выше, чем при бурении двух ГС, во многом из-за сниженных капитальных затрат.

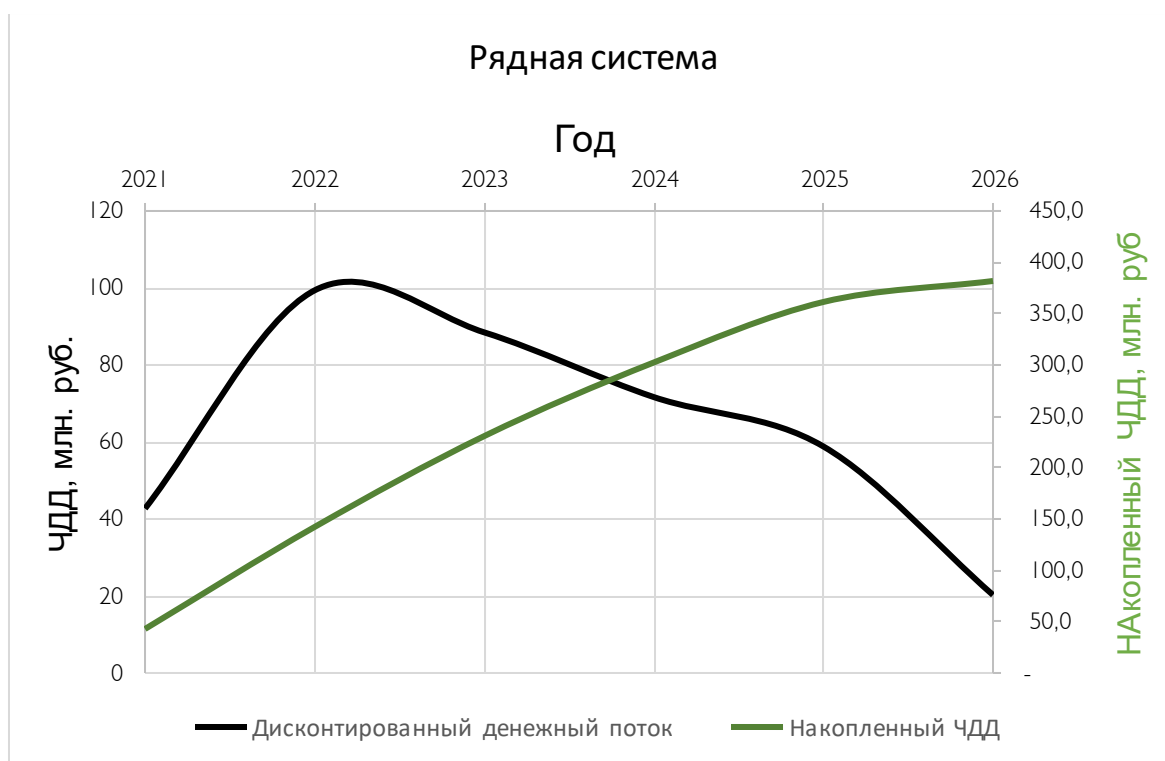


Рисунок 4.4 - Экономические показатели разработки (рядная система)

Таким образом, исходя из проведенных расчетов по оценке экономической эффективности, все три из предложенных технологий положительно сказались на экономике проекта. Наибольший прирост по параметру накопленного дисконтированного дохода показывает вариант с проведением технологий ЗБС на 4 добывающих скважин. Бурение двух горизонтальных скважин, также имеет положительный эффект, но поддержание высоких уровней добычи по нефти становится невозможным вследствие роста обводненности. Вариант по переводу с 9-точечной в рядную систему разработки вследствие увеличенной доли воды в продукции скважины имеет наименьший успех на данном участке в сравнении с бурением ГС в варианте оценки экономической эффективности на более продолжительный период времени.

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

В настоящей диссертационной работе рассматривается вопрос о верификации и выработке остаточных извлекаемых запасов на основном объекте Вынгапуровского месторождения. В ходе работы был проведен анализ текущего состояния выработки запасов, выявлена основные ГТМ, а также РИР, являющиеся наиболее подходящими для поддержания заданных уровней добычи. Также на участке залежи основного объекта БВ-8 был рассмотрен вопрос о необходимости технологий зарезки боковых стволов из материнских уже существующих скважин, а также уплотняющего бурения для вовлечения в разработку ранее недренируемых запасов, в частности, в зонах между нагнетательными скважинами, неохваченными разработкой. Расчёты осуществлялись с помощью специализированного программного обеспечения, установленного на персональном компьютере (ПК).

### **5.1 Производственная безопасность**

Место проведения работы находится в двести двадцать седьмой аудитории ЦППС НД, расположенного на втором этаже девятнадцатого корпуса Томского Политехнического университета. Площадь аудитории составляет 23 м<sup>2</sup>, а площадь рабочего пространства 4 м<sup>2</sup>. Общее количество стационарных компьютеров составляет семь штук. В аудитории предусмотрено естественное освещение через оконные проемы и искусственное посредством потолочных растровых светильников с холодным типом освещения. Циркуляция воздуха в помещении осуществляется принудительной системой вентиляции или открытием окон для проветривания в летний период. В холодные периоды года, обогрев помещения осуществляется системой центрального отопления. В учебной аудитории проходит ежедневная уборка. Как факт можно сказать, что помещение соответствует основным требованиям Санитарных правил и норм.

Выявление вредных и опасных факторов, характерных для рассматриваемого рабочего места осуществлялось по ГОСТу 12.0.003-74 (Таблица 5.1).

Таблица 5.1 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ на персональном компьютере

| Источник фактора                                                                                                                       | Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)                                             |                                                                | Нормативные документы                                                                                                                           |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                                                                                                                        | Вредные                                                                   | Опасные                                                        |                                                                                                                                                 |
| <p>Работа на персональном компьютере:</p> <p>1. Построение гидродинамической модели;</p> <p>2. Поиск и обработка информации/данных</p> | повышенная температура поверхностей ПК                                    | выделение в воздух рабочей зоны ряда химических веществ        | <p>ГОСТ 12.0.003-74</p> <p>ГОСТ 12.1.019-79</p> <p>ГОСТ 12.1.030-81</p> <p>СНиП 23-05-95</p> <p>СанПин 2.2.4-548-96</p> <p>ГОСТ 12.1.005-88</p> |
|                                                                                                                                        | повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны                | повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание |                                                                                                                                                 |
|                                                                                                                                        | повышенная или пониженная влажность воздуха                               | повышенный уровень статического электричества                  |                                                                                                                                                 |
|                                                                                                                                        | повышенный или пониженный уровень отрицательных и положительных аэроионов | повышенный уровень электромагнитных излучений                  |                                                                                                                                                 |
|                                                                                                                                        | отсутствие или недостаток естественного света                             | повышенная напряженность электрического поля                   |                                                                                                                                                 |
|                                                                                                                                        | недостаточная искусственная освещенность рабочей зоны                     |                                                                |                                                                                                                                                 |
|                                                                                                                                        | повышенная яркость света                                                  |                                                                |                                                                                                                                                 |
|                                                                                                                                        | повышенная контрастность                                                  |                                                                |                                                                                                                                                 |
|                                                                                                                                        | прямая и отраженная блескость                                             |                                                                |                                                                                                                                                 |
|                                                                                                                                        | зрительное напряжение                                                     |                                                                |                                                                                                                                                 |
|                                                                                                                                        | монотонность трудового процесса                                           |                                                                |                                                                                                                                                 |
|                                                                                                                                        | нервно-эмоциональные перегрузки                                           |                                                                |                                                                                                                                                 |

Работа на ПК связана с постоянным и существенным напряжением глаз. Одним из основных отличий является иной принцип чтения информации, чем при обычном чтении. При обычном чтении пользователь анализирует текст с бумаги, расположенной горизонтально на столе при наклоненной голове и падении света на текст. Чтение же с монитора подразумевает прямое положение головы и глаз, а текст с монитора сам является источником света. Это вынуждает зрительные органы работать в непривычном, стрессовом режиме длительное время. При этом, по данным Всемирной организации здравоохранения (ВОЗ) расстройство органов зрения резко возрастает при работе более четырех часов в день. При таком режиме, развивается «компьютерный зрительный синдром» (КЗС), происходит общее повышение нервно-психических, нервно-эмоциональных нагрузок, что приводит к удалению из организма витаминов и минеральных веществ.

Недостаток микроэлементов и минеральных веществ таких как железо, магний, селен вызывает обострение восприимчивости организма на вредные факторы производственной и окружающей среды, что связано с нарушением обмена веществ и общим изнашиванием организма. Поэтому, для борьбы с этими пагубными явлениями и поддержании здоровья рекомендуется принятие витаминно-минеральных комплексов [30].

Ещё одним распространённым вредным фактором работы на ПК являются жалобы на боли в спине, шейном отделе позвоночника и кистей рук. Основной причиной их появления является наличие повышенных статических и динамических нагрузок. По некоторым данным, при выполнении операции ввода данных, количество движений, совершаемых мышцами и суставами кистей может достигать до шестидесяти тысяч, что согласно гигиенической классификации относят к категории вредных и опасных условий труда. Постоянное взаимодействие сухожилий, костей и мышц часто сопровождается появлением воспалительных процессов, которые имеют название тендениты (травмы повторяющихся нагрузок). Боли в спине и шейном отделе часто называют «синдромом длительных статических нагрузок» (СДСН). Другой

причиной СДСН является длительное проведение время «сидя». Такое физическое положение тела приводит к сильному перенапряжению мышц спины и ног, застойным явлениям в тазобедренном суставе. В свою очередь, последние вызваны отсутствием соблюдения правил и норм подготовки рабочего места.

Примером таких нарушений является неправильное положение высоты стола, сидения или спинки кресла, неудобное или нерациональное месторасположение монитора, клавиатуры или другой офисной техники. Для существенного ослабления влияния вышеописанных физических отклонений рекомендуется проводить частые перерывы и эргономические усовершенствования для повышения удобства.

Третьим наиболее влиятельным фактором является действие на организм человека электромагнитных полей (ЭМП), создаваемых ПК. Воздействие электромагнитного поля можно поделить на специфическое и тепловое. Специфическое воздействие ЭМП связано с биохимическими изменениями клеток и тканей организма, особенно центральной и сердечно-сосудистой системы. Обычными симптомами при этом является повышенная возбудимость нервной системы, нарушение сна, эмоционально подавленное состояние.

Хроническими симптомами являются головная боль, утомляемость, общее ухудшение самочувствия, брадикардия и пр. Тепловое воздействие ЭМП связано с локальным избирательным нагревом частей тела. Тепловое воздействие происходит в результате перехода электромагнитной энергии в тепловую. При этом, интенсивность нагрева зависит как от величины энергии ЭМП, так и от части тела, откуда происходит отвод тепла. Перегрев в основном наблюдается в частях, где отсутствует хорошее кровообращение. Такими местами могут быть хрусталик глаза, печень, поджелудочная железа и половые органы, содержащие жидкость (мочевой пузырь). Уменьшение воздействия ЭМП в данный момент является крупной проблемой [26].

## 5.2 Экологическая безопасность

Целью данного раздела является оценка воздействия работ нефтегазового предприятия на окружающую среду. Известно, что разработка месторождений полезных ископаемых сопровождается изменениями экосистем: атмосферы, гидросферы, литосферы.

Загрязнение атмосферы происходит с первых дней начала работ на самом месторождении. Эти загрязнения связаны как с организованными, так и с неорганизованными источниками. Организованные источники загрязнения характеризуются стационарностью своего положения, в то время как неорганизованные источники необязательно являются неподвижными. Первичным источником загрязнений атмосферы являются выхлопные газы от пребывающей строительной и рабочей техники. Также, большой вред атмосфере наносят лакокрасочные работы, которые преобладают при обустройстве месторождения. Позже, основными источниками загрязнения становятся резервуары с нефтепродуктами, выхлопы котельных и нефтегазоперерабатывающих заводов и др. Для уменьшения воздействия деятельности нефтедобывающего предприятия на атмосферу, для стационарных источников устанавливаются различные фильтры, автомашины и строительную технику переоборудуют для работы на газовом топливе, которое считается более экологически чистым, законодательной деятельностью контролируется количество сжигаемого газа и т.д. [28].

Загрязнение гидросферы связано с загрязнениями как поверхностных, так подземных вод. При этом, конечно, наибольшему воздействию подвергаются поверхностные воды. Такое воздействие связывают с нарушениями первичного растительно-почвенного покрова, что приводит к разрушению естественного гидродинамической системы. Работа строительной техники в затопливаемых частях или непосредственно на самих водных объектах ведёт к прямому загрязнению природных водоемов как в результате деятельности, так и загрязнений нефтепродуктами от агрегатов самой техники. Большое воздействие на гидросферу также оказывает

неправильно построенная система сбора дождевой, талой и производственных вод. Каждый из этих типов вод должен собираться и подвергаться отдельному типу очистки с применением различных химических веществ. Для борьбы с последствиями загрязнений гидросферы необходимо принятие мер по уменьшению работ и строительству дорог около открытых водоемов, созданию водоохранных зон, организации замкнутого цикла сбора воды и принятие мер по восстановлению первоначального состояния гидросферы.

Наиболее значительное воздействие водная среда испытывает в период строительства, так как предполагается нарушение целостности почвенно-растительного слоя и т.д., что, в свою очередь, приводит к изменению комплексной структуры ландшафта и оказывает влияние на состояние и режим водных объектов в пределах водосборов. Мощным, сопутствующим строительству проектируемых объектов, фактором воздействия на окружающую среду является использование большегрузных транспортных средств, эксплуатация строительной техники, что сопровождается загрязнением растительности, почвенного покрова, и, в конечном итоге, поверхностных вод, в первую очередь такими загрязняющими веществами, как нефтепродукты, фенолы.

Особенность водоемов Севера заключается в недонасыщенности гидрографической среды кислородом, что не способствует развитию микрофлоры. Из-за этого способность к самоочищению рек невысокая, так как деструкция попадающих в них отходов происходит крайне медленно. В сравнении с реками средней полосы, где самоочищение происходит через 200-300 км от источника загрязнения, на рассматриваемой территории Среднего Приобья при той же концентрации отходов аналогичный процесс заканчивается не менее чем через 2 тыс. км. По этой причине экологическая среда данного региона характеризуется высокой уязвимостью.

Воздействие на поверхностные и подземные воды при строительстве и эксплуатации проектируемых объектов возможно в виде:

- размещения проектируемых объектов в водоохранной зоне;

- изъятия воды из источников водоснабжения;
- попадания загрязняющих веществ в водную среду в процессе строительства подводных переходов трубопроводов;
- изменения сложившейся гидрологии из-за подтопления и затопления территорий.

Производство работ по сооружению насыпных оснований площадок куста, одиночной скважины, узлов задвижек, земляного полотна автодорог, устройству дорожной одежды, водопропускных и других искусственных сооружений, а также эксплуатация временных подъездных автодорог и искусственных сооружений оказывают негативное воздействие на состояние водной среды.

Воздействие на водные объекты связано, как правило, с необходимостью удовлетворения потребности в воде, сбросом сточных вод, изменением условий поверхностного стока. На условия поверхностного стока влияют изменения ландшафта, сброс сточных вод, сток с поверхности площадки.

Потенциальное воздействие на подземные воды может проявляться как в изменении уровня режима подземных вод (в первую очередь – грунтового водоносного горизонта), так и в их загрязнении.

Химическое загрязнение может быть связано со сбросом неочищенных сточных вод, утечками горюче-смазочных материалов от автотранспорта.

Формирование искусственных насыпей из хорошо проницаемого материала (песка) будет способствовать лучшей инфильтрации атмосферных осадков в грунтовый водоносный горизонт. Тем самым снижается вероятность застоя ливневых и снеготалых вод и формирования эфемерных водоемов на территории площадки. Однако искусственные насыпи уплотняют грунты под собой.

Из выше описанного становится понятным, что последовательное воздействие на атмосферу и гидросферу в конечном счёте приводит к влиянию на литосферу. Кроме этого, организация и обустройство месторождения

сопровождается обширным отводом земель, удалению богатого органическими веществами верхнего слоя почв восстановление которого потребует большой промежуток времени. Дополнительно, на подготовительном этапе в местах обширной лесной растительности происходит активная вырубка лесов, осушение болот и уничтожение привычных сред обитания животных.

Наибольшее воздействие на литосферу оказывают результаты бурения скважин. Буровой шлам с отработанным буровым раствором являются весьма ядовитыми типами отходов. Их хранение происходит в специальных буровых амбарах, которые часто имеют плохие гидроизоляционные свойства. В результате, наблюдается постепенное проникновение ядовитых смесей в почву. Это, в свою очередь, приводит к гибели и уничтожению всего живого в радиусе амбара и может носить невосполнимую утрату. На этапе разработки литосфера также начинает подвергаться химическому загрязнению из-за разливов нефтепродуктов и образованию других типов отходов.

Для предупреждения загрязнений литосферы на нефтегазовом предприятии должен существовать орган, контролирующий состояние как литосферы, так и других экосистем. Обычно, представителем такого органа является штатный эколог. В его обязанности должны входить отбор проб почв, замеры концентрации предельно допустимых веществ, мониторинг ситуации по наличию разливов и их устранению, проверка соблюдения основных мер безопасности и заботе о природе.

В соответствии с Водным кодексом РФ ширина водоохранных зон (далее ВОЗ) рек и ручьев устанавливается от их истока для рек и ручьев протяженностью:

- до 10 км – в размере 50 м;
- от 10 до 50 км – в размере 100 м;
- от 50 км и более – в размере 200 м.

Ширина ВОЗ увеличивается от истока к устью в соответствии с выше приведенной границей. ВОЗ сглаживается вверх по течению с уменьшением до нормативных значений [30].

### **5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Обеспечение безопасности производственных объектов нефтегазового предприятия является одним из главных условий устойчивого развития. Так как данная отрасль относится к высоко опасным отраслям, то необходимо рассмотрение и моделирование возможных чрезвычайных ситуаций (ЧС). Частыми типами ЧС на нефтепромыслах являются:

- а) порыв местного или магистрального трубопровода;
- б) порыв трубопровода с химическими реагентами или водой для нагнетательных скважин;
- в) порыв или отсутствие герметичности между элементами технологического оборудования скважин;
- г) скачки напряжения, частичное или полное отключение подачи электроэнергии;
- д) возникновение пожара вследствие воспламенения;
- е) стихийные бедствия и т.д.

Основные причины, из-за которых возможны ЧС имеют следующий характер: организационный, технический и технологический. В свою очередь, каждая из них имеет свои основания.

Причины организационного характера:

- а) разрешение на работу рабочих и инженерного персонала, не прошедшего инструктаж по технике безопасности;
- б) нарушение санитарного контроля на территории и подсобных помещениях предприятия;
- в) отсутствие контроля за экипировкой рабочих и сотрудников, курение в неположенном месте и другие нарушения правил безопасности и охраны труда [29].

Причины технического характера:

а) эксплуатация оборудования в условиях, выходящих за пределы эксплуатационных параметров;

б) пропуски во фланцевых соединениях, а также сальниковых и торцевых уплотнениях насосов; разрыв прокладок, образование трещин и утончение стенок трубопроводов и оборудования;

в) нарушение работы контрольно-измерительных приборов и автоматики; г) неисправность системы пожарного предупреждения и тушения

Причины технологического характера в последнее время стали иметь более меньший характер проявления. В основном они связаны с ошибками в технологиях разработки месторождений, приводящих не только к потере большей части запасов углеводородов, но и бессмысленному, а иногда варварскому отношению к окружающей среде.

Для предупреждения всех описанных выше причин ЧС необходимо создание системы безопасности, которая позволила бы быстро, эффективно устранять причины и последствия аварий, а также предотвращать их появление в будущем. Такая система должна:

а) создавать высоко организованную структуру предупреждения и взаимодействий персонала при возможных ЧС;

б) проводить мониторинг состояния всех объектов нефтегазового предприятия;

в) содержать в себе данные о физическом и психическом состоянии сотрудников для предотвращения возрастания фактора «человеческой ошибки»;

г) находить и предупреждать о технических отклонениях в производственных процессах и т.д. [27].

#### **5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Для поддержания высокой производительности предприятия и здоровой рабочей атмосферы в коллективе, руководство каждой нефтяной компании

должно стремиться обеспечивать своих работников всеми необходимыми материальными и социальными благами. Основным руководством для этого служит Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 19.07.2018). Согласно статье «Право работника на труд в условиях, отвечающих требованиям охраны труда» каждый работник предприятия имеет право на:

- иметь свое рабочее место;
- получать своевременную заработную плату за проделанную работу;
- быть обеспеченным средствами индивидуальной защиты;
- получать социальное страхование от несчастных случаев на производстве приобретенных профессиональных заболеваний;
- отказываться от выполнения работы в случае опасности для своей жизни;
- просить повышения или обучения для повышения квалификации;
- проходить бесплатный медицинский осмотр и т.д.

Для удовлетворения всех описанных требований, работодателем должны быть организованы надбавки или доплаты к должностным окладам. В зависимости от типа работы и занимаемой должности могут быть предусмотрены следующие виды надбавок:

- за непрерывный стаж работы по специальности или профессиональных званий;
- лицам, имеющим доступ к информации, характеризуемой как государственная тайна;
- сверхурочное или сверхэффективное выполнение работы;
- за достижения определённого срока выслуги лет;
- за условия труда и работу, проходящей посменно или ненормированному графику и пр.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В ходе данной работы был проведен анализ текущего состояния разработки основного объекта разработки – пласта БВ-8 Вынгапуровского месторождения. Выработка остаточных извлекаемых запасов на месторождениях, находящихся на поздних этапах разработки требует применения большого количества геолого-технических мероприятий для вовлечения в разработку ранее недренируемых и неохваченных разработкой запасов углеводородов. Клиноформенное строение пластов группы БВ-8 объясняет сложное геологическое строение региона, что отображается в высокой степени неоднородности свойств в коллекторах и их выдержанности по мощности в пределах продуктивных интервалов. Верификаций ОИЗ необходима вследствие несоответствия представлений о геологическом строении пласта БВ-8, в особенности в краевых зонах, несоответствие выработки запасов (55% от НИЗ) текущим высоким значениям обводненности скважин в среднем по месторождению (85%), а также отсутствие выявленных зон локализации ОИЗ и связанные с этим риски уплотняющего бурения.

В ходе работы был построен участок геологической и гидродинамической модели месторождения, который разрабатывается обращенной девятиточечной системой. В качестве альтернатив были рассмотрены зарезки боковых горизонтальных стволов, бурение горизонтальных скважин в зоны с наибольшей локализацией массовых подвижных запасов нефти, а также перевод ряда числа добывающих скважин в нагнетательные с последующим формированием рядной системы разработки для изменения каналов движения флюида и охвата площадей, ранее неохваченных разработкой. Результатом экономического анализа применения данных технологий является сравнение значений чистого дисконтированного дохода каждого из вариантов на момент 01.05.2026 г., где вариант с проведением технологии ЗБГС имеет наибольшую экономическую эффективность и может быть рекомендован к внедрению на данном участке для увеличения извлечения остаточных извлекаемых запасов.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Береснев Н. Ф., Тренин Ю.А., Таужнянский Г. В. и др. Подсчет запасов нефти Повховского мр по состоянию на 01.07.1982 г. Тюмень, ПГУ «Главтюменьгеология», 1982.
2. Билинчук А.В. Повышение эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти технологиями химического и гидродинамического воздействия на пласты // Бурение и нефть. – 2007. – № 1. – С. 30-33.
3. Бочкарев В.С. Геологическое строение палеозойского и триасового комплексов в Пуровском районе и перспективы их нефтегазоносности. - В сб.: Геология и нефтегазоносность Надым-Пур-Тазовского междуречья. Тюмень-Тарко-Сале, 1995.
4. Буш Е.И., Тизлер Т.Д., Минько В.А. и др. Подсчет запасов нефти и растворенного газа Вынгапуровского месторождения Пуровского и Нижневартовского районов Тюменской области по состоянию на 01.04.1988 г. Новосибирск, 1989.
5. Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. М., «Недра», 1978.
6. Гаттенберг Ю.П., Дьяконов В.П., Уточкина Н.П. и др. Изучение гидрогеологических условий нефтяных месторождений Среднего Приобья. М., «Недра», 1972.
7. Гутман И.С. Методы подсчёта запасов нефти и газа. М., «Недра», 1985.
8. Ерке С.И. Отчет о разведочных работах для хозяйственно-питьевого водоснабжения пос. Вынгапуровский с подсчетом эксплуатационных запасов по состоянию на 01.07.1987 г. Тюмень, Главтюменьгеология, 1987.
9. Ефимова Н.П. Пономарев А.К. Применимость результатов трассерных исследования для моделирования процессов разработки нефтяных месторождений. ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН, М., С. 11.

10. Иващенко А.Е., Полещук Л.П. и др. Подсчет запасов нефти и газа Новогоднего месторождения Пуровского района ЯНАО Тюменской области по состоянию на 01.01.1990 г. Тюмень, Главтюменьгеология, 1980.
11. Ильясов Б.Г. Системный подход к построению модели организации процесса разработки и эксплуатации нефтяного месторождения // Нефтепромысловое дело. 2003. №5. С. 16-22.
12. Каламкаров Л.В. Нефтегазоносные провинции и области России и сопредельных стран – М. РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина, 2003, 560 с.
13. Карцев А.А., Вагин С.Б., Матусевич В.М. Гидрогеология нефтегазовых бассейнов. М., «Недра», 1986.
14. Колдашенко Г.А., Евколиди А.Г., Меринов и др. Переоценка балансовых запасов нефти и газа Вынгапуровского месторождения Главтюменнефтегаза по состоянию на 01.01.1990, Ноябрьск, СибНИИМП, 1990.
15. Косов Д.А., Волков А.В., Сайфуллин М.А. Особенности поздней стадии разработки нефтяных месторождений и меры по увеличению нефтеотдачи истощенных коллекторов. – Тюмень: ТИУ, 2019 – С. 18-20.
16. Кривова Н.Р. Технологии разработки многопластовых месторождений с разрывными нарушениями: монография / Н. Р. Кривова. — Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. — 96 с.
17. Кряквин Д.А. Результаты капитального ремонта скважин на месторождении Медвежье в 2007 году // Результативность проведения геолого-технических мероприятий: Материалы совещания ведущих специалистов предприятия ОАО «Газпром». – М.: ИРЦ Газпром, 2008 – С. 40-47.
18. Кряквин Д.А., Кустышев Д.А., Гейхман М.Г., Никифоров В.Н. Эксплуатация скважин на завершающей стадии разработки месторождений // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2010. – № 4. – С. 28-33.

19. Кустышев А.В. Некоторые закономерности капитальных ремонтов газовых скважин на месторождениях Западной Сибири // Известия вузов. Нефть и газ. 2007. №3. – С. 12-17.
20. Лапердин, А. Н. Геологические особенности крупных залежей месторождений ОАО "Газпромнефть - Ноябрьскнефтегаз / А. Н. Лапердин, С. Ф. Мулявин, А. Н. Юдаков // Нефтепромысловое дело. – 2011. – № 6. – С. 4-14.
21. Миннуллин, Р. М. Обоснование выбора участков для уплотняющего бурения / Р. М. Миннуллин, Р. Т. Мирсаитов // Нефтепромысловое дело. – 2007. – № 5. – С. 39-42.
22. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. Л., Недра, 1984, 260 с.
23. Мухаметзянов Р.Н., Р. А. Гималетдинов Р.А., А. Н. Юдаков А.Н. Развитие и применение физико-химических методов повышения нефтеотдачи в ноябрьском регионе // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1-1. – 144 с.
24. Носков, В. С. Повышение качества цементирования обсадных колонн нефтедобывающих скважин на Вынгапуровском месторождении / В. С. Носков, С. Е. Чернышов // Вестник Пермского государственного технического университета. Геология, геоинформационные системы, горно-нефтяное дело. – 2010. – Т. 9. – № 5. – С. 34-36.
25. Потапов, Д. С. Оптимизация дизайна наклонно-направленных скважин для рентабельного вовлечения в разработку остаточных извлекаемых запасов нефти на Вынгапуровском месторождении / Д. С. Потапов // Минералогия техногенеза. – 2018. – № 19. – С. 247-248.
26. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Петрушин Е.О. Анализ эффективности проведения потокоотклоняющих технологий на Вынгапуровском нефтегазоконденсатном месторождении // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – М.: Издательство ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2017. – № 4. – С. 16–20.

27. Савенюк О.В., Поварова Л.В., Аванесов А.С. Исследование результатов эксплуатации горизонтальных скважин, эффективности бурения боковых стволов и работ по их углублению на Вынгапуровском месторождении // Сборник статей «Булатовские чтения». – 2018. – Т.5-2. – С. 7.

28. Савенюк, О. В. Повышение продуктивности скважин Вынгапуровского месторождения путём увеличения эффективности перфорационных работ / О. В. Савенюк, Л. В. Поварова, Н. Р. Гаскаров // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2-2. – С. 129-132.

29. Савенюк, О. В. Технологическая эффективность геолого-технических мероприятий, применяемых на Вынгапуровском месторождении / О. В. Савенюк, Л. В. Поварова, Г. Г. Даниелян // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2-2. – С. 152-156.

30. Саранча А.В., Федоров В.В., Митрофанов Д.А. Эффективность проведения гидравлического разрыва пласта на Вынгапуровском месторождении. // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 2-12. – С. 2581-2584.

31. Сергеев В.И., Герасимова А.С. Гидрогеология СССР. Том XVI. Западно-Сибирская равнина. М, «Недра», 1970. – 368 с.

32. Ситников А.Н., Асмандияров Р.Н., Онегов А.Н. Верификация остаточных извлекаемых запасов на месторождениях с низкой прогнозной выработкой // PRONEFTЬ. Профессионально о нефти., 2017. – № 2 (4). С. 31-38.

33. Таужнянская Л.А., Таужнянский Г.В. и др. Обобщение и анализ результатов геологоразведочных работ на Еты-Пуровском месторождении Пуровского района ЯНАО Тюменской области в связи с оценкой запасов свободного газа в пласте ПК<sub>1</sub> сеномана по состоянию на 01.01.1996 г. Тюмень, ТТЭ, 1996.

34. Таужнянский Г.В. и др. Отчет по подсчету запасов нефти и растворенного газа Спорышевского месторождения Пуровского района

Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Тюмень, ЗапСибГеоНАЦ, 1998.

35. Тихомиров Ю.П., Стовбун Ю.А., Конюхов В.И. и др. Проект доразведки Вынгапуровского месторождения. Тюмень, ПО «Ноябрьскнефтегаз», 1992.

36. Фоменко В.Г., Шальнова С.Г. и др. Определение пористости полимиктовых песчаников с использованием акустического каротажа по скорости. Сборник «Использование материалов ГИС при комплексной интерпретации и подсчете запасов нефти и газа». М., «Недра», 1986.

37. Хафизов Ф.З., Федорцова С.А. и др. Подсчет запасов нефти, газа и конденсата в неокомских отложениях Вынгапуровского месторождения Пуровского и Нижневартовского районов Тюменской области по состоянию на 01.07.1981 г. Тюмень, ТТЭ, 1981.

38. Хусаинов В.М. Увеличение извлекаемых запасов нефти на поздней стадии разработки крупного нефтяного месторождения. М. – 2011. – С. 52.

39. Хуснутдинов, А. Ф. Анализ показателей разработки объекта Вынгапуровского месторождения / А. Ф. Хуснутдинов, Е. И. Мамчистова // Наука, образование и культура. – 2016. – № 4(7). – С. 12-15.

40. Шегемаго А.В. Анализ разработки Вынгапуровского нефтегазоконденсатного месторождения. Ноябрьск, 2003.

41. Шишкин С.Ю. Геологическое строение Аган-Вынгапуровского междуречья и Аганского материка. Тюмень, ТКГРЭ, 1998.

42. Шапенков Д. В. Анализ разработки Вынгапуровского месторождения / Д. В. Шапенков // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Т. 10. – № 5(54). – С. 122.

43. Авторский надзор за реализацией дополнения к технологической схеме разработки Вынгапуровского месторождения. ООО "Газпромнефть НТЦ. – Москва - Ноябрьск, 2013.

44. Дополнение к технологической схеме разработки Вынгапуровского нефтегазоконденсатного месторождения. НАД ОАО "Газпром нефть" - ГеоНАЦ. – Москва - Ноябрьск, 2011.

45. Анализ разработки Вынгапуровского нефтегазоконденсатного месторождения. Ноябрьск, ГеоНАЦ, ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз», 2003.

46. ГОСТ 12.0.003-74 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. – М.: Изд-во стандартов, 1974. – 6 с.

47. ГОСТ 12.1.004. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. – М.: Гос. комитет СССР по стандартам: Изд-во стандартов, 1992. – 81 с

48. ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

49. ГОСТ Р.22.005-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Средства индивидуальной защиты органов дыхания в чрезвычайных ситуациях. Противогазы гражданские фильтрующие. Общие технические требования. – М.: Изд-во стандартов, 2005. – 21 с.

50. ГОСТ 17.5.1.02-85. Охрана природы. Земли. Классификация нарушенных земель для рекультивации. – М.: Гос. комитет СССР по стандартам: Изд-во стандартов, 1986. – 9 с.

51. Инструкция по применению классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. Инструкция о содержании, оформлении и порядке представления в Государственную комиссию по запасам полезных ископаемых при Совете министров СССР (ГКЗ СССР) материалов по подсчёту запасов нефти и горючих газов. М., 1984.

52. Методические рекомендации по определению подсчётных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализов керна, опробований и испытаний продуктивных пластов. Калинин, НПО «Союзпромгеофизика», 1990.

53. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов объемным методом. Под редакцией Петерсилье В.И., Пороскуна В.И., Яценко Г.Г. Москва-Тверь, ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003.

54. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (Часть 1. Геологические модели). М., ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003.

55. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (РД 153-39.0-047-00). М., 2000.

56. Alawi Al-Majed, Azrin Soh, Yousef Al-Mutairi, Alaeldin Abdelgayoum, and Bader Al Sahli, Schlumberger. Data Driven Optimization of Sidetrack Operation Planning and Execution. Presented at the International Petroleum Technology Conference held in Dhahran, Saudi Arabia, 13 – 15 January 2020.

57. Karnauhov M. Definition of Oil Displacement Mechanism at Field Development. Tjumen State Oil and Gas University // LLC «Gazpromneft-NNG» and Elena Plankova, TNK-BP.

58. Kolba P. Klimov M. Sidetrack and Well Deepening Operations in the Jurassic Formation of Vyngapur Oil Field// LLC «Gazpromneft Science& Technology Centre».

59. Myrygina V.P., Mats A.A. Oil Field Experiments of Microbial Improved Oil Recovery in Vyngapour, Wesr Siberia, Russia.

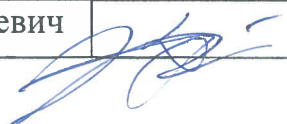
60. Nugaeva A.N., Brusilovsky A.I. New Approach of Integrated Validation of Reservoir Oil Properties in Reserves Estimation and Field Development Planninng // LLC «Gazpromneft NTC».

## Приложение А

(справочное)

### Development of remaining recoverable reserves of Vyngapur oil and gas condensate field

Студент

| Группа | ФИО                         | Подпись                                                                               | Дата |
|--------|-----------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|------|
| 2ТМ91  | Дубовцев Евгений Алексеевич |  |      |

Руководитель

| Должность     | ФИО            | Ученая степень, звание | Подпись                                                                               | Дата |
|---------------|----------------|------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|------|
| Профессор ОНД | Белозеров В.Б. | д.г.-м.н.              |  |      |

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

| Должность  | ФИО         | Ученая степень, звание | Подпись                                                                               | Дата |
|------------|-------------|------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|------|
| Доцент ОНД | Уткина А.Н. | к.филол.н.             |  |      |

The Vyngapur oil and gas condensate field belongs administratively to the Purovsky district (YaNAO) Yamalo-Nenets Autonomous Okrug of the Tyumen Region, which is characterized by a developed infrastructure.

The Vyngapur oil and gas condensate field was discovered in 1968 by well №31 of Glavtyumengeologiya. The reservoir is granular sandstones with interlayers of clays. The deposit belongs to the class of large deposits.

The productive horizon of BV8 is the main object of development. The main reservoir of the BV8 formation is located in the northern part of the field. There is a decrease in the oil-saturated thicknesses of the BV8 formation in the north-west and east directions until the complete replacement of reservoir rocks with clays.

The BV8 formation has a lenticular-local character of reservoir propagation, which was revealed as a result of geological exploration, as well as data from production drilling. However, the expansion of the oil-bearing area in the north-east direction has been established. A feature of the structure of the main deposit of the BV8 horizon (main) is the high dissection of reservoir rocks, lenticularity, and the unevenness of sand-clay bodies.

Remaining recoverable reserves are the main problem on the field nowadays due to low value of current recovery factor. Infill drilling and side-tracking are the main methods of sweep efficiency expansion.

One of the methods of extraction of remaining reserves used in JSC "Gazpromneft-Noyabrskneftegaz" is sidetrack operations, which also enable to involve fishing well stock of oil fields. Efficiency of these arrangements depends mainly on cooperation of specialists in geology, field development and drilling. At present, interaction pattern between subdivisions of the Company and contractor drilling organizations is developed which allows to perform full cycle of implementation of sidetracks starting with selection of wells and finishing geological support of drilling operations. Permanent field development monitoring of perspective oil deposits, application of the developed well selection technique and analysis of geological features using state-of-the-art program packages of seismic interpretation, geological and simulation modeling packages encouraged successful

drilling jobs in the selected wells, getting agreement of actual flow rates and forecast and, as a result, increase of incremental oil production of the Company.

Nowadays the main part of reserves of oil fields in Western Siberia is involved into development and most of the major fields appear to be in decline stage of production. While main oil accumulations are almost completely covered with well networks there is an essential part of reserves of bypassed oil, which is great challenge to determine its allocation in formation. Complex distribution of reservoir properties, uncertainty with fluid contacts and history of field development under the conditions of waterflooding necessitate joint efforts of geologists, reservoir and petroleum engineers to map remaining oil reserves. Furthermore, there are reservoirs with difficult oil reserves which extraction is complicated with low permeability, high oil viscosity, complex reservoir structure, proximity to gas cap and overpressured aquifer, low formation pressure and other reasons, which require utilization of additional methods to enhance oil recovery and achieve economic production.

Development of current reserves of drilled out blocks of the field is performed utilizing infill drilling or sidetracking from existed wells with extincted potential in its part of oil accumulation. Likewise, the method of well deepening from existed bottomhole to lower formations is extensively used. In this paper, there is an information deepening and sidetrack operations in BV8 formation of Vyngapur oil field performed in 2008-2009. These formations in selected perspective field blocks are characterized with low permeability, high gas-oil ratio, besides drastic changes in reservoir properties in lateral direction is common for Jurassic formation (YUV1) and proximity to gas cap for Cretaceous formation (BV8). Developed procedure of well selection for sidetracking and well deepening has been already worked out on the other fields. Except conventional approach it also includes the analysis of geological situation in selected area using 3D seismic data, on the other side simulation modeling enables to determine a potential of proposed operations.

## **Criteria and methods of well selection for sidetracking/well deepening**

At the first stage target well stock is allocated and selection on basis of technical conditions is performed — primary wells are identified which do not need complex workover before sidetracking, e.g. fishing operation: or squeeze cementing. Consideration of well candidates is carried out on a monthly basis in a session of specified working group in accordance with valid regulations of well submission. Regulations specify an order of well candidates selection and data submission for sidetrack/well deepening operation, criteria of well selection, consolidated listing of required information for taking a decision about perspectivity of well candidate:

- maps of field development (cumulative and current oil production, formation pressure);
- analysis of development history of neighbor wells;
- reservoir properties interpretation data;
- main stages of planned workover, preliminary estimation of well potential and future measures in reservoir pressure maintenance.

According the regulations, proposed wells should satisfy the following criteria:

- minimal acceptable oil rate — 40 t/day;
- dynamic levels on the reservoir part near a well planned for sidetrack/well deepening should conform to following requirements: during last production year in this well and neighbor wells drop of dynamic head was below 200 m and dynamic head was higher than 900 m;
- reservoir formation pressure should not be lower than 10-15% from original reservoir pressure;
- reserves of considered well pattern should be depleted not higher than 50%, recoverable oil reserves per planned well—above 10 MM tons;
- net-pay thickness should by above 4 m;

- thickness of shale barrier between oil-saturated reservoir and water-saturated formation — not less than 2 m (If hydraulic fracturing is planned then shale barrier should be not less than 6 m);
- distance from selected well to the injection water forefront — not less than 250 m;
- technical testing of production casing and cementing bound was performed;
- total length of branch hole should be not higher than 700 m, if it is higher than the decision on sidetrack operation is validated after additional approval.

If it is necessary, check measurement of well path down to the bottomhole one conducted and bottomhole location is ascertained utilizing gyroscope. In the case if appointed criteria are inconsistent the decision on sidetracking or well deepening operation is validated after simulation model calculations, measures on reservoir pressure maintenance with direct pressure measurements or other additional investigations aimed at clarification of source of water encroachment.

After preliminary well candidate selection specialists of geological supervising on drilling department compose immediate annual schedule of sidetracking/well deepening operations which is corrected every month after obtaining geological and other information and consideration planned operations on meetings of working group of the Company. Thereafter detailed analysis of selected wells in the department of field development monitoring and reservoir simulation in cooperation with specialists on seismic interpretation of the reserves calculation department of Gazpromneft Science & Technology Centre, drilling department and specialists of drilling contractors. Each well is analysed utilizing 3D-seismic cube; maps of seismic amplitudes and seismic cross-section, the most perspective well targets are defined and used for calculation of optimal well path by specialists of the drilling department and drilling contractor company.

At this stage, the technical question is defined concerning the sidetrack window in casing. There are two alternatives - sidetrack operation with cutting a window in production casing and well deepening operation when further drilling is

performed from well bottom. Priority is given to more precise well target specification according geological targets. In the case of small horizontal displacement from the mother hole (up to ~ 250m), the second variant is accepted - well deepening operation which give time savings up to several days during preliminary workover and at first hand during well deepening. In this case there is no need to mount a whipstock. Another peculiarity during preliminary workover is the necessity to perform squeeze jobs of upper intervals perforated earlier. In many occasions successful squeezing of such perforation intervals is achieved by means of tailpipe during sidetrack operation.

### **Implementation of the Sidetrack/Well Deepening Project**

The main official document which validate implementation of sidetrack or well deepening operation and represents the basis for creation of sidetrack drilling program where complete data concerning well path, reservoir properties and results of simulation modeling are inserted is the Project of sidetrack/well deepening operation. Net thickness map and map of current reserves were created utilizing the reservoir simulation model of Upper Jurassic formation which was created by specialists of the department of field development monitoring and reservoir simulation of the Science & Technology Centre. Simulation modeling enabled to analyse suggested well targets; estimate forecast well flow rates and cumulative oil production and also introduce immediate modifications with acquisition of new data from deepened wells. All acquired information is inserted into the Project. It includes the following sections:

- initial information concerning the formation — reservoir and fluid properties, reservoir formation pressure, forecast of geological cross-section;
- well targets — coordinates, reservoir top depths below sea level;
- information concerning the production history of neighbour wells;
- results of reservoir simulation — technological parameters of well production with a 5 year forecast;

- well completion and hydraulic fracturing proposals, well logging program;
- well path, net thickness map, maps of current and cumulative production;
- any additional information, e.g. seismic amplitudes map, which can help in validation of perspective of well candidate.

### **General Information about Vyngapur Field**

Vyngapur oil and gas-condensate field is located near Noyabrsk city of Tyumen region and belongs to the group of fields of Pur petroleum region of Western Siberian petroleum basin with recoverable reserves 139 MM t. It has 24 formations with approved production capacity and 12 development targets whereof the formations of cretaceous group BV6 and BV8, and set of Jurassic oil reservoirs including YUV1 formation are the main. Daily oil production of the field is higher than 10 MM tons - maximal value from all fields of the Company.

Nowadays Vyngapur field is at the decline stage of development, the main types of production maintenance are drilling of new wells, sidetracking and well deepening. Reservoir of the BV8 formation is allocated at the depths 2500-2550 m below sea level, characterized average net-pay thickness 5-6 m, reliably correlated at seismic cross-sections and well logging data, has low permeability 4-7 mD and high gas-oil ratio 185 m<sup>3</sup>/t. YUV1 development target is allocated at the depths 2790-2810 m below sea level. It has permeability 1-7 mD, average net-pay thickness 3.5 m and gas-oil ratio 460 m<sup>3</sup>/t. During well deepening/sidetracking operations and development planning for the Jurassic formation, the following geological peculiarities are taking into account:

- proximity to underlying overpressured water-bearing horizon YUV1-2 which is require special methods and technology for hydraulic fracturing;
- lateral heterogeneity of the reservoir which is specified by drastic changes of reservoir properties at small distances (up to 500 m):
- low capacity of the reservoir which imposes constrains on water injection for reservoir pressure maintenance.

Priority zones for well deepening and sidetracking operations are the zones allocated using seismic data and confirmed by exploration and production drilling. On basis of seismic impedance maps created for the top of Jurassic reflecting horizon, well logging data and well testing data predicted contours of oil accumulations were determined.

Target well stock for sidetracking consisted from wells dropped out of production on overlying reservoir BV6 due to depletion of oil reserves. 3D seismic investigations encouraged clarification of geological structure of reservoirs. This fact with accumulated experience of development of BV8 formation utilizing hydraulic fracturing in Vyingapur field enable to bring into development considered field blocks on basis of the program of sidetracking and well deepening operations [57].

### **Results of Sidetrack/Well Deepening operations**

Sidetracks and well deepening operations in target reservoirs BV8, and YUV1 are the main methods of production maintenance which bring in 2009 maximal incremental production of Vyingapur field along with hydraulic fracturing. From year to year, the Company increases the number of these measures which expand annual cumulative production. In 2009 the number of sidetracks and well deepening operations was doubled in comparison with preceding year due to new methods of well candidates selection and implementation. Thereby incremental oil production from sidetracks and well deepening increased more than two times (Figure 6.1).

Well deepening and sidetracking operations in the considered parts of the reservoirs began in October 2008 when the first well №4586 was deepened. According the data of well logging net-pay thickness of YUV1 formation was equal to 2.2 m. As a result of operation the following parameters were received — initial liquid rate 130 m<sup>3</sup>/day, initial production rate 101 t/day and water cut 4% with the assumption that predicted parameters — 53 m<sup>3</sup>/day-30 t/day-33%. During workover in the following well #4591 sidetrack operation was initially planned only in BV8 formation, but additional analysis of this region using seismic data represents

perspectivity of drilling in the Jurassic formation. After sidetracking and hydraulic fracturing operations initial parameters were 75 m<sup>3</sup>/day - 60 t/day - 2% thereafter the well was shut for pressure build-up test.

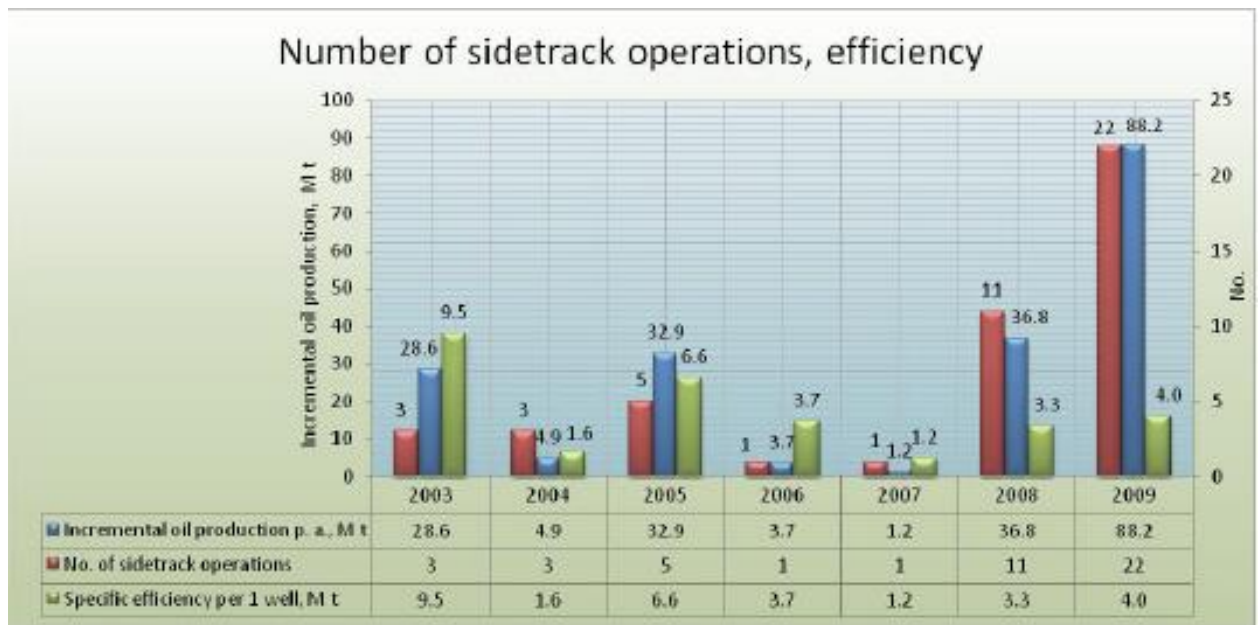


Figure 6.1 – Number of sidetrack operations during the period 2002-2009

Application of sidetracks at Vyngapur field contributes to increase of production of remaining reserves in developed parts of the formations and during development of oil reservoirs characterized with complex geological conditions such as low permeability and high lateral heterogeneity of reservoir properties of the Jurassic formation or proximity of gas-condensate accumulation of the BV8, formation. Cooperation of specialists in geology, seismic interpretation, reservoir simulation and drilling during implementation of sidetracks and well deepening operations encouraged high efficiency of considered measures. From 24 drilled sidetracks, projected flow rates were achieved on 16 wells, moreover on 3 wells actual production rate exceed the forecast more than two times.

As for sidetracking and well deepening in the Jurassic formation drilling should be performed down to the top of underlying water-bearing horizon and if it is possible insert the tailpipe with overlapping of perforation intervals at upper reservoirs with recovered reserves. Carrying out of hydraulic fracturing of YUV1 formation represents its efficiency if the method with restriction of fracture height is used.

Utilization of cumulative results of well logging and production history enabled to perform deeper adjustment of seismic data with actual geological conditions. Hereafter creation of detailed geological model on basis of improved seismic interpretation data production history can be reproduced more precisely for considered field blocks and additional wells can be brought into production after sidetracking or well deepening [58].

The directional drilling service provider undertook the challenge evaluate and explore the feasibility of performing the sidetrack and drilling the landing interval with a single BHA, preferably with an RSS BHA. The process begins with collecting data from other services to assess the possible hole condition. Wireline logs were acquired with caliper and lithology data to identify formation and presence of ledges that could aid a sidetrack operation. Based on the formation evaluation and hole caliper data, the operator would be consulted to ensure the sidetrack cement plug would be placed optimally. This would mean enough cement plug in the motherbore to provide bottom support for at least 100-ft of interval after the planned sidetrack point. According to given wireline data and drilling data, the cement program would be revised at this stage to define the required depth of top of cement plug, the slurry density and the volume of cement plug, and the number of plugs needed (Figure 6.2).

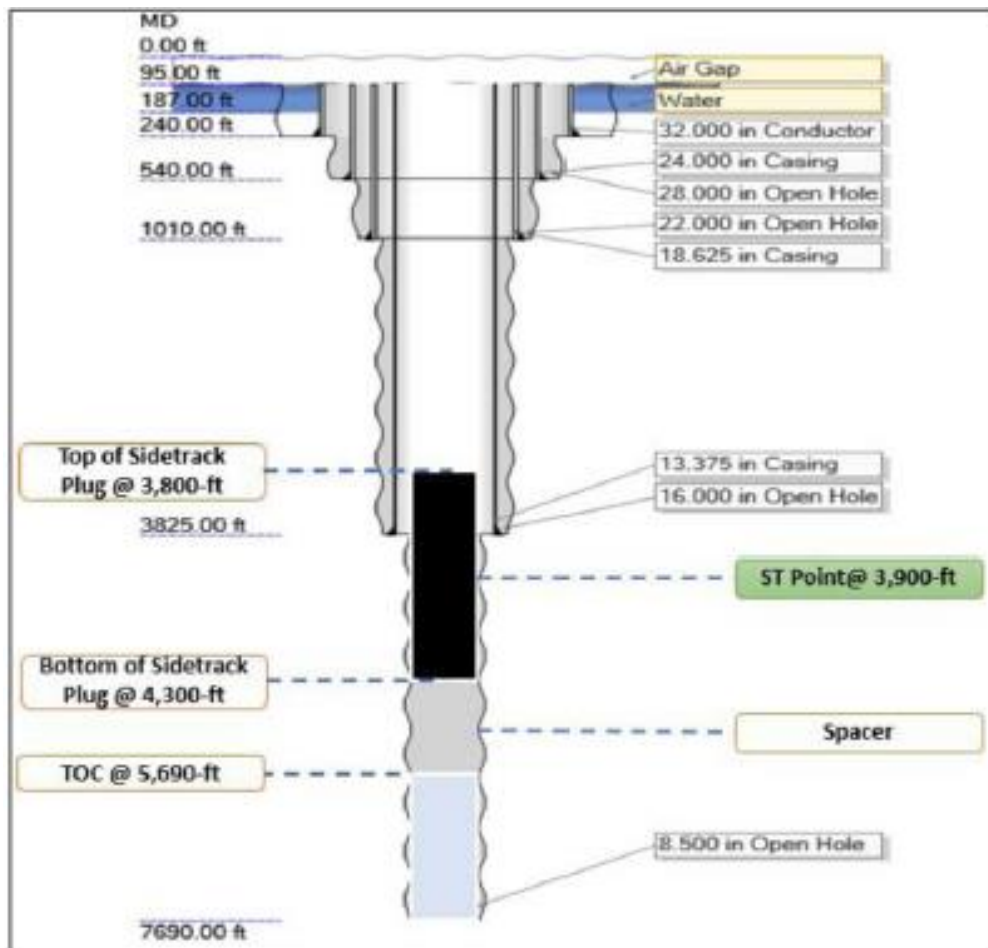


Figure 6.2 - Wellbore Geometry & Cement Program Data of Well-C

The drilling mechanics data of the appraisal section (Figure 6.3), which would contain the rate of penetration (ROP) as an output of drilling parameters, would be mapped to each formation within 300-ft of the sidetrack interval. This will then be used as the benchmark drilling mechanics while performing the sidetrack drilling. The interval selected will normally be higher ROP interval which directly correlates to lower formation strength relative the higher formation strength of the cement plug. Formation evaluation depth log data will also be utilized; delivered either by Measurement While Drilling (MWD) tool used previously while drilling the pilot hole or from Wireline logging runs. This is primarily to identify formation tops as to ensure the sidetrack point is not located across a reactive shale interval, where washout zone and poor cement quality is anticipated. The planned depth of the sidetrack point can be revised based on the all data combined, to make sure there is enough footage for executing the sidetrack in competent formation before reaching the problematic shale interval.

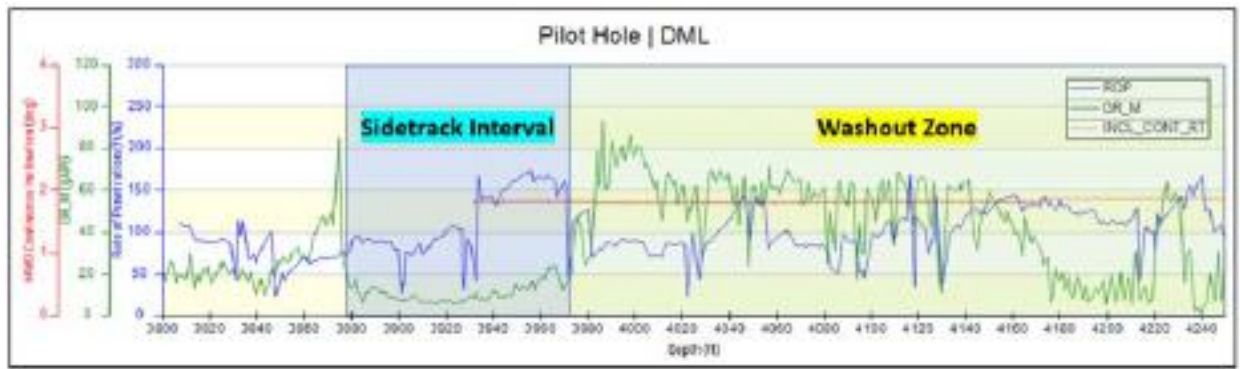


Figure 6.3 – Drilling Mechanics Logs of Well-C

A detailed sidetrack procedure will be written and agreed upon with the operator and all stakeholders. The sidetrack procedure will define the depths and intervals for planned sidetrack drilling, and the contingency action if sidetrack was not successful after reaching a predetermined measured depth. The no-go depth will be determined from proximity collision scan. A risk analysis would also be included to assess the drilling drive system to ensure stuck pipe risks are acceptable. The bit selection will also be included to highlight certain features that would accelerate the sidetrack operation. The directional drillers will again go through the procedures with all relevant parties on the rig as part of the pre-job briefing to ensure all system are go prior to execution [60].

### Well Planning Optimization

During planning of the pilot hole and ensuing lateral section, additional controls were also included to increase the success rate of the sidetrack. Whenever possible in the trajectory design, the pilot hole section is building at the sidetrack point and hold for some tangent before dropping inclination to the appraisal target depth. This build profile is designed during the planning of the pilot hole trajectory and having relatively high Dog Leg Severity (DLS) at the sidetrack point with some turn in the trajectory path. This will create a natural ledge for the pilot hole to sidetrack from the motherbore and that would make the sidetrack faster while execution, since the motherbore turns in the opposite direction thus both wells will be diverging (Figure 6.4). This was part of learning process from accidental sidetrack

incidents where ledges from curve section create obstruction for ensuing runs of drilling or reaming BHA.

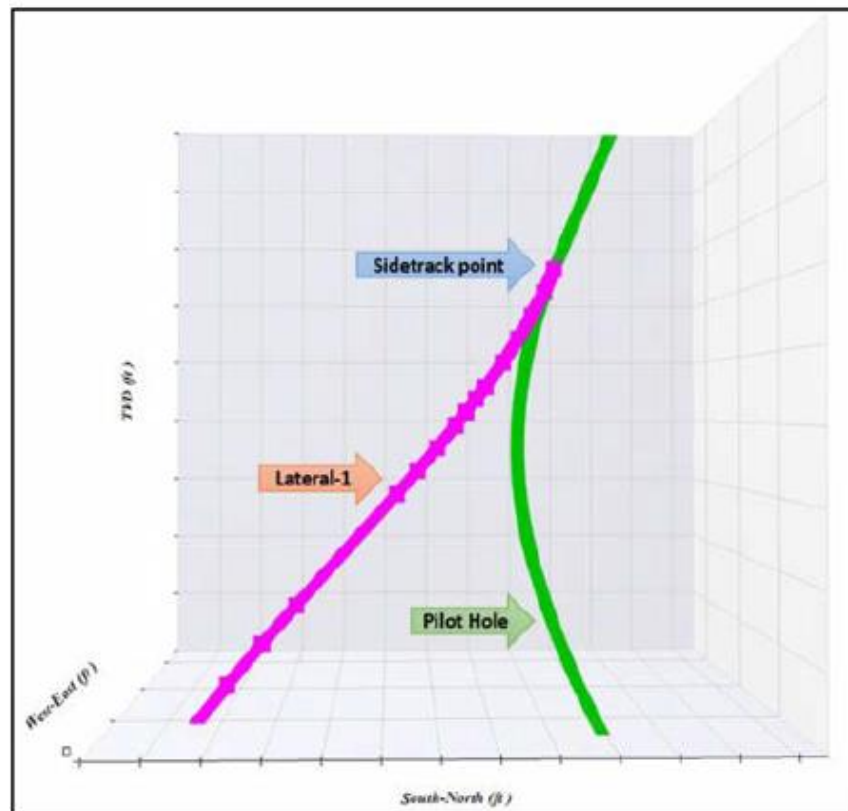


Figure 6.4 - Trajectory Design of Sidetrack

Open hole sidetracks have been performed for decades and while the success rate of PDM is widely acknowledged, the associated risks and time required may increase well construction costs. By leveraging on data acquired during the well construction, the sidetrack process was optimized and resulted in fewer trips out of the hole and reduced well construction time overall. The additional benefits of the RSS sidetrack BHA also prevented stuck pipe incidents and casing running issues related to severe localized micro-doglegs [56].

Experiments on microbial improved oil recovery (MIOR) have been performed in the Vyngapour oil field in West Siberia for two years. Now, the product of some producing wells of the Vyngapour oil field is 98-99% water cut. The operation of such wells approaches an economic limit. The nutritious composition containing local industry wastes and sources of nitrogen, phosphorus and potassium was pumped into an injection well on the pilot area. This method is called

“nutritional flooding”. The mechanism of nutritional flooding is based on intensification of biosynthesis of oil-displacing metabolites by indigenous bacteria and bacteria from food industry wastes in the stratum, 272.5 m<sup>3</sup> of nutritious composition was introduced into the reservoir during the summer of 1993, and 450 m<sup>3</sup> of nutritious composition—in 1994. The positive effect of the injections in 1993 showed up in 2-2.5 months and reached its maximum in 7 months after the injections were stopped. By July 1, 1994, 2,268.6 tons of oil was produced over the base variant, and the simultaneous water extraction reduced by 33,902 m<sup>3</sup> as compared with the base variant. The injections in 1994 were carried out on the same pilot area.

Pilot tests of microbial improved oil recovery were performed in the Vyngapur oil field (Tyumen Region). The oil field is characterized by heterogeneous fractured low-permeable reservoir of 0.03-0.07 mkm<sup>2</sup> (which significantly complicates the conditions of its development), with high temperature (up to 94°C) and low mineralization of the formation waters. More than 90% of the reserves were timed to Jurassic and Lower Cretaceous deposits. The depth of bedding of the major productive stratum BV8 is 2,730-2,810 m. Sandstones and siltstones are presented in the stratum. The oil-saturated depth averages 5.3 m. The surface oils are sweet crude and low-resinousness (with a density of 822 kg/m<sup>3</sup>). The Vyngapur oil field has been exploited since 1982, and is mainly worked out with the use of contour flooding.

Now the products of a part of producing wells on the Vyngapur oil field is 98-99% water cut. The operation of such wells approaches an economic limit; thus, the development and testing of MIOR is justified and up-to-date.

The aim of the pilot-field test (PFT) was to estimate the efficiency of the improved oil recovery biotechnology developed for the Vyngapur oil field (the nutritional flooding), which is based on intensification of biosynthesis of oil-displacing metabolites by indigenous bacteria and lactobacteria from food industry wastes in the stratum.

Accumulated oil production in the pilot area from the beginning of development till the end of May 1993 was 653,486 tons. The coefficient of oil

extraction was 0.351. By the end of May, the total daily oil output for the pilot area was 10 tons, the monthly one—206 tons; that of the water per month—6,632 m<sup>3</sup>; that of the gas per month—37 m<sup>3</sup>; the level of water-cut oil production—98-99%. This was a background for the beginning of the MIOR test (see Fig. 2). Well 726 was injected with the nutritious composition containing nitrogen and phosphorus sources and local food industry waste. Wells 695 and 1859 worked under common conditions.

Biochemical composition of the waste appeared to be very rich: sugars, free protein, bound protein, amino acids, pH = 4.5-5.0. Microbial investigation of the local food industry waste showed that the common quantity of lactobacteria makes 10<sup>8</sup>-10<sup>9</sup> cell/ml. Besides, the nutritious composition contained nitrogen and phosphorus salts in concentrations of 0.5-1.5 and 1.0-1.5 g/l, respectively, in 1993. In 1994 KH<sub>2</sub>PO<sub>4</sub>, of the nutritious composition was replaced by KCl added in the amount of 0.001%. The salt (NH<sub>4</sub>)<sub>2</sub>HPO<sub>4</sub>, was used in a concentration of 0.4% for buffering of the nutritious composition. Sometimes we had to use dry milk in a concentration of 0.04% and industrial inoculum of lactobacteria in amounts of 3 liters per 10 m<sup>3</sup> for the nutritious composition instead of the waste. In total, 60 kg of dry milk were used for the preparation of modified nutritious composition.

The work of producing wells was under regular microbiological and chemical control. The production of oil, petroleum gas, and simultaneous water and the formation pressure were registered in Department “Zapolyamefit.” The efficiency of microbial improvement of oil recovery was analyzed by the STAT program developed at the All Russian Oil and Gas Research Institute with the account for special features of the Vyngapour oil field.

Dynamics of oil production on the pilot area of the Vyngapour oil field before, during and after microbial treatment are presented in Figure 6.5. Presented data show that the wells were not equally efficient after the injection of nutritious composition. Oil production per month from well 725 increased twice, from well 754—for 30% and from well 755—for 2%. ‘The enhanced oil recovery by July 1, 1994, after the PFT was 2,268.6 tons over the base variant (Figure 6.6). Water extraction reduced

for 33,902 m<sup>3</sup> as compared with the base variant. The level of water-cut oil before PFT-93 was 98-99%, after PFT-93 nutritious flooding, the average of water-cut oil was 94.5%.

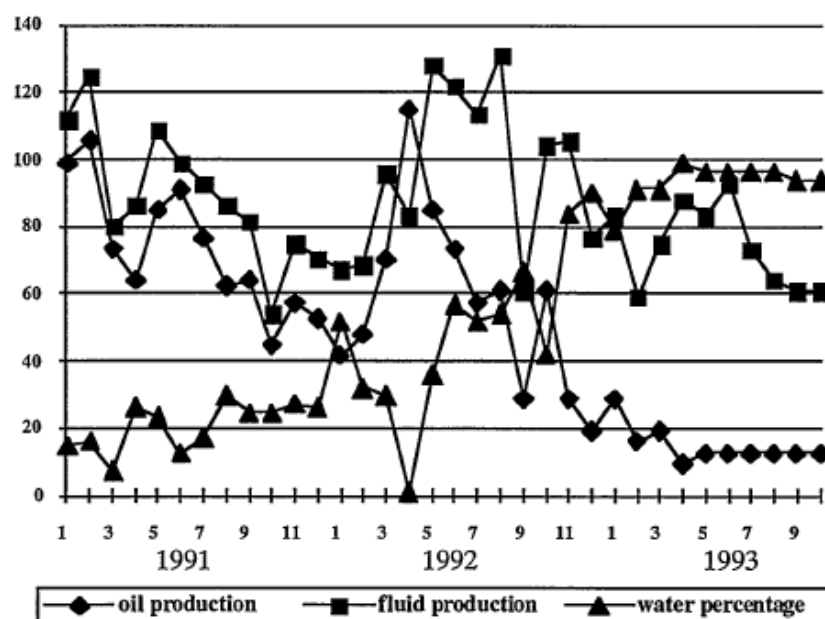


Figure 6.5 – Dynamics of Oil and Fluid Production and Water Cut on Pilot Area of the Vyngapour Oil Field

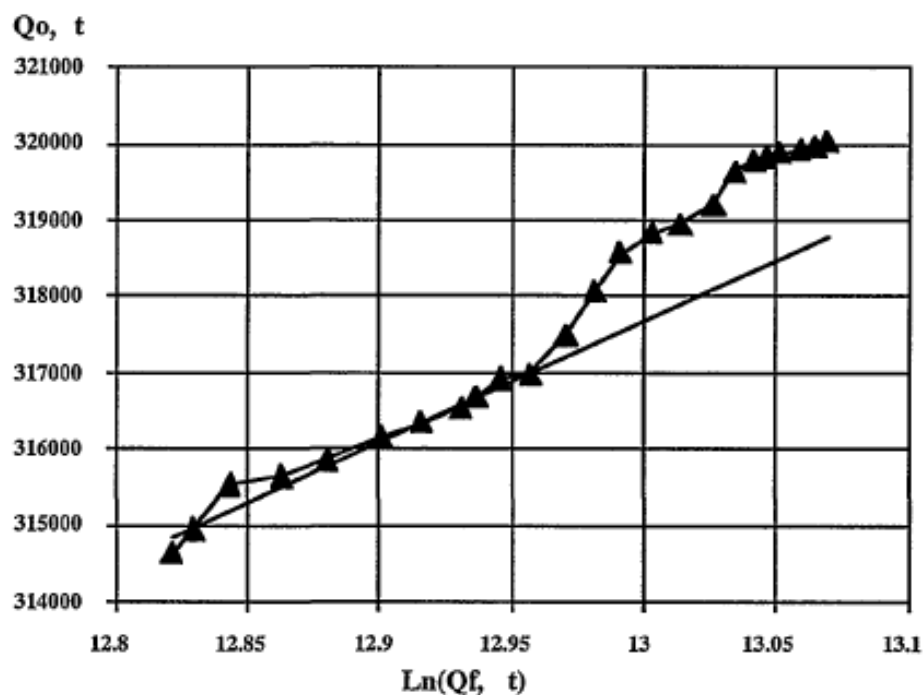


Figure 6.6 - Oil Production on Pilot Area of the Vyngapour Oil Field after Microbial Treatment: Q<sub>o</sub> - Oil Production, Tons; Q<sub>F</sub> - Fluid Production, Tons. Baseline (without Treatment); Production (after Treatment).

The positive effect of the MIOR in 1993 on pilot area of the oil field Vyngapour was manifested up to July 1, 1994, and an extra 3,231.7 tons of oil was expected to be produced by the end of 1994. However, there was a decrease of oil production during July-October 1994. This was probably caused by the fact that the injections of the nutritious composition were started in the end of August instead of the middle of May 1994, as had been planned previously.

The delay of PFT-94 was due to economic difficulties in obtaining the necessary components for the nutritious composition. The injection of the nutritious composition on this pilot area of the oil field Vyngapur was performed continuously from August 24 to October 3, 1994. The 450 tons of nutritious composition was injected into the formation during this period.

Unfortunately, we had to change some components of the nutritious composition, as shown above. Moreover, wells 725 and 754 were out of action by the end of 1994, and well 755 was stopped in September 1994. These wells have not yet been restored. Therefore, it is impossible to evaluate the efficiency of MIOR on this pilot area in 1995. The difficult economic situation in Russia severely complicates the performed of MIOR tests and even more their wide application in spite of the positive results obtained.

The nutritional flooding resulted in decrease of water-cut oil on the pilot area on the average 3%, improvement of oil recovery for 2,268.6 tons, reduction of simultaneous water extraction for 33,902 m<sup>3</sup> in the 7 months following PFT-93 [59].