

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>ВЛИЯНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА АНОМАЛЬНОСТИ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ</b>

УДК 622.276.2-026.565.2

**Студент**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Корнев Александр Игоревич		

**Руководитель**

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

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Спицына Любовь Юрьевна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

Томск – 2021 г.

**Планируемые результаты обучения**

<b>Код</b>	<b>Результат освоения ООП</b>	<b>Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон</b>
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-23, ПК(У)-24)
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

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

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

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7П	Корнев Александр Игоревич

Тема работы:

Влияние коэффициента аномальности пластовых давлений при разработке месторождений	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№89-12/с от 30.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2021
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Анализ коэффициента аномальности пластовых давлений в нефтегазовой гидродинамике</li> <li>2. Влияние коэффициента аномальности пластовых давлений на технологические процессы добычи нефти и газа</li> <li>3. Эффективность проведения технологических операций при разработке месторождений с учетом коэффициента аномальности пластовых давлений</li> <li>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</li> <li>5. Социальная ответственность</li> </ol>

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

<i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Спицына Любовь Юрьевна
«Социальная ответственность»	Старший преподаватель, Фех Алина Ильдаровна
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
Анализ коэффициента аномальности пластовых давлений в нефтегазовой отрасли	
Влияние коэффициента аномальности пластовых давлений на технологические процессы добычи нефти и газа	
Эффективность проведения технологических операций при разработке месторождений с учетом коэффициента аномальности пластовых давлений	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	30.03.2021
---	------------

**Задание выдал руководитель / консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			30.03.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Корнев Александр Игоревич		30.03.2021

## ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

**АВПД** – Аномально высокое пластовое давление;

**АНПД** – Аномально низкое пластовое давление;

**АСПО** – асфальтосмолопарафиновые отложения;

**БДТ** – безмуфтовую длинномерную трубу;

**ВНК** – водонефтяной контур;

**ГВНП** – газоводонефтепроявление;

**ГВК** – газовойдяной контакт;

**ГИС** – геофизические исследования скважин;

**ГКМ** – газоконденсатное месторождение;

**ГПП** – гидropескоструйную перфорацию;

**ГФС** – геодинамические флюидные системы;

**ИФС** – инфильтрационные флюидные системы;

**КВД** – кривая восстановления давления;

**МИ** – метод интенсификации;

**МУН** – метод увеличения нефтеотдачи;

**НГКМ** – нефтегазоконденсатное месторождение;

**НКТ** – насосно-компрессорные трубы;

**ПЗП** – призабойная зона пласта;

**ПЗР** – подготовительно-заключительные работы;

**ПЗС** – призабойная зона скважины;

**ППА** – Передвижной подъемный агрегат;

**ППД** – поддержание пластового давления;

**ФЕС** – фильтрационно-емкостные свойства;

**ЭФС** – элизионные флюидные системы.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 94 страниц, в том числе 22 рисунков, 25 таблицы. Список литературы включает 54 источника. Работа содержит 2 приложения.

Ключевые слова: коэффициент аномальности пластовых давлений, осложнения при добыче углеводородов, динамика снижения пластового давления, технологии бурения на депрессии и равновесии, метод Хорнера, гидростатическое давление, режим работы залежи.

Объектом исследования являются осложнения, возникающие при наличии аномально высоких (низких) пластовых давлений во время эксплуатации нефтяных и газоконденсатных месторождений и методы их предотвращения.

Цель исследования – анализ методов и технологий добычи углеводородов в условиях аномальных пластовых давлений.

В процессе исследования были подробно рассмотрены методы прогнозирования аномальных пластовых зон и технологии заканчивания и освоения скважин в осложненных аномальных пластовых условиях. Проведен анализ технологий и сопутствующих им методы, применяющихся для решения возникших технологических проблем на месторождениях в аномальных зонах, а также современные тренды при организации бурения фонда скважин с учетом коэффициента аномальности пластовых давлений.

В результате исследования выявлен положительный эффект применения ряда методов и технологий строительства и освоения горизонтальных скважин для аномально высоких и низких пластовых давлений, с учетом геологических особенностей месторождений углеводородов.

Область применения: осложненный фонд скважин месторождений.

Потенциальная экономическая эффективность связана с повышением эффективности проведения технологических мероприятий за счет внедрения новых типов бурения и методов регулирования сетки скважин как для аномально высокого, так и для низкого пластового давления.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 АНАЛИЗ КОЭФФИЦИЕНТА АНОМАЛЬНОСТИ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ В НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ.....	11
1.1 Обзор представлений о аномальности пластовых давлений .....	11
1.2 Особенности аномально высоких пластовых давлений.....	13
1.2.1 Происхождение аномально высоких пластовых давлений .....	16
1.2.2 Прогнозирование аномально высоких пластовых давлений .....	19
1.2.3 Проблема освоения залежей углеводородов в условиях аномально высоких пластовых давлений .....	23
1.3 Особенности аномально низких пластовых давлений .....	24
1.4 Опыт разработки месторождений с коэффициентом аномальности пластовых давлений.....	27
2 ВЛИЯНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА АНОМАЛЬНОСТИ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА.....	31
2.1 Оценка добычи углеводородного сырья в условиях аномальности пластовых давлений.....	31
2.2 Оптимизация технологии бурения в условиях аномальности пластовых давлений.....	34
2.3 Оптимизация размещения сетки добывающих скважин в условиях аномальности пластовых давлений.....	44
2.4 Технологии, используемые в условиях аномальности пластовых давлений .....	50
2.5 Метод Хорнера.....	53

3. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОПЕРАЦИЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С УЧЕТОМ КОЭФФИЦИЕНТА АНОМАЛЬНОСТИ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ .....	56
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	60
4.1 Потенциальные потребители технологии .....	60
4.2 Анализ конкурентных технических решений .....	61
4.3 Бюджет технологии проведения бурения на депрессии.....	63
4.3.1 Исходные данные для расчета чистой прибыли при извлечении дополнительного объема нефти за счет проведения бурения скважины на депрессии .....	63
4.3.2 Расчёт дополнительной добычи нефти и газа в процессе строительства скважины.....	63
4.3.3 Расчёт расходов на технологию бурения на депрессии.....	64
4.3.4 Экономическая эффективность бурения на депрессии .....	65
4.4 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности технологии.....	66
4.5 SWOT – анализ .....	68
4.6 Разработка графика анализа технологии .....	70
4.7 Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» .....	73
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	76
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	76
5.2 Производственная безопасность.....	78
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия .....	79



5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия .....	82
5.3 Экологическая безопасность .....	83
5.3.1 Защита атмосферы .....	83
5.3.2 Защита гидросферы .....	84
5.3.3 Защита литосферы .....	85
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	85
5.5 Выводы по разделу «Социальная ответственность» .....	86
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	87
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	88
ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	95
ПРИЛОЖЕНИЕ Б .....	97

## ВВЕДЕНИЕ

Актуальностью данной работы заключается во влиянии коэффициента аномальности на параметры разработки месторождений - пластовое давление, гидростатическое, пористость и проницаемость пород-коллекторов, скорость движения флюида в пласте.

Данный показатель до сих пор изучается, так как он позволяет учитывать энергетическое состояние пласта при выборе и корректировке технологических операций при бурении, увеличения продуктивности и дебита скважин путем использования методов поддержания пластового давления (ППД), методов интенсификации (МИ) и методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Но при этом допускают, что при использовании данного коэффициента аномальности есть неточности, которые могут привести к ошибкам и не давать ответов на ряд вопросов с точки зрения геологии и гидрогеологии.

Однако даже сейчас существует ряд гипотез, основанных на изучении возникновения аномально высоких и низких пластовых давлений (АВПД, АНПД), из которых вытекает причины введения технологического параметра для сравнения пластового давления и гидростатического (нормального) давления.

Целью выпускной квалификационной работы является изучение влияния коэффициента аномальности пластовых давлений при разработке месторождений.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Изучить коэффициент аномальности пластовых давлений нефтегазовых месторождениях.
2. Проанализировать влияние коэффициента аномальности пластовых давлений на технологические процессы добычи нефти и газа
3. Оценить эффективность проведения технологических операций при разработке месторождений с учетом коэффициента аномальности пластовых давлений.

# 1 АНАЛИЗ КОЭФФИЦИЕНТА АНОМАЛЬНОСТИ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ В НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

## 1.1 Обзор представлений о аномальности пластовых давлений

Появление коэффициента аномальности пластовых давлений ( $K_a$ ) связывают как следствие обнаружения АВПД. Первоначально сведений по АВПД было в целом мало, и они были неполными и бессвязными, им не придавалось должного значения. В 1938 году первую гипотезу об причинах появления АВПД предложил В. К. Иллинг. В своей работе автор утверждал, что образование АВПД происходило вследствие быстрого отложения глин, сопровождаемого оттоком флюидов из глинистых толщ. [1] Соответственно АВПД зависит от темпа накопления и времени захоронения осадков.

Этой же гипотезы в последующих работах поддерживали Дж. Дикинсон в 1953 году, М. К. Хьюберта и У. Раби в 1959 г. Они дополнили объяснение процесса гравитационного уплотнения глин путем принятия жидкости части веса толщи пород, где внутри образуется аномальное давление. [1]

С конца 70-х до 90-х годов прошлого столетия АВПД уделялось пристальное внимание по причине частого обнаружения зон с наличием повышенного или супергидростатических давлений и возникновения аварийных ситуаций при бурении и эксплуатации скважин.

Однако большинство ученых (А. Е. Калинин, Г. А. Бабалян, И. М. Губкин, У. Х. Фертель, и др.), подтверждая или предлагая свои те или иные гипотезы формирования АВПД, не заостряют внимание на коэффициент аномальности. Выделяют, что коэффициент аномальности является основной характеристикой АВПД. [1,2] Почти везде приводится стандартное определение данного технологического показателя: коэффициент аномальности – это отношение пластового давления к нормальному (гидростатическому) на этой же глубине:

$$K_a = \frac{P_{пл}}{P_{г.ст}} \quad (1)$$

где  $P_{пл}$  – пластовое давление;  $P_{г.ст}$  – гидростатическое давление. [3]

В бурении коэффициент аномальности (его еще называют коэффициентом пропорциональности) могут использовать для нахождения пластового давления  $P_{пл}$ :

$$P_{пл} = r_v g l_{пл} k_a \quad (2)$$

где  $r_v$  – плотность воды, кг/м<sup>3</sup>;  $l_{пл}$  – глубина расположения пласта, м

Гидростатическое давление определяется формулой:

$$P_{гидр} = g \bar{\delta}_{п.в.} H \quad (3)$$

где  $g$  – ускорение свободного падения;  $\bar{\delta}_{п.в.}$  – средняя плотность пластовой воды, кг/м<sup>3</sup>;  $H$  – высота столба пластовых вод. [4]

Для удобства вычислений используют плотность пресной воды равной 1000 кг/м<sup>3</sup>. Тогда нормальное пластовое давление становится условным гидростатическим давлением. А коэффициент аномальности пластового давления – это безразмерная величина, обозначающая аномальность давлений флюидов. [5]

Более подробно технологический параметр был рассмотрен в статье Б. П. Акулинчева и А.А. Орлова, где поднимают проблему информативности коэффициента аномальности пластовых давлений в нефтегазовой гидродинамике. Как отмечают авторы, неточность методики расчета  $K_a$ , которая в отрасли является общепринятой, связано с взятием условного гидростатического давления, то есть расчетного давления столба жидкости с высотой, равной этой глубине, и постоянной плотностью 1000 кг/м<sup>3</sup>. То есть за основу берут так называемое условное гидростатическое давление. А.А. Орлов определил следующую зависимость в формуле расчета коэффициента аномальности пластового давления:

$$k = P_{пл.}/P_{у.г.} = (P_{изб.} + \int \rho g \partial H)/gH \quad (4)$$

где  $k$  – коэффициент аномальности;  $P_{пл.}$ ,  $P_{у.г.}$ ,  $P_{изб.}$  – пластовое, условно гидростатическое и избыточное давления, Мпа;  $\rho$  – плотность флюидов, кг/м<sup>3</sup>;  $H$  – глубина скважины, м. [6]

Вышеприведенная информация позволяет выделить следующие особенности коэффициента аномальности  $k$ :

- С приближением к поверхности и наличием давления, которого в избытке на устье скважины, коэффициент аномальности стремится к бесконечности, а с ростом глубины – стремится к единице. То есть, на разных глубинах вскрытия одного и того же пласта значение коэффициента аномальности будет отличаться

- Коэффициент аномальности зависит в большей степени от изменения плотности флюида по глубине, площади распределения пласта и от их состава

- При одинаковом гидродинамическом напоре коэффициент аномальности зависит от альтитуды устья скважины

- Выброс газа возможен даже при  $k \leq 0,5$ . Так как процесс появления избыточного давления зависит от напора и от плотности флюидов, значения коэффициента аномальности не гарантируют точный прогноз вероятности проявления (отсутствия) фонтанирования скважин.

Коэффициент аномальности неразрывно связан с пластовым давлением. Поэтому для изучения факторов, на которые влияет коэффициент аномальности, необходимо подробно рассмотреть месторождения с условиями АВПД и АНПД.

## **1.2 Особенности аномально высоких пластовых давлений**

Аномально высокие пластовые давления – это давление пласта, которое существенно превышает горное давление на 20-30%.

Однако некоторые авторы (В.Н. Бородкин, О.А. Смирнов, А.Р. Курчиков и др.) выделяют еще одну классификацию по величине  $K_a$  – повышенные пластовые давления ( $1,3 > K_a > 1,0$ ), а аномально высокие принимают при значении отношения пластового давления к гидростатическому более 1,3. [6]

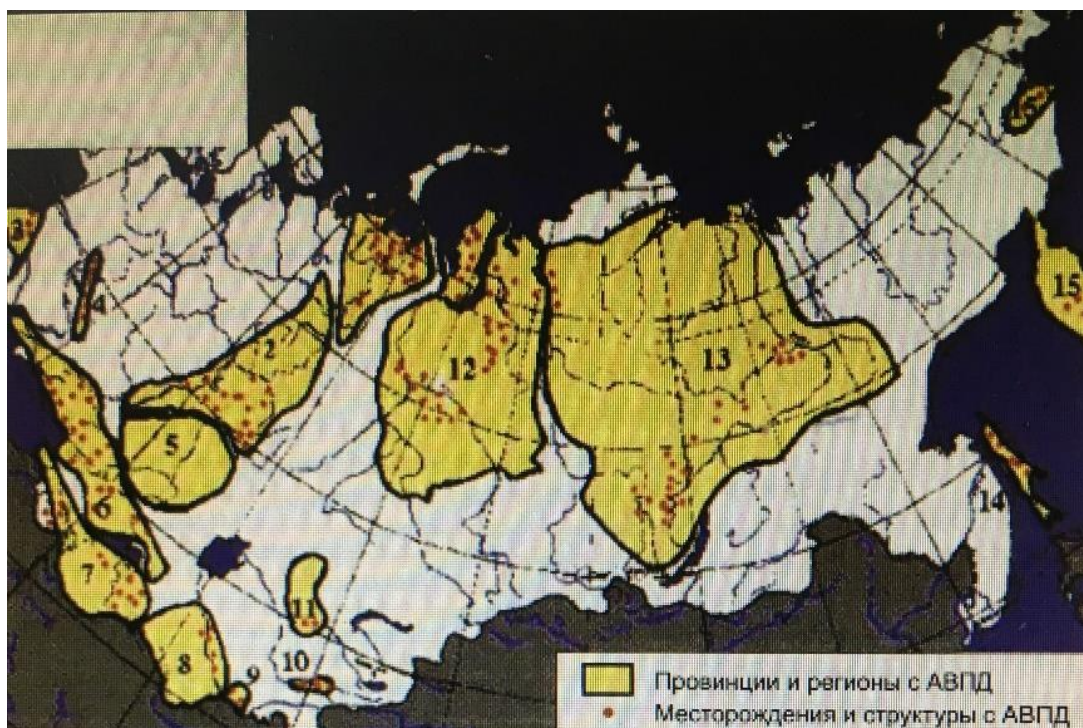


Рисунок 1 - Схематическая карта распространения аномально высоких пластовых давлений на территории бывшего СССР

В России и странах СНГ как в древних, так и в молодых платформах наблюдаются обширное распространение АВПД и повышенные пластовые давления почти во всех нефтегазоносных бассейнах (НГБ), провинциях (НГП) и областях (НГО). На карте выделяют: Тимано-Печорская НГП (на карте - 1), Волго-Уральская НГП (на карте - 2), Днепровско-Донецкая НГО (на карте - 3), Прикаспийская НГП (на карте - 5), Восточно-Сибирская НГП (на карте - 13), Южно-Каспийская-Мангышлакская НГП (на карте - 6), Западно-Сибирская НГП (на карте - 12), Амударьинская НГО (на карте - 8), Чу-Сарынская НГО (на карте - 11), Южно-Каспийская НГП (на карте - 7), Сурхан-Вахшская НГО (на карте - 9), Ферганская НГП (на карте - 10), Сахалинская НГО (на карте - 14) и Камчатско-Анадырская НГО (на карте - 15).

В Европе также отмечают наличие АВПД: Рейнское НГБ, Аквитанское НГБ, Центрально-Европейское НГБ, Паннонского НГБ, Венско-Моравское НГБ и тд. [4]

И в целом, по всему миру есть множество примеров наличия аномальных высоких пластовых давлений на месторождениях УВ. Особенно широко

распространен АВПД в трещинно-каверозных коллекторах. Например, в работе Г.И. Фенин выделил порядка 35 месторождений со всего мира, где наблюдаются коэффициенты аномальности пластового давления выше 1. [2]

Таблица 1 - Характеристика нефтяных и газовых месторождений мира с аномально высокими пластовыми давлениями

Месторождения	Глубина залегания, м	$P_{пл}$ , МПа	$K_a$	$T_{пл}$ , °С
Экофис, нефтяное (Н) (Центр. Европа)	3100-3320	49,2	1,614	-
Кикинда-Варош, Нефтегазовое (НГ) (Югославия)	1134-1990	24,6	1,32-1,24	109,5
Райкенхаген, НГ (Германия)	2299	39,5	1,718	72-79
Фолкенрода, Н (Германия)	635-655	10,0-11,0	1,57-1,68	34
Баренбург, газовое (Г) (Германия)	2300	42,0	1,82	72
Дюсте, НГ (Германия)	3150	53,0	1,68	
Тюберген, Г (Голландия)	1400	19,2	1,37	70
Малосса, нефтегазоконденсатное (НГК) (Италия)	-	-	1,77-1,97 1,20-1,50	-
Эрней, Г (Румыния)	1622-1638	35,0	2,145	60
Лак, НГ (Франция)	3500-5270	67,8	1,96-1,29	130
Беркли, Г (США)	4542	77,3	1,70	-
Хасси-Месауд, Н (Алжир)	3280-3400	48,2	1,39-1,50	132
Хасси-Р'Мель, газоконденсатное (ГК) (Алжир)	2130-2400	31,0	1,442 1,409	-
Эль-Гасси, Н (Алжир)	3170-3310	43,5	1,338	110
Зотти, Н (Алжир)	3210-3270	45,0	1,47	103
Хауд-Беркун, Н (Алжир)	3213-3510	51,5	1,515	-

В среднем  $K_a$  по миру составляет 1,538, что классифицируется как аномально высокое пластовое давление. А максимальное значение коэффициента аномальности достигает порядка 2,355 (Нефтяное месторождение Джилабат, Иран). Большинство АВПД обнаруживают у нефтяных и газовых залежей на глубине 2-4 км, реже – 400-600 м. Также отмечается, что АВПД может существовать не больше 20 тысяч – 1,6 миллионов лет.

### 1.2.1 Происхождение аномально высоких пластовых давлений

В настоящее время существует целый ряд гипотез возникновения аномально высоких пластовых давлений. Однако доминирующей причины до сих пор нету. Плюс к этому, исследователи склоняются к тому, что у каждого месторождения могут быть свои индивидуальные особенности, которые могут объяснить появление в пласте АВПД. Также большинство принимают факт полигенности АВПД в связи с подтверждением нескольких причин и механизмов его генерации при исследовании одного и того же пласта. В целом нужно учитывать те факторы (геологические, геофизические, геохимические), которые влияют прежде всего на само давление в пласте.

Согласно первым исследованиям, отраженные в книге Ж.П. Муше и А. Митчелла «Аномальные пластовые давления в процессе бурения», возможны следующие способы образования АВПД: недоуплотнение пород (эффект горного давления); тепловое расширение воды; диагенез глин; эвапоритовые отложения; осмотические явления; тектоника, многолетнемерзлые породы; уплотнение карбонатов и т. п. [7] Позже некоторые из приведенных выше причин будут прослеживаться в более поздних работах других ученых с примерами месторождений.

Универсальными в региональном масштабе механизмами генерации АВПД являются: миграция флюидов в коллектор и уплотнение под весом пород; генерации углеводородов; вертикально-миграционные; тектонические и неотектонические сжатия; тепловой фактор. Причем последнее в виде тепловой энергии пласта существенно влияет на развитие АВПД при условии гидрогеологической изоляции и, как следствие, затрудненного водообмена. [8]

В Уренгойском месторождении флюидные системы являются важным влияющим условием формирования пластового давления. Основные типы флюидных систем: элизионные (ЭФС), геодинамические (ГФС), инфильтрационные (ИФС). Именно в ГФС существуют деформационно-



напряженные зоны, где и возникают АВПД вследствие наложения высокочастотных и деформационных волновых полей.

А сами системы, имеющие повышенные или аномальные высокие пластовые давления и в которых накладываются аномалии в виде давления и температуры, называют системами глубинного генезиса. Но по результатам анализа залежи ачимовской толщи, Уренгойское месторождение является полузакрытой геостатической элизионной флюидной системой. А причиной появления АВПД на данном месторождении связывают с фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) пород. Так как по результатам измерения пористости и проницаемости песчано-алевритовых пород месторождение имеет различия с ростом глубины и в целом низкие ФЕС, была установлена связь пластового давления с трещинно-поровыми коллекторами и вторичными коллекторами порового типа. Последнее и является причиной образования АВПД. [9, 10]

Причины формирования в пласте АВПД с точки зрения генетических признаков выделяют следующее: тектонические, гидрогеологические, связанные с воздействием различных локальных геологических факторов, связанные с гравитационным уплотнением осадков. Рост аномальности пластового давления из-за роста температуры обосновывается формулами В.М. Добрынина (4) и Г.Д. Гинсбурга (5):

$$\Delta P_{пл} = \frac{\Delta V_{ж}}{V_{п}(m\beta_{ж} + \beta_{п})} \quad (5)$$

где  $\Delta P_{пл}$  – изменение пластового давления;  $\Delta V_{ж}$  – изменение объема жидкости, насыщающей породу;  $V_{п}$  – объем породы;  $m$  – пористость;  $\beta_{ж}$  – коэффициент сжимаемости жидкости;  $\beta_{п}$  – коэффициент сжимаемости породы.

$$\Delta P_{пл} = \frac{[3m \cdot \varepsilon_{ж} + (2 - 3m) \varepsilon_{п}] \Delta T}{m\beta_{ж} + (1 - m)\beta_{п}} \quad (6)$$

где  $\varepsilon_{ж}$  – коэффициент теплового расширения жидкости;  $\varepsilon_{п}$  – коэффициент теплового расширения породы;  $\Delta T$  – изменение температуры. [8, 11]

Образование и поддержание АВПД также объясняют быстрой дегидратацией глин при высокой скорости осадконакопления, литологией

осадков, тектоническими процессами и геотермическим режимом (С.Б. Свинцицкий, Ю.П. Ампилов). По своей сути, здесь первой и главной причиной формирования АВПД связывают с поровыми давлениями в мощных глинистых пластах. [11]

Ряд ученых (К.А. Аникиев, А.Я. Введенская и др.) ставят акцент на внедрения в пласт глубинных газов, парогазовых или газожидкостных смесей, из-за чего АВПД проявляется по причине геодинамического пульсирующего продавливания флюида под соленосные и глинистые покрышки вышележащих отложений. Важность роли газов также отметил и В.И. Иванников, рассматривая газовые фазы как основополагающим фактором для образования и поддержания аномальных пластовых давлений. [5, 12] С этой точки зрения автор выделяет два условия образования АВПД и АНПД:

1. Наличие герметичной покрышки у пласта-коллектора, позволяющий изолироваться от передачи гидростатического давления воды, содержащегося в пласте.

2. Поступления из глубинных разломов (нижерасположенных пластов) газовой фазы.

Также был выявлен общий признак, дающий основание предполагать, что в пласте присутствует АВПД. В условиях ухудшения ФЕС пород-коллекторов, аномальные высокие пластовые давления сформировываются за счет осложнения оттока геофлюидов из природных резервуаров (Д.А. Соин, Б. Тиссо, У.Х. Фертель). [13]

Если сослаться на первые исследования и утверждения В.К. Иллинга, Дж. Дикинсона, Г.А. Бабаляна, И.М. Губкина и др., то можно вывести список главных причин появления АВПД: Свойства пород-коллекторов, рост давления в коллекторе, тектонические движения, скорость седиментации, пьезометрический уровень флюидов, условия осадконакопления (А.Н. Орехов и Г.И. Фенин). [2, 14] А тектоническую и неотектоническую активность, связанную со снижением пластового давления из-за его распределения по

тектоническим нарушениям в сопровождении выхода флюида, характеризуют выделение АВПД.

Все вышеприведенные базисные теории образования аномально высоких пластовых давлений дают общее представление о причинах проявления пластового давления намного превышающее гидростатическое. Таким зонам с АВПД, чтобы давление не распределилось по пласту с гидростатическим давлением, необходимо замкнутое пространство с почти непроницаемыми границами. Однако это лишь малая и обобщенная часть, которая важна с геологической точки зрения. Необходимо еще рассмотреть данное явление под углом зрения бурения и разработки таких залежей.

### **1.2.2 Прогнозирование аномально высоких пластовых давлений**

Для бурения наличие АВПД является серьезной технологической проблемой, потому что данный случай вызывает аварии. И ключом к решению проблемы становится предотвращение аварий путем прогнозирования наличия аномально высоких пластовых давлений. И для этого используют показатель коэффициента аномальности пластового давления ( $K_a$ ), благодаря которому можно определить зону пласта (территорию), где предположительно может присутствовать АВПД. Однако тут нужно понимать, что не всегда изначально может быть известно пластовое давление на исследуемом участке. И в этом случае обращаться за помощью надо к сейсморазведке. Именно сейсмика может помочь с прогнозированием АВПД. [7]

Существует ряд сейсмических методов исследования, которые позволяют до бурения спрогнозировать территории с наличием АВПД: метод отраженных волн; на поперечных волнах; площадной; высокоразрешающий; очень высокого разрешения. [7]

АВПД идентифицируют по следующим признакам: снижение плотности флюидов и скорости их движения, повышение пористости пород-коллекторов, пластовой температуры и коэффициента Пуассона.

Благодаря вышеперечисленным параметрам при проведении сейсмических работ АВПД подтвердили на Уренгойском и Ямбургском месторождениях. В этих МР коэффициент аномальности достигает значений от 1,7 до 2,0 (В.Н. Бородкина, О.А. Смирнова, А.Р. Курчикова). [15]

Зоны АВПД также определяют по данным ГИС методикой «кривых нормального уплотненных глин» - зависимость между глубиной залегания и каким-либо физическим свойством глинистых пород, которые имеют гидростатическое давление поровой жидкости. По данной методике проводят расчет аномального давления согласно формуле:

$$p_a = p_n + \frac{g(\delta_n - \delta_v)_{CP} \Delta h}{\lg(\rho_2 / \rho_1)} \lg \frac{\rho_n}{\rho_a} \quad (7)$$

где:

–  $\rho_n / \rho_a$  - отношение удельного электрического сопротивления глинистых пород при нормальном гидростатическом давлении поровой жидкости (снимается с линии нормального уплотнения) к удельному электрическому сопротивлению этих же пород при аномальном поровом давлении (снимается с кривой градиент-зонда);

–  $\rho_2$  и  $\rho_1$  - удельные электрические сопротивления глинистых пород на глубинах  $h_2$  и  $h_1$  ( $\Delta h = h_2 - h_1$ ) на линии нормального уплотнения глин;

–  $P_n$  – нормальное гидростатическое давление, равное весу столба пластовой воды от устья скважины до глубины пласта по вертикали (рассчитывается с учетом траектории ствола скважины);

–  $\delta_n$  и  $\delta_v$  – плотности, средневзвешенные по разрезу пород и пластовой воды соответственно;

–  $g$  – ускорение свободного падения. [3]

На примере скважины Центрального и Восточного Предкавказья, с учетом данных ГИС, были выделены зоны АВПД путем отображения расчетных кривых пластового (порового) давления и коэффициента аномальности. Полученное расчетным путем давления совпадает в пределах погрешности с

давлением, полученным непосредственно при бурении скважины и проведения испытания (рисунок 3). [3]

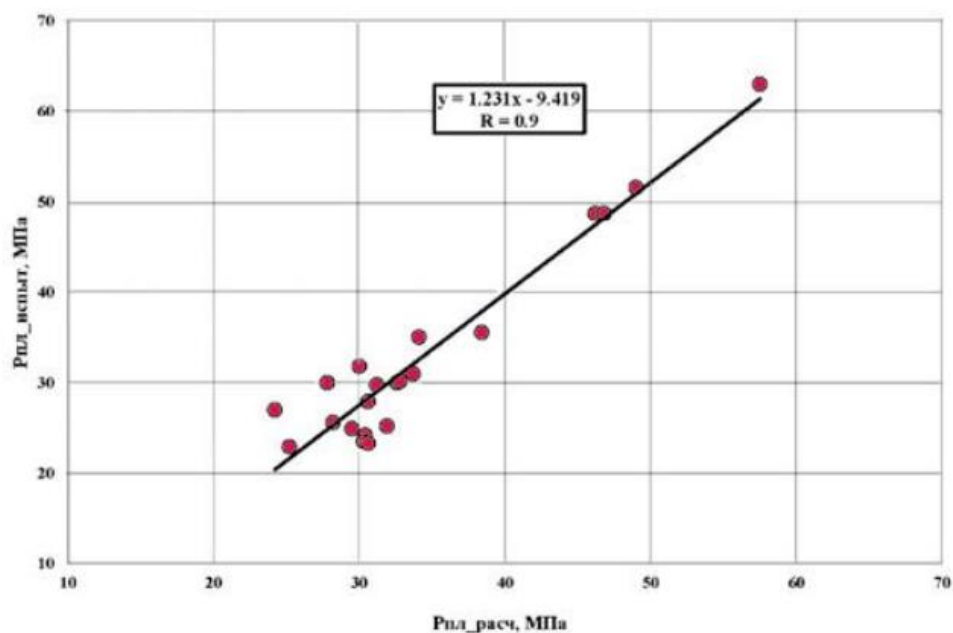


Рисунок 3 - Сопоставление измеренных и расчетных пластовых давлений для скважин Центрального и Восточного Предкавказья

В геофизике методы прогнозирования АВПД классифицируют по времени на три основные группы:

1. До начала бурения;
2. В процессе бурения:
  - 2.1 При остановке углубления ствола скважины;
  - 2.2 Без остановки углубления ствола скважины;
3. После бурения скважин:
  - 3.1 До спуска эксплуатационной (обсадной) колонны;
  - 3.2 После спуска эксплуатационной (обсадной) колонны.

Подробное и почти полное перечисление методов и параметров, рассматриваемых в сейсморазведке для выявления АВПД, расписано в таблице 2.

Таблица 2 - Методы прогнозирования аномально высоких пластовых давлений до начала бурения

Название метода	Виды метода	Вид исследования
Региональная геология	Карты пьезометрических уровней	Наложения друг на друга карт, построенных на основе статистических анализов больших объемов данных
	Региональные карты распределения давления	На основании математических давлений спрогнозировать пластовое давление (в том числе и АВПД), смоделировать условия захоронения осадков и миграцию флюидов под влиянием давления пласта
Геофизические методы	Сейсмические методы исследования	Сейсмические исследования очень высокого разрешения
		Высокоразрешающая сейсморазведка (ВРС)
		Обычная сейсморазведка методом отраженных волн
		Площадная сейсморазведка
	Сейсморазведка на поперечных (S) волнах	
	Интерпретация результатов сейсмических исследований	
Гравиметрия	Гравитационный + сейсмический	Нахождение гравитационных аномалий и совместная интерпретация гравиметрических и сейсмических исследований для более детального и точного результата анализа

Коэффициент аномальности пластового давления является неотъемлемым параметром при прогнозировании АВПД.  $K_a$  позволяет не только помочь определить зоны АВПД, но и дать оценку об геологических условиях, в которых проводят разведку, бурение и разработку залежей месторождений.

Также через давление может показывать степень влияния последнего на основные технические параметры и геологические.

### **1.2.3 Проблема освоения залежей углеводородов в условиях аномально высоких пластовых давлений**

Как писалось выше, для бурения АВПД может служить причиной аварийных ситуаций, если не учесть такие пластовые условия. В любом случае, возникают определенные трудности при бурении скважин в таких районах. Однако для разработки месторождения, АВПД играет скорее положительную роль, так как улучшает коллекторские свойства пласта и поддерживает наиболее оптимальный режим работы залежи (чаще упругий режим).

Зная особенности механизмов формирования АВПД, можно определить, какие осложнения возникают в призабойной зоне пласта (ПЗП) и в стволе скважины с точки зрения бурения и разработки. При литогенетическом уплотнении залежей, во время бурения могут происходить сужение ствола, выдавливание инструмента или прихват из-за высоковлажных глин, которые выделяются в следствии наличия АВПД. Если обнаруживают разуплотнение глин, которые уже уплотнились ранее, плюс насыщение углеводородными газами – это может быть из-за аномальных высоких пластовых давлений, которые в данном случае образуются путем проникновения флюидов в глинистую толщу.

Стоит выделить следующие проблемы, которые возникают при бурении обычных (2-3 км), глубоких (3-7 км) и сверхглубоких скважин (свыше 7 км):

- Поглощение бурового раствора
- Прихваты буровых труб
- Искривление ствола скважины
- Обвалы стенок скважины

При этом в случае сверхглубоких скважин появляются дополнительные осложнения (высокие температуры, давления и напряженное состояние пород),

из-за которых труднее решить вышеперечисленные проблемы. В таблице 3 приведены примеры сверхглубоких скважин всего мира, где в условиях АВПД (где  $K_a > 1,3$ ) происходили осложнения, возникшие при бурении:

Таблица 3 - Примеры основных осложнений при бурении сверхглубоких скважин в мире [16]

Скважина	Забой, м	Основные осложнения
Сильян Ринг (Швеция)	6800	Искривление ствола Кавернообразование
Биг Хорн (США)	7583	Искривление ствола Обвалы стенок скважины
Юниверсити (США)	8686	Прихваты бурильной колонны
Берта Роджерс (США)	9583	Прихваты бурильных труб
КТБ-Оберпфальц (Германия)	9101	Искривление ствола Кавернообразование
Уральская (Россия)	6100	Искривление ствола Осыпи, обвалы
Тимано-Печорская (Россия)	6904	Искривление ствола
Колвинская (Россия)	7052	Искривление ствола Высокое содержание сероводорода в ПЗП
Тюменская скважина газовая (СГ)-6 (Россия)	7502	Искривление ствола Прихваты бурового инструмента Осыпи, обвалы Кавернообразование
Ен-Яхинская СГ-7 (Россия)	8250	Искривление ствола Прихваты Осыпи, обвалы
Кольская (Россия)	12262	Искривление ствола Самозаклинивание Кавернообразование

Почти во всех примерах в условиях АВПД наблюдается искривление ствола скважины чуть реже прихваты бурового инструмента.

### 1.3 Особенности аномально низких пластовых давлений

Аномально низкие пластовые давления – это давление пласта, которое ниже гидростатического.

АНПД встречается преимущественно на месторождениях, находящихся на поздних стадиях разработки. В России залежи с АНПД часто встречаются на



месторождениях Тимано-Печорской, Лено-Тунгусской, Западно-Сибирской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинций, залегание пластов которых находятся на различных глубинах. Наиболее выражен коэффициент аномальности пластовых давлений, равный 0,95-0,99 (рисунок 4) на глубинах 1500-1999 м и составляет 16-17,8% всего пласта (рисунок 5). Большая часть всего фонда месторождений РФ с наличием АНПД находятся на месторождениях Западно-Сибирской нефтегазовой провинции (44,5%). [17, 18]

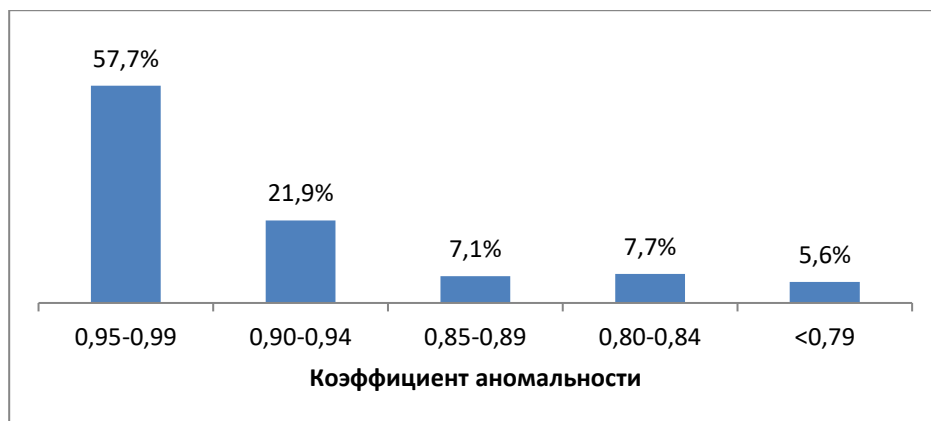


Рисунок 4 - Распространение пластов с аномально низкими пластовыми давлениями в зависимости от коэффициентов аномальности

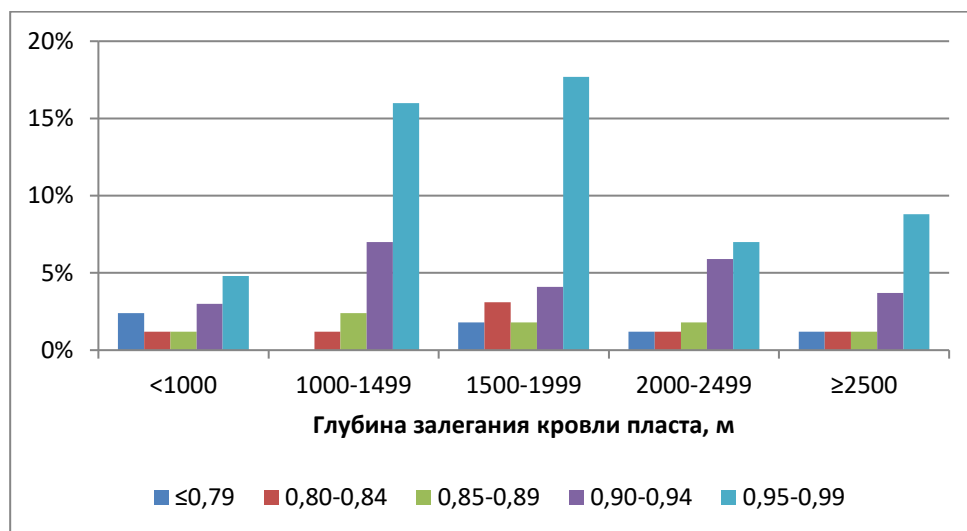


Рисунок 5 - Распространение пластов по коэффициентам аномальности в зависимости от глубин залегания кровли пластов

Появления АНПД связывают с несколькими геологическими причинами: тектоника плит, т. е. растяжением или сжатием отдельных участков земной коры, низкие уровни подмерзлотных вод, которые связаны с деградацией мерзлой толщи при ее оттаивании внизу в течение многих лет (особенно актуален для

Сибири). Однако стоит учитывать и искусственное образование АНПД при добыче углеводородов, когда не имеется восполнение отбираемых из пласта флюидов. Все эти причины приводят к главным результатам – низким пластовым давлениям с коэффициентом аномальности ниже 1.

АНПД приурочивают к участкам с пониженным уровнем воды в гидрогеологических скважинах относительно уровня Мирового океана. Его внешний признак – проседание земной поверхности. Особенностью АНПД является отсутствие источников подмерзлотных вод в водоносных структурах. При этом в верхних горизонтах АНПД показывают признак деградиционного состояния криолитозоны. Из-за промерзания водоносных пород происходит увеличение пьезометрического напора. А он в свою очередь влияет на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пласта – повышается уплотненность породы и уменьшается пористости и проницаемости. [19]

Прогнозируют АНПД на основании следующих параметров, представленных в таблице 4.

Таблица 4 - Сводная таблица характеристик продуктивных горизонтов (песчаник, коллекторы) с низкими давлениями месторождений РФ [18]

<b>Месторождение Возраст продуктивных отложений (свита), индекс пласта</b>	<b>Открытая пористость, %</b>	<b>Проницаемость, мД</b>	<b>T<sub>пл</sub>, °C</b>	<b>Г<sub>ф</sub>, м<sup>3</sup>/т</b>	<b>К<sub>а</sub>, долях</b>
Западно-Изкось- Горинское	30,00	935,0	24,5	-	0,94
Нижнеомринское (Пашийский, 1a)	19,00	785,0	20	63	0,91
Нижнеомринское (Пашийский, 1б)	20,00	1550,0	20	70	0,87
Нижнеомринское (Старооскольский, 1a)	19,80	285,0	22	70	0,78
Нижнеомринское (Койвенского, 11b)	21,00	3560,0	27	-	0,87
Верхнеомринское (Старооскольский, 1a)	20,00	750,0	37	80	0,91
Среднесерчейюское (Нижнетриасовые)	30,00	94,00	24	-	0,93

Анализируя вышеприведенные данные, становится понятно, что АНПД чаще всего встречаются в породах-песчаниках (61%) с высокопродуктивными коллекторами, приуроченные к глубинам 1500-1999 м. При этом методы прогнозирования АНПД остаются такими же, которые описаны в главе 1.2.2

На месторождениях из-за условий АНПД возникают осложнения буровых, ремонтных работ, освоение и глушение скважин, чистки их от АСПО. Основные проблемы, с которыми сталкиваются нефтегазовые и буровые предприятия при разработке месторождений с АНПД - это поглощение бурового раствора и обвалы стенок скважины. [20, 21]

Во всех случаях трудности, связанные с АНПД, появляются по причине перепадов давления, сложного горно-геологического строения пласта, особенно с этим сталкиваются газоконденсатные месторождения (ГКМ) и месторождения на поздних стадиях разработки. У Уренгойского НКМ и Ямбургского ГКМ проблемы при разработке и эксплуатации скважин связаны с естественными процессами, которые влияют на изменение состояния пласта-коллектора, впоследствии ведущее к его разрушению.

#### **1.4 Опыт разработки месторождений с коэффициентом аномальности пластовых давлений**

Есть много примеров месторождений, которые разрабатываются в условиях аномальных пластовых давлений.

На основании эмпирических зависимостей в верхнеюрской толще Восточно-Кубанской впадины были построены графики (Рисунок 6). За счет практической замкнутости резервуара в результате малой толщины соленосного массива-флюидоупора и ограниченного площадного развития порово-трещинных коллекторов сохраняется аномальность давлений в межсолевых отложениях.

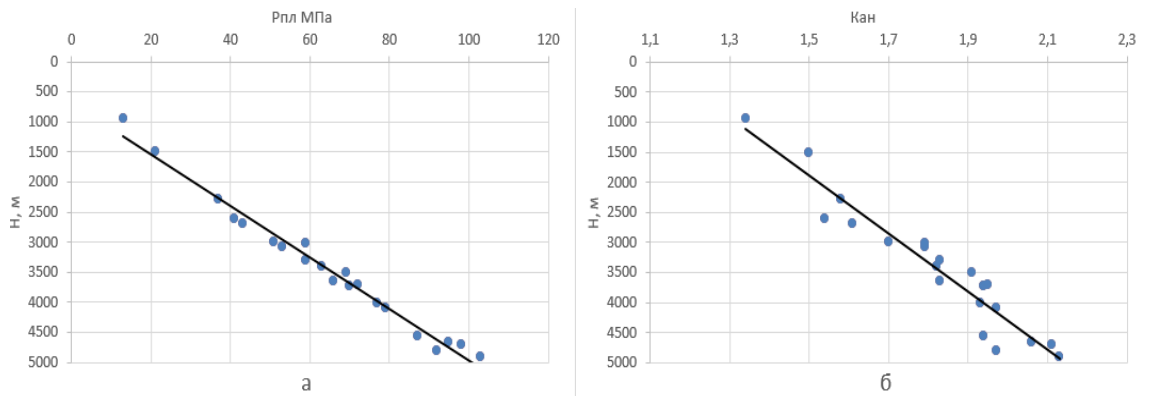


Рисунок 6 - Зависимость пластового давления (а) и коэффициента аномальности (б) пластового давления от глубины залегания пласта в верхнеюрской толще Восточно-Кубанской впадины

Согласно графикам, коэффициент аномальности пластового давления увеличивается с погружением пласта и можно установить концентричную зональность распределения значений  $K_a$  в межсолевом рапоносном пласте по площади его развития. [5] Это позволяет построить карту-схему распределения давления в пласте Восточно-Кубанской впадины, для дальнейшей разработки добычи углеводородов на данной территории. Однако стоит отметить, что снижение пластовых давлений зависит от многих факторов. Поэтому на каждом месторождении падение будет происходить с разной интенсивностью.

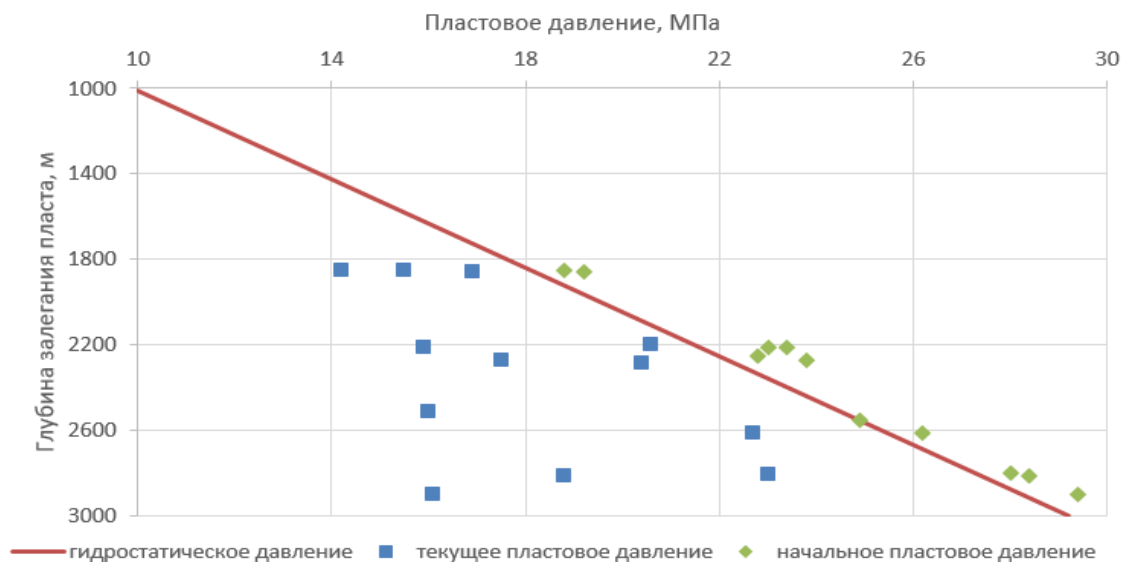


Рисунок 7 - Динамика снижения пластовых давлений на месторождениях Когалымского региона (Западная Сибирь) [19]

Зачастую есть случаи, когда наблюдаются на одном месторождении зоны АВПД и зоны АНПД. На Чайндинском месторождении по разрезу пластовые давления изменяются в целом от гидростатических, до АНПД. Однако на графике распределения пластовых давлений наблюдаются и глубины, где пластовое давление больше гидростатического почти на 20%. Из-за повышения минерализации поверхностных вод, которые имеют гидродинамическую связь с толщами, увеличивается их плотность и в результате происходит повышение пластового давления.

В данном случае в верхней части метегерской свиты пластовые давления близки к гидростатическим при плотности воды  $1 \text{ г/см}^3$ . А ниже по разрезу воды из-за повышения минерализации имеют плотность порядка  $1,25-1,3 \text{ г/см}^3$ , что приводит к увеличению пластового давления на  $0,5-0,6 \text{ МПа}$  выше гидростатического. [20]

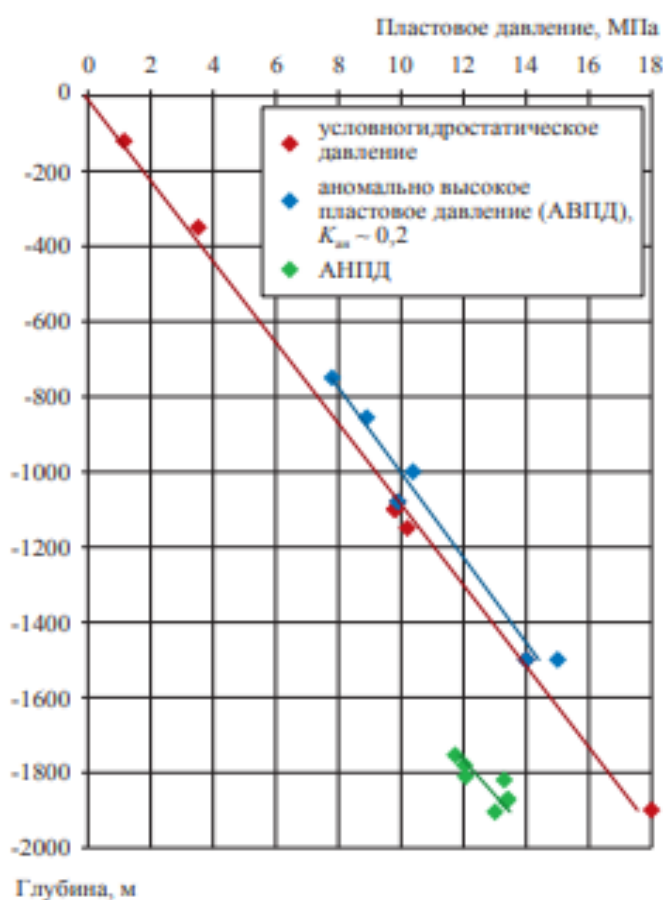


Рисунок 8 – Распределение пластовых давлений в разрезе Чайндинского месторождения

Полученные графики распределения пластовых давлений позволяют производить оценку уровня добычи углеводородного сырья в аномальных пластовых условиях, оптимизировать технологию бурения и размещение сетки добывающих скважин в таких зонах и рассмотреть технологии, которые можно применить для решения тех или иных трудностей, возникших при наличии АВПД или АНПД.

## **2 ВЛИЯНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА АНОМАЛЬНОСТИ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА**

### **2.1 Оценка добычи углеводородного сырья в условиях аномальности пластовых давлений**

При разработке нефтяных и газовых месторождений важную техническую составляющую играет оценка добычи углеводородного сырья, так как она позволяет проводить мониторинг текущей ситуации в пластовых условиях и оценивать эффективность режима работы той или иной залежи. А эффективность рассматривается на основе показании параметров, которые зависят как от многих геологических факторов, так и от технологических.

В аномальных пластовых условиях, отталкиваясь от происхождения АВПД и АНПД, учитываются свои закономерности изменения добычи нефти и газа. В частности, нужно включать к основным параметрам дополнительно коэффициент аномальности пластовых давлений и гидростатическое давление, так как они отражают динамику падения пластового давления, а это влияет на расчет продолжительности работы скважины и дебит жидкости.

В результате анализа нефтяной залежи юго-восточного участка месторождения «Дракон», выделяют Центральный и Восточный блоки, где на границах этих участков скважины имеют схожее поведение по динамике основных показателей разработки. На восточном блоке выделяется зона АВПД ( $K_a$  равен от 1,015 до 1,109), на которую попадает часть работающих добывающих скважин. Выделив основные характеристики, представленные в таблице 5, можно произвести сравнение параметров выработки запасов нефти у участков с нормальными (гидростатическими) и аномальными высокими пластовыми давлениями. [21]

Таблица 5 – Характеристики выработки запасы нефти по участкам

Показатели	Центральный блок	Восточный блок
Средний дебит жидкости, т/сут	400	36
Средний дебит по нефти, т/сут	122	9
Средняя обводненность, %	34	76
Накопленная добыча нефти на 1 скв., тыс. т	379	2
Компенсация отборов с начала разработки, %	43	18651
Среднее пластовое давление, МПа	19	21
Среднее гидростатическое давление, МПа	19	19
Коэффициент аномальности, д.ед.	1,015	1,109
Коэффициент нефтеизвлечения (условный), д.ед.	0,463	0,001

Связь между участками слабая или вовсе отсутствует из-за наличия непроницаемых разрывных нарушений, отличии ФЕС коллекторов и степени гидродинамической связанности с областью питания, если учитывать трещиноватый тип коллектора. [21] Также наблюдается высокая обводненность Восточного блока, связанного с прорывом воды по системе трещин и разломам, в некоторых скважинах резкий рост обводненности произошел из-за подъема водонефтяного контура (ВНК). Хотя давление пластовое выше гидростатического в данном сегменте, что должно благоприятно влиять на дебит жидкости, из-за низких ФЕС пород и высокой обводненности, которые были вызваны нерациональным способом разработки данной нефтяной залежи, произошло негативное влияние на энергетическое состояние пласта. Поэтому показания дебита жидкости и нефти Восточного блока во много раз меньше, чем у Центрального блока.

Еще одно сравнение, дающий оценку добычи углеводородного сырья в условиях аномальных пластовых давлений, можно рассмотреть между двумя месторождениями (X и Y) Сербии.

На таблице 6 отображены результаты скрининга месторождений, где на основании нижеприведенных параметров, был проведен анализ влияния коэффициента аномальности пластового давления на дебит жидкости



месторождений (Рисунок 9), а также отношение коэффициента аномальности к суточному дебиту нефти (Рисунок 10). [22]

Таблица 6 – Результаты скрининга месторождений

Характеристика	Х	У
Пластовая температура, °С	108,7	116,1
Пластовое давление	Низкое	Преимущественно высокое
Вязкость нефти в пластовых условиях	Незначительная	Незначительная
Нефть	Легкая	Особо легкая
Характеристика пластовой воды	Средняя минерализации, мягкая	Средняя минерализация жесткая
Ca <sup>2+</sup> , мг/л	69,9	598,1
Mg <sup>2+</sup> , мг/л	10,7	14,5
Проницаемость пласта от-до (средняя), мД	2,8	22,8
Глинистость пласта	Безглинистые	Безглинистые
Карбонатность пласта, д.е.	0,22	0,14

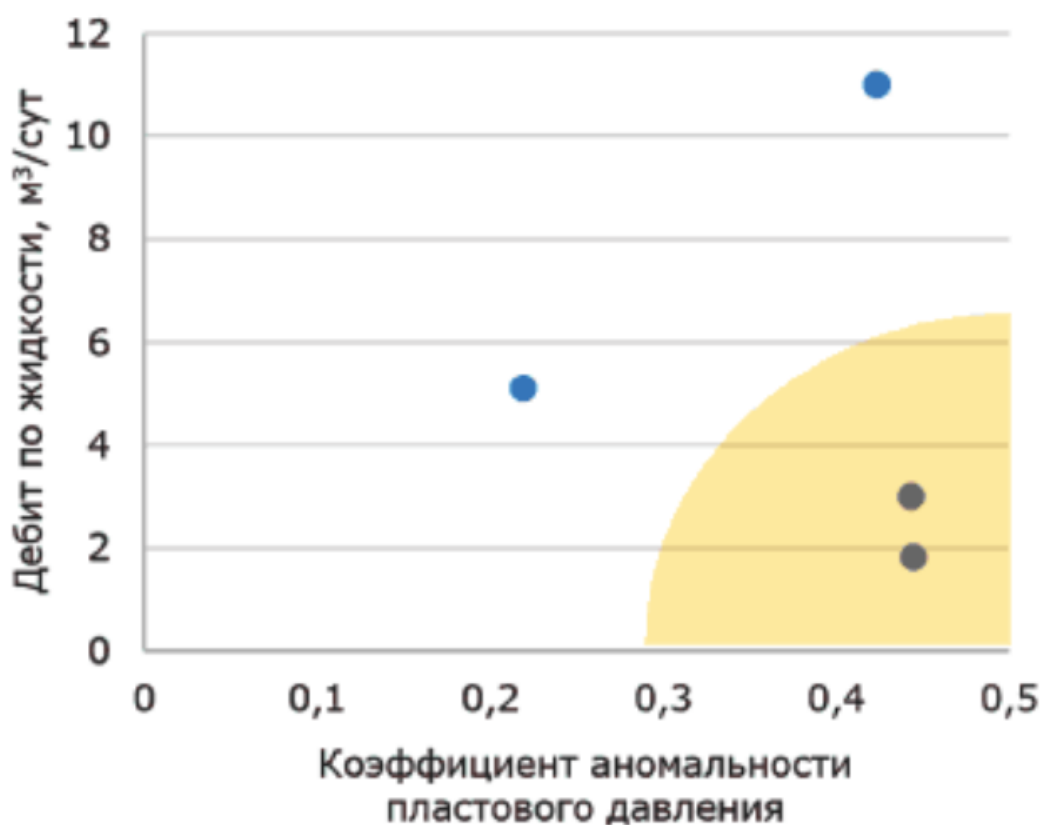


Рисунок 9 – Диаграмма «дебит-пластовое давление» для скважин месторождений Х и У

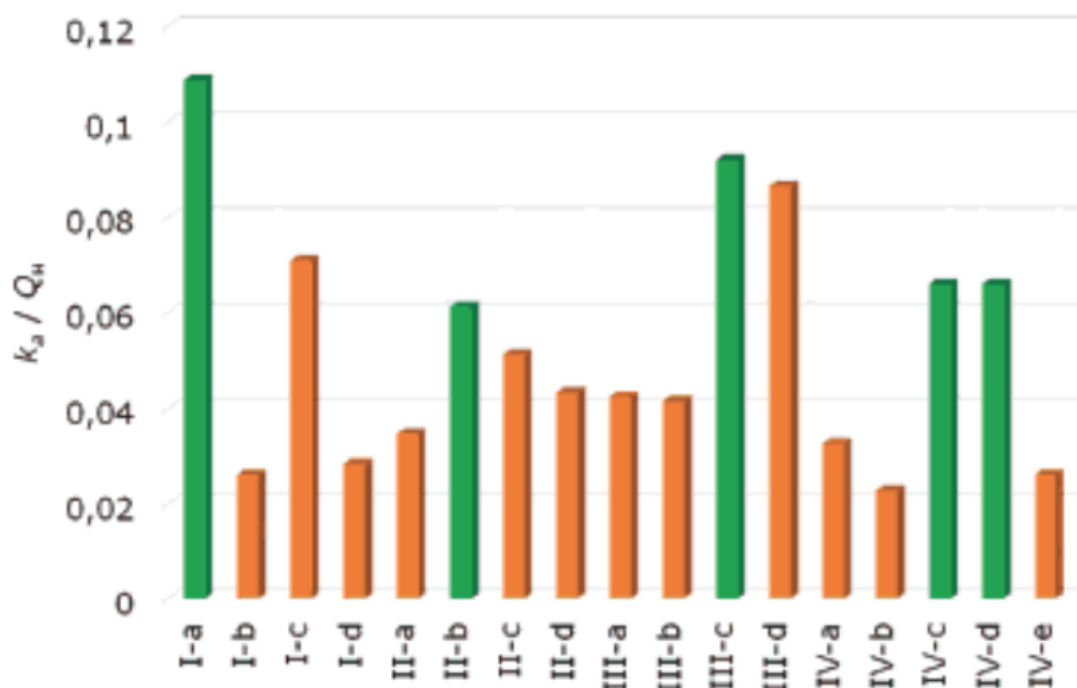


Рисунок 10 – Отношение коэффициента аномальности пластового давления к суточному дебиту по нефти для скважин из выборки

В результате исследования, было установлено, что месторождение X является зоной АНПД, в то время как Y – зоной АВПД. Проницаемость пласта в условиях АВПД в среднем во много раз больше, чем в АНПД, что свидетельствует об высоких показателях дебита жидкости в случае аномально высоких пластовых давлении. К тому же нефть в Y легче, чем в X, что также подтверждает полученные результаты. А коэффициент аномальности пластовых давлений позволил точно оценить зависимость расположения, условий пласта скважины от дебита жидкости и дебита нефти.

## 2.2 Оптимизация технологии бурения в условиях аномальности пластовых давлений

Одним из основных этапов разработки месторождений в осложненных аномальных пластовых условиях, в котором возникают ряд геологических и технических затруднений – строительство глубоких скважин. Особенно касается последнего этапа заканчивания скважины: вскрытие продуктивного пласта,

спуск хвостовика и цементирование эксплуатационной колонны, оборудование забоя и вызов притока методом ГРП. Из-за уже возникающих проблем на стадии вскрытия пласта (открытое фонтанирование, ухудшение ФЕС пород в призабойной зоне) необходимо подбирать технологию бурения скважин на основании полученных сейсмических разведочных и опытно-промышленных данных таким образом, чтобы максимально сохранялись коллекторские свойства породы и были минимальными потери пластового давления. [19]

При этом необходимо учитывать, что в случае АВПД осложнения, связанные с вскрытием пласта, происходят преимущественно во вводимых в эксплуатацию добывающие скважины и разведочных. Причина трудностей кроется в ухудшении фильтрационной характеристики пористой среды в следствии проникновения большого количества фильтрата при использовании утяжеляющего раствора в ПЗП. Однако АВПД с точки зрения добычи углеводородов имеет положительное влияние на ФЕС, увеличивает дебит скважин и продлевает срок естественной добычи нефти и газа (первичным методом). Аномально низкие пластовые давления вводят свою корректировку в выборе раствора. Так как тяжело найти или создать облегченные растворы, чаще применяют обычную промывочную жидкость: техническая вода, естественные или глинистые растворы, аэрированные жидкости, эмульсионные и полимерные растворы. И большое количество этой жидкости попадает в пласт, что несет за собой резкое падение естественной проницаемости коллектора в призабойной зоне скважины (ПЗС), осыпи и другие аварийные ситуации. Помимо этого, происходит флюидопроявления из пропластков, лежащих выше, которые вызваны потерей циркуляцией промывочной жидкости. А это приводит к поиску методов вскрытия пластов для истощенных толщ, где необходимо извлечь остаточные запасы нефти. [23, 24, 35]

Основные факторы, которые нужно учитывать при выборе метода вскрытия пласта:

- Пластовое давление
- Проницаемость

- Степень трещиноватости
- Физико-геологическая характеристика коллектора и пластовой жидкости
- Наличие набухающих глин в разрезе

Трудности, которые были описаны выше, относились к традиционному виду бурения (бурение на репрессии). Плотность бурового раствора в этом случае отбирают при условии, что забойное давление должно быть выше пластового. То есть буровой раствор давит на нефть и газ в пласте, тем самым предотвращая фонтанирование и риск аварии. [23]

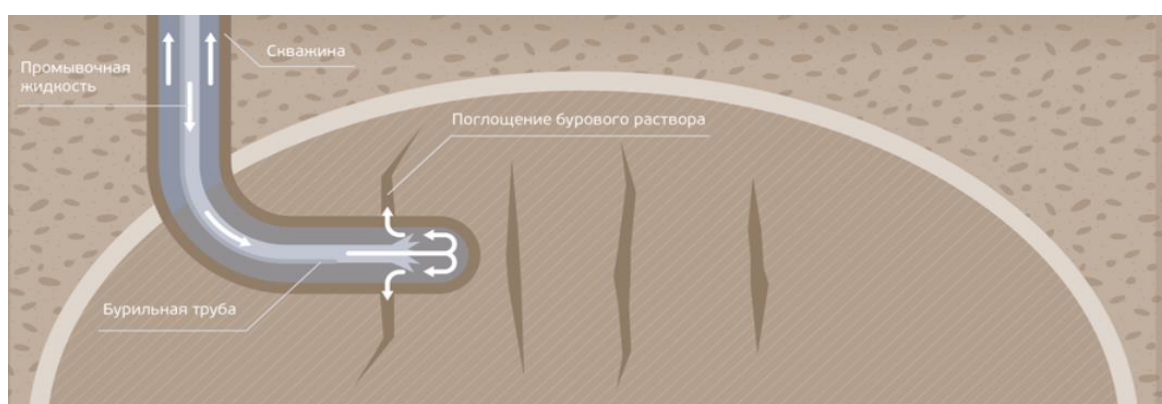


Рисунок 11 – Традиционный способ бурения

Но в случае со сложными запасами, которые обуславливаются аномальными пластовыми условиями и наличием многочисленных трещин, используют промывочную жидкость, которая позволяет сохранять равновесие между притоком в скважину флюида и поглощением раствора, то есть давление в скважине и пласте должно быть одинаковым. Такая технология называется бурение на равновесии. А когда бурение производят в системе скважина-пласт с отрицательным дифференциальным давлением ( $P_{скв} < P_{пл}$ ) называют бурение на депрессии.

Сущность данной технологии заключается в следующем: свойства коллектора сохраняются благодаря закупориванию (кольматации) продуктивного пласта от жидкости глушения, фильтрата бурового раствора и т.д. Также бурение на депрессии позволяет регулировать и тем самым поддерживать заданное давление в пласте и в скважине. Дебит скважины будет расти, а саму

добычу углеводородов можно начать получать уже в процессе строительства и освоения скважины.

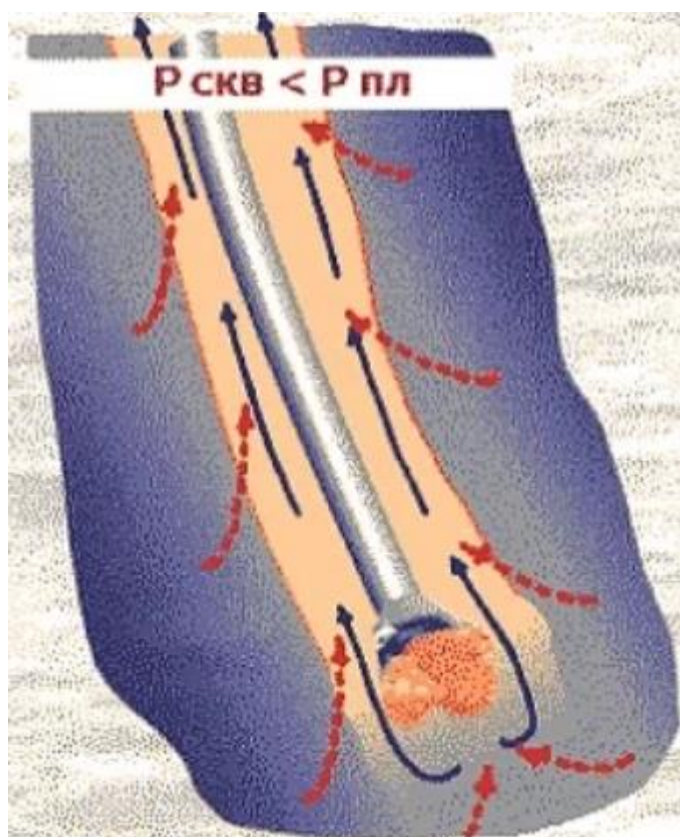


Рисунок 12 – Схема технологии бурения на депрессии

Агентом при использовании данного вида бурения может выступать раствор с низкой плотностью (вода, нефть), аэрированные растворы, газифицированные воздухом, азотом или природным газом. Из недостатков в технологии выделяют быстрое снижение дебита, сложность такого бурения из-за требования использования специального оборудования (вращающиеся головки/превентора, системы дегазации и удержания газа и т.д.) и высокой квалификации бригады, а также зависимость от точности полученных геологических и геофизических данных о пласте и физико-химического свойства флюида, так как при некорректной или недостаточной информации, бурение на депрессии может привести к ухудшению ФЕС и возникновению газонефтеводопроявления (ГНВП). Поэтому более щадящей технологией, которую эффективнее использовать при АВПД и АНПД является равновесное вскрытие горизонта.

Важной задачей при заключительном этапе проектирования скважины – выбор конструкции скважины и проведения ГРП в аномальных пластовых условиях. Для геологических осложненных пластов, имеющих зоны АВПД или АНПД, оптимальным решением для разбуривания кустовой площадки выступает конструкция горизонтальных скважин с применением многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП). Основные критерии, по которым данная конструкция была выбрана [24, 35]:

- Оптимальная траектория для минимизации риска осложнения при строительстве и эксплуатации скважин;
- Минимальная продолжительность бурения;
- Низкая вероятность пересечения стволов.

Однако при спуске хвостовика с заранее перфорированной частью и цементировании его выше фильтра, проявляются следующие проблемы: снижение дебита скважины из-за некачественной очистки заколонного пространства хвостовика и в интервале фильтра от шлама и глинистого раствора; хвостовик до забоя не доходит без промывки. В этом случае применяется техника и технология спуска и цементирования верхней части хвостовика следующей компоновки (Рисунок 13):

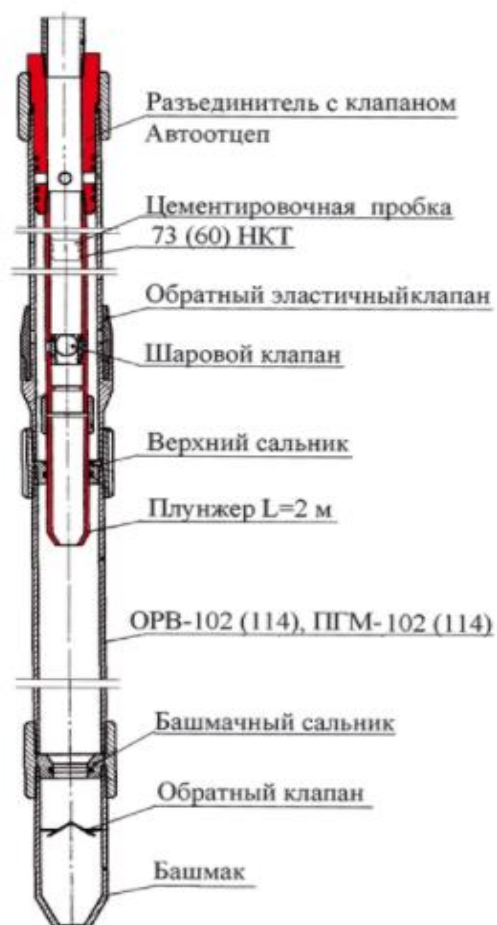


Рисунок 13 – Схема компоновки хвостовика

Хвостовиком используют обсадные трубы или фильтры с кислоторастворимыми магниевыми заглушками. После цементирования верхней части хвостовика обсадные трубы вскрываются с помощью гидромеханических перфораторов. [25] Подвешивается хвостовик на элеватор на роторе. В хвостовик спускают насосно-компрессорные трубы (НКТ), который имеет плунжер и шаровой узел. На НКТ наворачивается «разъединитель» и, с периодическими промывками, на буровых трубах спускается хвостовик до забоя.

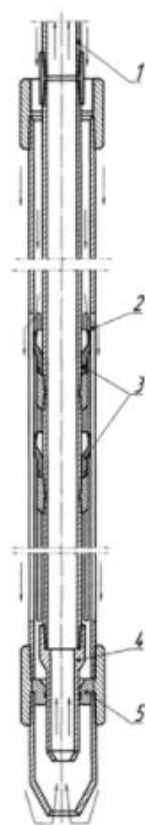


Рисунок 14 – Технологическая схема промывки пространства  
хвостовиком

где 1 – колонна НКТ; 2 – фильтр хвостовика; 3 – разобщитель с самоуплотняющейся манжетой; 4 – плунжер; 5 – башмачный сальник. [25]

Данная технология дает возможность исключить разбуривание цементного стакана и цементировочной пробки, спустить инструмент с хвостовиком с промывкой без осложнений до забоя и производить в будущем во время освоения и эксплуатации промывку избирательно.

Что же касается ГРП, здесь надо отметить, что данный метод интенсификации добычи нефти часто используется в силу своей эффективности с точки зрения прибыли применения. Однако есть ряд отрицательных факторов, из-за которых достижение проектных значений дебитов жидкости и нефти после проведения ГРП составляет 66 %: низкая изученность объекта разработки, неверный выбор оптимальных параметров ГРП и несоблюдение технологии. При этом успехом ГРП рассматривается образованная гидроразрывом трещина, которая должна правильно распространиться в породе-коллекторе. Технология перераспределения направления распространения трещин ГРП помогает за счет



контроля направления трещины ГРП уменьшить материальные издержки на неуспешные операции и увеличить эффективность проведения мероприятия по осуществлению гидроразрыва пласта. [26]

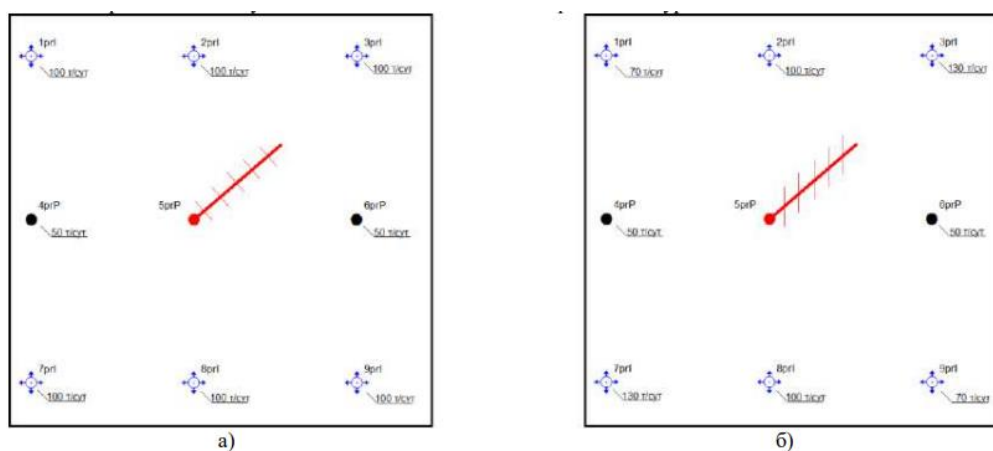


Рисунок 15 - Зависимость направления распространения трещины относительно горизонтального ствола в зависимости от уровня закачиваемого агента: а) направление трещин по линии регионального напряжения горной породы, б) изменение азимута направления трещины из-за перераспределения закачки

Локальное перераспределение давления возможно при изменении уровней закачиваемого агента. [26] Таким образом направить трещину в необходимое направление для лучшей разработки путем изменения ее распространения. Особенно данная технология полезна для горизонтальных скважин в аномальных пластовых условиях.

Однако при условиях использования шадящего режима депрессии (равновесии) на газовый пласт, благодаря которому предотвращается проникновение жидкости в пласт и ухудшение ФЕС пород-коллекторов, целесообразно использовать вторичный метод вскрытия пласта – гидropескоструйную перфорацию (ГПП), позволяющая в условиях АВЦД произвести работу с минимальным отрицательным влиянием на ПЗП. Существует два способа применения ГПП: спуск на колонне гибких НКТ или гидropескоструйного перфоратора на компоновке НКТ. Гибкие трубы (колтюбинг) обеспечивают в горизонтальных скважинах большие глубины спуска и облегчают процесс работ на депрессии. [27]

Основные технологические факторы, влияющие на характер работ внутри газодобывающих скважин с АВПД:

- Горизонтальные хвостовики с малыми диаметрами;
- Склонность к поглощению растворов;
- Чувствительность газовых коллекторов к воздействию воды;
- Коэффициент аномальности пластовых давлений порядка 1,6-1,9.

Осложнение, которые могут возникать для ГПП – высокие давления при бурении на депрессии и поглощение пластом рабочего раствора. Ограничения для ГПП являются риски прихвата компоновки низа колонны и высокое нагнетательное давление в трубах. Сама компоновка низа колонны состоит из гидropескоструйного перфоратора, гидравлического центратора, универсального разъединителя и внутреннего луночного коннектора (Рисунок 16). [27]



Рисунок 16 – Компоновка низа колонны для ГПП на ГНКТ

Эффективность данной технологии заключается в перспективном использовании в условиях АВПД, приобщения газоносных пластов и сведение к минимуму отрицательного влияния на ФЕС коллекторов.

Стоит также отметить, что для осуществления операции по бурению на равновесии или депрессии необходимо произвести подбор типа рабочего флюида для каждой из осложненных аномальных зон. Существует следующая классификация видов рабочих жидкостей, которые применяются в бурении на промысле:

- С промывкой буровым раствором;
- С аэрацией бурового раствора;
- С применением пены;
- С орошением;
- С продувкой воздухом/газом.

Для условий АВПД чаще применяют утяжеленную промывочную жидкость на углеводородной основе. В случае для АНПД существуют несколько типов облегченных растворов, которые используются в бурении и указаны в таблице 7. [28]

Таблица 7 – Типы облегченных очистных агентов для бурения в условиях АНПД

Тип промывочного агента	Достоинства	Недостатки
Нефть, газированная азотом	Низкая плотность Минимальное загрязнение нефтяного пласта	Высокая пожаро- и взрывоопасность Негативное влияние на окружающую среду
Буровые растворы на углеводородной основе	Низкая плотность (900-1000 кг/м <sup>3</sup> ) Минимальное загрязнение нефтяного пласта Возможность удешевления раствора применением «сырой» нефти	Высокая пожаро- и взрывоопасность Негативное влияние на окружающую среду
Буровые растворы на водной основе с облегчающими добавками	Низкая плотность (снижает плотность до 660 кг/м <sup>3</sup> ) Высокая прочность добавок Инертность добавок по отношению к химическим реагентам	Содержит твердую фазу, способную снизить проницаемость продуктивного горизонта Облегчающие добавки выходят на поверхность
Буровые растворы, содержащие афроны	Не содержит твердой фазы или других компонентов, способных необратимо нарушить ФЕС пласта Экологически биоразлагаемы и безопасны	Высокая плотность, близкая к воде Высокая стоимость компонентов раствора
Газожидкостные смеси (ГЖС)	Низкая плотность (снижает до 300 кг/м <sup>3</sup> ) Возможность выноса крупных частиц выбуренной породы диаметром до 4-5 см Скорость бурения скважины увеличивается	Недостаточная изученность процессов, которые проходят на забое скважины Применение специального оборудования для создания ГЖС крайне необходимо
Газ, воздух	Низкая плотность Используя воздух и инертные газы, экологически безопасный тип промывочного агента	Ухудшение условий очистки скважины от выбуренной породы Бурение только в «сухих» разрезах Высокая пожаро- и взрывоопасность (в случае использовании воздуха)

Рассматривая типы промывочного агента, самым перспективным направлением выступает применение газожидкостных смесей.

Несмотря на то, что бурение на равновесии – это сложная и дорогостоящая технологическая операция, позволяющая увеличить скорость проходки в твердых породах и контролировать его прохождение в зонах АВПД и АНПД. Именно технологии «равновесного» и «депресссионного» бурения начали применять для прохождения аномальных пластовых зон. И на сегодняшний день равновесное бурение обеспечивает в сложных горно-геологических условиях быстрее и безопаснее проходку скважин за счет современного совершенного технического оснащения бурового оборудования. [29]

Основные преимущества, которые можно выделить в применении технологии бурения на равновесии в осложненных аномальных пластовых зонах:

- Возможность принятия оперативных действий за счет мгновенного определения поступления пластового флюида или потери промывочной жидкости в скважине;
- Существенное сокращение рисков, связанных с ГНВП, так как объемы поступающего пластового флюида поддерживаются минимальными;
- Возможность на стадии проектирования конструкции скважины уменьшения количества обсадных колонн, спускаемых в скважину;
- Значительное увеличение механической скорости проходки. [29]

### **2.3 Оптимизация размещения сетки добывающих скважин в условиях аномальности пластовых давлений**

Размещения сетки скважин имеет прямое влияние на разработку нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, особенно со сложными геологическими строениями и низкими показателями проницаемости коллекторов. На стадии разработки при почти полном истощении энергии

пласта, используют вторичные методы добычи углеводородов – поддержание пластового давления (ППД). Закачка воды (газа) в пласт является одним из самых распространенных методов интенсификации притока флюида к забою скважины. Добиться максимальной эффективности разработки месторождения, а именно высоких экономических показателей разработки, высокого дебита и минимального обводненности можно благодаря выбору типа взаимного расположения добывающих и нагнетательных скважин и заводнения. Один из способов регулирования разработки заводнения – порядок разбуривания и вида сетки фонда скважин. [29, 30, 31, 32] Существует ряд методов регулирования разработки, используемые в осложненных обводненных пластах (Таблица 8).

В условиях аномальных пластовых давлений, в случае выделение новых зон, где планируется провести бурение скважин, наиболее актуальным будет выделить такие породы-коллекторы в отдельный объект эксплуатации. Однако чаще такие пласты гидродинамически связаны друг с другом, из-за чего самым высокоэффективным методом остается изменение сетки скважин.

Таблица 8 – Условия применения основных методов регулирования разработки заводнением в обводненных пластах

<b>Наименование метода</b>	<b>Принцип действия метода на увеличение охвата заводнением</b>	<b>Условие надежного применения метода при обводненности продукции, %</b>	<b>Недостатки метода</b>
Повышение давления нагнетания	Увеличение градиента давления	До 75-85	Ограниченная возможность установленных мощностей для полного охвата пластов
Изменение направления потоков	Повышение охвата дренирования	До 75-85	Использование метода только на отдельных месторождениях (локальность)
Циклическая закачка и отбор	Изменение градиента пластового давления	70-80	Низкая эффективность в высокообводненных пластах на поздней стадии разработки
Форсирование отбора жидкостей из пласта	Увеличение градиента давления	75-80	Неопределенность условий применения

Продолжение таблицы 8

Выделение пластов в отдельный объект эксплуатации по коллекторским свойствам	Уменьшение влияния неоднородности пласта	Не ограничены	Применение метода только в литологически неоднородных пластах
Уплотнение сетки скважин	Увеличение градиента давления, перенос фронта вытеснения, интенсификация отбора жидкости из пласта и др.	Не более 80-90	Высокая стоимость работ, быстрое продвижение фронта вытеснения, приводящее к сокращению периода эксплуатации скважин

В Ямбургском ГКМ, которое находится на поздней стадии разработки, при большой обводненности наблюдается в целом хорошие ФЕС (>500 мД) сеноманской залежи (Рисунок 17).

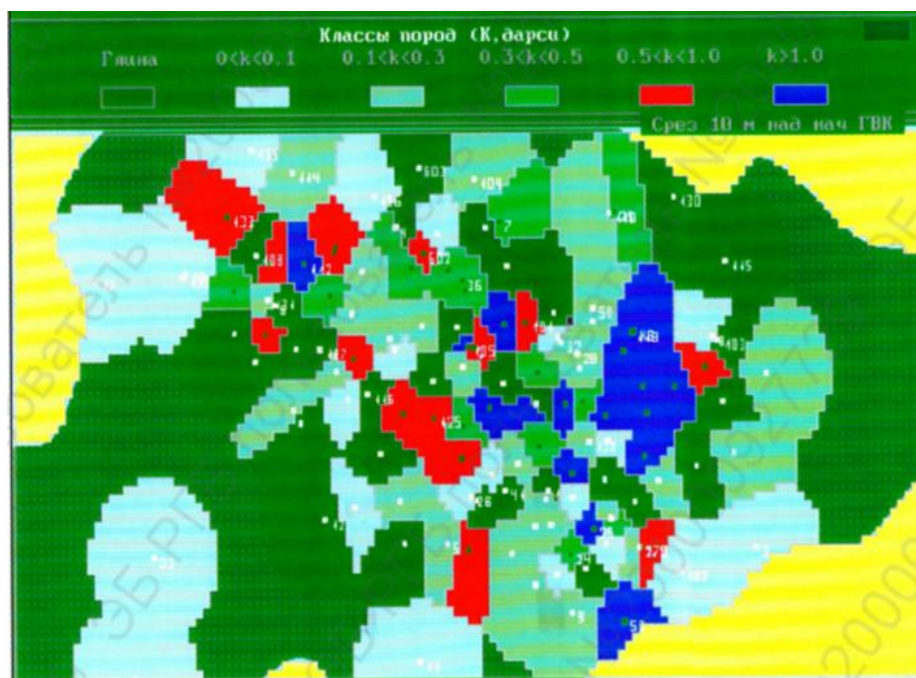


Рисунок 17 - Карта геологического разреза по классам пород (проницаемости) на расстоянии 10 м от поверхности ГВК сеноманской залежи Ямбургского ГКМ

Согласно карте, низкие значения пористости и преобладание глин вызваны воздействием ГВК. А скорость его подъема регулируется обводненностью скважин. Соответственно, учитывая влияния обводненности на рост динамики падения пластового давления и литологического строения пласта,

составляется графики зависимости (Рисунок 18) на основании рассчитанного времени возможного обводнения скважин с проницаемостью породы больше 500 мД:

$$V = 0,048 + 0,153 \cdot K_{пр} \quad (8)$$

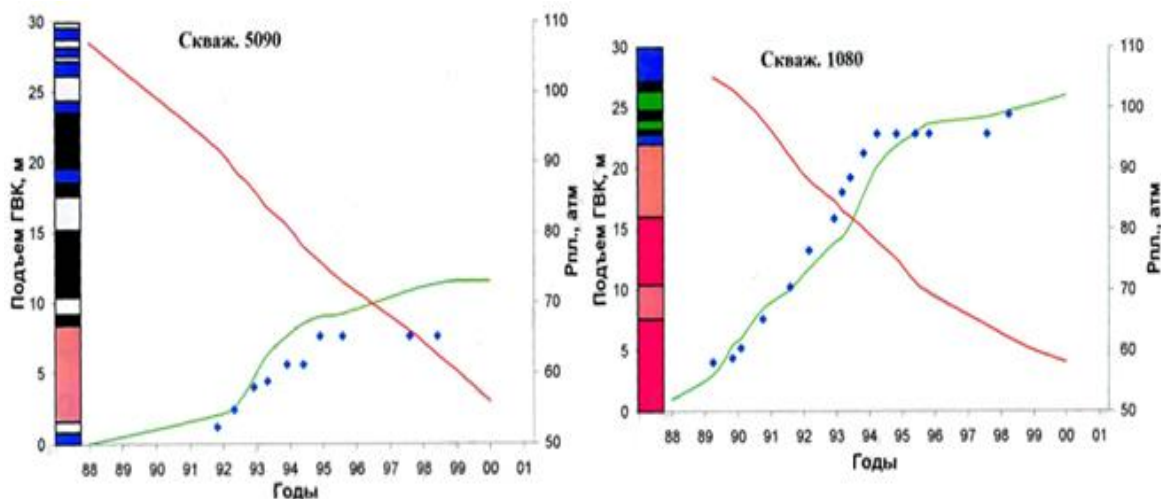


Рисунок 18 - Литологическое строение пласта, динамика подъема ГВК и падения пластового давления

Скорость подъема ГВК растет с увеличением проницаемости, что ускоряет процесс падения пластового давления до АНПД. Также с точки зрения сетки скважин, интенсивность снижения давления пласта зависит от количества работающих скважин, так как интерферирующие волны, исходящие от них, образуют депрессионную воронку. [9] Соответственно, внедряя метод уплотнения сетки скважин, путем уменьшения добывающих и замены некоторых из них под нагнетательные, а также разбуривания новых с учетом уже имеющихся зон АНПД, дадут положительный эффект (Таблица 9). В частности, повысит срок эксплуатации пласта, больше замедлится рост обводненности и повысит пластовое давление, что позволит увеличить общую накопленную добычу углеводородов.

Таблица 9 – Величины пластового давления, замеренного на забое при остановке только одной и всех скважин кустов на Ямбургском месторождении [33]

№ скважины	Остановлена 1 скважина куста	Остановлены все скважины куста	$\Delta P_{пл}$ , атм
	$P_{пл}$ , атм	$P_{пл}$ , атм	
1041	61,4	62,2	1,8
1042	60,5	62,2	1,7
1043	61,3	62,2	0,9
1044	60,7	62	1,3
1045	61,1	62	0,9
1046	59,7	62	2,3
1047	60,2	62	1,8
1048	60,6	62	1,4
6021	59,2	60,2	1
6023	59,5	60,5	1
6025	59,2	60,4	1,2

Юго-восточный участок Вьетнамского месторождения «Дракон» имеет трудноизвлекаемые запасы нефти в залежах фундамента. Осложнения в данной области вызваны сложным строением структуры пласта, имеющий замкнутый контур, в котором выделяют несколько блоков: центральный, краевые и восточный (Рисунок 19). В последнем есть проявление зон АВПД ( $K_a$  порядка 1,1-1,2).

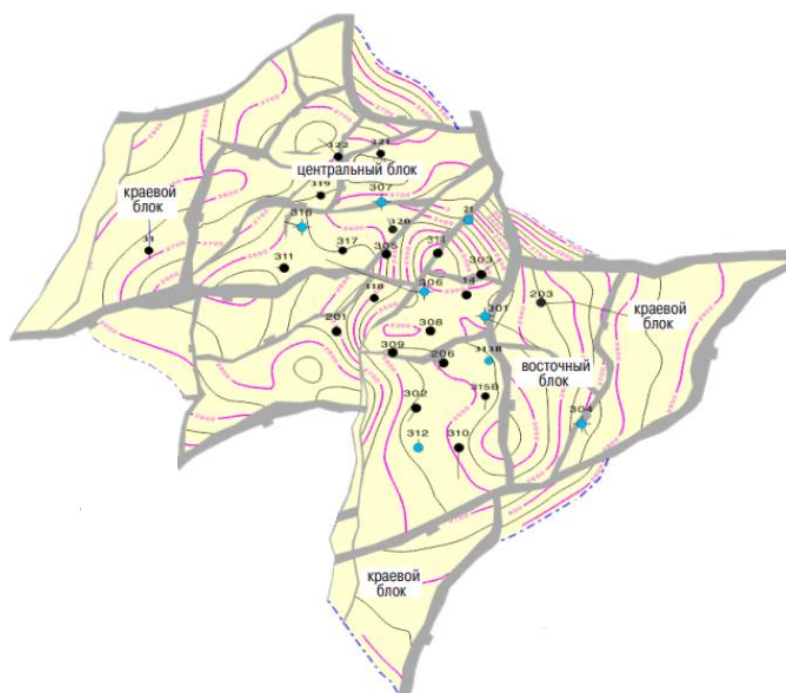








Рисунок 19 – Структурна карта расположения сетки скважин месторождения «Дракон» по кровле фундамента



где  - добывающая скважина;  - нагнетательная скважина;  - изогипсы;  - тектонические нарушения;  - условный водонефтяной контакт;  - границы блоков.

Основной фонд нагнетательных и добывающих скважин составляет 30 скважин. Бурение производили с субгоризонтальным положением ствола в водоносных и продуктивных зонах. Сетка скважин имеет нерегулярную систему размещения (плотность составляет 83 x 104 м<sup>2</sup>/скв.), большая часть из них располагается в центральном блоке. В нагнетательном фонде задействовано 8 скважин, а в добывающем – 20. На сегодняшний день данное месторождение находится на стадии падения добычи углеводородов. Несмотря на организованную работу системы ППД, пластовое давление интенсивно стало снижаться, начиная с этапа разбуривания залежи. [21] Причина кроется в неправильном технологическом решении при строительстве системы ППД. Так как закачка воды происходила в восточном блоке, где преобладала зона АВПД, притока воды не хватало для компенсации отбора нефти из залежи. Из-за этого быстро стала расти обводненность и падать давление пласта. На Рисунке 20 отмечается, что замедлить динамику падения давления и увеличения обводненности получилось после того, как стали закачивать воду в центральный блок через нагнетательные скважины.

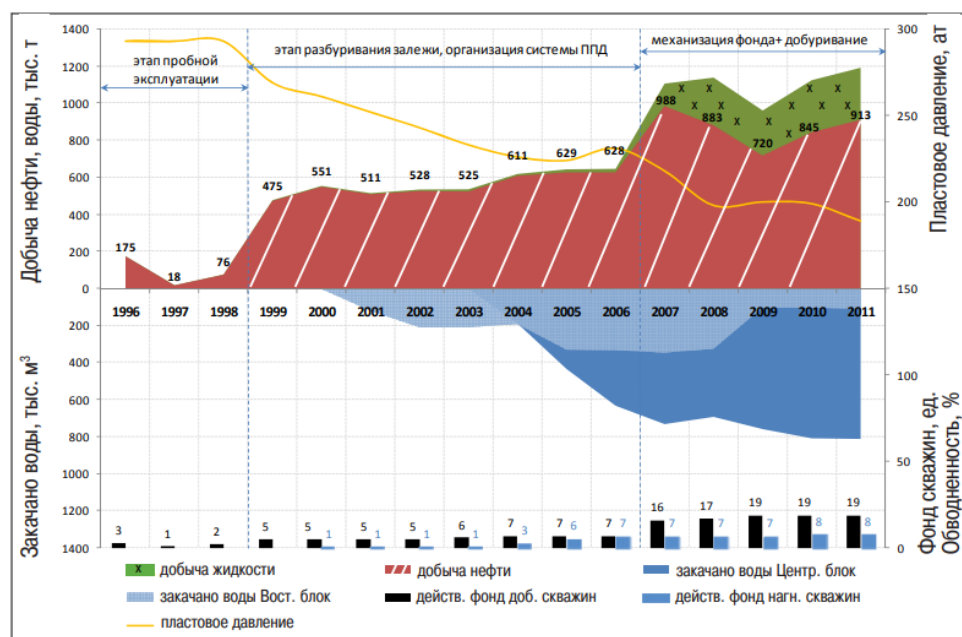


Рисунок 20 - Основные этапы и показатели разработки залежи

Решением по оптимизации и совершенствованию системы разработки данного участка месторождения «Дракон» являлось бурение боковых стволов малодебитных и простаивающих скважин для дренирования запасов углеводородов из мало охваченных участков разработки и бурение новых скважин для добавления периферийных частей пласта в разработку. [21] Это необходимо для уплотнения сетки скважин и преобразование системы ППД. Также необходимо провести перевод несколько нагнетательных скважин в добывающие в восточном блоке и наоборот в центральном блоке, тем самым обеспечивая периодический режим эксплуатации.

## **2.4 Технологии, используемые в условиях аномальности пластовых давлений**

Месторождения нефти и газа, осложненные условиями аномальности пластовых давлений, вносят свои особенности, которые необходимо учитывать при выборе технологической операции и техники для выполнения поставленной задачи во время добычи углеводородов.

На месторождениях Когалымского региона использовалась технология равновесного вскрытия горизонта с применением газожидкостных смесей, как наиболее эффективный метод вскрытия пласта при заканчивании, сохраняя ФЕС продуктивных горизонтов в условиях АНПД. [19]

Для разработки Южно-Тамбейское газового месторождения, с учетом геологических и опытно-промысловых данных, были выделены участки с АВПД. Технология наклонно-направленного бурения позволяет создать горизонтальную конструкцию глубокой скважины, оптимальную для добычи природного газа в отложениях с АВПД. [35]

В Уренгойском НГКМ, благодаря зонам аномально высоких пластовых давлений, образованных вторичным поровым коллектором, поддерживается замкнуто-упругий режим работы залежи. Для этого используется методика отбора флюида из высокопроницаемой системы полным компенсированием

поступление флюида из низкопроницаемой системы – компенсированный отбор. Таким образом, данная методика является эффективной для оптимального режима работы скважин в аномальных пластовых условиях. [9, 10]

Ряд технологических решений в условиях АНПД используются на Ямбургском ГКМ. Из-за завершающей стадии разработки (высокая обводненность и падение пластового давления до аномально низких) практически все скважины имеют на забое смесь конденсатной воды и газового конденсата, чуть реже с примесью пластовой воды. В результате повышения столба жидкости на забое происходит «самозадавливание» скважины, то есть прекращение добычи газа. Повышения надежности глушения пакеруемых скважин добиваются с помощью технологии закачивания в трубное пространство по колонне НКТ блокирующей композиции, продавливающаяся на забой жидкостью глушения или в ПЗП. Также технологии глушения разработаны для скважин без пакера, для сокращения степени загрязнения ПЗП. Помимо этого, на газоконденсатном месторождении присутствуют скважины с несколькими вскрытыми продуктивными пластами или с большой толщиной. С этой целью созданы технологии глушения пакеруемых скважин и без пакеров с помощью колтюбинговой техники. Данные технологии основаны на закачивании технологических жидкостей через безмуфтовую длинномерную трубу (БДТ) в трубное и затрубное пространство скважины. [34, 39, 40, 41]

После ГРП в скважинах простаивающего фонда зачастую происходит приток газа сразу после процедуры, из-за чего проводят повторное глушение, а это влечет за собой загрязнение ПЗП. Одним из ключевых технологий, который позволяет устранить вероятность повторного загрязнения ПЗП – это подготовительно-заключительные работы (ПЗР) при ГРП с низким ФЕС в условиях АНПД. Данная технология есть в двух вариациях – с использованием противовыбросового оборудования (ПВО) и протектора (Рисунок 21). [42, 43]

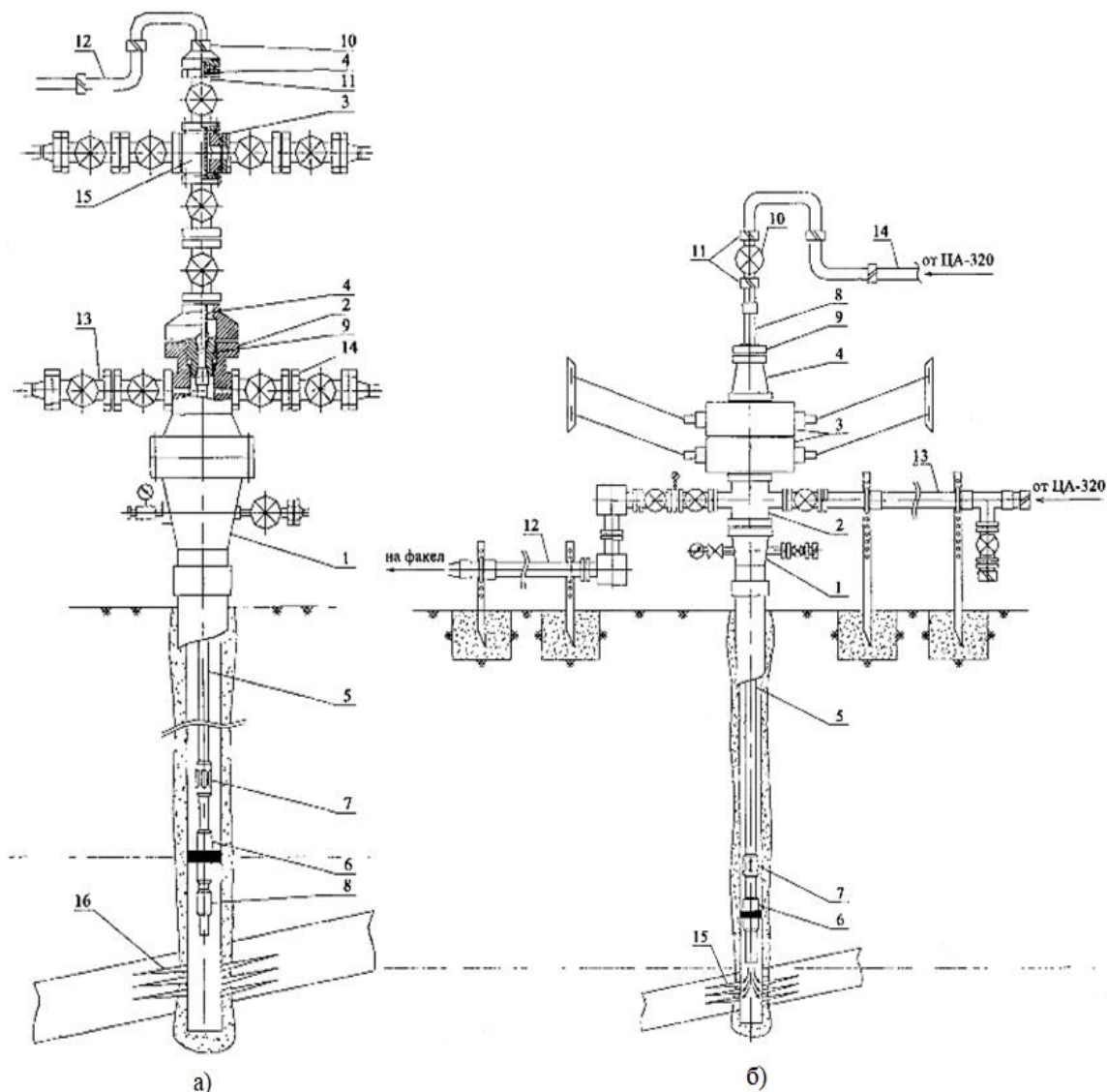


Рисунок 21 – Технологическая схема ГРП с использованием

а) протектора б) противовыбросового оборудования

а) 1 – колонная головка; 2 – трубная головка; 3 – фонтанная елка; 4 – протектор; 5 – колонна НКТ; 6 – пакер; 7 – циркуляционный клапан; 8 – посадочный ниппель; 9 – подвеска НКТ; 10 – БРС; 11 – задвижка высокого давления; 12 – линия нагнетания; 13 – факельная линия; 14 – линия контроля; 15 – крестовина фонтанной елки; 16 – трещины разрыва

б) 1 – колонная головка; 2 – трубная головка; 3 – ПВО; 4 – надпревенторная катушка; 5 – колонна НКТ; 6 – пакер; 7 – циркуляционный клапан; 8 – подвесной патрубков; 9 – подвесной фланец; 10 – задвижка; 11 – БРС; 12 – факельная линия; 13 – линия контроля; 14 – линия нагнетания; 15 – трещины разрыва.

Почти все вышеперечисленные технологии, использованные в Ямбургском месторождении, позволяют сократить продолжительность работ и использовать их в условиях аномально низких пластовых давлений (Приложение А).

Еще одна технология, используемая для очистки газовых скважин от глинисто-песчаных пробок в зонах АНПД – промывка двух- и трехфазными пенами. Благодаря пенным системам идет процесс блокировки продуктивного пласта, что улучшает процесс удаления глинисто-песчаных пробок, применяя традиционные установки. Также для качественного цементирования скважины с давлением, ниже гидростатического, внедряют аэрированную буферную жидкость и аэрированный тампонажный раствор. А при АВПД нужен тампонажный раствор с высоким предельным динамическим напряжением сдвига для мощных газовых объектов. Здесь важно отметить такую обязательную составную часть технологического процесса заканчивания скважины, как создание противодействия, для уменьшения вероятности проявления аварийной ситуации. [34, 36, 37, 38].

## **2.5 Метод Хорнера**

Определение пластового давления – это одна из главных задач при прогнозировании и дальнейшей разработки месторождений углеводородов. Основа прогноза давления пласта заключается в пропорциональном изменении давления с увеличением глубины скважины, а сам коэффициент пропорциональности и есть коэффициент аномальности пластовых давлений.

Одним из способов обработки геологических данных, благодаря которому определяют давление пласта является метод Хорнера. Он учитывает продолжительность работы скважины до остановки на исследование. При этом параметры пласта (гидропроводность, приведенную пьезопроводность) определяют с помощью обработки кривой восстановления давления (КВД) по схеме бесконечного пласта путем перестройки КВД в координаты  $p^2(t)$  –

$\log(T+t/t)$ . Несмотря на то, что данный метод не может определить параметр приведенной пьезопроводности, он позволяет определить пластовое давление в условиях соизмерения периода работы скважины до ее остановки и времени наблюдения после остановки:

$$P = \ln(T + t) \quad (9)$$

Где  $T$  – усредненная продолжительность работы скважины до остановки;  
 $t$  – время с начала остановки. [9, 44]

Данная формула на основе метода Хорнера позволяет не только получать значения давления пласта, но и определить участки с нормальным пластовым давлением и аномальным. Для проверки точности метода, на основе формулы (9) произведем анализ погрешности определения пластового давления на Уренгойском месторождении (Таблица 10). [9]

Таблица 10 – Погрешность определения пластового давления методом Хорнера

Пластовое давление в депрессионной зоне, МПа	Давление насыщения, МПа	Пластовое давление в зоне АВПД, МПа		Отклонение значений пластового давления, определенного по методу Хорнера от принятого, %
		Замерное	Определенное по методу Хорнера	
20,6	21,3	60,4	61,8	1,74
20,6	22,6	60,8	62,4	0,83
23,3	23,2	61	62,3	0,94
28,6	24,7	61,5	62,3	0,94
29,2	25,9	61,9	62,9	0

Согласно полученным результатам, метод Хорнера уместно использовать для расчета пластового давления, так как полученные значения входят в область допустимой погрешности. Изучив карту пластовых давлений Уренгойского НГКМ, составленный согласно таблице 10, отмечаем области с аномально высокими пластовыми давлениями и зоны нормальных (гидростатических) давлений (Рисунок 22). [9, 10]

Метод Хорнера имеет связь с коэффициентом аномальности пластового давления, благодаря которому прогнозируются области АВПД и АНПД, где учитываются особенности разработки данных залежей.

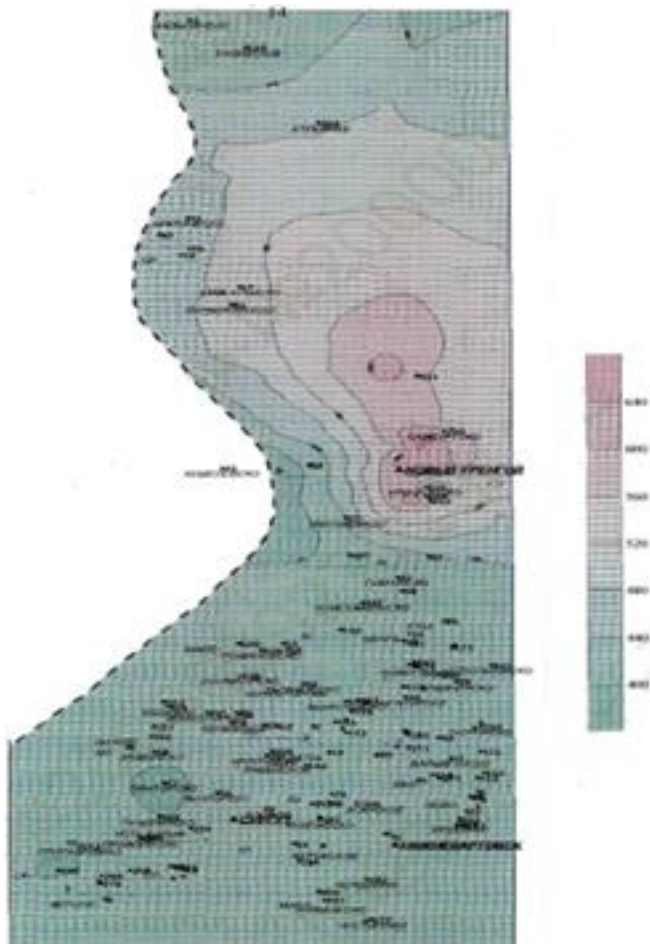


Рисунок 22 – Карта пластовых давлений Уренгойского НГКМ

### **3. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОПЕРАЦИЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С УЧЕТОМ КОЭФФИЦИЕНТА АНОМАЛЬНОСТИ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ**

Месторождения, которые уже находятся на поздней стадии разработки и имеющие трудноизвлекаемые запасы углеводородов, зачастую сталкиваются с наличием в глубоких пластах аномально высоких давлений, приводящих к аварийным ситуациям при их разбуривании. А в истощающемся эксплуатационном фонде из-за динамичного роста падения пластового давления до аномально низких показаний, появляются осложнения, снижающие добычу нефти и газа. Комплексное изучение условий формирования аномальных пластовых давлений, прогнозирование и анализ технологических мероприятий по бурению, заканчивание скважины, проведения ГРП, созданию системы ППД, размещения сетки добывающих и нагнетательных скважин и по выводу скважин из бездействующего фонда, позволяют эффективно увеличить добычу и срок работы месторождения в аномальных пластовых условиях.

При этом различие методов связано с особенностью образования АВПД или АНПД в залежах. Если АВПД образуется преимущественно естественными способами (уплотнение осадков, гидрогеологические, тектонические и т. д.), то АНПД помимо геологических причин появления (растяжение или сжатие отдельных участков земной коры, низкие уровни подмерзлотных вод, которые связаны с деградацией мерзлой толщи при ее оттаивании внизу в течение многих лет) имеют и искусственные причины образования при добыче УВ: истощение залежей, обводненность добываемой продукции и т. д., тем самым увеличивая рост падения давления. А от геологических факторов образования аномальных зон пластовых давлений зависят ФЕС, которые определяются с помощью методов сейсмических исследований, на основании данных ГИС и опытно-промышленных работ.



Используя метод Хорнера, вычисляем пластовое давление и, зная условное гидростатическое давление, производим расчет коэффициента аномальности, тем самым сравнивая полученные результаты составляем карту с выделенными зонами нормальных давлений и аномальных. Благодаря созданным картам, производится план разбуривания сетки скважин или изменение уже имеющегося фонда, обновляя вид сетки и системы ППД. Преимущественно в аномальных пластовых условиях, особенно в обводненных толщах, уплотнение сетки скважин, а именно бурение новых скважин и перевод добывающих в нагнетательные и наоборот, является оптимальным методом повышения продуктивности добычи углеводородов.

Работа над строительством скважин требует учета технологических особенностей каждого метода, которое используется на последнем этапе заканчивания скважины. Для сохранения ФЕС и уменьшение вероятности ГВНП при АНПД и АВПД применяют бурение на равновесное вскрытие горизонта. Горизонтальная конструкция скважины для осложненных коллекторов, которые находятся на большой глубине, наиболее оптимальна для разработки залежи, так как риски возникновения проблем и аварий при строительстве и эксплуатации скважин минимальны. А для таких типов скважин при коэффициенте аномальности более 1,3 или менее 1 подходит метод МГРП с технологией перераспределения направления распространения трещин ГРП для получения успешных проектных значений дебитов после проведения данного мероприятия. Для улучшенной очистки заколонного пространства хвостовика, чтобы тот доходил до забоя скважины, используют технологию спуска и цементирования верхней части хвостовика. А азрированный тампонажный раствор дает качественное цементирование скважины с АНПД. При АВПД – тампонажный раствор с высоким предельным динамическим напряжением сдвига. При бурении в аномальных условиях применяют следующие промывочные агенты: для АВПД – утяжеленную промывочную жидкость, которая основывается на углеводороде; АНПД – газожидкостные смеси.

Газоконденсатные месторождения, в зависимости от особенностей пласта, разрабатываются с учетом тех или иных технологий, которые можно использовать в таких условиях. В случае наличия АВПД, режим работы залежи поддерживается методом компенсированного отбора, чтобы продлить процесс отбора газа и газового конденсата за счет оставшейся естественной энергии пласта. Для АНПД, где присуще высокая обводненность, зачастую нужно проводить глушение скважины для дальнейшего его ремонта. Для этого рекомендуют блокирующую композицию, где с помощью закачки жидкости глушения через БДТ, продавливается к забою скважин. А при глинисто-песчаных пробках – производят промывку скважины двух- и трехфазными пенами.

В итоге, объединив в совокупность все вышеперечисленные технологии, можно составить комплексный подход к разработке месторождений в аномальных пластовых условиях (Приложение Б), благодаря которому достигается наибольший срок добычи углеводородов и количества извлеченных запасов в осложненных геологических условиях, вызванных наличием аномальных пластовых давлений, путем вовлечения в разработку ранее незатронутых глубоких продуктивных участков залежей нефтегазовых месторождений и восстановление продуктивности скважин, находящихся на завершающей стадии.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б7П	Корневу Александру Игоревичу

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами не более 1,3 млн рублей
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расхода материалов, инструмента, норма амортизации и т.д. Минимальное значение интегрального показателя ресурсоэффективности – 3,0 балла
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Общая система налогообложения Налог на прибыль - 20%; НДС – 20%

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

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения техники или технологии выполнения работ. Проведение SWOT- анализа
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Определение этапов работ; определение трудоемкости работ. Определение затрат
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Оценка технологической и экономической эффективности технологии бурения на депрессии

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

1. <i>Оценка конкурентоспособности технических решений</i>
2. <i>Матрица SWOT</i>
3. <i>График проведения и бюджет НИ</i>
4. <i>Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ</i>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	01.04.2021
---	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Спицына Любовь Юрьевна	к.э.н.		01.04.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б7П	Корнев Александр Игоревич		01.04.2021

## **4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» представлено технико-экономическое обоснование проведения бурения на депрессии. Целью разработки данного раздела является доказательства конкурентоспособности и ресурсоэффективности технологии, которая позволит производить разбуривание фонда скважин в аномальных пластовых условиях и производить добычу уже на этапе строительства скважины.

### **4.1 Потенциальные потребители технологии**

Потенциальными потребителями технологии выступают в сегментировании следующие технологии бурений скважин в осложненных условиях: восстановления скважин бездействующего фонда путем их реконструкции методом бурения боковых стволов, строительство наклонно-направленных скважин и скважин с горизонтальным окончанием (бурение на депрессии) и бурение скважин без цементирования зоны осложнения. Сегментирование рынка произведем на примере организаций ООО «РусГазБурение» и ООО «Буровая компания «Евразия» по двум основным критериям: технологии бурений скважин в осложненных условиях и размерам организаций. ООО «РусГазБурение» – это инновационная и технологичная компания, выполняющие работы, связанные с бурением, освоением, ГРП и обустройством нефтяных и газовых скважин как на суше, так и на море. ООО «Буровая компания «Евразия» - это крупнейшая буровая компания России по количеству пробуренных метров, занимающаяся бурением, строительством, ремонтом и реконструкцией нефтяных и газовых скважин всех назначений. Она обладает мощной корпоративной производственной базой, высоким потенциалом производственных мощностей, позволяющими предприятию с успехом решать задачи по бурению и строительству нефтяных и газовых

скважин. Обе компании имеют охват крупного рынка по Западно-Сибирскому региону и доля влияния данных предприятий в целом составляют порядка 20-25%. ООО «Буровая компания «Евразия» является крупной по размеру компанией, а ООО «РусГазБурение» – мелкой. Карта сегментирования приведена в таблице 11.

Таблица 11 – Карта сегментирования рынка

		Технологии бурения скважин в осложненных условиях			
		Боковых стволов	Бурение на депрессии		Скважин без цементирования зон осложнения
			Наклонно-направленных скважин	Скважины с горизонтальным окончанием	
Размер компании	Мелкие				
	Средние				
	Крупные				

 «РусГазБурение»     ООО «Буровая компания «Евразия»

Таким образом, на основе анализа карты сегментирования, можно сделать вывод, что ООО «Буровая компания «Евразия» в рамках данной работы является первой организацией, кто использовал технологию бурения на депрессии в промышленных масштабах и имеет больше опыта применения данной технологии, которая эффективна в осложненных условиях, особенно в аномальных пластовых условиях.

#### 4.2 Анализ конкурентных технических решений

Основными конкурентами являются технология безамбарного способа бурения (конкурент 1) и технология бурения без цементирования зоны осложнения (конкурент 2). Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее

слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Оценка конкурентоспособности технических решений представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Сравнение конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>к2</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к2</sub>	К <sub>к2</sub>
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Удобство в эксплуатации	0,06	5	4	4	0,3	0,24	0,24
Безопасность	0,06	4	4	5	0,24	0,24	0,3
Улучшение производительности	0,10	5	4	3	0,5	0,4	0,3
Надежность	0,04	4	5	5	0,16	0,2	0,2
Энергоэкономичность	0,02	4	4	4	0,08	0,08	0,08
Уровень автоматизации	0,06	5	4	3	0,3	0,24	0,18
Качество интеллектуального интерфейса	0,04	4	4	3	0,16	0,16	0,12
Ремонтопригодность	0,12	5	5	5	0,6	0,6	0,6
Экономические критерии оценки ресурсоэффективности							
Конкурентоспособность	0,12	5	4	4	0,6	0,48	0,48
Цена	0,12	5	4	5	0,6	0,48	0,6
Предполагаемый срок эксплуатации	0,10	5	5	5	0,5	0,5	0,5
Уровень проникновения на рынок	0,06	2	4	4	0,12	0,24	0,24
Срок выхода на рынок	0,04	3	5	4	0,12	0,2	0,16
Послепродажное обслуживание	0,06	4	4	4	0,24	0,24	0,24
Итого	1	61	59	58	4,52	4,3	4,24

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum B_i \cdot K_i \quad (10)$$

где  $P_{cp}$  – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности технологии;

$B_i$  – вес показателя;

$K_i$  – средневзвешенное значение конкурентоспособности  $i$ -го показателя.

$P_{cp} = 4,38$ , что говорит о том, что технология имеет перспективность выше среднего, что соответствует необходимым требованиям.

### 4.3 Бюджет технологии проведения бурения на депрессии

#### 4.3.1 Исходные данные для расчета чистой прибыли при извлечении дополнительного объема нефти за счет проведения бурения скважины на депрессии

Исходные данные представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Исходные данные

Цена нефти без НДС и ренты, $C_n$	16000 руб/т
Себестоимость нефти, $C_n$	11200 руб/т
Безразмерный коэффициент эксплуатации, $K_e$	0,95
Безразмерный коэффициент ежемесячного дебита $K_M$	0,95
Дебит нефти после строительства и освоения скважины, $q_w$	4,2 т/сут
Расходы на освоение скважины, $Z_{осв}$	1300 тыс. руб
Кратность увеличения коэффициента производительности скважины, $K_{д.н.}$	2,5

#### 4.3.2 Расчёт дополнительной добычи нефти и газа в процессе строительства скважины

Зная дебит нефти после проведения строительства и освоения скважины определим ожидаемое увеличение дебита за счёт начала добычи во время строительства скважины с помощью технологии бурения на депрессии:

$$q_f = q_w \cdot K_{д.н.} \quad (11)$$

$$q_f = 4,2 \cdot 2,5 = 11 \text{ т/сут}$$

Ожидаемая добыча нефти во время строительства скважины:

$$Q_w = q_f \cdot K_e \cdot t_j \cdot \sum_1^j K_M^j \quad (12)$$

где  $q_f$  – добыча нефти после гидроразрыва, т;

$K_M$  – безразмерный коэффициент ежемесячного дебита;

$K_e$  – безразмерный коэффициент эксплуатации скважины;

$j$  – сутки введения скважины в эксплуатацию, в том числе сутки строительства скважины  $j = 1$  и т. д. до конца текущего месяца (или  $j = 31$ , если эффективность определяют за месяц);

$t$  – календарное время, за которое скважина вводится в эксплуатацию, суток (средний  $t_j = 12$ ).

$$Q_w = 4,2 \cdot 0,95 \cdot 12 \cdot 8,7 = 450 \text{ т}$$

Дополнительная добыча нефти после вывода скважины в эксплуатацию

$$\Delta Q_f = Q_f - Q_w \quad (13)$$

$$\Delta Q_f = 3150 - 450 = 2700 \text{ т}$$

### 4.3.3 Расчёт расходов на технологию бурение на депрессии

Расходы на бурение на депрессии – это затраты на приобретение компонентов для приготовления бурового раствора, работу спецтехники, затраты на амортизацию оборудования. Расходы на бурение скважины учитываем отдельно.

В таблице 14 представлены расходы на материалы для бурения на депрессии.

Таблица 14 – Расходы на материалы для бурения на депрессию

Материал	Количество материала, п	Затраты $Z_{\text{MAT I}}$ , руб
Сырая нефть, т	25	15001
Биополимер для буровых растворов, т	8	480000
Карбоксиметилцеллюлоза, т	6	131805
Полианионная целлюлоза, РАС-NV 85%, т	4	179000
Феррохромлигносульфонат, т	7	40000

По формуле находим общие затраты на материалы:

$$Z_{\text{MAT}} = \sum Z_{\text{MAT}i} \quad (14)$$



где  $Z_{\text{МАТ}}$  – затраты на материалы, используемые при проведении мероприятия, руб.

$$Z_{\text{МАТ}} = 15001 + 480000 + 131805 + 179000 + 40000 = 846 \text{ тыс. руб}$$

Расходы на прокат специальной техники:

$$Z_{\text{ТЕХ}} = \sum Ч_{\text{ТЕХ}} \cdot K_{\text{ТЕХ}} \quad (15)$$

где  $Ч_{\text{ТЕХ}}$  – норма времени для машины, руб./час;

$K_{\text{ТЕХ}}$  – стоимость одного часа проката машины, руб./чел:

$$Z_{\text{ТЕХ}} = 3 \cdot 6,1 \cdot 4957 + 1 \cdot 4,9 \cdot 3628 + 1 \cdot 8,9 \cdot 3780 + 1 \cdot 4,6 \cdot 120 = 143 \text{ тыс. руб.}$$

Расходы на эксплуатацию оборудования:

$$Z_{\text{ЭКС}} = N \cdot Ц_{\text{ЭКС}} = 5 \cdot 460000 = 2300 \text{ тыс. руб,} \quad (16)$$

где  $Ц_{\text{ЭКС}}$  – цена проведения бурения;

$N$  – количество скважин.

Затраты на амортизацию оборудования:

$$Z_i = C \cdot N_a \cdot T, \quad (17)$$

где  $C$  – балансовая стоимость оборудования, руб;

$N_a$  – годовая норма амортизации, %;

$T$  – время проведения мероприятия.

$$Z_i = 67587 \text{ руб}$$

Общие затраты на БД:

$$Z_{\text{БД}} = Z_{\text{ЭКС}} + Z_{\text{ТЕХ}} + Z_{\text{МАТ}} + Z_i = 846 + 143 + 2300 + 68 = 3,4 \text{ млн руб.} \quad (18)$$

#### 4.3.4 Экономическая эффективность бурения на депрессии

Экономическую эффективность бурения на депрессии рассчитываем следующим образом:

$$E = 0,75 \cdot ((C_n - C_n) \cdot \Delta Q_f) - Z_{\text{БД}} - Z_{\text{осв}} \quad (19)$$

где  $C_n$  – цена нефти без НДС и ренты, тыс/т;

$C_n$  – себестоимость нефти;

$Z_{БД}$  – стоимость бурения на депрессии вместе с затратами на все виды материалов, тыс;

$Z_{осв}$  – стоимость освоения скважины и вывода на эксплуатацию, тыс.;

0,75 – коэффициент, учитывающий погашение налога на прибыль.

Если  $E > 0$ , то применение технологии бурения на депрессии окупится, поскольку процесс экономически выгодный.

Рассчитанная по формуле эффективность гидроразрыва 8,3 млн руб., т. е.  $E > 0$  и проведение процесса целесообразно.

#### 4.4 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности технологии

Рассчитаем интегральный финансовый показатель по формуле:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} \quad (20)$$

где  $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$  - интегральный финансовый показатель технологии;

$\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения технологии.

Сравниваются две подрядные организации, обеспечивающие проведение технологии бурения на депрессии с одинаковым исполнением, отличаются лишь суммы затрат, где 3,4 млн рублей – затраты на проведение бурения, рассчитанная выше, 3,7 млн – затраты на проведение бурения другой подрядной организации со схожим исполнением, 4,1 млн – максимальное найденное значение затрат на проведение бурения на депрессии.

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}1} = \frac{3,4}{4,1} = 0,83$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}2} = \frac{3,7}{4,1} = 0,9$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности рассчитывается по формуле:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i \quad (21)$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности для  $i$ -го вариант исполнения технологии;

$a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го варианта исполнения технологии;

$b_i$  – бальная оценка  $i$ -го варианта исполнения технологии.

Для расчета построим сравнительную оценку характеристик вариантов исполнения технологии в таблице 15.

Таблица 15 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения технологии

	<b>Весовой коэффициент параметра</b>	<b>Исп. 1</b>	<b>Исп. 2</b>
1.Способствует росту производительности труда пользователя	0,3	5	3
2.Удобство в эксплуатации	0,1	3	3
3.Энергосбережение	0,2	4	4
4.Надежность	0,25	4	4
5.Материалоемкость	0,15	3	2
ИТОГО	1		

$$I_{p-исп1} = 5 \cdot 0,3 + 3 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,25 + 3 \cdot 0,15 = 4,05$$

$$I_{p-исп2} = 3 \cdot 0,3 + 3 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,25 + 2 \cdot 0,15 = 3,3$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения технологии ( $I_{исп.i}$ ) рассчитывается по формуле:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр.1}}, I_{исп.2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{финр.2}} \quad (22)$$

$$I_{исп.1} = 4,05/0,83 = 4,88;$$

$$I_{исп.2} = 3,3/0,9 = 3,67.$$

Сравнительная эффективность проекта вычисляется по формуле:

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}} \quad (23)$$

$$\mathcal{E}_{ср} = 4,88/3,67 = 1,33.$$

Составим таблицу 6 сравнительной эффективности технологий.

Таблица 16 – Сравнительная эффективность технологии

№	Показатели	Исп.1	Исп.2
1	Интегральный финансовый показатель технологии	0,83	0,9
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности технологии	4,05	3,3
3	Интегральный показатель эффективности	4,88	3,67

Исходя из результатов, приведенных в таблице, можно сделать вывод о том, что изначально рассматриваемый вариант проведения бурения на депрессии оказался наиболее эффективным по всем показателям.

#### 4.5 SWOT – анализ

SWOT-анализ подразумевает выделение четырех аспектов, а именно Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы). Таким образом SWOT – это комплексный анализ всего технологического проекта.

**Первым этапом** необходимо описать сильные и слабые стороны проекта, выявить возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут проявиться в его внешней среде.

Результаты первого этапа SWOT-анализ представлен в таблице 17.

Таблица 17 - SWOT-анализ

<b>Сильные стороны технологии (С)</b>	<b>Слабые стороны технологии (Сл)</b>
1.Технология бурения на депрессии позволяет пробуривать толщи, осложненные аномальными пластовыми условиями; 2.Технология бурения на депрессии используется для добычи нефти во время стройки скважины; 3.Технология бурения на депрессии позволяет эффективно разрабатывать трудноизвлекаемые запасы.	1.Большие первоначальные вложения; 2.Требует точных геолого-сейсмических данных для успешной и безаварийной работы; 3.Негативное воздействие на окружающую среду.

Продолжение таблицы 17

Возможности (В)	Угрозы (У)
1.Сохранение ФЕС; 2.Увеличение срока эксплуатации скважины; 3.Уменьшение аварийных ситуаций.	1.Введение дополнительных государственных требований к осуществлению работ; 2.Развивающаяся конкуренция методов бурения скважин в аномальных пластовых условиях.

**Второй этап** необходим для выявления соответствия сильных и слабых сторон проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие помогают выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

Для того, что разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT, используют интерактивную матрицу проекта. Возможно использование этой матрицы в качестве одной из основ для оценки вариантов стратегического выбора. Факторы помечаются либо знаком «+» (означает сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие); «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-». Интерактивные матрицы проекта представлены в таблице 18,19,20,21.

Таблица 18 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны				
Возможности проекта		C1	C2	C3
	B1	+	0	+
	B2	+	0	+
	B3	+	0	+

При анализе интерактивной таблицы 18 определены сильные коррелирующие стороны и возможности: B1C1C3; B2C1C3; B3C1C3.

Таблица 19 – Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны				
Возможности проекта		C1	C2	C3
	B1	+	+	-
	B2	+	+	-
	B3	+	+	-

При анализе интерактивной таблицы 19 обнаружены корреляции слабых сторон и возможностей проекта: В1В2В3Сл1Сл2.

Таблица 20 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны				
Угрозы проекта		С1	С2	С3
	У1	+	+	+
	У2	0	0	0

При анализе интерактивной таблицы 20 выявлены корреляции сильных сторон и угроз проекта: У1С1С2С3

Таблица 21 – Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны				
Угрозы проекта		СЛ1	СЛ2	СЛ3
	У1	+	-	-
	У2	+	0	-

При анализе интерактивной таблицы 21 выявлены корреляции слабых сторон и угроз проекта: У1У2Сл2.

Заявленная технология имеет большой потенциал, высокую актуальность и эффективность. Из недостатков стоит выделить большую стоимость и негативное воздействие на окружающую среду.

#### 4.6 Разработка графика анализа технологии

Для реализации проекта необходимы два исполнителя – руководитель (Р) и инженер (И). Проектная работа делиться на этапы, каждый из которых имеет своё содержание и исполнителей. Этапы реализации проекта представлены в таблице 22.

Таблица 22 - Этапы реализации проекта

<b>Основные этапы</b>	<b>№</b>	<b>Содержание работ</b>	<b>Исполнитель</b>
Ознакомление с темой работы	1	Ознакомление с темой работы	Р, И
	2	Постановка основных целей и задач	Р
Разработка технического задания	3	Составление и утверждение технического задания	Р, И
Анализ предметной области	4	Обзор научно-технической литературы	И
	5	Календарное планирование работ	Р, И
Изучение нормативно – технической базы и методов разработки месторождений в аномальных пластовых условиях	6	Обзор представления о аномальности пластовых давлений	И
	7	Изучение особенностей месторождений в условиях АВПД и АНПД	И
	8	Оценка добычи углеводородного сырья в условиях аномальности пластовых давлений	И
	9	Оптимизация технологии бурения и размещения сетки добывающих скважин в условиях аномальности пластовых давлений	И
	10	Анализ технологии, используемые в условиях аномальности пластовых давлений	И
	11	Расчет пластового давления методом Хорнера и выделение аномальных пластовых зон	И
	12	Подведение итогов проделанной работы в виде заключения	И
Дополнительные разделы	13	Написание раздела «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	И
	14	Написание раздела «социальная ответственность»	И
Проверка результатов	15	Проверка работы руководителем	Р
Оформление отчета по НИР	16	Составление пояснительной записки	И

По итогам определения структуры работ в рамках реализации проекта, было определено 7 основных этапов, состоящих из 16 работ, при этом исполнителем большей части работ является инженер.

Для иллюстрации календарного плана проекта приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения

данных работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады, таблица 23.

Таблица 23 – Календарный план-график проведения анализа по теме

№	Вид работ	Т <sub>кi</sub> , кол. дней		Продолжительность выполнения работ										
		руков.	студ.	февраль		март			апрель			май		
				1-15	16-28	1-10	11-20	21-31	1-10	11-20	21-30	1-15	16-31	
1	Ознакомление с темой работы	-	4	///										
2	Постановка основных целей и задач	4	4	■	///									
3	Разработка технического задания	15	16		■	///								
4	Анализ предметной области	4	11					■	///					
5	Изучение нормативно – технической базы и методов разработки месторождений в аномальных пластовых условиях	-	20						///	///				
6	Финансовый менеджмент	-	5								///			
7	Социальная ответственность	-	5								///			
8	Заключение, проверка результатов	3	3									■	///	
9	Оформление отчета по НИР	6	6									■	///	
10	Презентация	-	12											///

■ - руководитель      /// - студент



#### **4.7 Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»**

В ходе разработки данного раздела были выявлены потенциальные потребители технологии бурения на депрессии, который позволяет улучшить как технологические показатели добычи углеводородов уже начиная с процесса строительства скважины, так и экономические в виде дополнительных доходов добывающей компании. При правильном и качественном применении данной технологии позволит не только разрабатывать фонд скважин в условиях аномальных пластовых давлений, но и получать дополнительную прибыль.

Основная трудность технологии заключается в стоимости проведения, что наблюдается из раздела «Расходы на эксплуатацию оборудования».

Снизить стоимость можно путем:

- Разработка и подбор новых химических реагентов и тампонажных растворов;
- Внедрению отечественного оборудования, которое не должно уступать по качеству и характеристикам импортному;
- Совершенствование технологии, получение точных геолого-промышленных данных для более успешного применения бурения на депрессии.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б7П	Корневу Александру Игоревичу

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

<b>Влияние коэффициента аномальности пластовых давлений при разработке месторождений</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: технологии освоения скважин в условиях аномально высоких пластовых давлений Область применения: добывающие скважины
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	- Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом - ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования. - Постановление правительства РФ от 20.11.2008 г. №870 «Об установлении сокращенной продолжительности рабочего времени, ежегодного дополнительного оплачиваемого отпуска, повышенной оплаты труда работникам, занятым на тяжелых работах, работах с вредными и (или) опасными и иными особыми условиями труда»
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<b>Вредные факторы:</b> - отклонение показателей климата на открытом воздухе; - превышение уровней шума и вибрации; - повышенная запыленность рабочей зоны; - недостаточная освещенность. <b>Опасные факторы:</b> - высокое давление; - механические опасности.
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<b>Атмосфера:</b> загрязнение атмосферного воздуха. <b>Гидросфера:</b> загрязнение подземных вод.

	Литосфера: загрязнение почвы химическими веществами.
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- разрушение элементов, находящихся под высоким давлением;</li> <li>- фонтанирование скважины;</li> <li>- нарушение электроснабжения.</li> </ul> <p>Наиболее типичная ЧС: Фонтанирование скважины.</p>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	01.04.2021
---	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	-		01.04.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Корнев Александр Игоревич		01.04.2021

## **5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Все производственные объекты сопровождаются воздействием опасных и вредных факторов на сотрудника предприятия. Поэтому важно соблюдать безопасные условия труда. Социальная ответственность – ответственность организации за воздействие её решений и деятельности на общество и окружающую среду через прозрачное и этическое поведение. Соблюдая правила безопасности, можно избежать наступления чрезвычайной ситуации.

Освоение скважины является одним из основных этапов вывода скважины на рабочий режим для начала добычи углеводородов. При этом необходимо учитывать аномально высокие пластовые условия, из-за которых происходят ряд осложнений, а зачастую и аварии (фонтанирование скважин). Однако проведя успешное освоение и как результат – вызов притока из пласта за счет АВПД можно получить высокий темп добычи флюидов и высокую продолжительность работы скважины за счет энергии пласта.

Сущность работ заключается в выполнении следующих технологических операций: осуществление работ по установке арматуры в соответствии с применяемым методом и способом эксплуатации скважины; замену скважинной жидкости; обслуживание, монтаж и демонтаж оборудования, используемого при замене скважинной жидкости. Вызов притока жидкости из пласта в скважину. Работы по освоению скважины производят на кустовых площадках, на открытых площадках.

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

Так как освоение скважины осуществляется непосредственно на месторождении, то для работников преобладает вахтовый метод работы. Это объясняется тем, что месторождения значительно удалены от места постоянного проживания работников или места нахождения работодателя. Особенности работы вахтовым методом прописаны в статьях 297-302 Трудового кодекса

Российской Федерации, глава 47 «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом». Учитываются так же и районы работы и нормы, установленные главой 50 Трудового кодекса «Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего севера и приравняемых к ним местностям», статьи с 313 по 327. [45]

К работам, выполняемым вахтовым методом, не допускаются беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет; работники в возрасте до восемнадцати лет. Также не допускаются лица, имеющие противопоказания по медицинским заключениям.

Согласно статье номер 299 ТК РФ продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. В редких случаях продолжительность может быть увеличена до трех месяцев в порядке, установленном статье 372 ТК РФ для принятия локальных нормативных актов. Период вахты включает в себя время выполнения работ и время междусменного отдыха.

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

Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируется графиком работы на вахте, который утверждается работодателем. Северные районы Западной Сибири в большинстве приурочены к районам Крайнего Севера. Согласно статьям 129, 219, 164 ТК РФ в условиях наличия вредного производственного фактора, работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом на местности, приравненные к районам Крайнего Севера: [45]

– Выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в местностях, приравненным к районам Крайнего Севера. Процентные надбавки в

Западной Сибири: по истечении первого года работы – 10%, за каждый последующий год работы – увеличение на 10% по достижении 50% заработка;

– Предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих: в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, - 16 календарных дней.

## 5.2 Производственная безопасность

Освоение добывающей скважины осуществляется операторами ДНГ и бригадой КРС. Его рабочее место состоит из скважины, кустовой площадки, передвижного подъемника, блока автоматики.

Работая на производственных объектах, работник подвергается вредному воздействию опасных и вредных факторов. Классификация факторов представлена в нормативном документе ГОСТ 12.0.003-2015 [46] (таблица 24).  
Таблица 24 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Факторы (ГОСТ 12.0.003- 2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Освоение	Эксплуатация	
1) Отклонение показателей климата на открытом воздухе;	+	-	+	СанПиН 2.2.4-548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений; [47] ГОСТ 12.1.005-88 СББТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. [48]
2) Превышение уровней шума и вибрации;	-	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 СББТ. Шум. Общие требования безопасности [49]; ГОСТ 12.1.012-2004. Вибрационная безопасность. Общие требования [50];

Продолжение Таблица 24

3) Повышенная запыленность рабочей зоны;	+	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [51];
4) Недостаточная освещенность;	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение; Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* [52];
5) Химические реагенты;	-	+	+	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [53].
6) Высокое давление;	-	+	+	Приказ от 15 декабря 2020 года N 536 Об утверждении норм и правил в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением
7) Механические опасности.	+	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [51];

## 5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия

### 5.2.1.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Работы по освоению скважины производятся на открытом воздухе. Неблагоприятные метеорологические условия (температура, скорость ветра,

влажность воздуха) могут негативно сказаться на производственном процессе и привести к несчастному случаю. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (таблица 25).

Таблица 25 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

<b>Скорость ветра, м/с</b>	<b>Температура воздуха, °С</b>
Безветренная погода	-40
Менее 5,0	-35
5,1 – 10,0	-25
10,1 – 15,0	-15
15,1 – 20,0	-5
Более 20,0	0

При высокой температуре снижается концентрация внимания, появляются неосмотрительность и торопливость, при низкой – вследствие интенсивной теплоотдачи организма. Если влажность больше 35-70% воздух считается влажным, если меньше данного диапазона – сухой. Сухой воздух влечет за собой повышенное испарение, которое приводит к ощущению сухости слизистых оболочек и кожи. В свою очередь, влажный воздух осложняет испарение.

При отклонении показателей климата предусмотрены средства индивидуальной защиты (СИЗ). СИЗ должны предотвращать или уменьшать риск действия производственных факторов. Они выбираются согласно ГОСТ 12.4.011-89 [54]. Для защиты головы от теплового облучения алюминиевые, фибровые каски. Также каска поможет избежать травм головы. Для исключения попадания песка в глаза или в носовую полость необходимо применять очки и респираторы. Так как при приготовлении полимерного раствора сотрудник работает с химическими реагентами необходимо использовать перчатки или рукавицы, которые также в холодный период года помогут избежать обморожения рук. Защитой от пониженной температуры служит теплая



спецодежда, а при осадках – плащи. Также сооружают помещения для обогрева сотрудников в холодное время года.

### **5.2.1.2 Превышение уровней шума и вибрации**

Вблизи работы оператора ДНГ может производиться капитальный ремонт скважины. Данный вид работ создает уровень шума, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [49]. Значение уровня звука на рабочем месте не должен превышать 40-45 дБ, а на открытой местности – не более 80 дБ. Для снижения уровня шума работникам следует применять СИЗ. Из-за удаленности месторождений от места проживания работников их доставляют на вахту на вертолетах. Они создают уровень шума 95-100 дБ, что превышает норму. Поэтому необходимо выбрать средства защиты согласно СП 51.13330.2011: противошумные вкладыши или наушники.

Технологическая норма уровня вибрации составляет 92 дБ согласно ГОСТ 12.1.012-90 [50]. При значении уровня вибрации 92дБ частота составляет 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора ДНГ объясняется работой насосного агрегата по закачке реагента в скважину. При работе с оборудованием при вибрации производительность работника снижается, а также растет число травм. Для защиты от вибрации рекомендуется применять резиновые перчатки.

### **5.2.1.3 Повышенная запыленность рабочей зоны**

В большинстве случаев насыпные кустовые площадки состоят из песка и глинистого материала. При сильном ветре наблюдается повышенная запыленность рабочей зоны и песок попадает в носовую полость рабочего. Чтобы предотвратить попадание песка необходимо использовать респираторы.

### **5.2.1.4 Недостаточная освещенность**

Часто приходится работать в темное время суток и необходимо обеспечить достаточную освещенность зоны работ. Норма освещенности должна быть не ниже 10 люксов согласно СП 52.13330.2016 [52]. Если норма

освещенности соответствует нужному диапазону, то мероприятия по улучшению освещенности не требуется.

## **5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия**

### **5.2.2.1 Высокое давление**

Аппараты, работающие под давлением – оборудование, в котором жидкость или газ находятся под давлением, превышающем атмосферное. В процессе проведения освоения скважины, в кольцевое пространство между эксплуатационной колонной и спущенными трубами нагнетают воду, которая вытесняет буровой раствор по трубам, а оттуда в пласт. Чтобы не допустить чрезвычайных ситуаций разработаны Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утверждённые федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору приказ от 15 декабря 2020 года N 536.

Нарушение герметичности оборудования может произойти при взрыве сосуда, работающего под избыточным давлением. При взрыве может произойти разрушение взрывной волной близкорасположенного оборудования, а также нанесение травм работнику, в том числе не совместимых с жизнью.

Также нарушение герметичности может быть вызвано дефектами (трещины, вмятины и т.д.), полученные при изготовлении, хранении и транспортировке сосудов, работающих под давлением. Для обнаружения дефектов необходим ежедневный внешний осмотр оборудования, применение средств измерений КИП, а также испытания сосудов и материалов, из которых они изготовлены.

### **5.2.2.2 Механические опасности**

При осуществлении процесса освоения скважины необходимо использовать высоконапорные насосы, которые могут создавать давление 200-500 атм. Насос имеет вращающиеся части, которые могут представлять опасность для жизни сотрудника. Поэтому очень важно использовать кожухи и заградительные ограждения, чтобы исключить вероятность соприкосновения человека с вращающимся механизмом.

Необходимо систематически проверять целостность защитных ограждений на движущихся и вращающихся механизмах, плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств, а также проверку состояния оборудования согласно ГОСТ 12.2.003-91 [51]. Также необходимо соблюдать технику безопасности и форму одежды (все пуговицы застегнуты).

## **5.3 Экологическая безопасность**

Процесс закачки полимерного раствора в пласт сопровождается техногенным воздействием на окружающую среду. Поэтому для минимизации вредного воздействия необходимо применять комплекс мероприятий по охране окружающей среды.

### **5.3.1 Защита атмосферы**

Атмосферный воздух может загрязняться вследствие выброса газа и сопутствующих вредных веществ на кустовой площадке. Мероприятиями по охране атмосферы являются поддержание герметичности системы вывода скважины на режим и контроль за воздушной средой на КНС для определения опасной концентрации газа. Мероприятия по защите атмосферы от загрязнения:

- Проверка оборудования на герметичность;
- Контроль выхлопных газов автотранспорта, находящегося на кустовой площадке, на содержание окиси углерода CO<sub>2</sub>;

– Контроль источников выброса на содержание окиси углерода CO<sub>2</sub>, окислов азота для подбора оптимального режима сжигания газа и уменьшения концентрации вредных веществ.

### **5.3.2 Защита гидросферы**

Вторичное вскрытие пласта скважин при определённых условиях сопровождается:

- Загрязнением подземных вод химическим реагентами или нефтью при разливе;
- Бытовыми или твердыми отходами;
- Перетоками флюида в заколонном пространстве из-за нарушения целостности обсадной колонны.

Мероприятия по охране подземных вод от загрязнения должны соответствовать требованиям санитарных правил «Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнения. СП 2.1.5.1059-01», утверждённым Главным государственным санитарным врачом РФ 16 июля 2001 г., введённым в действие с 1 октября 2001 г.

Мероприятия по защите гидросферы заключаются в том, что при эксплуатации скважин продукты освоения (нефть, отработанная вода) необходимо собирать в передвижные металлические емкости по 25 м<sup>3</sup> с последующей откачкой нефти и пластовой воды в нефтесборный коллектор. После закачки химических реагентов через нагнетательную скважину ее необходимо промыть достаточным объемом инертной жидкости. Сброс жидкости производится в сборную емкость. Остатки реагентов собираются и доставляются в места утилизации или уничтожения.

### **5.3.3 Защита литосферы**

В процессе закачки полимерного раствора происходит цементирование каналов, по которым он подавался в пласт. В результате происходит снижение проницаемости высокопроницаемых участков пласта. Поэтому следует выбирать полимер, который после выполнения своей функции разрушится, а не загрязнит почву. Также при повреждении или корродировании подземного оборудования скважины возможна утечка нефти, которая приведет к загрязнению почвы. Мероприятия по защите литосферы:

- Рекультивация земель: при разливе нефти необходимо ее собрать, внести удобрения и высадить растения;
- Подбор оптимального типа полимера;
- Контроль за герметичностью оборудования.

### **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайные ситуации (ЧС), которые могут возникнуть на кустовой площадке при закачке полимерного раствора в пласт, следующие:

- Разрушение элементов, содержащие жидкости и газы, находящиеся под высоким давлением;
- Разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину;
- Нарушение электроснабжения или полное отключение подачи электроэнергии.

Наибольшую опасность для работников представляют собой процессы, идущие под высоким давлением. При этом существует вероятность нарушения герметичности оборудования, т.е. может произойти взрыв. В результате работник может получить травмы, в том числе не совместимые с жизнью.

В случае возникновения ЧС необходимо оградить опасную зону, сообщить о ситуации руководству и начать мероприятия по спасению людей,

если есть пострадавшие. Действия при ЧС регламентированы инструкцией, с которой должен быть ознакомлен каждый сотрудник.

Основные мероприятия по предотвращению опасностей, обусловленных повышением давления и нагрузками, включают в себя: осмотр и испытание установок, оборудования, механизмов; применение различных средств блокировки, исключающих аварии при неправильных действиях рабочих; автоматизация производственных процессов, позволяющая вывести людей из опасных зон, и осуществлять контроль показаний приборов дистанционно.

### **5.5 Выводы по разделу «Социальная ответственность»**

В данном разделе были проанализированы вредные и опасные факторы, влияющие на здоровье работников. Выполнение мер безопасности и мер по предупреждению опасных факторов позволит избежать наступления ЧС и сократить вредное воздействие на работников предприятия. При освоении скважины возможны осложнения и аварии в виде фонтанирования скважины, особенно в условиях АВПД. Также во время работ происходит загрязнение окружающей среды и ухудшение здоровья персонала, работающего на данном кусте. Связи с этим следует изучить и строго соблюдать требования безопасности, прописанные в ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «ВРЕДНЫЕ ВЕЩЕСТВА», [53] а также нужно уделять должное внимание экологической безопасности.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены условия образования аномальных пластовых давлений и их прогнозирование, влияние коэффициента аномальности на основные технологические показатели разработки месторождений, а также наиболее эффективные технологии для добычи залежей, осложненные АВПД и АНПД, которые способствуют увеличению охвата остаточных запасов углеводородов и сроков безаварийной эксплуатации фонда скважин.

В процессе эффективной разработки месторождений с пластами, имеющие пласты с аномальными давлениями целесообразно использовать комплексный подход к разработке месторождений в аномальных пластовых условиях с учетом детальной проработки каждого этапа (приложение Б).

Наиболее эффективными технологиями являются: применение бурения на равновесии, обеспечивающий возможность добычи углеводородов уже на стадии строительства скважины, строительство горизонтальных скважин с применением МГРП перераспределения направления распространения трещин ГРП.

Также важно учитывать технологию уплотнения сетки скважин, так как при разработке коллекторов с АВПД и АНПД, необходимо учитывать технологические и геологические параметры, которые требуют применения комплексного анализа и планирования разбуривания фонда скважин и системы ППД.

Проведение бурения на депрессии и равновесии показывают экономическую эффективность, основанную на расчете ожидаемой прибыли, равной 8,3 млн рублей за одну скважину.

Были рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении работ по освоению скважины в процессе разработки фонда добывающих скважин, позволяющее избежать проявления аварийных ситуаций и вредных факторов, а также способ их устранения.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Калинин А. Е. Закономерность формирования аномально высоких пластовых давлений // Вестник ОГУ. 2011. №16 (135).
2. Фенин, Г. И. Аномальные пластовые давления в зонах углеводородонакопления нефтегазоносных бассейнов / Г. И. Фенин // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. – Т. 5. – № 4. – С. 8.
3. Оценка аномального пластового давления в нефтематеринских хадумских отложениях по данным ГИС / А. А. Гальперина, Ю. Е. Варов, А. В. Городнов, В. Н. Черноглазов // Геофизика. – 2016. – № 6. – С. 45-52.
4. Белонин, М. Д. Аномально высокие пластовые давления. Происхождение, прогноз, проблемы освоения залежей углеводородов / М. Д. Белонин, В. И. Славин, Г. В. Чилингар; М. Д. Белонин, В. И. Славин, Д. В. Чилингар. – Санкт-Петербург: Недра, 2005. – 323 с.
5. Свинцицкий, С. Б. О практическом использовании коэффициента аномальности пластового давления / С. Б. Свинцицкий // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 10. – С. 37-40.
6. Б.П. Акулинчев, А.А. Орлов ОБ ИНФОРМАТИВНОСТИ КОЭФФИЦИЕНТОВ АНОМАЛЬНОСТИ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ГИДРОДИНАМИКЕ // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. 2011. №1 (3).
7. Муше Ж.-П., Митчелл А. Аномальные пластовые давления в процессе бурения: Происхождение – прогнозирование – выявление – оценке: Техн. Руководство: Пер. с англ. – М.: Недра, 1991. – 287 с.
8. Свинцицкий, С. Б. Природа зон АВПД в глубокопогруженных отложениях нефтегазоносных бассейнов / С. Б. Свинцицкий // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. – № 4. – С. 58-64.
9. Корнев, А. И. Анализ геологического параметра режим работы залежи, перспектива его изучения и использования для разработки месторождений / А. И. Корнев // Проблемы геологии и освоения недр: Труды



XXIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 120-летию со дня рождения академика К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К.В. Радугина, Томск, 08–12 апреля 2019 года. – Томск: Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2019. – С. 49-52.

10. Пономарев, А. Н. Обоснование рационального режима эксплуатации скважин при разработке залежей нефти и газа в сложнопостроенных коллекторах: специальность 25.00.17 "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений": диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Пономарев Александр Николаевич. – Тюмень, 2001. – 157 с.

11. Свинцицкий, С. Б. Прогнозирование горно-геологических условий проводки скважин в соленосных и глинистых отложениях с аномально высокими давлениями флюидов: специальность 25.00.12 "Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений": автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук / Свинцицкий Святослав Брониславович. – Ставрополь, 2006. – 47 с.

12. Иванников, В. И. Природа аномальных пластовых давлений в коллекторах нефти и газа и ее значение для поиска УВ-скоплений / В. И. Иванников // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 3. – С. 36-39.

13. Соин Д. А. Сверхгидростатические пластовые давления в геофлюидальной системе природных резервуаров нижнего мела и юры Ямальской нефтегазоносной области Западной Сибири // Вести газовой науки. 2010. №2 (5).

14. Орехов, А. Н. Изучение зон аномального пластового давления с помощью анализа атрибутов сейсмических полей на примере месторождений Западной Сибири / А. Н. Орехов, Аmani Мангуа Марк Марсьяль // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 5. – С. 46-56. – DOI 10.18799/24131830/2020/5/2635.

15. К вопросу прогноза зон аномально высоких пластовых давлений в разрезе Баренцево-Карского шельфа с учетом данных бурения и сейсморазведки / В. Н. Бородкин, О. А. Смирнов, А. Р. Курчиков [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 4. – С. 12-19. – DOI 10.30713/2413-5011-2019-4(328)-12-19.

16. Карасев, Д. В. Особенности осложнений при проведении буровых работ на больших глубинах / Д. В. Карасев, Т. В. Карасева, Н. Е. Щербинина // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2015. – № 4. – С. 19-31.

17. Савинов, С. О. Особенности заканчивания скважин в условиях аномально низких пластовых давлений / С. О. Савинов // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М.И. Кучина, Томск, 03–07 апреля 2017 года / Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск: Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2017. – С. 528-529.

18. Турицына, М. В. Гидродинамическое обоснование применения газожидкостных смесей для вскрытия пластов с аномально низкими давлениями: специальность 25.00.15 "Технология бурения и освоения скважин": диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Турицына Мария Владимировна. – Санкт-Петербург, 2013. – 142 с.

19. Яковлев, А. А. Обоснование способа и выбор промывочного агента для первичного вскрытия пластов с аномально низким давлением / А. А. Яковлев, М. В. Турицына // Записки Горного института. – 2013. – Т. 206. – С. 116-119.

20. Косачук Г.П., Буракова С.В., Мельникова Е.В., Усенко А.Ю. Оценка факторов, влияющих на начальные термобарические условия Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения // Вести газовой науки. 2016. №2 (26).

21. Каримов, С. С. Особенности проектирования и разработки нефтяной залежи фундамента юго-восточного участка месторождения "Дракон" / С. С.

Каримов, А. Н. Иванов, М. М. Велиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 2(96). – С. 41-50.

22. К вопросу отбора скважин-кандидатов для интенсификации притока нефти на месторождениях с низким пластовым давлением / Е. В. Бойков, А. Кильмаматов, М. Кузнецов [и др.] // Бурение и нефть. – 2019. – № 11. – С. 42-45.

23. Удалова Т. Приток под контролем: бурение на депрессии — технология строительства скважин для эффективной разработки карбонатных трещиноватых коллекторов // Сибирская нефть. – 2017. – №144.

24. Тагиров К. М., Нифантов В. И. Бурение скважин и вскрытие нефтегазовых пластов на депрессии. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 160 с.

25. Никулин, В. А. Технология цементирования хвостовиков / В. А. Никулин, А. М. Мухамадиев, Р. М. Галимов // Бурение и нефть. – 2010. – № 1. – С. 48-49.

26. Синебрюхов, К. В. Перераспределение направления трещин гидравлического разрыва пласта с помощью оптимизации системы поддержания пластового давления / К. В. Синебрюхов, В. П. Соломатин // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 120-летию со дня рождения академика К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К.В. Радугина, Томск, 08–12 апреля 2019 года. – Томск: Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2019. – С. 173-175.

27. Ибрагимов, И. Т. Выполнение гидропескоструйной перфорации на газодобывающих скважинах с аномально высоким пластовым давлением / И. Т. Ибрагимов, О. И. Агаев. — Текст: непосредственный // Молодой ученый. — 2021. — № 6 (348). — С. 126-129.

28. Яковлев, А. А. Обоснование применения и исследование составов газожидкостных смесей для промывки скважин в условиях аномально низких пластовых давлений / А. А. Яковлев, М. В. Турицына // Вестник Пермского

национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – Т. 11. – № 4. – С. 42-48.

29. Оганов, А. С. Технология строительства скважин на равновесии / А. С. Оганов, А. Д. Поликарпов, Б. А. Доценко // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2009. – № 3. – С. 31-34.

30. Повышение эффективности разработки нефтяных и газовых месторождений на поздней стадии: сборник тезисов докладов Международной научно-практической конференции на базе Кубанского государственного технологического университета совместно с Российской академией естественных наук, посвященной 100-летию ФГБОУ ВО "Кубанский государственный технологический университет", Краснодар, 03–06 октября 2017 года. – Краснодар: Общество с ограниченной ответственностью "Издательский Дом - Юг", 2017. – 128 с. – ISBN 978-5-91718-501-9.

31. Газизов, А. Ш. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах = Increase of field development efficiency by restricting water flow in the formations / А. Ш. Газизов, А. А. Газизов. - М.: Недра, 1999. - 284, [1] с.

32. Газизов, А. Ш. Научно-технические основы энергосберегающих технологий повышения нефтеотдачи пластов / А. Ш. Газизов, А. А. Газизов // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 3. – С. 60-64.

33. Кашпаров, Ю. М. Совершенствование методов обоснования рациональных режимов эксплуатации скважин в процессе разработки сеноманских залежей (на примере Ямбургского месторождения): специальность 25.00.17 "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений": диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Кашпаров Юрий Михайлович. – Москва, 2000. – 142 с.

34. Обиднов, В. Б. Разработка и совершенствование технологий вывода скважин из бездействующего фонда на поздней стадии разработки месторождений: на примере Ямбургского ГКМ: автореферат дис. ... кандидата

технических наук: 25.00.17 / Обиднов Виктор Борисович; [Место защиты: Ин-т проблем трансп. энергоресурсов]. - Уфа, 2009. - 26 с.

35. Оганов, А. С. Технология строительства скважин на равновесии / А. С. Оганов, А. Д. Поликарпов, Б. А. Доценко // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2009. – № 3. – С. 31-34.

36. Сингуров, А. А. Разработка технологии и технических средств для очистки газовых скважин от глинисто-песчаных пробок в условиях АНПД (на примере месторождений Западной Сибири): специальность 25.00.15 "Технология бурения и освоения скважин": автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Сингуров Александр Александрович. – Ставрополь, 2007. – 25 с.

37. Хисматулин, А. Р. Исследование аэрированных суспензий применительно к цементированию скважин в условиях АНПД: специальность 25.00.15 "Технология бурения и освоения скважин": диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Хисматулин Антон Рашитович. – Екатеринбург, 2006. – 153 с.

38. Совершенствование технологии цементирования газовых скважин с АВПД на Прибрежной группе месторождений филиала "Кубаньбургаз" / М. О. Ашрафьян, А. В. Кривошей, Д. В. Антоненко, Ю. В. Гринько // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. – № 1. – С. 43-48.

39. Патент РФ № 2004105496, 20.06.2005. Способ растепления ствола газовой скважины // Патент России 2254447 Бюл. № 17 / Зозуля Г.П., Бакеев Р.А., Кустышев И.А., Яковлев А.В., Тулубаев А.Б. и др.

40. Патент РФ № 2006122773, 20.03.2008. Способ глушения скважины // Патент России 2319728 / Кустышев А.В., Обиднов В.Б., Фабин Р.И., Афанасьев А.В., Кряквин Д.А., Листак М.В.

41. Патент РФ № 2006123985, 20.03.2008. Способ глушения пакерующей скважины // Патент России 2319728 / Кустышев А.В., Обиднов В.Б., Чижова Т.И., Ткаченко Р.В., Немков А.В., Листак М.В.

42. Патент РФ № 2005140129, 20.09.2007. Способ гидравлического разрыва пласта газовой скважины // Патент России 2306412 Бюл. № 26 / Кустышев А.В., Обиднов В.Б., Зозуля Г.П., Кряквин Д.А., Афанасьев А.В., Кочетов С.Г., Токарев А.П., Лахпо Е.Ю.

43. Патент РФ № 2006122771, 10.05.2006. Способ гидравлического разрыва пласта газоконденсатной скважины // Патент России 2324050 Бюл. № 19 / Обиднов В.Б., Кустышев А.В., Зозуля Г.П., Ткаченко Р.В., Кустышев Д.А. Ваганов Ю.В.

44. Гидродинамика пластовых систем. Методические указания для выполнения лабораторных работ / Сост. И.Н. Пономарева, А.А. Ерофеев: Перм. нац. иссл. политехн. ун-т. Пермь, 2011, 65 с.

45. Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 09.03.2021).

46. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

47. СанПиН 2.2.4-548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

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

49. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

50. ГОСТ 12.1.012-2004. Вибрационная безопасность. Общие требования.

51. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

52. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95\*.

53. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

54. ГОСТ 12.4.011-89. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А.1 – Сводные данные по технологиям вывода скважин из бездействующего фонда Ямбургского ГКМ

Наименование технологии	Применяемые технологические жидкости и композиции	Применяемые технические средства и оборудование	Эффективность технологии	Охранный документ
Растепление скважин	Облегченный солевой раствор на основе KCl-электролит и дисолвана	Колтюбинговая установка	Сокращается продолжительность работ на 15-20%	Пат. № 2319725 З. № 2006115284 НД 00158758-284-2004
Глушение пакеруемых газоконденсатных скважин	Жидкость глушения на основе Робус-Г и NaCl Блокирующая композиция на основе ПКР и NaCl	ППА	Сокращается продолжительность работ в 1,3 раза	З. № 2006142116 НД 04803457-278-2004 СтП-2005 Ямбурггаз-добыча
Глушение газоконденсатных скважин без пакера	Жидкость глушения на основе ПКР и NaCl Блокирующая композиция на основе вязкого ПКР и NaCl	ППА	Сокращается продолжительность работ в 1,3 раза	З. № 2006142117 СтП-2005 Ямбурггаз-добыча
Глушение газоконденсатных скважин без пакера с помощью колтюбинговой установки		Колтюбинговая установка	Сокращается продолжительность работ в 2,0-2,5 раза	Пат. № 2319828 СТО 04803457-04-2005

Продолжение таблицы А.1

Глушение пакеруемых газоконденсатных скважин с помощью колтюбинговой техники		Колтюбинговая установка	Сокращается продолжительность работ в 2,0-2,5 раза	Пат. № 2319827 СТО 04803457-04-2005
ПЗР при ГРП с протектором		ФА на рабочее давление Протектор	Сокращается продолжительность работ в 2-3 раза	Пат. № 2306412
ПЗР при ГРП с ПВО		ФА на рабочее давление ПВО	Сокращается продолжительность работ в 2-3 раза	Пат. № 2301885 Пат. № 52919
Блокирование высокопроницаемых трещин разрыва (глушение газовых скважин, расположенных в суперколлекторах)	Жидкость глушения на основе MgCl <sub>2</sub> и АСМ	ППА Колтюбинговая установка	Сокращается продолжительность работ - с ППА в 1,3 раза - с колтюбинговой установки в 2,0-2,5 раза	Пат. № 2309177 Пат. № 2321725
Удаление проппанта (вымывание проппантовой пробки большой толщины) после ГРП		Колтюбинговая установка Азотно-бустерная установка, Компрессор	Устраняет прихват БДТ Сокращается продолжительность работ в 1,5-2,0 раза	Пат. № 2319725 З. № 2008106565



## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Схема Б.1 – Комплексный подхода к разработке месторождений в аномальных пластовых условиях

Пластовые условия		Геологические характеристики пласта		Прогнозирование пластового давления						
		Генезис аномальных пластовых давлений		ФЕС		Сейсморазведка			Данные ГИС	
						Региональная геология	Геофизические методы	Гравиметрия	Метод кривых нормального уплотненных глин	Метод Хорнера
АНПД	АВПД	<p>Образуется естественным образом:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- при осадконакоплении (уплотнение и разуплотнение пород);</li> <li>- регенерации углеводородов в замкнутом коллекторе;</li> <li>- вертикальной миграции флюидов (разгрузка нижних чехлов и образование АВПД в верхней части разреза)</li> <li>- Существует не более 20 тысяч - 1,6 миллионов лет</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Средняя глубина залегания составляет 2-4 км</li> <li>- пористость 10-20 %</li> <li>- проницаемость 20-100 мД</li> <li>- Коэффициент аномальности пластовых давлений больше 1,3</li> </ul>	<p>Должно быть рассчитано гидростатическое давление</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- снижение плотности флюидов</li> <li>- снижение скорости движения флюидов</li> <li>- повышение пористости пласта</li> <li>- повышение температуры пласта</li> <li>- повышение коэффициента Пуассона</li> </ul>			<ul style="list-style-type: none"> <li>- Должно быть рассчитано гидростатическое давление</li> <li>- Для проведения исследования используют добывающую скважину</li> <li>- Метод Хорнера используется, когда период работы скважины до ее остановки на исследование Т соизмерим с периодом наблюдения t после остановки</li> <li>- Требуется построение графика КВД</li> </ul>			
АНПД	АНПД	<p>Образуется естественным образом:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Растяжение или сжатие отдельных участков земной коры (тектоника плит)</li> </ul> <p>Образуется искусственным образом:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Проседание земной поверхности вследствие добычи углеводородов без восполнения отбираемых из пласта флюидов.</li> <li>- Повышенная обводненность пласта</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Средняя глубина залегания составляет 1000-2500 м;</li> <li>- пористость 20-30 %</li> <li>- проницаемость больше 500 мД</li> <li>- Коэффициент аномальности пластовых давлений меньше 1</li> </ul>	<p>Должно быть рассчитано гидростатическое давление</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Повышение плотности флюидов</li> <li>- Повышение скорости движения флюидов</li> <li>- снижение пористости пласта</li> <li>- снижение температуры пласта</li> <li>- повышение коэффициента Пуассона</li> </ul>			<ul style="list-style-type: none"> <li>- Метод кривых нормального уплотненных глин требует параметры удельного электрического сопротивления глинистых пород</li> </ul>			

Продолжение схемы Б.1

Пластовые условия		Заканчивание и освоение скважины				Фонд добывающих и нагнетательных скважин					
		Первичное вскрытие пласта (бурение)		Спуск и цементирование верхней части хвостовика	Вторичное вскрытие пласта (перфорация)		Сетка скважин	Система ППД	Вывод на режим из бездействующего фонда		
		Бурение на депрессии/равновесии	Промывочная жидкость		МГРП	ГПП	Уплотнение сетки скважин		Глушение скважин	ПЗР при ГРП	Блокирование трещин разрыва
АВПД	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Преимущественно используют режим на равновесии</li> <li>- Высокое (аномальное) пластовое давление</li> <li>- Низкая проницаемость</li> <li>- Низкая степень трещиноватости</li> <li>- Высокая плотность (утяжеленный) промывочный агент на углеводородной основе</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Оптимальная траектория для минимизации риска осложнения при строительстве и эксплуатации скважин</li> <li>- Минимальная продолжительность бурения</li> <li>- Низкая вероятность пересечения стволов</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Для горизонтальных скважин</li> <li>- С применением технологии перераспределения направления распространения трещин ГРП</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Для газовых скважин</li> <li>- При использовании режима на депрессии (равновесии)</li> <li>- Склонность пород к поглощению растворов</li> <li>- Чувствительность газовых коллекторов к воздействию воды</li> <li>- Коэффициент аномальности равен 1,6-1,9</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Обводненность продукции не должно превышать 80-90 %</li> <li>- Падение градиента давления</li> <li>- Перенос фронта вытеснения (при ППД)</li> <li>- Интенсификация отбора жидкости из пласта</li> <li>- Большой размер депрессионной воронки, вызванная большим количеством интерферирующих между собой скважин</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Высокая обводненность (до 80-90%)</li> <li>- Низкие (аномальные) пластовые давления</li> <li>- Рост столба жидкости в скважине (самозадавливание)</li> <li>- Колтюбинговые техники используют при наличии в скважинах нескольких вскрытых продуктивных толщ или большой толщины пласта</li> <li>- Есть вероятность после ГРП повторного загрязнения ПЗП</li> <li>- Наличие глинисто-песчаных и пропантовых пробок большой толщины</li> </ul>					
АНПД	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Преимущественно используют режим на депрессии</li> <li>- Низкое (аномальное) пластовое давление</li> <li>- Высокая проницаемость</li> <li>- Высокая степень трещиноватости</li> <li>- Низкая плотность промывочного агента (ГЖС, пенные системы)</li> </ul>										