

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

Школа ИШПР

Направление подготовки Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

| Тема работы                                                                                                     |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПАРОТЕПЛОВЫЕ МЕТОДЫ ОБРАБОТКИ<br/>ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ПРИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ</b> |

УДК 622.245.545

Студент

| Группа | ФИО          | Подпись | Дата |
|--------|--------------|---------|------|
| 2БМ7Э  | Иссах Хававу |         |      |

Руководитель ВКР

| Должность | ФИО                         | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------------------------|---------------------------|---------|------|
| Профессор | Зятиков Павел<br>Николаевич | Д.Т.Н,<br>профессор       |         |      |

Консультант

| Должность     | ФИО                          | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|---------------|------------------------------|---------------------------|---------|------|
| Профессор ОНД | Валентинович Юрий<br>Савиных | д х н                     |         |      |

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО                       | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-----------|---------------------------|---------------------------|---------|------|
| Доцент    | Романюк Вера<br>Борисовна | к.э.н., доцент            |         |      |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность     | ФИО                            | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|---------------|--------------------------------|---------------------------|---------|------|
| Ассистент ОКД | Черемискина Мария<br>Сергеевна |                           |         |      |

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

| Руководитель ООП                 | ФИО                         | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|----------------------------------|-----------------------------|---------------------------|---------|------|
| Отделение<br>«нефтегазовое дело» | Зятиков Павел<br>Николаевич | Д.Т.Н,<br>профессор       |         |      |

Томск – 2019 г.

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

Школа ИШПР

Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

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

### ЗАДАНИЕ

#### на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

|                          |
|--------------------------|
| Магистерской диссертации |
|--------------------------|

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

Студенту:

| Группа | ФИО          |
|--------|--------------|
| 2БМ7Э  | Иссах Хававу |

Тема работы:

|                                                                                                                 |  |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--|
| <b>СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПАРОТЕПЛОВЫЕ МЕТОДЫ ОБРАБОТКИ<br/>ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ПРИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ</b> |  |
| Утверждена приказом директора (дата, номер)                                                                     |  |

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

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

|                                 |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |
|---------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Исходные данные к работе</b> | В этой работе цель состояла в том, чтобы рассмотреть успешное применение метода паровой термической регенерации нефти на нефтяных месторождениях в России и некоторых других африканских странах, чтобы сформировать практический список критериев для нефтяного месторождения, чтобы иметь возможность использовать этот метод. |
|---------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

|                                                                                                     |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p>                | <p>Основная проблема, с которой сталкиваются, заключается в способах увеличения добычи нефти при постоянно растущем спросе на нефть, но при недостаточных ресурсах для ее поставки.</p> <p>Литературные обзоры доказали, что были достигнуты значительные успехи в использовании пара, чтобы увеличить добычу нефти</p> <p>В дополнение к критериям из литературы, практические проекты дают представление о том, насколько близко или далеко состояние месторождения соответствует идеальным критериям.</p> |
|                                                                                                     | <p><b>Перечень графического материала</b><br/>(с точным указанием обязательных чертежей)</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |
| <p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b><br/>(с указанием разделов)</p> |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |
| <p><b>Раздел</b></p>                                                                                | <p><b>Консультант</b></p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |
| <p>Технический</p>                                                                                  | <p>Савиных Ю.Вю</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |
| <p>Финансовый менеджмент</p>                                                                        | <p>Романюк В.Б.</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |
| <p>Социальная ответственность</p>                                                                   | <p>Черемискина М.С..</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |
| <p>Иностранный язык<br/>(Английский)</p>                                                            | <p>Гутарева Н. Ю.</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
| <p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>      |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |

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

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

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----|------------------------|---------|------|
|           |     |                        |         |      |
|           |     |                        |         |      |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО          | Подпись | Дата |
|--------|--------------|---------|------|
| 2БМ7Э  | Иссах Хававу |         |      |

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

Школа ИШПР

Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело

Уровень образования Магистратура

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2018 /2019 учебного года)

Форма представления работы:

Магистерской диссертации

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

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

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

| Дата контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования) | Максимальный балл раздела (модуля) |
|---------------|-------------------------------------------------------|------------------------------------|
| ...           | ...                                                   | ...                                |
| ...           | ...                                                   | ...                                |
|               |                                                       |                                    |

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

| Должность | ФИО                      | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|--------------------------|------------------------|---------|------|
| Профессор | Зятиков Павел Николаевич | Д.Т.Н,<br>профессор    |         |      |

**Консультант (при наличии)**

| Должность     | ФИО                       | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---------------|---------------------------|------------------------|---------|------|
| Профессор ОНД | Валентинович Юрий Савиных | д х н                  |         |      |

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----|------------------------|---------|------|
|           |     |                        |         |      |

|           |                             |                     |  |  |
|-----------|-----------------------------|---------------------|--|--|
| Профессор | Зятиков Павел<br>Николаевич | д.т.н,<br>профессор |  |  |
|-----------|-----------------------------|---------------------|--|--|

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

### «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

| Группа | ФИО          |
|--------|--------------|
| 2БМ7Э  | Иссах Хававу |

| Школа                  | ИШПР         | Отделение школы (НОЦ)     | Отделение<br>нефтегазового дела |
|------------------------|--------------|---------------------------|---------------------------------|
| Уровень<br>образования | Магистратура | Направление/специальность | Нефтегазовое дело               |

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

|                                                                                                                                      |                                                                                                                                                                      |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих | Расчет экономической эффективности сдачи нефтяного месторождения на паровой тепловой проект для повышения нефтеотдачи.                                               |
| 2. Нормы и нормативы расходования ресурсов                                                                                           | Закон GNPC 1983 (PNDCL64)                                                                                                                                            |
| 3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования                                  | 1. Income Tax Act 2015 (Act 896),<br>2. Petroleum Revenue Management Act, 2011 (Act 815) as amended<br>3. Petroleum (Exploration and Production) Act, 2016 (Act 919) |

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

|                                                                                                             |                                                                                   |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|
| 1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ                                                     | Повышение производительности разработки месторождения                             |
| 2. Разработка устава научно-технического проекта                                                            | Выбор оптимального типа парового термического метода                              |
| 3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок | Построение экономической модели для оценки эффективности предлагаемых мероприятий |
| 4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности                                           | Выбор экономически эффективной стратегии разработки месторождения                 |

#### Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

|  |
|--|
|  |
|--|

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

Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО          | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|--------------|------------------------|---------|------|
| Доцент    | Романюк В.Б. | к.э.н.                 |         |      |

**Задание принял к исполнению студент:**

| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>   | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
|---------------|--------------|----------------|-------------|
| 2БМ7Э         | Иссах Хававу |                |             |

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА**  
**«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

|                                                                                                                                                                                                                                              |              |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |                              |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------|
| Группа                                                                                                                                                                                                                                       |              | ФИО                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |                              |
| 2БМ7Э                                                                                                                                                                                                                                        |              | Иссах Хававу                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |                              |
| Школа                                                                                                                                                                                                                                        | ИШПР         | Отделение школы (НОЦ)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     | Отделение нефтегазового дела |
| Уровень образования                                                                                                                                                                                                                          | Магистратура | Направление/специальность                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 | Нефтегазовое дело            |
| Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:                                                                                                                                                                                      |              |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |                              |
| 1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения                                                                                                               |              | Объектом исследования является выяснение целесообразности нефтяного месторождения в качестве кандидата для повышения нефтеотдачи с использованием паротепловым метод                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |                              |
| Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:                                                                                                                                                                     |              |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |                              |
| 1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:<br>- специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;<br>- организационные мероприятия |              | Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ<br>ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ<br>ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ<br>Федеральный закон от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |                              |
| 2. Производственная безопасность:<br>а. Анализ выявленных вредных и опасных факторов<br>б. Обоснование мероприятий по снижению воздействия                                                                                                   |              | 1. В случае применения данного исследования на суше существует вероятность потери плодородия почв и грунтовых вод ;<br><br>вдали от берега может произойти потеря значительного объема воды, необходимой для производства пара, который мог бы быть использован для целей ирригации, животноводства или домашнего использования.<br><br>2. В качестве оправдания этих происшествий увеличение добычи нефти будет служить источником дополнительного дохода (в виде налогов), который может решить вопросы, поднятые выше. |                              |
| 3. Экологическая безопасность                                                                                                                                                                                                                |              | 1. Основное влияние этого исследования на литосферу и морскую флору и фауну.<br><br>2. Знание этих возможных экологических последствий требует разработки законов по                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |                              |

|                                                 |                                                                                                                       |
|-------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                                 | управлению, охране и предотвращению водных ресурсов.                                                                  |
| <b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b> | Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией, которая может возникнуть в результате разработки, является вспышка пожара. |

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

**Задание выдал консультант:**

| Должность | ФИО              | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|------------------|------------------------|---------|------|
| Ассистент | Черемискина М.С. |                        |         |      |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО          | Подпись | Дата |
|--------|--------------|---------|------|
| 2БМ7Э  | Иссах Хававу |         |      |

## Приложение А

### Раздел 3

#### Improving steam thermal method of reservoir development on field.

Студент:

| Группа | ФИО          | Подпись | Дата |
|--------|--------------|---------|------|
| 2БМ7Э  | Иссах Хававу |         |      |

Руководитель ВКР нефтгаздело ИШПР

| Должность | ФИО         | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-----------|-------------|---------------------------|---------|------|
| Профессор | Зятиков.П.В | д.б.н., доцент            |         |      |

Консультант – лингвист отделения (НОЦ) школы Отделения иностранных языков  
ШБИП

| Должность | ФИО           | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-----------|---------------|---------------------------|---------|------|
| Доцент    | Гутарева Н.Ю. | к.п.н, доцент             |         |      |

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

| Код результата                                                           | Результат обучения<br>(выпускник должен быть готов)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |
|--------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b><i>Общие по направлению подготовки (специальности)</i></b>            |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
| P1                                                                       | Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки                                                                                                                            |
| P2                                                                       | Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности                                                                                   |
| P3                                                                       | Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства |
| P4                                                                       | Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов                                       |
| P5                                                                       | Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности                                                                                                                                |
| P6                                                                       | Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование                            |
| P7                                                                       | Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды                                                                                                                                   |
| <b><i>Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений</i></b> |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
| P11                                                                      | Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации притока скважинной продукции                                                                                                                                                                                                                                                      |
| P12                                                                      | Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата на основе производственного менеджмента и планирования работ в сфере нефтегазодобычи                                                                                                                                      |
| P13                                                                      | Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи                                                                                                                                                                                                                    |

## РЕФЕРАТ

Ключевые слова: пар, тепловой, увеличения нефтеотдачи, Северо-Восточный Фула, Исаран, Юбилейное месторождение.

Объектом исследования является определение возможности использования паротермического метода повышения нефтеотдачи на шельфе Юбилейного нефтяного месторождения (Гана).

Целью данной работы является изучение пластовых и нефтяных характеристик нефтяных месторождений, в которых использовался паротермический метод, и сравнение их со стандартами, установленными в литературе, с целью определения жизнеспособности юбилейного нефтяного месторождения для такого проекта.

Во время исследования Усинское месторождение было основным источником данных. Кроме того, нефтяные месторождения в Судане и Египте (Фула, Северо-Восток и Исаран, соответственно) также были рассмотрены.

В результате исследования можно сказать, что Юбилейное нефтяное месторождение, хотя и не полностью в пределах литературного диапазона, является возможным кандидатом для дальнейших исследований и лабораторных испытаний.

Область применения: поля на шельфе и в глубине моря.

Экономическая эффективность / ценность работы: выбор использования парового термического повышения нефтеотдачи является экологически более приемлемым методом, и экономическая выгода от этого проекта увеличит добычу нефти, что приведет к увеличению дохода

# Содержание

|                                                                                                   |           |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| Введение                                                                                          | 1         |
| <b>I. ОСОБЕННОСТИ ГЕОГРАФИЧЕСКОГО ПОЛОЖЕНИЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УСИНСКОЕ</b>  | <b>3</b>  |
| 1.1. ГЕОГРАФИЧЕСКОЕ ПОЛОЖЕНИЕ                                                                     | 3         |
| 1.2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ                                                                       | 3         |
| 1.3. СТРАТИГРАФИЯ                                                                                 | 5         |
| 1.4. ХАРАКТЕРИСТИКИ ПЛАСТОВ                                                                       | 9         |
| 1.5. СОСТАВ И СВОЙСТВА НЕФТЕЙ                                                                     | 14        |
| <b>II. ТЕПЛОВЫЕ МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ</b>                                                 | <b>18</b> |
| 2.1. Циклическая стимуляция паром (CSS)                                                           | 22        |
| 2.1.1 Механизмы                                                                                   | 22        |
| 2.1.2 Критерии проверки                                                                           | 25        |
| 2.1.3 Интервал завершения                                                                         | 28        |
| 2.1.4 Теплоизоляция ствола скважины                                                               | 28        |
| 2.2. ПАРОВОЙ ГРАВИТАЦИОННЫЙ ДРЕНАЖ (SAGD)                                                         | 29        |
| 2.2.1 Технология гравитационного воздействия пара SAGD                                            | 29        |
| 2.2.2 Развитие технологии SAGD                                                                    | 31        |
| 2.3. ВНУТРИПЛАСТОВОЕ ГОРЕНИЕ                                                                      | 34        |
| 2.4. ТЕХНИЧЕСКИЕ ОГРАНИЧЕНИЯ                                                                      | 37        |
| <b>III АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОТ I ДО III СТАДИЯХ</b>                                    | <b>39</b> |
| 3.1. АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА I и II СТАДИЯХ                                            | 39        |
| 3.1.1 Залежи легкой нефти среднего и верхнего девона                                              | 39        |
| 3.1.2 Пермокарбоновая залежь нефти                                                                | 43        |
| 3.2. АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА III СТАДИИ                                                | 48        |
| <b>IV ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ</b>                                              | <b>50</b> |
| 4.1. Усинское месторождения                                                                       | 50        |
| 4.2. Циклическая паровая симуляция проекты на Иссаранском нефтяном месторождении в Египте         | 51        |
| 4.3 Реализация циклического парового моделирования на месторождении Фула на северо-востоке, Судан | 53        |
| 4.2.1 Сводная информация о производстве                                                           | 55        |
| 4.2.2 Выводы                                                                                      | 57        |
| <b>V РЕЗУЛЬТАТ: КРИТЕРИИ ВЫБОРА ПАРОТЕРМИЧЕСКОГО МЕТОДА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ.</b>            | <b>58</b> |
| 5.1 ГЛУБИНА                                                                                       | 59        |
| 5.2 Толщина пласта                                                                                | 59        |
| 5.3 ОСТАТОЧНОЕ НЕФТЬ-НА-МЕСТЕ                                                                     | 60        |
| 5.4 Вязкость нефти                                                                                | 60        |
| 5.5 Гравитация нефти                                                                              | 60        |
| 5.6 Проницаемость пласта                                                                          | 60        |
| 5.7 ЮБИЛЕЙНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ                                                                       | 61        |
| <b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b>                                                                                 | <b>64</b> |
| <b>СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА</b>                                                                 | <b>65</b> |

## **Введение**

Растущие мировые потребности в энергии требуют более эффективного производства традиционных невозобновляемых ресурсов. Одним из способов повышения эффективности является внедрение улучшенных методов добычи нефти, которые улучшат существующие методы добычи (например, затопление) и добавят новые методы добычи нефти.

Из оставшихся запасов нефти в мире только 30% считается «нормальным» или «легким» (с API 22 или менее), а оставшиеся 70% являются тяжелыми (Ark, 2013). По данным Международного энергетического агентства (МЭА), увеличение добычи нефти из этих более тяжелых нефтей может разблокировать около 300 миллиардов баррелей нефти.

Важность совершенствования методов добычи нефти заключается в том, что большинство основных месторождений находятся на последней стадии разработки, а добыча нефти на них снижается примерно на 5% в год. Кроме того, задача поиска новых месторождений становится все более сложной, заставляя их искать их в труднодоступных районах как на суше, так и на море. В последнее время количество извлекаемой нефти увеличилось из-за технологических прорывов в бурении и заканчивании скважин, что дало возможность коммерчески добывать нефть из нетрадиционных источников, то есть сланцевой нефти и битумной нефти. Однако разработка труднодоступных и нетрадиционных месторождений сопряжена с дополнительными рисками, что значительно увеличивает себестоимость добычи.

В настоящее время большая часть нефти поступает из месторождений, открытых около четверти века назад. Конечная степень извлечения нефти с этих месторождений составляет приблизительно 35%, что означает, что

почти две трети всей нефти остается в пласте. Исследования показывают, что если вы увеличите текущий коэффициент извлечения нефти как минимум на 1%, это увеличит извлекаемые запасы на 88 триллионов баррелей, что эквивалентно трехлетнему объему добычи на сегодняшний день. Также важным является тот факт, что старые месторождения хорошо изучены с геологической точки зрения и все еще имеют хорошо развитую инфраструктуру, которая снижает финансовые риски при внедрении новых технологий для увеличения нефтеотдачи.

Технологии обычно основаны на уменьшении межфазных сил в порах в породе и снижении вязкости жидкости. Каждый из этих методов имеет определенные преимущества и недостатки. Поэтому использование определенного метода сильно зависит от геологических характеристик и истории конкретных месторождений. Существует три основных категории Методы Увеличение Нефтеотдачи (МУН):

- 1) тепловой
- 2) газ
- 3) физико- химический

Цель диссертации - изучить имеющуюся информацию о месторождениях, которые успешно использовали термические методы для увеличения добычи, и уточнить критерии, которые сделали бы любое месторождение подходящим кандидатом для этого.

## **I. Особенности географического положения и геологического строения месторождения Усинское**

### **1.1. Географическое положение**

Усинское месторождение расположено в Усинском районе Республики Коми, в 115 км к северу от г. Печоры. Открыто месторождение в 1963 г., введено в разработку в 1973 г.

На базе запасов нефти Усинского месторождение, одного из крупнейших на севере Евроазиатской части, был создан нефтедобывающий район с центром в г. Усинске. По территории месторождения проложен магистральный нефтепровод Возей—Уса—Ухта—Ярославль, построена железнодорожная ветка Сыня—Усинск.

### **1.2. Геологическое строение**

Усинское месторождение приурочено к одноименной структуре, расположенной в южной наиболее приподнятой части Колвинского мегавала — обширной зоны нефтегазонакопления, в пределах которой выявлены такие крупные месторождения нефти как Возейское, Харьягинское, Южно-Хыльчуйское с широким стратиграфическим диапазоном нефтеносности от нижнего девона до триаса.

В структурном плане Усинское поднятие по всем горизонтам осадочного чехла представляет асимметричную антиклинальную складку северо-северо-западного простирания. Размеры структуры по подошве верхнего девона составляют 42х(5—12) км, амплитуда около 500 м. Погружение слоев в южном, северном и западном направлениях сравнительно спокойное и пологое с углами падения от 5° до 10°. Восточное крыло крутое, переходящее во флексуру с углами падения от 100 до 350 и более.

Южная, наиболее высокая часть структуры осложнена двумя положительными складками северо-западного простирания (рис. 1.1). Выделенные структурные осложнения имеют унаследованный характер, в сводовых частях их отмечаются сокращенные толщины среднедевонских отложений, а увеличенные толщины зафиксированы в разделяющем их прогибе. Северное погружение Усинской структуры осложнено дизъюнктивными нарушениями сбросового типа, которые имеют северо-западное простирание и раскалывают погружение структуры на ряд блоков (рис. 1.2).

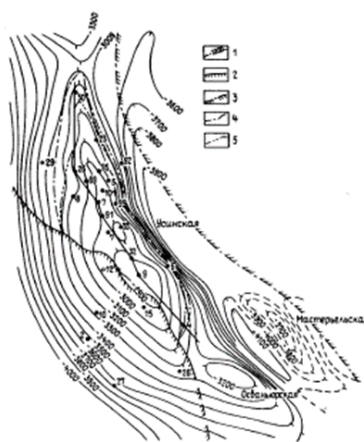


Рис. 1.1. Структурная карта по подошве верхнего девона: 1 — изогипсы пюшвы верхнего девона; 2, 3 — границы распространения среднего девона западная, воспчная; 4,5 — внешний и внутренний контуры нефтеносности

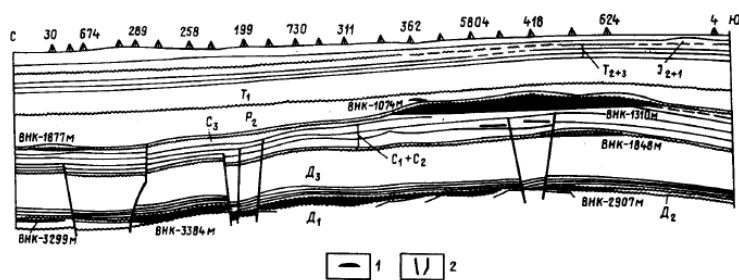


Рис. 1.2. Продольный схематический профиль: 1-залежи нефти; 2 — тектонические нарушения.

### 1.3. Стратиграфия

Нарушений в пермо-карбонových отложениях не установлено. Однако, они сыграли несомненную роль в развитии органогенных построек в верхнем карбоне и нижней перми на Усинском месторождении. Кроме того, учитывая жесткость карбонатных пород, можно полагать, что все эти подвижки способствовали формированию трещиноватости, наблюдаемой в карбонатных отложениях, к которым приурочена пермо-карбонovая залежь, той же ориентировки, что и у разрывных нарушений фундамента. В последующем процессы выщелачивания способствовали развитию кавернозности в тех же направлениях. Об этом частично свидетельствуют результаты работ по гидропрслушиванию скважин, а также высокие значения проницаемости отдельных пластов по данным гидродинамических исследований.

В геологическом строении месторождения принимают участие докембрийские, силурийские, девонские, каменноугольные, пермские, триасовые, юрские, меловые и четвертичные отложения. Наиболее древние породы, вскрытые к настоящему времени на Усинском месторождении, датируются силуром. Общая вскрытая толщина отложений составляет около 6 км.

Промышленная нефтеносность на Усинском месторождении связана со стратиграфическим диапазоном нижняя пермь — средний девон.

Основные запасы нефти сосредоточены в терригенных отложениях среднего девона (26% балансовых и 55% извлекаемых) и карбонатах нижней перм- верхнего и среднего карбона (73% балансовых и 44% извлекаемых). Более мелкие по величине запасов залежи — фаменская и серпуховская — полностью расположены в пределах площади крупной среднедевонской залежи нефти (рис. 1.3).

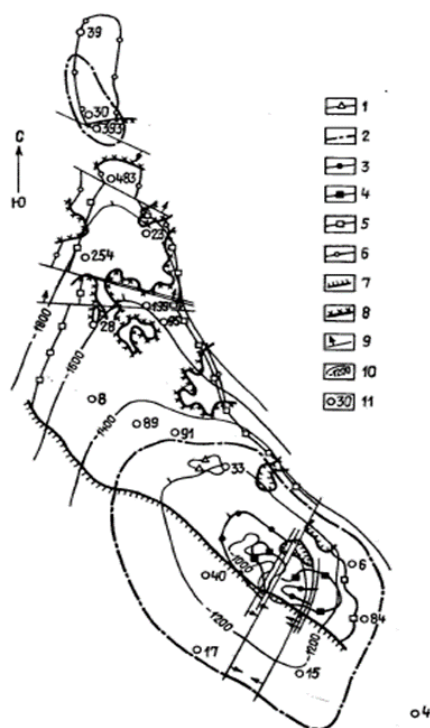


Рис. 1.3. Схема расположения залежей нефти: 1—6 — внешние контуры нефтеносности залежей верхнепермской, пермокарбоновой, серпуховской, фаменской, основной толщи среднего девона, верхней пачки сринего девона; 7, 8 — границы стратиграфического выклинивания и литологического замещения соответственно основной толщи и верхней пачки среднего девона, 9 — тектонические нарушения; 10 — изогипсы кровли карбонатов пермо-карбона; 11 — скважины

Ниже приведены краткие геологические характеристики основных продуктивных пластов Усинского месторождения.

Среднедевонские залежи нефти приурочены к терригенным поровым коллекторам основной толщи (пачки III и II + I) и верхней (IV) пачки живетского яруса (рис. 1.4). Основная толща песчаников развита по всей площади распространения среднедевонских отложений. Верхняя пачка песчаников распространена лишь на северной периклинали структуры.

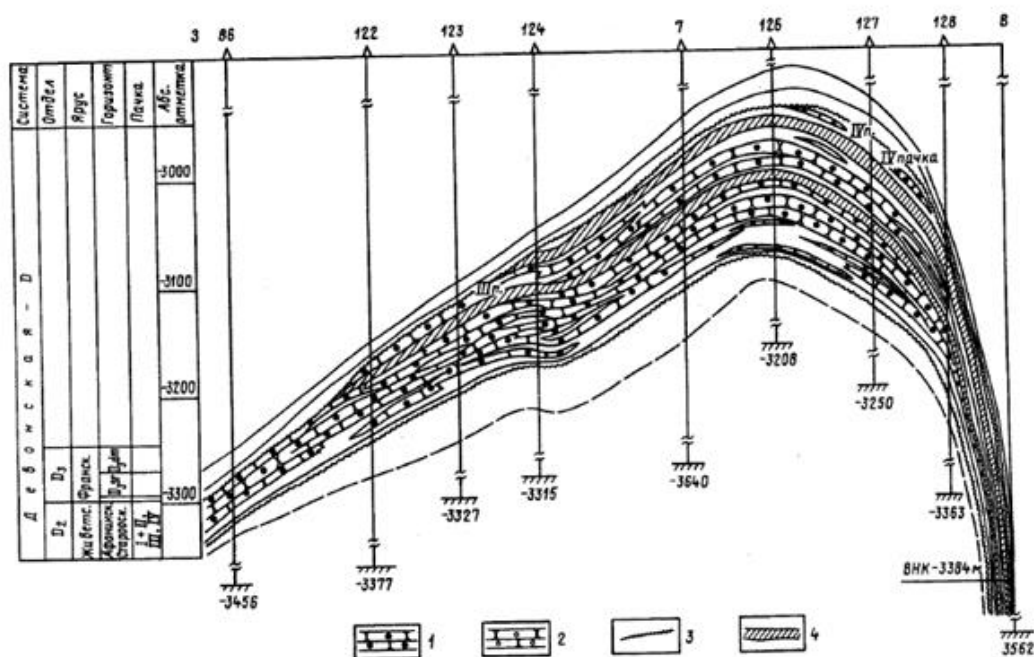


Рис. 1.4. Схематический геологический профиль по продуктивным отложениям по линии скв. 86—128: 1, 2 — нефте-, водонасыщенный коллектор; S — линии размыва; 4 — разделы между объектами разработки

Коллекторы в разрезе продуктивной толщи среднего девона представлены песчаниками серыми и темно-серыми, кварцевыми преимущественно мелко-тонкозернистыми в различной степени глинистыми. В песчаниках развит цемент уплотнения, регенерационный кварцевый, поровый глинистый и карбонатный сидеритовый. Песчаники верхней (IV) пачки по сравнению с песчаниками основной толщи характеризуются повышенной карбонатностью (до 14%).

В настоящее время на Усинском месторождении в основных толще песчаников в пределах складки установлены две самостоятельные залежи нефти: основная и южная.

Основная залежь классифицируется как пластовая сводовая, стратиграфически и тектонически экранированная. На юго-западе она ограничена линией размыва среднедевонских отложений.

На северной периклинали залежь экранирована сбросовым нарушением амплитудой 80—100 м. В южной части структуры залежь ограничивается нарушением амплитудой 45—15 м (рис. 1.5). Размеры основной залежи в пределах контура нефтеносности составляют 22х(7,8—4,5) км, высота — 560 м, ширина водонефтяной зоны 0,1—1,2 км. Нефтенасыщенные толщины песчаников основной толщи изменяются от 0 до 58,0 м, причем наибольшие толщины наблюдаются в центральной зоне залежи, где развиты песчаники всех трех пачек.

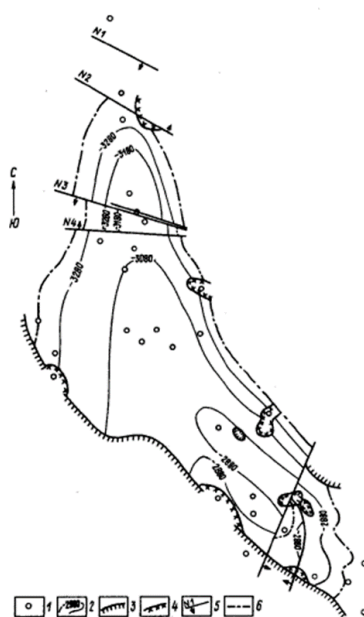


Рис. 1.5. Структурная карта кровли проницаемых песчаников основной толщи среднего девона: 1 скважины; 2 — изогипсы; 3 — линия отсутствия I+II+III песчаников пачек основной толщи; 4 — линия замещения нефтенасыщенных песчаников I+II+III пачек основной толщи плотными породами; 5 — тектонические нарушения; 6 — внешний контур нефтеносности

Южная залежь сравнительно небольшая, размерами 5,5х3 км и высотой 77 м. Ширина водонефтяной зоны изменяется от 250 м до 1,8 км.

#### 1.4. Характеристики пластов

Залежи нефти в фаменских и серпуховских отложениях относятся к категории мелких: суммарные запасы их не превышают 1 % запасов месторождения. Краткая характеристика продуктивных пластов приведена в табл. 1.1.

Таблица 1.1 — Геолого-физическая характеристика залежи по объектам разработки

| №<br>№<br>п/п | Параметры                 | Ед.<br><br>измер.  | Объекты<br>разработки           |           |            | в<br>цело<br>м |
|---------------|---------------------------|--------------------|---------------------------------|-----------|------------|----------------|
|               |                           |                    | I                               | II        | III        |                |
| 1             | Средняя глубина залегания | м                  | 1382,<br>1                      | 1260      | 1197,<br>7 | 1260           |
| 2             | Тип залежи                |                    | сводовая массивная              |           |            |                |
| 3             | Тип коллектора            |                    | трещинно-кавернозно-<br>поровый |           |            |                |
| 4             | Площадь нефтеносности     | тыс.м <sup>3</sup> | 5850<br>5                       | 8565<br>5 | 1014<br>57 | 1105<br>01     |
| 5             | Средняя общая толщина     | м                  | 167,1<br>4                      | 77,09     | 47,45      | 285,2          |

|    |                                      |                         |       |       |       |       |
|----|--------------------------------------|-------------------------|-------|-------|-------|-------|
| 6  | Средняя нефтенасыщенная толщина      | <i>м</i>                | 28,73 | 28,05 | 18,07 | 51,32 |
| 7  | Пористость                           | %                       | 0,21  | 0,19  | 0,20  | 0,198 |
| 8  | Средняя нефтенасыщенность            | <i>доли ед.</i>         | 0,74  | 0,79  | 0,78  | 0,77  |
| 9  | Проницаемость по керну               | $10^{-3} \text{ мкм}^2$ | 0,044 | 0,032 | 0,027 | 0,034 |
| 10 | Коэффициент гранулярности            | <i>доли ед.</i>         | 0,312 | 0,452 | 0,464 | 0,358 |
| 11 | Коэффициент расчлененности           | <i>отн. ед.</i>         | 23,2  | 16,75 | 12,44 | 51,06 |
| 12 | Начальная пластовая температура      | $^{\circ}\text{C}$      | 23,2  | 23,0  | 23,0  | 23,1  |
| 13 | Начальное пластовое давление         | <i>МПа</i>              | 13,5  | 12,4  | 11,9  | 12,4  |
| 14 | Вязкость нефти в пластовых условиях  | <i>мПа*с</i>            | 710   | 710   | 710   | 710   |
| 15 | Плотность нефти в пластовых условиях | <i>т/м<sup>3</sup></i>  | 0,934 | 0,935 | 0,923 | 0,933 |

|    |                                     |                    |            |            |            |            |
|----|-------------------------------------|--------------------|------------|------------|------------|------------|
| 16 | Плотность нефти в полевых условиях  | $t/m^3$            | 0,962      | 0,962      | 0,962      | 0,962      |
| 17 | Абсолютная отметка ВНК              | $m$                |            |            |            | -1310      |
| 18 | Объемный коэффициент нефти          | $\frac{доли}{ед.}$ | 1,047      | 1,047      | 1,047      | 1,047      |
| 19 | Содержание серы в нефти             | %                  | 1,496      | 1,71       | 1,54       | 1,582      |
| 20 | Содержание парафина в нефти         | %                  | 0,33       | 0,39       | 0,30       | 0,339      |
| 21 | Давление насыщения нефти газом      | $МПа$              | 7,67       | 7,96       | 6,95       | 7,740      |
| 22 | Газосодержание                      | $m^3/t$            | 22,9       | 24,0       | 23,1       | 23,1       |
| 23 | Вязкость воды в пластовых условиях  | $МПа \cdot c$      |            |            |            | 0,950      |
| 24 | Плотность воды в пластовых условиях | $t/m^3$            |            |            |            | 1,055      |
| 25 | Начальные балансовые запасы нефти   | $тыс.т$            | 2269<br>98 | 2652<br>82 | 2412<br>57 | 7335<br>37 |
| 26 | Коэффициент нефтеизвлечения         | $\frac{доли}{ед.}$ | 0,15       | 0,15       | 0,15       | 0,15       |

|    |                              |              |      |      |      |      |
|----|------------------------------|--------------|------|------|------|------|
|    | Начальные извлекаемые запасы |              | 3405 | 3979 | 3618 | 1100 |
| 27 | нефти                        | <i>тыс.т</i> | 0    | 2    | 9    | 31   |

В пласте основной толщи в пределах водонефтяной зоны на западном крыле структуры отмечается наличие нефтей повышенной плотности 870—924 кг/м<sup>3</sup>, вязкостью 65—1424 мПа.с при высоком (19,5—60,0 70) содержании асфальто-смолистых компонентов.

Пластовая нефть пермокарбоновой залежи недонасыщена газом. Давление насыщения 4,1— 9,5 МПа ниже пластового давления 12,3— 14,3 МПа. Нефть характеризуется низким газосодержанием 12,9—26,2 м<sup>3</sup>/т, высокой вязкостью 586—2024 мПа.с, высокой плотностью 923— 960 кг/м<sup>3</sup>.

Дегазированная нефть характеризуется высокой плотностью 948—986 кг/м<sup>3</sup>, высокой вязкостью 1186-6614 мПа.с. Нефть относится к классу высокосернистых (массовое содержание 2,57), высокосмолистых (до 38%) с незначительным содержанием парафина низким (менее 17 %) содержанием бензино-лигроиновых фракций. Температура застывания ниже минус 12° С.

При этом можно отметить, что плотность и вязкость нефти пермокарбоновой залежи увеличивается сверху вниз по разрезу. Наиболее легкие и менее вязкие нефти отмечены в центральной присводовой части пласта. Наибольшей плотностью и вязкостью характеризуются нефти в приконтурных зонах продуктивного пласта.

Воды среднедевонского, верхнедевонского и каменноугольно-нижнепермского водоносных комплексов представляют собой рассолы хлоркальциевого типа по классификации В. А. Сулина общей

минерализацией 40—100 г/л с преобладанием в солевом составе ионов  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{Na}^+$  и  $\text{Ca}^{++}$  (табл. 1.3).

Наличие сероводорода (до 209 мг/л) в пластовых водах каменноугольно-нижнепермского водоносного комплекса обуславливает коррозионные свойства воды.

Присутствие в рассолах ионов железа при наличии сероводорода в щелочной среде (водородный показатель пластовых вод рН достигает 8,2) ведет к образованию нерастворимых соединений железа и кальцитизации призабойной зоны при разработке продуктивного объекта. Пластовые воды среднедевонского и верхнедевонского водоносных комплексов не содержат сероводорода.

Пластовые воды продуктивных отложений характеризуются наличием промышленных концентраций йода (>10 мг/л), брома (>200 мг/л), бора (>50 мг/л), лития (>10 мг/л), стронция (>300 мг/л), а также присутствием рубидия и цезия.

Таблица 1.2 — Свойства и ионный состав пластовых вод

| Показатели                   | Пласты         |                  |                                 |
|------------------------------|----------------|------------------|---------------------------------|
|                              | D <sub>1</sub> | D <sub>3fm</sub> | C <sub>iV</sub> -P <sub>1</sub> |
| Плотность, кг/м <sup>3</sup> | 1062           | 1062             | 1060                            |
| Общая минерализация, г/л     | 84,965         | 80,388           | 72,571                          |

|                                   |          |          |          |
|-----------------------------------|----------|----------|----------|
| Газосодержание, м <sup>3</sup> /т | 1,28     | 0,56     | 0,65     |
| Содержание ионов,<br>мг/л         |          |          |          |
|                                   | 5133,00  | 48110,27 | 43575,20 |
| Cl <sup>-</sup>                   | 720,70   | 1649,71  | 1539,80  |
| SO <sub>4</sub>                   | 335,50   | 231,80   | 170,80   |
| HCO <sub>3</sub>                  | 4800,00  | 6083,28  | 5238,20  |
| Ca <sup>++</sup>                  | 486,40   | 1245,76  | 1099,10  |
| Mg <sup>++</sup>                  | 27289,70 | 22816,92 | 20947,71 |
| Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>  |          |          |          |

Возможность промышленного извлечения йода, магния и стронция из попутных и пластовых вод Усинского нефтяного месторождения была доказана после проведения в 1993—1994 гг. предварительной технико-экономической оценки целесообразности их использования в качестве гидроминерального сырья.

### 1.5. Состав и свойства нефтей

Средние значения параметров пластовых и дегазированных нефтей по рассматриваемым залежам Усинского месторождения сведены в табл. 1.3. Нефть среднего девона недонасыщена газом. При начальном пластовом давлении, равном 33,65—37,30 МПа, давление насыщения находилось в пределах 6,7—11,6 МПа, составляя в среднем 8,2 МПа по основной толще и 9,8 МПа — по пачке IV. При снижении пластового давления в процессе разработки давление насыщения осталось на первоначальном уровне.

Газосодержание нефти колеблется в широких пределах 67,4- 105,6 м3/т, при среднем значении 67,1 и 86,5 м3/т соответственно. Плотность пластовой нефти 727— 794 кг/м3, вязкость 1,26—4,20 мПа.с. Объемный коэффициент изменяется от 1,196 до 1,205. Дегазированная нефть легкая, смолистая, парафиновая, сернистая. Массовое содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200° С, составляет 18,9-25,0 %.

Таблица 2.3 — Физико-химические свойства нефти

| Показатели                           | Залежи          |       |           |              |                 |
|--------------------------------------|-----------------|-------|-----------|--------------|-----------------|
|                                      | Среднедевойская |       | Фаменская | Серпуховская | Пермокарбоновая |
|                                      | Основная толща  | Пачка |           |              |                 |
| Плотность при 20°С кг/м <sup>3</sup> | 843             | 844   | 841       | 855          | 955             |
| Вязкость нефти мПа.с, в условиях:    |                 | 19.68 | 10.34     | 17.2         | 1186-6614       |

|                                      |               |      |      |            |      |
|--------------------------------------|---------------|------|------|------------|------|
| поверхност<br>ях                     | 11.7-<br>33.4 | 2.11 | 3.73 | 2.7        | 710  |
| пластовых                            | 2.1           |      |      |            |      |
| Газовые<br>фактор, м <sup>3</sup> /т | 67.1          | 86.5 | 57.9 | 105.6      | 22.4 |
| Давление<br>насыщения,<br>МПа        | 8.2           | 9.8  | 5.7  | 14.1       | 7.66 |
| Массовое<br>содержани<br>е, %        |               |      |      |            |      |
| Серы                                 |               |      |      |            |      |
| Смол                                 | 0.71          | 0.66 | 0.65 | 2.5        |      |
| Асфальтено                           | 7.5           | 8.0  | -    | } суммарно |      |
| в                                    | 3.4           | 2.1  | 2.79 | 38         |      |
| Парафинов                            | 3.13          | 5.0  | 1.57 | 0.26       |      |

Таким образом, для добычи высоковязкой нефти Усинского месторождения из пластов с низкой температурой требуется применение тепловых методов. Применение тепловых методов позволяет, во-первых, повысить нефтеотдачу коллекторов высокой проницаемости и, во-вторых, вовлечь в активную разработку низкопроницаемые коллектора за счет теплопроводного прогрева, капиллярных сил и термоупругого расширения пластовых жидкостей.

## II. Тепловые Методы Увеличения Нефтеотдачи

Наиболее широко применяемыми методами добычи тяжелых нефтей и природных битумов являются паротепловые обработки призабойных зон скважин (рисунок 2.1) и закачка в пласт теплоносителей.

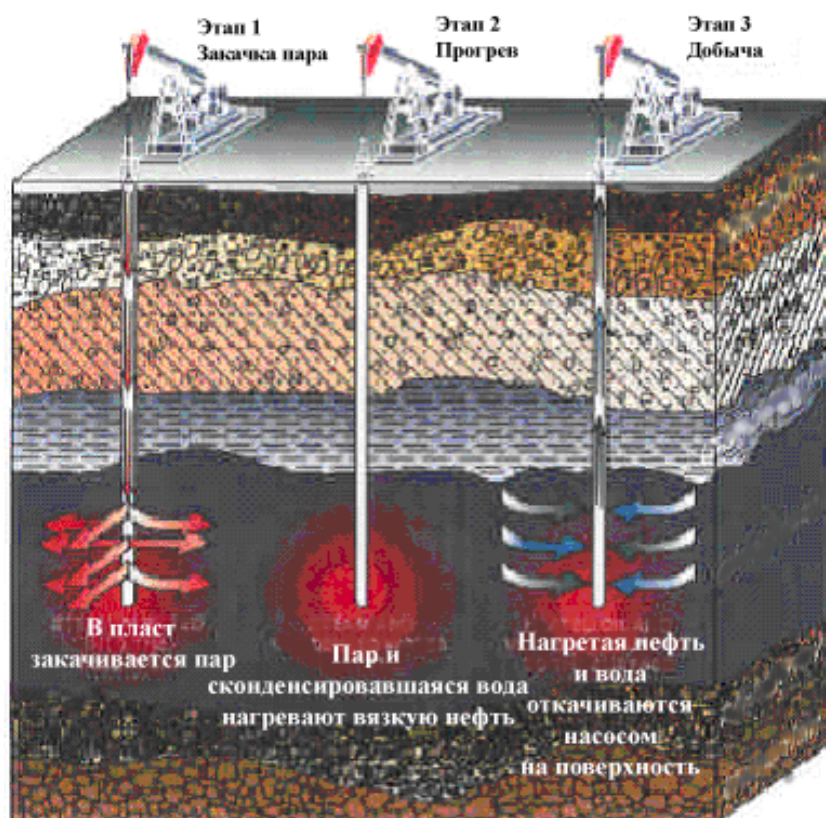


Рисунок 2.1– Паротепловая обработка скважин (ПТОС)

Процесс паротепловой обработки (ПТОС) призабойной зоны скважины заключается в периодической закачке пара в добывающие скважины для разогрева призабойной зоны пласта и снижения в ней вязкости нефти, т.е. для повышения продуктивности скважин. Цикл (нагнетание пара, выдержка, добыча) повторяется несколько раз на протяжении стадии разработки месторождения. Из-за того, что паротепловому воздействию подвергается только призабойная зона скважины, коэффициент нефтеизвлечения для такого метода разработки остается низким (15–20%).

Еще одним из недостатков метода является высокая энергоемкость процесса и увеличение объема попутного газа. Поэтому, в основном ПТОС применяются как дополнительное воздействие на призабойную зону скважины при осуществлении процесса вытеснения нефти теплоносителем из пласта, т.е. нагнетания теплоносителя с продвижением теплового фронта вглубь пласта. Паротепловое воздействие на пласт представляет собой неизотермическое вытеснение нефти теплоносителем (рисунок 2.2).

Увеличение нефтеотдачи пласта при закачке в него теплоносителя достигается за счет снижения вязкости нефти под воздействием тепла, что способствует улучшению охвата пласта и повышает коэффициент вытеснения. В качестве рабочих агентов могут использоваться горячая вода, пар, горячий полимерный раствор и т. д.

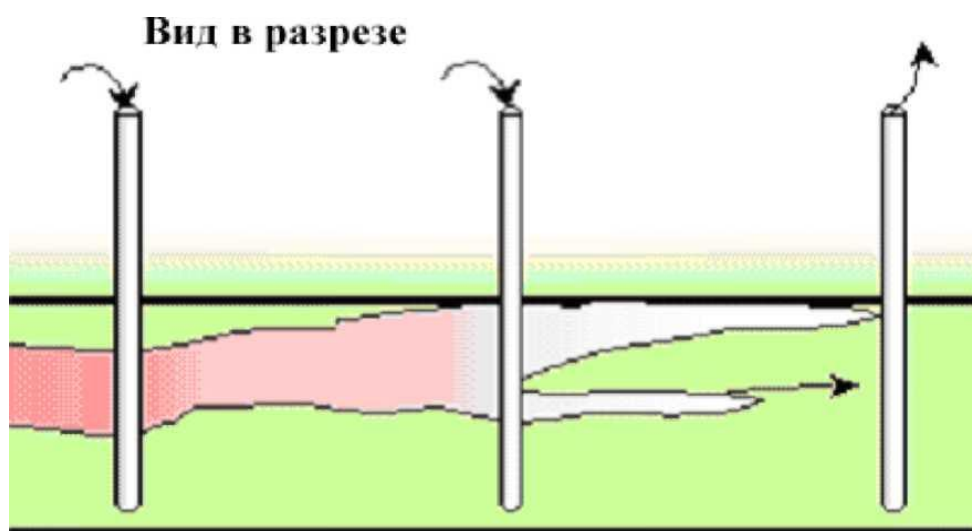


Рисунок 2.2 – Паротепловое воздействие на пласт  
(неизотермическое вытеснение)

На данном этапе развития технологий разработки залежей высоковязкой нефти два последних из описанных тепловых методов добычи тяжелой высоковязкой нефти являются наиболее часто применяемыми в мировой практике. Но как отмечают ряд авторов даже при разработке

месторождений с использованием ПТОС и паротеплового воздействия на пласт нефтеотдача не превышает 25–29 %. Для более полного извлечения высоковязкой нефти необходимо дополнительно использовать физико-химические методы добычи тяжелых, высоковязких нефтей.

Исторически производство МУН было сосредоточено в Северной Америке, но в последние годы другие страны начали внедрять технологии МУН. Малайзия начала производство МУН на шельфе, в то время как Объединенные Арабские Эмираты, Кувейт, Саудовская Аравия, Индия, Судан, Колумбия и Эквадор начали пилотные проекты МУН. Оман также зарегистрировал значительное увеличение производства МУН. В результате, хотя в 2013 году три четверти всех проектов МУН (обеспечивающих 0,8 млн. Баррелей в сутки) были расположены в Северной Америке, сегодня эта доля снизилась до 40%. Также была волна усилий по применению технологий МУН на морских месторождениях; сегодня существует около 15 оффшорных проектов, которые в основном закачивают природный газ.

По оценкам, в настоящее время в мире действует около 375 проектов МУН, добывающих чуть более 2 миллионов баррелей в день (Мб / д) нефти (Рис. 2.3). Хотя это увеличение на 0,7 Мб / д по сравнению с последней оценкой, проведенной Журналом нефти и газа (OGJ), доля МУН в мировой добыче нефти, по-видимому, остается в целом стабильной с течением времени: около 2% мировой добычи нефти.



Большая часть легче добываемой нефти была извлечена обычными методами, также известными как первичные и вторичные методы извлечения. Тяжелая сырая нефть, в отличие от легкой сырой нефти, имеет более высокую плотность, вязкость и удельный вес и не может легко течь в нормальных пластовых условиях. Усовершенствованные методы извлечения нефти были разработаны для того, чтобы максимизировать добычу и добычу нефти путем снижения вязкости и повышения эффективности очистки. Повышенная термическая добыча нефти используется для добычи тяжелой сырой нефти в Соединенных Штатах, Канаде и Венесуэле с использованием тепла и сжигания.

Термически улучшенная добыча нефти, или тепловая МУН, использует тепло в качестве механизма, чтобы доставлять нефть с месторождения в ствол скважины для добычи. Концепция добычи нефти обычно включает создание градиента давления в пласте. Давление подает нефть к добывающим скважинам, которые необходимо перекачать на

поверхность. В случае термического ПНП, повышение температуры пласта с использованием различных методов нагнетания пара снижает вязкость тяжелой сырой нефти, что позволяет нефти легко течь к эксплуатационной скважине. Тепловые методы составляют 40% МУН в Соединенных Штатах и преимущественно в Калифорнии (Департамент энергетики США). Основными методами термического МУН являются

- циклическая паростимуляция (CSS),
- паровое затопление и
- внутрислоевого горения.

## **2.1 Циклическая стимуляция паром (CSS)**

При циклической стимуляции паром (CSS) пар закачивается в эксплуатационную скважину для период. Затем скважина закрывается и пропитывается паром для некоторых период, прежде чем он возвращается к производству. Начальная скорость нефти высока из-за высокая начальная нефтенасыщенность, высокое повышенное пластовое давление и пониженное нефть вязкость. Когда нефтенасыщенность становится ниже, пластовое давление становится ниже, и вязкость нефти становится выше из-за потерь тепла на окружающие породы и жидкости, скорость нефти снижается. В какой-то момент другой цикл пар иньекция начинается. Такой цикл может повторяться несколько раз или много раз.

### **2.1.1 Механизмы**

Первый механизм CSS - это снижение вязкости нефти из-за пара иньекция . Паровой впрыск увеличил пластовое давление. Таким образом, давление падение высокое. Согласно уравнению Дарси, скорость нефти

увеличивается. На рисунке 2.4 показана схема модели радиального потока после стимуляции паром.

Воспользуемся стационарным уравнением потока Дарси. Скорость производства на скважинные условия после того, как пара стимуляции,  $q_{oh}$ , является

$$q_{oh} = \frac{2\pi h(p_e - p_w)}{\frac{\mu_{oc} \ln(r_e/r_h)}{k} + \frac{\mu_{oh} \ln(r_h/r_d)}{k} + \frac{\mu_{oh} \ln(r_d/r_w)}{k_d}}$$

$$= \frac{2\pi k k_d h(p_e - p_w)}{k_d \mu_{oc} \ln(r_e/r_h) + k_d \mu_{oh} \ln(r_h/r_d) + k \mu_{oh} \ln(r_d/r_w)}$$

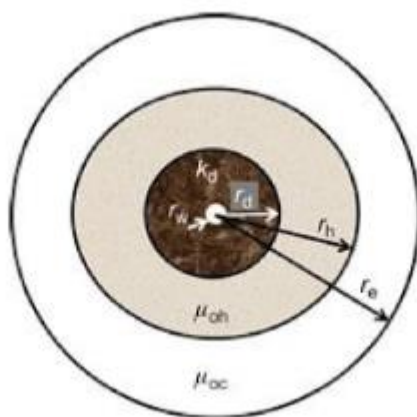


Рис. 2.4 Схема модели радиального потока после моделирования пара.

Производительность до стимуляции паром,  $q_{oc}$ , составляет

$$q_{oc} = \frac{2\pi h(p_e - p_w)}{\frac{\mu_{oc} \ln(r_e/r_d)}{k} + \frac{\mu_{oc} \ln(r_d/r_w)}{k_d}} = \frac{2\pi k k_d h(p_e - p_w)}{k_d \mu_{oc} \ln(r_e/r_d) + k \mu_{oc} \ln(r_d/r_w)}$$

Отношение индекса продукции после паростимуляции ( $J_h$ ) к показателю до

$(J_c)$  является

$$\begin{aligned}\frac{J_h}{J_c} &= \frac{k_d \mu_{oc} \ln(r_e/r_d) + k \mu_{oc} \ln(r_d/r_w)}{k_d \mu_{oc} \ln(r_e/r_h) + k_d \mu_{oh} \ln(r_h/r_d) + k \mu_{oh} \ln(r_d/r_w)} \\ &= \frac{(k_d/k) \ln(r_e/r_d) + \ln(r_d/r_w)}{(k_d/k) \ln(r_e/r_h) + (k_d/k)(\mu_{oh}/\mu_{oc}) \ln(r_h/r_d) + (\mu_{oh}/\mu_{oc}) \ln(r_d/r_w)}\end{aligned}$$

Предположим

практический случай:  $r_e=152,4$  м,  $r_h=15,2$  м,  $r_d= 1,5$  м,  $r_w= 7,6$  м,

$k_d/k = 0,1$  и  $\mu_{oh} / \mu_{oc} = 0,01$ . Затем

$$\begin{aligned}\frac{J_h}{J_c} &= \frac{(k_d/k) \log(r_e/r_d) + \log(r_d/r_w)}{(k_d/k) \log(r_e/r_h) + (k_d/k)(\mu_{oh}/\mu_{oc}) \log(r_h/r_d) + (\mu_{oh}/\mu_{oc}) \log(r_d/r_w)} \\ &= \frac{(0.1) \log(500/5) + \log(5/0.25)}{(0.1) \log(500/50) + (0.1)(0.01) \log(50/5) + (0.01) \log(5/0.25)} = 12.2\end{aligned}$$

Другими словами, производительность повышается в 12,2 раза после стимуляции, когда повреждение не устраняется паром ( $k_d$  не изменяется). Когда повреждение снимается паром ( $k_d$  равно  $k$  после стимуляции), производительность увеличивается на

$$\begin{aligned}\frac{J_h}{J_c} &= \frac{\log(r_e/r_d) + k/k_d \log(r_d/r_w)}{\log(r_e/r_h) + (\mu_{oh}/\mu_{oc}) \log(r_h/r_d) + (\mu_{oh}/\mu_{oc}) \log(r_d/r_w)} \\ &= \frac{\log(500/5) + (10) \log(5/0.25)}{\log(500/50) + (0.01) \log(50/5) + (0.01) \log(5/0.25)} \\ &= 14.7\end{aligned}$$

Этот пример расчета показывает, что производительность увеличивается на схожая величина независимо от того, устраняется ли повреждение пласта паром или нет инъекция. При этом подразумевается, что основным механизмом циклического нагнетания пара является снижение вязкости нефти. Хотя устранение ущерба действительно повышает производительность, улучшение намного меньше (на 20% в этом примере), чем это путем уменьшения вязкости.



проектирования, обобщенные Фаруком Али (1974) , также перечислены в этой таблице. Согласно этим критериям проектирования , некоторые из полевых проектов были успешными.

Когда измеренная температура не совпадает с температурой пласта, вязкость нефти интерполируется или экстраполируется, предполагая, что увеличение на 10 °C приведет к уменьшению вязкости нефти вдвое. Когда сообщалось о диапазоне вязкостей, выбирается средняя точка вязкости . Для любого другого параметра, когда диапазон значений ара е при условии, простое арифметическое среднее значение используется в статистическом анализе.

Как правило, газовый колпачок или донный водоносный горизонт нежелателен, поскольку первый будет способствовать гравитационному перекрытию пара, а большой водоносный горизонт будет служить теплоотводом.

Таблица 2.1 Критерии отбора и данные среднего поля

| <b>Параметры</b>              | <b>Критерии<br/>Значения</b> | <b>Критерий<br/>дизайна</b> | <b>Среднее<br/>поле<br/>данных</b> |
|-------------------------------|------------------------------|-----------------------------|------------------------------------|
| Гравитация нефти ° API        | 8-35                         | <15                         | 14,4                               |
| Вязкость нефти на<br>месте сП | 50-350000                    | 4000                        | 5247                               |

|                                  |                  |       |      |
|----------------------------------|------------------|-------|------|
| Фракция<br>нефтенасыщенности     | > 0,4            |       |      |
| Чистая толщина м                 | > 6              | > 9   | 24,2 |
| Чистая / валовая доля            | > 0,4            |       |      |
| Пористость (φ) фракция           | > 0,18           | ≥0.35 | 0,32 |
| Проницаемость, мД                | > 50             | ≥1000 | 1736 |
| Трансмиссивность мД-<br>фут / сП | > 5              |       |      |
| /Глубина м                       | <1525            | <915  | 518  |
| Газовая крышка                   | Не<br>желательно |       |      |
| водоносный слой                  | Не<br>желательно |       |      |
| Излом                            | нет              |       |      |
| Глина                            | Низкий           |       |      |
| Качество пара, %                 |                  | 80-85 |      |

|                                 |  |        |      |
|---------------------------------|--|--------|------|
| Давление пара                   |  | ~ 1500 | 900  |
| Время инъекции дней             |  | 14-21  | 11   |
| Время выдержки дней             |  | 1-4    | 6,25 |
| Количество циклов               |  | 3-5    | 3    |
| Продолжительность цикла месяцев |  | ~ 6    | ~ 6  |

### 2.1.3 Интервал завершения

Как и в случае процесса затопления паром, скважины, как правило, заканчиваются в нижней половине нефтяного пласта. Если есть нижний водоносный горизонт, завершение должно быть на некотором расстоянии от водоносного горизонта. В процессе пропитки паром завершение в нижней части может помочь улучшить последующие характеристики парового затопления.

### 2.1.4 Теплоизоляция ствола скважины

При глубине коллектора 300-400 м могут использоваться обычные насосно-компрессорные трубы с пакерами и азотом, заполненными в затрубном пространстве. Если глубина превышает 400 м, необходимы изолированные трубы и термостойкие пакеры. Если глубина составляет 800-1600 м, необходимо использовать высококачественные изолированные трубы и пакеры с азотом, заполненным в затрубном пространстве.

## 2.2 Паровой гравитационный дренаж (SAGD)

Обводнение паром повышает температуру пласта и создает градиент давления для повышения нефтеотдачи. Создавая градиент давления, пар вытесняет нефть, подобно процессу вторичного восстановления, в котором используется вода или газ. В 1970-х годах доктор Роджер Батлер, инженер Imperial Oil в Альберте, Канада, изобрел паровой гравитационный дренаж (SAGD), популярную форму парового затопления. Горизонтальные скважины пробурены в нефтяной пласт. Пар высокого давления непрерывно нагнетается в верхнюю скважину, нагревая нефть вокруг нее. Повышение температуры снижает вязкость нефти, заставляя ее стекать в нижний ствол скважины, где оно прокачивается на поверхность. Согласно статье, опубликованной Alberta Oil Magazine, типичные проекты SAGD обходятся в 1,5 миллиарда долларов при добыче 30 000 баррелей в день.

### 2.2.1 Технология гравитационного воздействия пара SAGD

Стандартное описание этой технологии требует бурения двух горизонтальных скважин, расположенных параллельно друг другу.

Скважины пробурены через нефтенасыщенную толщу вблизи дна резервуара, причем расстояние между ними составляет, как правило, 5 метров. Длина горизонтальных стволов достигает около 1000 м, где верхняя горизонтальная скважина используется для нагнетания пара в пласт и создания высокотемпературной паровой камеры. На рисунке 2.5 показана схема применения метода SAGD.

➤ Технология добычи тяжелой нефти - SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage)



Рисунок 2.5 Схема применения метода SAGD.

Процесс парового и гравитационного воздействия начинается с этапа предварительного нагрева, во время которого пар циркулирует в обеих скважинах (это может занять несколько месяцев). В то же время из-за проводящего теплообмена зона пласта нагревается между добывающей и нагнетательной скважинами, вязкость нефти в этой зоне снижается, и, таким образом, обеспечивается гидродинамическая связь между скважинами. На основной стадии добычи пар уже закачивается в нагнетательную скважину. Впрыскиваемый пар из-за разницы в плотности попадает в верхнюю часть резервуара, создавая увеличивающуюся паровую камеру. На границе раздела паровой камеры и холодных нефтенасыщенных толщ постоянно происходит процесс теплообмена, в результате которого пар конденсируется в воду и вместе с нагретым нефтью стекает в эксплуатационную скважину под действием силы тяжести. Рост паровой камеры вверх продолжается до тех пор, пока она не достигнет вершины резервуара, после чего она начинает расширяться в стороны. В этом случае нефть всегда соприкасается с

высокотемпературной паровой камерой. Таким образом, потери тепла минимальны, что делает этот способ разработки выгодным с экономической точки зрения.

## 2.2.2 Развитие технологии SAGD

Первый пилотный проект SAGD был отработан канадскими разработчиками на крупнейшей в мире залежи природных битумов – на песчаниках Атабаска в Канаде. В течение первой стадии проекта в 1988 году было пробурено три пары скважин с длиной горизонтального участка 60 м. В этих скважинах была отработана классическая схема парогравитационного дренажа. Коэффициент извлечения нефти (КИН) по элементу составил 50%, а накопленное паронефтяное соотношение не превысило 2,5, что подтвердило экономическую рентабельность проекта. На следующей стадии проекта в 1993 году была начата коммерческая разработка залежи тремя парами скважин с длиной горизонтального участка 500 м. Для мониторинга процесса разработки была пробурена 21 наблюдательная скважина, оборудованная термопарами и пьезометрическими датчиками давления. В другой крупнейшей по запасам тяжелых углеводородов стране Венесуэле первый пилотный проект SAGD был запущен в декабре 1997 года. Результаты опытных работ показали, что разработка залежей высоковязкой нефти (10000–45000 мПа.с) новым методом повышает КИН до 60% по сравнению с 10% при циклической паротепловой обработке скважин. В России испытание метода парогравитационного дренажа проводится с 1999 года на Ашальчинском месторождении (Республика Татарстан). Существует несколько ключевых проблем, которые компании, использующие технологию SAGD, должны преодолеть, чтобы достичь рентабельности технологии. Это:

- достижение максимальной энергоэффективности;

- оптимальный процесс разделения нефти и воды;
  - очистка воды для повторного использования в производстве пара.
- Эффективное использование реагентов – основное условие успешного решения этих проблем.

Одним из перспективных направлений повышения эффективности проектов SAGD с технологической, экономической и, что немаловажно, с экологической точек зрения является использование углеводородных растворителей. За последние годы был разработан целый ряд модификаций SAGD:

- Vapour Extraction (VAPEX) – извлечение нефти посредством парообразного растворителя;
- Expanding Solvent SAGD (ES-SAGD) – парогравитационное воздействие с добавкой растворителя;
- Solvent Aided Process (SAP) – процесс с добавкой растворителя;
- Steam Alternating Solvent (SAS) – чередование закачки пара и растворителя.

А также другие менее известные модификации. Несмотря на многообразие технологий, их можно разделить на 3 группы:

- технологии, в которых пар полностью заменяется растворителем;
- совместное нагнетание пара и растворителя;
- последовательная (циклическая) закачка пара и растворителя.

Необходимость модификаций SAGD обусловлена стремлением улучшить экономические показатели проектов, учесть конкретные геолого-физические условия месторождения, а также жесткими требованиями в области охраны окружающей среды. Проекты SAGD являются крупнейшими потребителями пресной воды в регионах добычи, а плата за выбросы парниковых газов при производстве пара уже в обозримом

будущем может стать весомой статьей затрат. Преимущества и недостатки технологии. Преимущества технологии парогравитационного дренажа: высокий (КИН) – при благоприятных условиях достигает 75%; процесс добычи нефти происходит непрерывно; баланс между получением пара в условиях забоя и потерями тепла, как результат – максимальные объемы извлечения; оптимальный суммарный паронефтяной коэффициент.

Россия занимает одно из ведущих мест в мире по запасам тяжелой нефти и природного битума, в то время как степень истощения этих запасов очень низкая. Практический опыт, полученный в ходе разработки месторождений тяжелой нефти и природных битумов, показывает, что каждый метод имеет свои преимущества и недостатки. Метод парового и самотечного дренажа характеризуется хорошим коэффициентом нефтеотдачи, высокими показателями нефтеотдачи, большим опытом внедрения в различных странах, однако существуют трудности в мониторинге и необходимость постоянного мониторинга процесса. Парогравитация Ударные технологии успешно внедряются на месторождениях: Холодное озеро Орион (Канада), Пояс Ориноко (Венесуэла), Ашальчинское (Россия) и другие.

Исследования и математическое моделирование проводились для оценки эффективности различных конфигураций скважин. Батлер из Imperial Oil и его коллега Стивенс сообщили, что для эффективной добычи нефти в параллельных горизонтальных скважинах необходимо непрерывное нагнетание пара и отвод нефти. В 1986 году Джоши исследовал теорию вертикальной форсунки над горизонтальной скважиной и обнаружил, что вертикальные форсунки имели более высокие результаты восстановления, чем горизонтальные форсунки над горизонтальной скважиной. Джоши также обнаружил, что вертикальные трещины в пласте, которые перпендикулярны горизонтальной скважине, увеличивают скорость

восстановления. Влияние расстояния между горизонтальным нагнетателем и скважиной на добычу нефти также было изучено . Выполняя экспериментальное моделирование SAGD, Sasaki et al. Установлено, что скорость добычи увеличивается с увеличением расстояния между скважинами.

### **2.3 Внутрипластовое горение**

Сжигание на месте включает закачку кислородсодержащего газа в пласт и его воспламенение, создавая зону сгорания, которая ведет нефть к эксплуатационной скважине. Сжигание на месте также известно как пожар при затоплении из-за движения фронта горения внутри резервуара. Эту форму теплового МУН можно сделать двумя способами: вперед или назад. Прямое сгорание - это когда фронт сгорания движется в том же направлении, что и окисляющий газ. При обратном сгорании фронт сгорания движется в направлении, противоположном потоку окисляющего газа. Прямое сжигание в основном используется в нефтяной промышленности и имеет коэффициент извлечения от 39 до 56 процентов. Обратное сгорание было изучено и испытано в полевых условиях, но обычно не используется из-за таких проблем, как непрореагировавший кислород, вызывающий коррозию и требующий большего количества кислорода для распространения в зоне горения ( Naccache et al.)

Внутрипластовое горение начинается с инициирования горения в окрестности забоя скважины-зажигательницы путём закачки в неё воздуха, реже другого газа (сухое внутрипластовое горение). Воспламенение пластовой нефти происходит самопроизвольно или в результате дополнительного разогрева призабойной зоны скважины с помощью забойного электронагревателя, газовой горелки, зажигательных химических смесей и др. Поддержание процесса горения и перемещение

зоны (фронта) горения по пласту обеспечивается непрерывной закачкой воздуха. Фронт горения и поток закачиваемого воздуха могут двигаться в одном направлении — от нагревательной скважины-зажигательницы к добывающей (прямоточное внутрипластовое горение или навстречу друг другу (противоточное внутрипластовое горение). Последний метод практически не применяется.

При прямоточном внутрипластовом горении источником горения служит главным образом "нефтяной кокс" (теплотворная способность 29-42 МДж/кг, температура горения 350-370°C и выше). Образуется из наиболее тяжёлых фракций нефти, отделяющихся при её нагревании впереди фронта горения; лёгкие фракции испаряются и вытесняются. Скорость перемещения фронта горения определяется концентрацией кокса (возрастает с увеличением плотности и вязкости нефти) и темпами закачки воздуха. При недостаточном содержании кокса в пласт вместе с воздухом закачивают углеводородное газообразное топливо (например, метан). Эффективность сухого внутрипластового горения относительно невысока. В зону перед фронтом горения ввиду низкой теплоёмкости воздуха переносится менее 20% генерируемого тепла. Для улучшения процесса передачи тепла одновременно (попеременно) с воздухом в скважину закачивается вода. Последняя, испаряясь в выжженной зоне, попадает в область впереди фронта горения и образует там зоны насыщенного пара и сконденсированной горячей воды (рис.2.6)

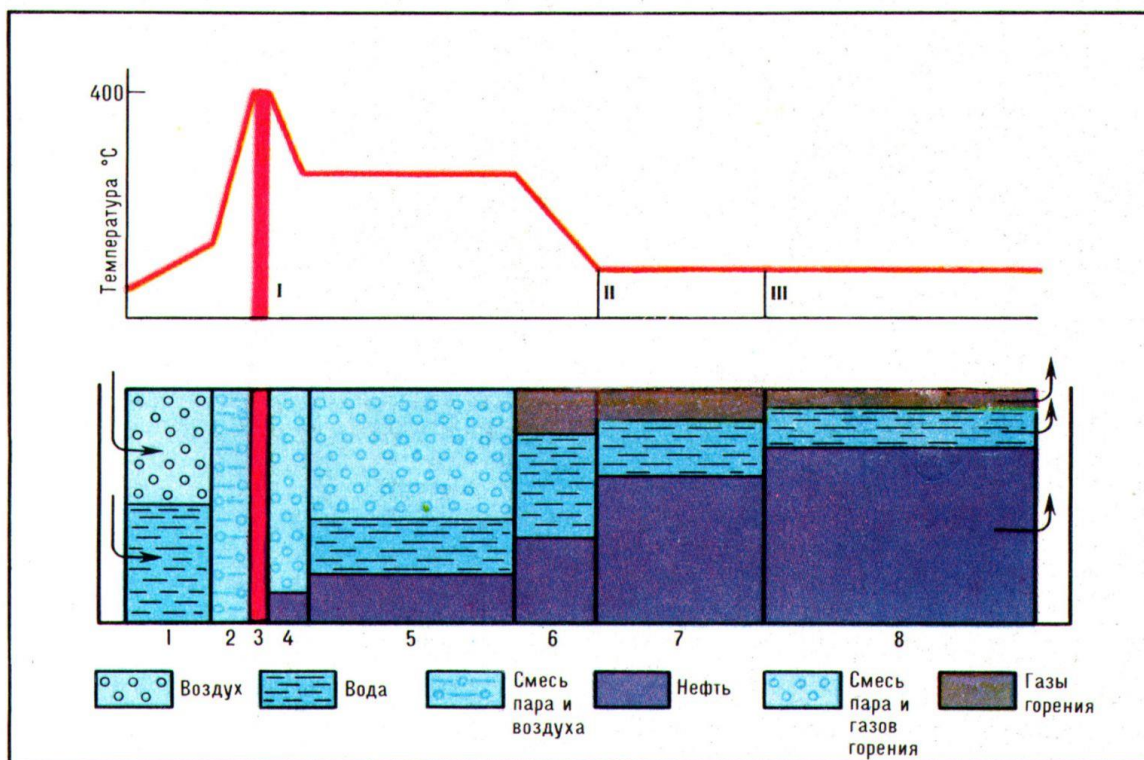


Рисунок 2.6

При увеличении объёмов закачиваемой воды процесс горения прекращается. Однако кислород нагнетаемого воздуха в зоне насыщенного пара вступает с нефтью в экзотермические реакции (внутрипластовое горение с частичным гашением, или сверхвлажное внутрипластовое горение). При этом скорость движения зоны генерации тепла (температура главным образом 200-300°C) определяется в основном темпами закачки воды и значительно выше скорости движения фронта горения при сухом и влажном внутрипластовом горении. Процессы внутрипластового парообразования при влажном и сверхвлажном внутрипластовом горении способствуют интенсификации теплового воздействия на пласт, приводят к сокращению затрат сжатого воздуха на добычу нефти.

Механизм теплового способа разработки на основе внутрипластового горения, кроме вытеснения нефти водяным паром, горячими газами горения, водой, водогазовыми смесями и др., включает действие

кислородсодержащих компонентов как поверхностно-активных веществ, испаряющихся лёгких фракций нефти. На нефтеотдачу (в среднем 50-70%) могут влиять физико-химические превращения самой породы-коллектора. Благоприятные геолого-физические условия применения внутрипластового горения: вязкость нефти более  $10^{-2}$  Па • с, толщина пласта свыше 3 м, глубина залегания до 2 км, проницаемость свыше 100 мД, пористость более 18%, нефтенасыщенность свыше 30-35%. Системы размещения нагнетательных и добывающих скважин при внутрипластовом горении — площадные и рядные. Недостатки внутрипластового горения связаны с необходимостью принятия мер по охране окружающей среды и утилизации продуктов горения, по предотвращению коррозии оборудования. Развитие внутрипластового горения заключается в сочетании его с другими видами воздействия на пласт, повышении эффективности отдельных элементов общего механизма вытеснения нефти с помощью теплового эффекта.

## **2.4 Технические ограничения**

Хотя эффективность термического повышения нефтеотдачи очевидна, существуют недостатки и ограничения. Как в CSS, так и в SAGD, при увеличении температуры пара вязкость масла снижается. Однако существует температурный предел, по которому пар не может превышать, учитывая металлургические соображения материалов, используемых при добыче нефти, в частности, скважины должны быть способны транспортировать пар и нефть без плавления. Пар, используемый для термического повышения нефтеотдачи, также требует много энергии. Вода требует большой суммы денег для обработки и большого количества энергии для испарения. Производство пара потребляет огромное количество воды и природного газа и поэтому является дорогостоящим. Существует также проблема выбросов CO<sub>2</sub> из-за генерации пара.

По данным Canada Natural, типичный коэффициент восстановления SAGD составляет более 50%, что намного выше, чем CSS. Однако, по словам E. L. Lui, вице-президента по разработке и исследованию нефтеносных песков в Imperial Oil, CSS более эффективен, чем SAGD, благодаря своей способности использоваться в более широком диапазоне коллекторов. Пар высокого давления поднимает пласт, выше которого затем под действием силы тяжести выталкивает нефть обратно в ствол скважины. Понятно, что CSS и SAGD очень похожи. Они похожи из-за непрерывного впрыска пара. Однако они отличаются по способу добычи нефти. Что касается CSS, пар может рассеиваться в пласте и только после того, как нефть сливается через ту же скважину, что и впрыск пара. Для SAGD масло слито непрерывно через отдельный колодец. В исследовании Hou et al. Проведенные для оптимизации CSS с использованием горизонтальных скважин, они обнаружили, что больше скважин увеличит эффективность.

При внутрипластовое горение основными проблемами являются крайне неконтролируемый фронт сгорания, коррозия, вызывающая непрореагировавший кислород и блокирование жидкости. Блокировка жидкости - это когда поток горячих углеводородов с низкой вязкостью в верхней части нагнетательной скважины затрудняется более медленной скоростью потока углеводородов с более высокой вязкостью в эксплуатационной части скважины. Это происходит потому, что фронт горения происходит в верхней части скважины, нагревая углеводороды с низкой вязкостью, которые останавливаются более высокой вязкостью углеводородов под. Это делает процесс менее эффективным. Однако внутрипластовое горение имеет преимущества перед CSS и SAGD. Это позволяет избежать затрат на нагрев воды, потому что ему нужны только компрессоры для воздуха. Он также не выбрасывает в атмосферу столько CO<sub>2</sub>, сколько CSS и SAGD.

## **III АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОТ I ДО III СТАДИЯХ**

### **3.1 Анализ разработки месторождения на I и II стадиях**

Как уже отмечалось, основные запасы нефти на месторождении сосредоточены в песчаниках среднего девона на глубинах 2900—3300 м и в карбонатной толще среднекаменноугольно-нижнепермского возраста на глубинах 1000–1400 м. Кроме этих залежей, приуроченных к девону и карбону, в разработке находится небольшая залежь фаменского яруса верхнего девона.

Залежь пермо-карбона насыщена нефтью высокой вязкости.

Проектирование разработки и промышленное освоение этого объекта требовали особого подхода, отличающегося от традиционных технологических методов, техническими средствами, затратами времени и средств. Поэтому вопросы разработки девонского и пермско-каменноугольного комплексов в дальнейшем рассматриваются отдельно.

#### **3.1.1 Залежи легкой нефти среднего и верхнего девона**

Незамедлительный ввод в разработку залежи нефти среднего девона

Усинского месторождения диктовался острой необходимостью увеличения объемов добычи нефти на европейском Северо-Востоке.

Поэтому в 1971 г., до завершения разведки месторождения и утверждения его запасов ПечорНИПИ нефтью была составлена технологическая схема разработки первоочередного участка, расположенного в наиболее изученной к тому времени северной части месторождения (табл. 6.5). Все нефтенасыщенные песчаные пласты предлагалось объединить в один эксплуатационный объект, разрабатываемый с поддержанием пластового давления путем внутриконтурного заводнения по сетке 1000х800х800.

Предусматривалось размещение трех рядов добывающих скважин между нагнетательными рядами и по одному ряду за пределами блока по сетке 800х800 м. Расстояние между нагнетательными и внешними добывающими рядами — 1000 м. Общий фонд скважин — 53 (в том числе 14 нагнетательных). К началу 1977 г. на первоочередном участке было пробурено и находилось в бурении 13 скважин, началось его промышленное обустройство.

После завершения разведки и подсчета запасов нефти и в связи с решением о вводе Усинского месторождения в промышленную разработку в 1973 г. ПечорНИПИнефть в рамках комплексной технологической схемы разработки Усинского месторождения была составлена и утверждена ЦКР МНП технологическая схема разработки залежи легкой нефти в терригенных отложениях девона со следующими основными положениями:

- разработка продуктивного пласта с применением внутриконтурного заводнения путем разрезания его на блоки;
- разбуривание месторождения в две стадии: вначале первоочередного участка по сетке 1000 х 800 х 800 м и остальной части месторождения по сетке 750х 600х 500 м (460 скважин, из которых 127 нагнетательных); затем ввод скважин дополнительного фонда (186 скважин);
- максимальный уровень добычи нефти 7,0 млн т/год с выходом на этот уровень в 1977 г.;
- объединение I, II, III пачек в один эксплуатационный объект.

В августе 1973 г., после завершения строительства нефтепровода Ухта - Уса, месторождение введено в опытно-промышленную эксплуатацию.

В 1973-1975 гг. значительное отставание в разбурировании и обустройстве месторождения обусловило существенное расхождение между проектными и фактическими показателями разработки, из-за чего возникла необходимость уточнения технологических показателей с учетом сложившейся на месторождении обстановки намечавшегося на десятую пятилетку темпа его разбурирования. Поэтому в марте 1976 г. была составлена технологическая схема разработки Усинской залежи легкой нефти на 1976-1980 гг., в которой были сохранены, в основном, ранее выработанные принципы разработки. Выход на максимальный уровень добычи нефти (7,0 млн т/год) был запланирован на 1980 г.

В 1976-1977 гг. интенсификация бурения скважин и увеличение объемов нагнетания воды (не достигших, впрочем, проектных величин) привели к превышению фактических уровней годовой добычи нефти над проектными.

В 1978 г. в связи с составлением уточненных технологических схем и проектов разработки по разрабатываемым и планируемым к вводу в разработку месторождениям объединения Коми нефть, была выполнена технологическая схема разработки среднедевонской залежи Усинского месторождения, уточнившая показатели разработки до 1992 г. с учетом выделения в основной толще песчаников двух объектов разработки: нижнего (I+II пачки) и верхнего (III пачка).

Разделение продуктивной толщи на самостоятельные объекты повлекло за собой дифференциацию сеток скважин по ним.

1. По нижнему объекту:

— в пределах первоочередного участка 1000 800 800 м.

— на остальной части месторождения 850 х 500 х 500 м (в границах развития нефтенасыщенных толщин III пачки) и 750 х 600 х 500 м;

2. По верхнему объекту:

— в пределах первоочередного участка 1000 х 400 х 400 х 800 м (пятирядная система);

— за пределами первоочередного участка в границах пятиметровой толщины песчаников 750 х 600 500 м.

Общий фонд составил 762 скважины (в том числе по нижнему объекту-517, по верхне-му245), проектный уровень добычи нефти7,0 млн т/год в период 1980-1986 гг.

Высокие среднесуточные дебиты нефти, полученные благодаря вскрытию перфорацией в большинстве добывающих скважин всего продуктивного разреза без разделения на объекты, привели к превышению проектной добычи нефти за период 1978 г. по 1984 г. (за исключением 1979 г.), причем достижение фактического уровня добычи осуществлено меньшим фондом скважин, чем предусмотрено технологической схемой.

Интенсивная выработка запасов привела в конце 1984 г. к превышению накопленной добычи нефти более чем на 4 млн. т по сравнению с проектной, что обусловило значительное расхождение всех проектных и фактических показателей разработки. К тому же в то время близилось к завершению разбуривание основного фонда скважин. Эти два фактора послужили причиной составления в течение 1985-1986 гг. проекта разработки среднедевонской залежи, который в 1988 г. был утвержден со следующими основными принципиальными положениями:

- выделение на месторождении двух эксплуатационных объектов (I+II пачки -нижний объект, III пачка -верхний объект), IV пачка -объект возврата;
- дальнейшее совершенствование системы разработки путем оптимизации сетки скважин и ввода в активную разработку недренируемых запасов, усиления системы заводнения, реализации нестационарного заводнения;
- фонд для бурения (с 1989 г.) - 81 скважина, в том числе 12 добывающих и нагнетательных, 35 резервных, 2 контрольных и 32 дублера при общем проектном фонде 770 скважин;
- механизированный способ эксплуатации (ЭЦН, ШГН);
- давление на устье нагнетательных скважин - 20 МПа.

Кроме этого были утверждены основные технологические показатели разработки на 1990, 1995, 2000 гг.

Реализация этого проектного документа, начиная с 1991 г., столкнулась с известными экономическими трудностями, сказавшимися и на технологии процесса разработки продуктивных пластов. Расхождения проектных и фактических показателей, особенно в годовых отборах нефти и жидкости, фонде скважин нарастали с каждым годом. По этой причине и с учетом степени выработанности извлекаемых запасов, превысившей уже в 1993 г. 80%, в 1994 г. начата работа по составлению уточненного проекта разработки среднедевонской залежи.

### 3.1.2 Пермокарбоновая залежь нефти

В качестве наиболее эффективного метода разработки пермокарбоновой залежи высоковязкой нефти ВНИИнефть и ПечорНИПИнефть в 1972—

1973 гг. обосновали метод теплового воздействия на пласт и наметили опытные работы по испытанию двух его вариантов: паротеплового воздействия (ПТВ) и влажного внутрипластового горения (ВВГ). Однако в связи с отсутствием необходимого оборудования для реализации процессов ПТВ и ВВГ ПечорНИПИнефть предложил начать опережающую разработку залежи на естественном режиме, преследуя при этом цель получить более полную и достоверную информацию о геологическом строении и фильтрационных параметрах сложного карбонатного разреза.

Первая технологическая схема, предусматривающая разработку залежи, приуроченной к пермокарбонovým отложениям, на естественном режиме, составлена ПечорНИПИнефть в 1978 г. При составлении этого документа в разрезе пермокарбона выделили 3 эксплуатационных объекта со следующим распределением балансовых запасов нефти: нижний объект — 8%, средний — 50% и верхний 42%. Сетку скважин выбирали с учетом последующего перевода объектов на тепловое воздействие.

Технологическая схема предусматривала: одновременную разработку двух эксплуатационных объектов (верхнего и среднего) по квадратной сетке добывающих скважин 350х350 м на каждый объект; добычу безводной нефти до конца срока разработки (первоначально предполагалось, что активность водоносной области будет незначительна, и пластовые воды не будут внедряться в продуктивную часть пласта); эксплуатацию скважин штанговыми и винтовыми насосами. Нижний объект в связи с небольшими запасами нефти рассматривался как объект возврата.

Принятое расположение добывающих скважин допускало переход к пяти- или девятиточечной системе размещения скважин плотностью 6,25 га/скв за счет бурения между существующими скважинами дополнительных рядов нагнетательных скважин. Проектные показатели разработки

объектов даны в табл. 3.1. Разработка объектов на естественном режиме ведется с 1977 г.

Таблица 6.5

Проектные показатели разработки пермокарбоновой залежи

| Показатели                       | Проектные документы                             |                                                                                    |
|----------------------------------|-------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------|
|                                  | Технологическая<br>схема разработки,<br>1978 г. | Технологическая<br>схема разработки с<br>применением<br>теплоносителей, 1985<br>г. |
| Выделяемые объекты<br>разработки | Верхний, средний                                | Верхний, средний,<br>нижний                                                        |
| Число скважин                    | 1248                                            | 2488                                                                               |
| В том числе:                     |                                                 |                                                                                    |
| Добывающих                       | 1040                                            | 1665                                                                               |
| Нагнетательных                   | -                                               | -                                                                                  |
| Вспомогательных                  | -                                               | -                                                                                  |
| Резервных                        | 208                                             | 466                                                                                |

|                                                     |         |                              |
|-----------------------------------------------------|---------|------------------------------|
| Система воздействия                                 | -       | Обращенная<br>девятиточечная |
| Сетка скважин                                       | 350x350 | 300x300                      |
| Плотность сетки,<br>га/скв                          | 12,25   | 9,0                          |
| Удельные<br>извлекаемые запасы,<br>тыс. т/скв       |         |                              |
| - добывающую                                        | 51,6    | 101,4                        |
| - общего фонда                                      | 43,0    | 79,2                         |
| Максимальные<br>проектные отбор<br>нефти, млн т/год | 3,0     | 4,45                         |
| Год выхода на<br>проектные уровень                  | 1989    | 1995                         |
| Темп отбор, % НИЗ                                   | 5,6     | 2,8                          |
| Продолжительность<br>проектного уровня,<br>годы     | 4       | 12                           |

|                                                                |            |                 |
|----------------------------------------------------------------|------------|-----------------|
| Весь срок разработки,<br>годы                                  | 35         | 83              |
| Начало нагнетания<br>воды                                      | -          | 1982 г.         |
| Давление нагнетания<br>(на устье скважин),<br>Мпа              | -          | 16,0            |
| Способ эксплуатация<br>скважин                                 | ШГН, УЭВНТ | ЭЦН, ШГН, УЭВНТ |
| Забойное давление<br>добывающих скважин.<br>МПа                | 7,6        | 7,6             |
| Дебит скважин, т/сут                                           | 16,0       | 8,0             |
| Приемистость<br>нагнетательных<br>скважин, м <sup>3</sup> /сут | -          | 300             |
| Проектный<br>коэффициент<br>нефтеотдачи                        | 0,087      | 0,273           |

|                     |   |     |
|---------------------|---|-----|
| Водонефтяной фактор | - | 5,9 |
|---------------------|---|-----|

### 3.2 Анализ разработки месторождения на III стадии

В 1979 г. ВНИИнефть и ПечорНИПИ- нефть составили технологические схемы опытно- промышленных работ по паротепловому воздействию на пласт для участка ПТВ-1 и ВВГ для двух участков.

Поскольку к началу опытно-промышленных работ по закачке в пласт пара не было создано внутрискважинное оборудование на требуемые параметры пара, в 1982 г. была составлена дополнительная записка, предусматривающая на этапе закачку в пласт вместо пара горячей воды с температурой 250° С.

На одном из участков в течение нескольких лет (с 1983 по 1988 гг.) проводились испытания различных способов инициирования ВВГ с применением электронагревателей, подземных и наземных парогазогенераторов. Предпринимались также попытки реализовать комбинированную технологию, включающую закачку теплоносителя и воздуха. Несмотря на большой объем выполненных исследований, так и не удалось освоить технологию инициирования и поддержания горения. Кроме того, возникли трудноразрешимые проблемы, связанные с регулированием и обеспечением безопасных условий реализации процесса в условиях трещиноватого пласта. В связи с этим от работ по освоению технологии ВВГ отказались.

В 1984 г. составлена технологическая схема опытно-промышленных работ по закачке теплоносителя на участке ПТВ-2. Опыт разработки участка ПТВ-1 при пятиточечной системе раз- метения скважин показал, что

существующие технические средства не позволяют обеспечить проектные темпы отбора жидкости, поэтому на участке ПТВ-2 была принята менее интенсивная обращенная девятиточечная система размещения скважин той же плотности, что на участке ПТВ-1 (6,25 га/скв). Участок ПТВ-2 включает 21 девятиточечный элемент (10 на средний и 11 на верхний эксплуатационные объекты).

На основании положительных результатов опытных работ по тепловому воздействию на пласт и дополнительных теоретических и лабораторных исследований в 1985 г. ВНИИнефть, ПечорНИПИнефть, ВНИПИтермнефть и МИНХ и ГП составили технологическую схему разработки всех объектов пермо-карбона с применением теплоносителей. После детального анализа геофизических, промысловых и других материалов была уточнена геологическая модель залежи и пересмотрены границы эксплуатационных объектов, в связи с чем балансовые запасы нефти по объектам распределились следующим образом: нижний объект — 19%, средний — и верхний — 35%. На каждый из трех объектов предусмотрена самостоятельная сетка скважин: 250х250 м в зоне, разбуренной по первой технологической схеме, 300х 300 м в неразбуренных зонах месторождения. Принята площадная девятиточечная система размещения скважин с центральной нагнетательной. В качестве базовой технологии принята следующая стадийность разработки: эксплуатация скважин на естественном режиме в течение 1,5—2 лет; парациклические обработки нагнетательных и угловых добывающих скважин; площадное вытеснение нефти паром и переход на закачку в пласт ненагретой подтоварной воды для продвижения тепловой оторочки к забоям добывающих скважин.

## **IV Текущее состояние разработки месторождений**

### **4.1 Усинское месторождения**

Текущая добыча нефти по залежи в последние годы стабилизировалась на уровне 1,4 млн. т в год, причем 20-25 % всей нефти добывается за счет тепловых методов. Обводненность продукции 82-83 %, среднесуточный дебит скважин по нефти – 7,3 т/сут, по жидкости – 41,8 т/сут, текущая закачка пара – около 6 тыс.т. На залежи смонтировано 22 стационарных и 7 мобильных парогенераторных установок. Накопленная добыча нефти – 48,5 млн. т, текущая нефтеотдача – 6,6 %, накопленная добыча жидкости – 132,5 млн.т. Недостаточная компенсация отбора жидкости закачкой (27,3 %) привела к истощению залежи и снижению пластового давления с 14,3 до 10,5 МПа.

Как показывает анализ, степень использования извлекаемых запасов по залежи достигла 70 %. Прогнозная конечная нефтеотдача на площадях естественного режима 8-9 %, на участке ПТВ-3, где ведется площадная закачка пара – 21-22 %.

Из применяемых на залежи технологий наибольшей технологической и экономической эффективностью характеризуются пароциклические обработки (ПЦО) скважин. Всего на залежи проведены 206 ПЦО, за счет чего дополнительно добыто 350 тыс. т нефти при паронефтяном отношении 2,7 т/т.

## 4.2 Циклическая паровая симуляция проекты на Иссаранском нефтяном месторождении в Египте

Месторождение Иссаран расположено в 290 км к юго-востоку от Каира и в 3 км от западного побережья Суэцкого залива. Иссаранская концессия имеет 81 км<sup>2</sup>. General Petroleum Corp. (GPC) Egypt и Scimitar Production Egypt Ltd. начали разработку месторождения в 1999 году. По состоянию на октябрь 2007 года Scimitar пробурила 120 скважин на концессии. Основные скопления тяжелой нефти находятся в мелких Миоценовых доломитах и известняках (верхнем доломитах, нижних доломитах, гарандальских и нухульских известняках) и песчаниках (Zeit). На рисунке 4.1 показаны пласты, присутствующие на месторождении Иссаран.

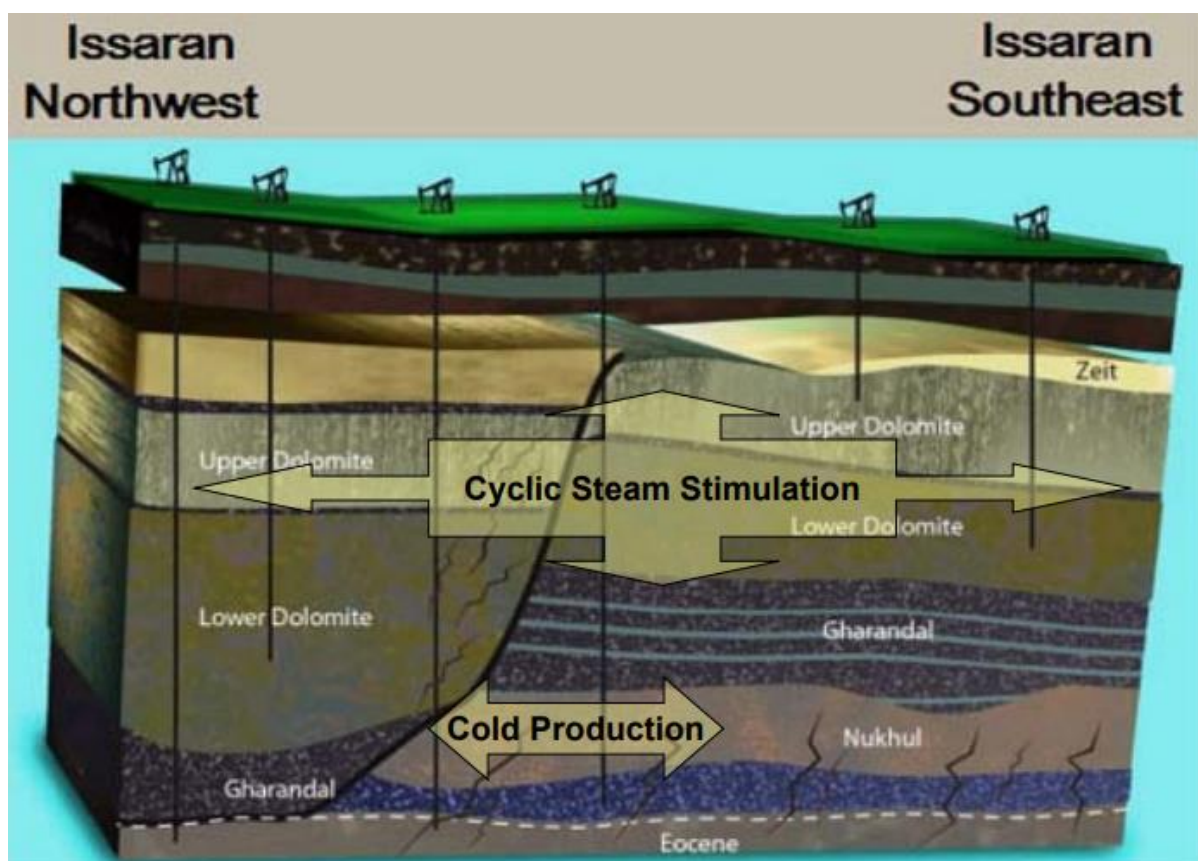


Рисунок 4.1. Формации, присутствующие на Иссаранском месторождении

Пласты содержат нефть с гравитацией 10-12 °. В 2003 году Scimitar инициировал исследование по разработке резервуара для оценки повышения нефтеотдачи (МУН) в верхнем доломите Исаранского нефтяного месторождения. Он был нацелен на Верхний Доломит из-за его большой первоначальной нефти на месте (более 50% от OOIP концессии) и его низкой предполагаемой первичной добычи менее 1%.

В 2004 году компания провела успешный пилотный цикл циклического парового стимулирования на скважине Исаран-44. Первоначальная оценка показала, что коэффициент извлечения нефти из этого пласта может достигать 20% по сравнению с примерно 1% при естественном истощении. На рисунке 4.2 сравниваются смоделированные и фактические результаты, которые подтверждают успех пилота.

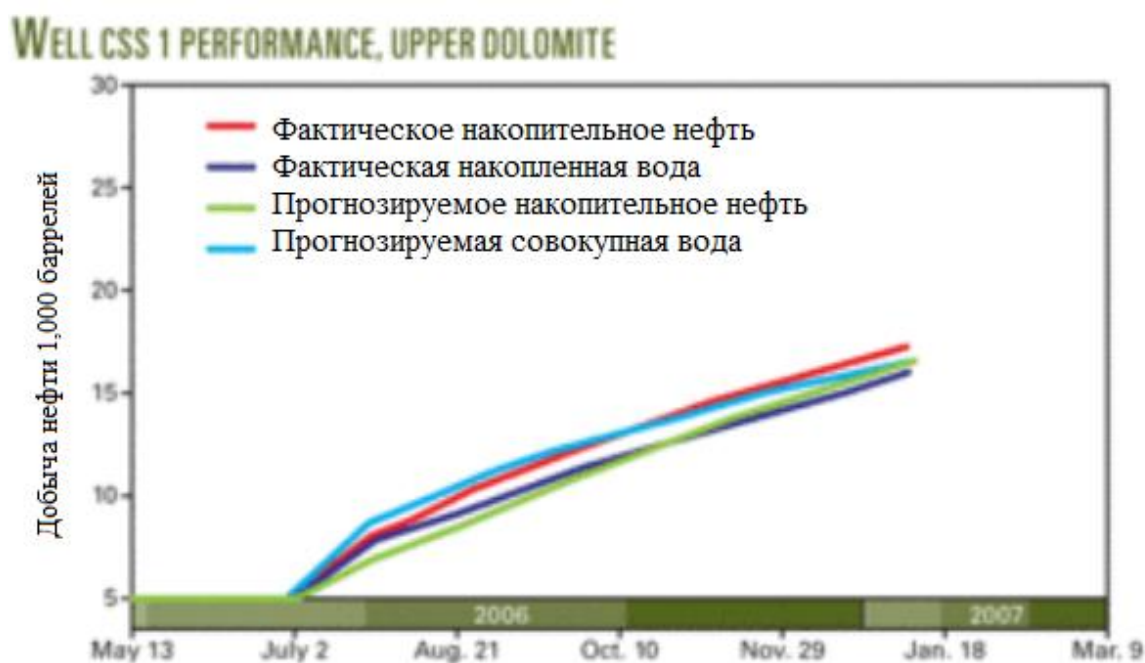


Рис. 4.2. Сравнение фактического и прогнозируемого производства нефти и воды по методу CSS для увеличения производства.

На основании пилотного проекта компания решила начать коммерческое производство. План перепланировки включал три этапа. Два этапа были завершены в 2007 году, а третий этап был завершен в 2008 году.

#### 4.3 Реализация циклического парового моделирования на месторождении Фула на северо-востоке, Судан

Нефтяное месторождение Fula North East FNE расположено на северо-востоке суббассейна Fula, в 9 км от Fula CPF 3 D Площадь: 72 км<sup>2</sup>, как показано на рисунке 4.3.

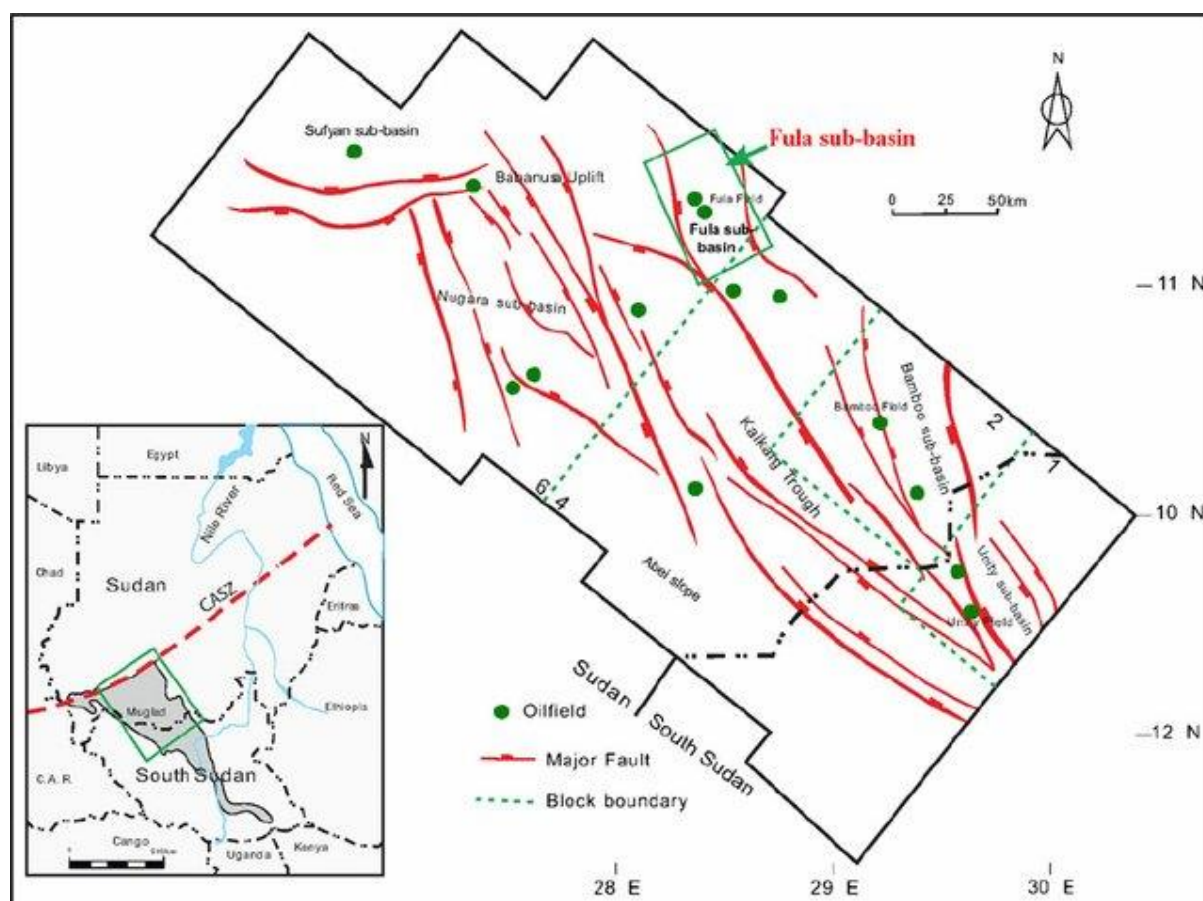


Рис. 4.3. Расположение Фула на северо-востоке FNE (зеленая граница)

Нефтяное месторождение ФНЕ считается месторождением тяжелой нефти и имеет неглубокий пласт. Свойства пласта представлены в таблицах 4.1 и 4.2. На глубине 529м, среднее давление составляет 576 psia, а средняя

температура - 43,9 °С. В FNE имеется обычная тяжелая нефть как в Арадайбе, так и в Бентиу.

Таблица 4.1 Нефть и водные свойства месторождения FNE

Таблица 4.1а. Свойства нефти месторождения FNE

|                                   |        |
|-----------------------------------|--------|
| API                               | 17,7   |
| Общее кислотное число (мгКОН / л) | 5,4    |
| Температура застывания (° C)      | 4      |
| Вязкость при 29 ° C (сП)          | 3800   |
| Вязкость при 500 ° C (сП)         | 727,33 |

Таблица 4.1б. Водные свойства месторождения FNE

|                              |                    |
|------------------------------|--------------------|
| Тип воды                     | NaHCO <sub>3</sub> |
| pH                           | 7.64               |
| Соленость (мг / л)           | 1067.82            |
| Содержание хлоридов (мг / л) | 524.66             |

Таблица 4.2 Характеристика пласта на месторождении FNE

| Формирование       | Арадаиба       | Бентиу           |
|--------------------|----------------|------------------|
| Ф (%)              | от 25 до 30    | от 29 до 34      |
| К (мД)             | от 100 до 5000 | от 1000 до 10000 |
| Чистая толщина (м) | 3.3            | 31.5             |

#### 4.2.1 Сводная информация о производстве

По состоянию на декабрь 2015 года общее количество скважин составляло 79, в том числе 58 скважин CSS и 21 скважина, добываемая методом добычи тяжелой холодной нефти с песком (CHOPS).

Среднесуточный дебит нефти по CSS составляет 5 938 STB/D и 1 070 STB/D для скважин CHOPS. Для обводненности - всего 46% для скважин CSS и 29% для скважин CHOPS. На рисунке 4.4 показано графическое сравнение между CSS и CHOPS.

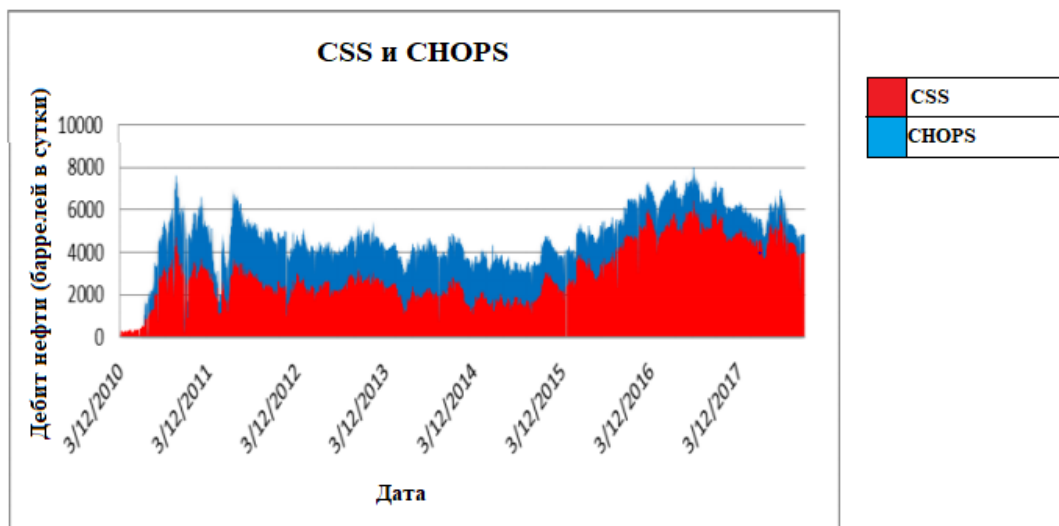


Рисунок 4.4 Производство CSS и отбивных на месторождении FNE

Из фактических данных добычи скважин CHOPS и CSS, показанных на рис. 4.4, ясно, что скважины CSS добывают больше, чем скважины CHOPS. На рисунке 4.5 проведено сравнение между CSS и холодным случаем с использованием расширенного теплового моделирования, и было обнаружено, что разница между CSS и холодной добычей тяжелой нефти с песком (CHOPS) составляет 2,55 Мббл.

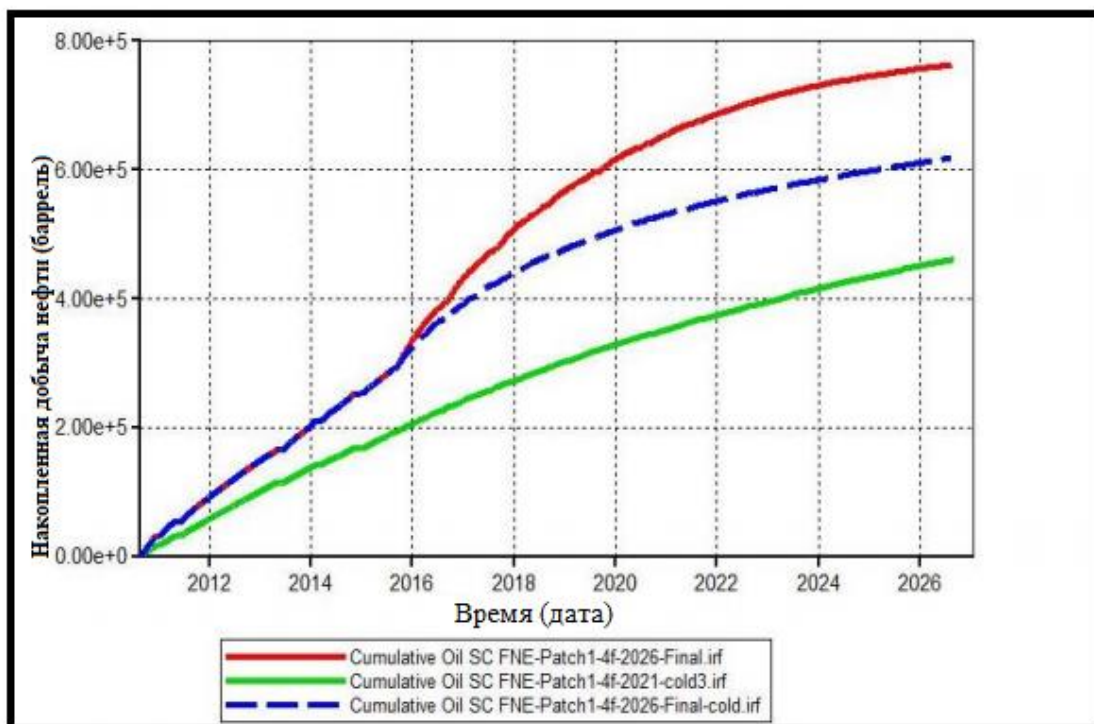


Рисунок 4.5. Сравнение накопленной добычи нефти в CSS и CHOPS

#### 4.2.2 Выводы

Нефтяное месторождение FNE имеет большой ООIP, равный 298,73 ММСТВ, и на сегодняшний день коэффициент извлечения составляет всего около 3,6%. Соответственно, для повышения коэффициента извлечения требуется больше тепловой активности и скважин. Результаты пилотной реализации термического метода повышения нефтеотдачи на месторождении Фула на северо-востоке показали, что КСБ была очень успешной, а средний дебит нефти почти в 1,6 раза. По сравнению с холодным производством, CSS может увеличить процент извлечения с 32,5 до 34,2%, что делает его более привлекательным методом в качестве сценария разработки нефтяного месторождения FNE.

## **V      Результат: критерии выбора паротермического метода для повышения нефтеотдачи**

Проекты тепловой МУН были успешными в течение более 30 лет и, как правило, использовались для тех резервуаров тяжелой нефти, которые в противном случае были бы слишком вязкими, чтобы течь (без применения тепла и давления). Применение улучшенной нефтеотдачи (МУН) на морских нефтяных месторождениях получило значительное внимание из-за потенциально огромного количества извлекаемой нефти. Однако применение МУН на шельфе находится на самой ранней стадии из-за более сложных условий, чем на нефтяных месторождениях на суше, из-за уникальных параметров, присутствующих на шельфе. Поэтому для успешного применения МУН на морских нефтяных месторождениях требуются критерии отбора, отличные от критериев для обычных наземных применений. Предлагаемые критерии отбора для этих процессов МУН включают количественные границы и качественные соображения. Количественные критерии отбора преимущественно основаны на количественных данных, таких как свойства нефти и пласта. При проведении качественного скрининга основное внимание уделяется эксплуатационным проблемам, существующим на шельфе, в том числе ограничениям пространства платформы, ограниченным возможностям утилизации, доступности инжектора и вопросам обеспечения потока (включая образование гидратов и трудности в отделении эмульсии). Критерии отбора были разработаны для процессов МУН на основе полевых применений и лабораторных испытаний. В дополнение к этим обычным критериям отбора, в настоящее время компьютерное программирование и машинное обучение также используются для охвата более широкого диапазона данных. Сложность определения важных параметров нефтяного пласта во многом зависит от наличия и качества

исходных данных; следовательно, эти описания могут привести к высокой степени неопределенности. Основной проблемой при использовании этих методов машинного обучения является отсутствие качественных данных. Должно быть доступно достаточное количество наборов данных, чтобы экспертная система могла быть обучена обнаружению взаимосвязи между различными сложными свойствами коллектора и потенциалом каждого метода МУН.

Критерии отбора основаны на механизмах вытеснения нефти и результатах полевых проектов МУН. Глубина, плотность нефти и добыча нефти из сотен проектов были приняты во внимание при разработке системы(ов) скрининга. Несколько авторов представили руководства по отбору паром, описанные ниже, являются одними из важных результатов этих исследований.

## **5.1 Глубина**

При разработке проекта впрыска пара глубина пласта является важным параметром. Малая глубина предпочтительна, потому что,

1. Тепловые потери в скважине минимальны в неглубоких пласты
2. Более глубокие пласты уже имеют высокую температуру, и дополнительные выгоды от этого типа метода малы

Для того чтобы паровой тепловой метод работал эффективно, была предложена глубина 122-1219 м.

## **5.2 Толщина пласта**

Толщина пласта в первую очередь влияет на потери тепла в вскрышных и подстилающих грунтах. Таким образом, чем толще пласт, тем лучше паропроизводительность.

### 5.3 Остаточное нефть-на-месте

Остаточное количество масла должно составлять не менее 40%.

### 5.4 Вязкость нефти

Оптимальная вязкость масла находится в диапазоне 1000-4000 сП.

### 5.5 Гравитация нефти

Гравитация нефти указывает на состав нефти. Диапазон силы тяжести 10-36 ° API считается оптимальным.

### 5.6 Проницаемость пласта

Проницаемость должна быть достаточно высокой, чтобы обеспечить подачу пара с адекватной скоростью и обеспечить быстрый приток нефти в ствол скважины. Диапазон проницаемости 100-4000 мД считается удовлетворительным. Проницаемость пласта (k), толщину (h) и вязкость нефти ( $\mu$ ) обычно объединяют, чтобы сформулировать составные критерии  $kh / \mu$ .

Общие критерии отбора можно разделить на свойства нефти и характеристики пласта.

Таблица 5.1 Свойства нефти

|                    |          |
|--------------------|----------|
| Гравитация (° API) | 10 – 36  |
| Вязкость (сП)      | 100-5000 |

|                   |                                                                                     |
|-------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|
| Химический состав | Не критично, но некоторые легкие углеводороды для перегонки с водяным паром помогут |
|-------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|

Таблица 5.2 Пластовые характеристики

|                            |                                                                                   |
|----------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|
| Нефтенасыщенность (% PV)   | > 40-66                                                                           |
| Тип пласта                 | Песок / песчаник с высокой пористостью и проницаемостью является предпочтительным |
| Чистая толщина (м)         | > 6                                                                               |
| Средняя проницаемость (мД) | > 200                                                                             |
| Глубина (м)                | 200-9000                                                                          |
| Температура (° C)          | Не критично                                                                       |

## 5.7 Юбилейное месторождение

В западном регионе Ганы находится небольшой полуостров под названием мыс Три точки. Он образует самую южную оконечность Ганы и ближайший участок моря, который имеет широту 0 °, долготу 0 ° и высоту 0 °. Он испытывает температурный диапазон 23,8–26,4 ° C со средней

температурой около  $24,9^{\circ}\text{C}$ . Он имеет два основных нефтяных блока, а именно: Три точки Западного мыса и Глубоководный Тано. На рисунке 5.1 показана карта морских операций Ганы для мыса Три. Юбилейное месторождение (рис. 5.2), запас нефти и газа, расположенный на шельфе Ганы, находится примерно в 60 км от ближайшего побережья и лежит в глубокой воде (1100–1700 м), охватывая два блока концессии нефти. После первоначальной оценки месторождения, плотность нефти составляет  $35,75^{\circ}$  по API на глубине 1100 м.

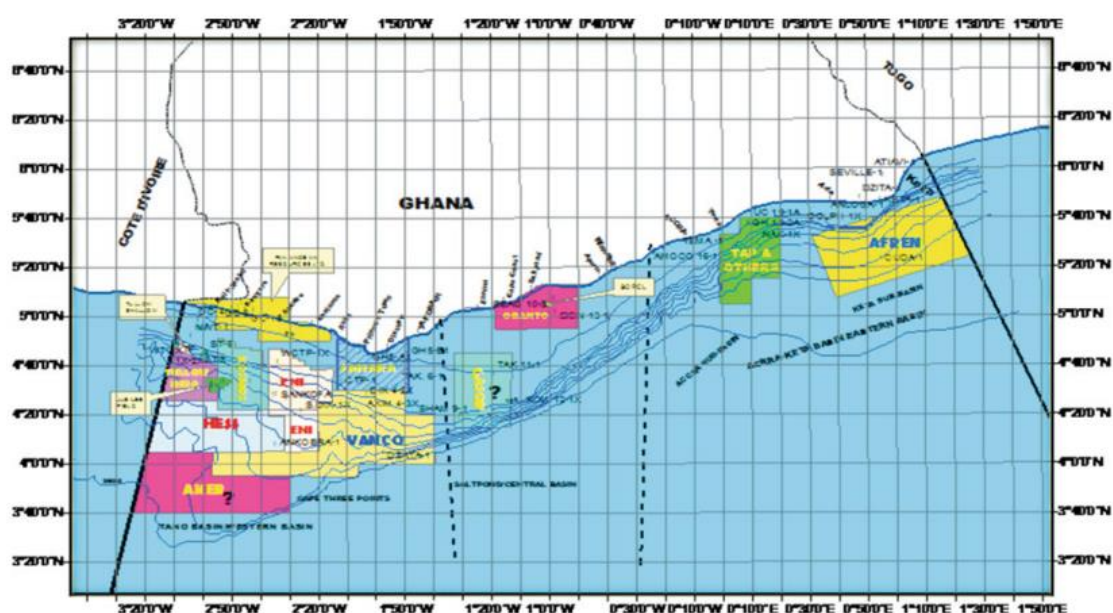


Рисунок 5.1 Карта морских операций Ганы для мыса Три.

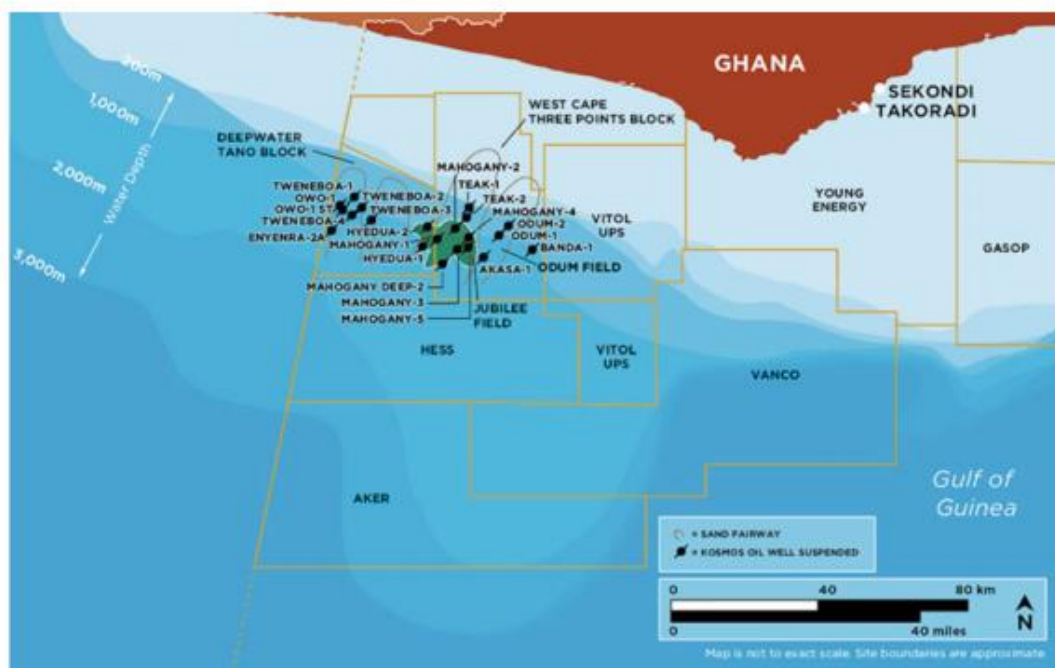


Рисунок. 5.2. Юбилейное месторождение, соединяющее два блока концессии на нефть

## **Заключение**

Извлечение термального масла на сегодняшний день является наиболее популярным методом, используемым в мире на третичной стадии добычи нефти. Паровой впрыск является наиболее распространенным методом, используемым в термическом МУН. Это помогает производить до 30% оригинального масла на месте. Паровой впрыск не представляет такого большого риска для окружающей среды, как другие методы МУН. Это помогает внедрять эту технологию в разных странах, даже при строгих правилах. После того, как нефтяное месторождение считается кандидатом для теплового впрыска пара, экономика определяет, следует ли применять эту технологию на одном месторождении или на другом.

Юбилейное нефтяное месторождение было главной целью этой работы. Эта работа направлена на то, чтобы определить, подходит ли Ганское нефтяное месторождение для парового термического метода. Тем не менее, при рассмотрении успешных проектов паротермического метода критерии не были соблюдены, и, как таковое, Юбилейное нефтяное месторождение Ганы не является идеальным кандидатом для термической регенерации нефти с паровым нагревом. Сырая нефть с этого месторождения была охарактеризована как сладкая и легкая.

Этот результат, несмотря на то, что критерии, разработанные на основе этих обзоров, не ограничивают применение только вышеупомянутым месторождением, но и любым другим месторождением.

## **Список публикаций студента**