

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

### ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Тема работы
<b>МОДЕЛИРОВАНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДА БЛОЧНО-ФАКТОРНОГО АНАЛИЗА В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ</b>

УДК 622.276.66-047.58

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Корнев Александр Игоревич		

Руководитель ВКР

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

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель сектора по инженерному сопровождению ООО «РН-ГРП»	Галков Иван Тимурович			

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибульникова Маргарита Радиевна	К.Г.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Мельник Игорь Анатольевич	Д.Г-М.Н		

**ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ**  
**21.04.01 Нефтегазовое дело**  
**ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»**

<b>Код компетенции</b>	<b>Наименование компетенции</b>
<b>Универсальные компетенции</b>	
<b>УК(У)-1</b>	Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
<b>УК(У)-2</b>	Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
<b>УК(У)-3</b>	Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
<b>УК(У)-4</b>	Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
<b>УК(У)-5</b>	Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
<b>УК(У)-6</b>	Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
<b>Общепрофессиональные компетенции</b>	
<b>ОПК(У)-1</b>	Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
<b>ОПК(У)-2</b>	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства
<b>ОПК(У)-3</b>	Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
<b>ОПК(У)-4</b>	Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
<b>ОПК(У)-5</b>	Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях
<b>ОПК(У)-6</b>	Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания
<b>Профессиональные компетенции</b>	
<b>ПК(У)-1</b>	Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области добычи углеводородного сырья
<b>ПК(У)-2</b>	Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами добычи углеводородного сырья
<b>ПК(У)-3</b>	Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья
<b>ПК(У)-4</b>	Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли
<b>ПК(У)-5</b>	Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности

<b>ПК(У)-6</b>	Способен применять полученные знания для разработки и реализации проектов и научно-исследовательских работ различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
<b>ПК(У)-7</b>	Способен применять современные программные комплексы для научно-исследовательских работ и проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ И.А. Мельник  
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

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

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ15	Корнев Александр Игоревич

Тема работы:

<b>МОДЕЛИРОВАНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДА БЛОЧНО-ФАКТОРНОГО АНАЛИЗА В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ</b>	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	<i>№62-82/с, 03.03.2023</i>

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	25.05.2023
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b>  <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p>	<p>Фондовая и научная литература, тексты и графические материалы отчетов и исследований работ, технологические регламенты, нормативные документы.          Средняя глубина залегания, м, 1660-1673/2340-2550; тип коллектора - терригенно-поровый; площадь нефтегазонасыщенности, тыс.м<sup>3</sup> 1518783/86001; средняя общая толщина, м, 17,81-23,11 / 2,06-/32,42; средняя газонасыщенная толщина, м, 13,7; средняя нефтенасыщенная толщина, м, 17,3/7,9; пористость, %, 0,21-0,26/0,14-0,17; средняя нефтенасыщенность ЧНЗ, доли ед., 0,51/0,66; средняя нефтенасыщенность ВНЗ, доли ед., 0,49/0,34-0,56; средняя нефтенасыщенность газовой шапки, доли ед., 0,57; средняя насыщенность газом газовой шапки, доли ед., 0,42; проницаемость, мкм<sup>2</sup> 0,011-0,071/0, 006-0,085; коэффициент песчаности, доли ед., 0,483/ 0,649-0,856; коэффициент расчлененности, доли ед., 6-8/4; начальная пластовая температура, °С, 60-63/73-90; начальное пластовое давление, МПа, 16,4/23; вязкость нефти в пластовых</p>
---	---

	условиях, МПа·с, 1,66-1,67/0,90-1,05; плотность нефти в пластовых условиях, т / м <sup>3</sup> , 0,781/ 0,78; плотность нефти в поверхностных условиях, т / м <sup>3</sup> , 0,844-0,855/0,825-0,837; абсолютная отметка ВНК, м, 1675-1698/2313-2445; объемный коэффициент нефти, доли ед., 1,172/1,151-1,255; содержание серы в нефти, %, 1,0-1,1/0,44-1,0; содержание парафина в нефти, %, 2,8-4,0/3,0-4,6; давление насыщения нефти газом, Мпа, 8,8/10,7; газосодержание нефти, м <sup>3</sup> / т, 40-76/75-94; содержание стабильного конденсата, г/м <sup>3</sup> , 126; плотность воды в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup> , 1,014/1,02.
<p><b>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке</b>  <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i></p>	Оценка современных подходов к формированию расчета проектного коэффициента извлечения нефти, анализ методик расчета коэффициента извлечения нефти, механизм влияния гидропроводности пласта на формирование коэффициента извлечения нефти, применение метода материального баланса для расчета коэффициента извлечения нефти, обоснование применения моделей на основании технологических показателей гидравлического разрыва пласта на нефтяных месторождениях, сущность технологии гидравлического разрыва пласта, применение различных методов моделирования гидравлического разрыва пласта в процессе выполнения геолого-технического мероприятия, основные этапы проектирования гидравлического разрыва пласта, оценка отрицательной тенденции проведения гидравлического разрыва, эффективность блочно-факторного анализа в процессе проектирования геолого-технологического мероприятия при совместном применении на участке недр, комплексная методика моделирования гидравлического разрыва с проактивным блочно-факторным анализом.
<p><b>Перечень графического материала</b>  <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>  <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.г.н., Цибульникова Маргарита Радиевна
Социальная ответственность	Доцент, к.т.н., Сечин Андрей Александрович
Английская часть	Доцент, к.ф.н., Болсуновская Людмила Михайловна
Обоснование применения моделей на основании технологических показателей гидравлического разрыва пласта на нефтяных	Руководитель сектора по инженерному сопровождению ООО «РН-ГРП», Галков Иван Тимурович

месторождениях	
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:</b>	
APPLICATION OF THE BLOCK FACTOR ANALYSIS IN THE IMPLEMENTATION OF HYDRAULIC FRACTURING DURING OIL FIELDS DEVELOPMENT	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	05.03.2023
---	------------

**Задание выдал руководитель / консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			05.03.2023
Руководитель сектора по инженерному сопровождению ООО «РН-ГРП»	Галков Иван Тимурович			05.03.2023

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Корнев Александр Игоревич		05.03.2023

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело

ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Отделение школы Отделение нефтегазового дела

Период выполнения \_\_\_\_\_ весенний семестр 2022/2023 учебного года \_\_\_\_\_

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

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ15	Корнев Александр Игоревич

Тема работы:

<b>МОДЕЛИРОВАНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДА БЛОЧНО-ФАКТОРНОГО АНАЛИЗА В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ</b>
---

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	25.05.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
17.03.2023	Оценка современных подходов к формированию расчета проектного коэффициента извлечения нефти.	20
21.04.2023	Обоснование применения моделей на основании технологических показателей гидравлического разрыва пласта на нефтяных месторождениях.	30
31.04.2023	Эффективность блочно-факторного анализа в процессе проектирования геолого-технологического мероприятия при совместном применении на участке недр.	20
12.05.2023	Комплексная методика моделирования гидравлического разрыва с проактивным блочно-факторным анализом.	10
19.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	10
24.05.2023	Социальная ответственность	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			05.03.2023

**Консультант**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель сектора по инженерному сопровождению	Галков Иван Тимурович			05.03.2023

**СОГЛАСОВАНО:****Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Мельник Игорь Анатольевич	Д.Г-М.Н		

**Обучающийся**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Корнев Александр Игоревич		



## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 140 страниц, в том числе 42 рисунка, 18 таблиц. Список используемых источников информации включает 96 источников. Работа содержит 7 приложений.

Ключевые слова: месторождение, разработка, нефтеотдача, коэффициент извлечения нефти, блочно-факторный анализ, моделирование, гидравлический разрыв пласта.

Объектом исследования является участок недр разработки нефтяного месторождения «Х».

Целью исследования является эффективность применение блочно-факторного анализа совместно с гидравлическим разрывом пласта в процессе разработки нефтяных месторождений.

В процессе исследования были подробно проанализированы: технология моделирования трещин гидравлического разрыва, программный продукт «РН-ГРИД», блочно-факторный анализ объекта разработки и метод проактивного анализа. Предложен инструмент использования блочно-факторного анализа месторождения и подобран полный алгоритм реализации при проектировании гидравлического разрыва пласта.

В результате исследования оптимизирован процесс мониторинга и регулирования объекта разработки нефтяного месторождения.

Область применения: участки нефтяного пласта с низкой проницаемостью.

Потенциальная экономическая эффективность связана с повышением эффективности проведения гидравлического разрыва пласта, сокращение время подбора скважины-кандидата, снижение погрешности расчетов модели трещин гидравлического разрыва с фактическими результатами проведения геолого-технического мероприятия, а также увеличение дополнительной добычи нефти за счет комплексного применения в ходе проектирования ГРП моделирования трещин с блочно-факторным анализом объекта разработки.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	11
1 ОЦЕНКА СОВРЕМЕННЫХ ПОДХОДОВ К ФОРМИРОВАНИЮ РАСЧЕТА ПРОЕКТНОГО КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ .....	16
1.1 Анализ методик расчета коэффициента извлечения нефти .....	16
1.2 Механизм влияния изменения гидропроводности пласта на формирование коэффициента извлечения нефти.....	23
1.3 Применение метода материального баланса для расчета коэффициента извлечения нефти.....	27
2 ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ МОДЕЛЕЙ НА ОСНОВАНИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ.....	31
2.1 Сущность технологии гидравлического разрыва пласта .....	31
2.2 Применение различных методов моделирования гидравлического разрыва пласта в процессе выполнения геолого-технического мероприятия .....	35
2.3 Основные этапы проектирования гидравлического разрыва пласта .....	48
3 ЭФФЕКТИВНОСТЬ БЛОЧНО-ФАКТОРНОГО АНАЛИЗА В ПРОЦЕССЕ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОГО МЕРОПРИЯТИЯ ПРИ СОВМЕСТНОМ ПРИМЕНЕНИИ НА УЧАСТКЕ НЕДР .....	55
4 КОМПЛЕКСНАЯ МЕТОДИКА МОДЕЛИРОВАНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА С ПРОАКТИВНЫМ БЛОЧНО-ФАКТОРНЫМ АНАЛИЗОМ.....	67
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	78
5.1 Экономическая эффективность проведение гидравлического разрыва пласта с учетом блочно-факторного анализа объекта разработки .....	78
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	87
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	101
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	103
ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	116
ПРИЛОЖЕНИЕ Б .....	117
ПРИЛОЖЕНИЕ С <sub>1</sub> .....	118
ПРИЛОЖЕНИЕ С <sub>2</sub> .....	119
ПРИЛОЖЕНИЕ Г <sub>1</sub> .....	120
ПРИЛОЖЕНИЕ Г <sub>2</sub> .....	121

## ВВЕДЕНИЕ

Добыча нефти и газа была и является одной из важнейших сфер экономики страны. С увеличением времени эксплуатации нефтегазовых месторождений проблема падения коэффициента извлечения нефти (КИН) становится все более актуальной. Сложность процесса добычи углеводородов заключается в том, что большинство месторождений имеют низкую проницаемость и требуют специальных методов для их добычи. Крупные месторождения находятся на завершающей стадии добычи, а при интенсивной разведке новых нетрадиционных месторождений, включая трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), необходим комплексный подход к разработке таких залежей и развитие инновационных технологий освоения. Связи с этим нефтегазовая отрасль претерпевает глобальную технологическую модернизацию на всех этапах работ.

Современное проектирование разработки нефтяных месторождений проводят на основе математического, геологического и гидродинамического моделирования пластов с целью расчета прогнозных показателей разработки углеводородных пластов. Полученные математические модели залежей нефти должны показывать наиболее приближенные к реальным геологическим условиям и технологические параметры, которые влияют на процесс разработки. На основании расчетных результатов устанавливают проектное значение коэффициента извлечения нефти.

Для реализации моделей месторождений и дальнейшей работы над ними применяют различные программные продукты по типу «Petrel», «Eclipse» («Schlumberger»), «tNavigator» («Rock Flow Dynamics», г. Москва), «TimeZYX» (группа компаний «ТРАСТ»), «РН-КИМ» («НК Роснефть») «HydroGeo», созданный Михаилом Болеславовичем Букаты в Томском политехническом университете и др.

Мониторинг разработки месторождения имеет сложный комплексный характер, так как для постоянного контроля целого нефтяного месторождения требуются современные программы по 2D (прокси) и 3D моделированию,

включающие в себя актуальные методы расчетов и анализа разработки месторождения, а также имеющие большие вычислительные мощности и большую базу исторических данных основных геологических и технологических параметров разработки, физико-химические свойства пластового флюида и геолого-технические мероприятия (ГТМ), проводимые на месторождении. Поэтому основным направлением развития программных комплексов по мониторингу разработки месторождением является развитие проактивного факторного анализа объекта разработки, охватывающий все необходимые этапы для выявления проблемных участков, а также отслеживание текущего коэффициента извлечения нефти и разницу с установленными проектными значениями. Примером такого рабочего программного комплекса выступает «РН-КИН» компании «НК Роснефть», благодаря которому можно полноценно управлять разработкой месторождения и осуществлять наблюдение за коэффициентом извлечения нефти.

Однако в ходе добычи фактический показатель КИН оказывается меньше, чем проектный. Причиной такого различия является погрешность расчета математической модели залежи, который складывается из множества факторов, которые программный продукт не может учесть. Оценка запасов, например, часто отличались до и после проведения анализа промысловых исследований, а порой разница отличалась в 2-2,5 раза. Из-за этого проявляется весомая погрешность в оценке КИН, связанного с недостаточностью информации о распределении запасов в разрабатываемом объекте. К тому же важно учитывать и рост обводненности добываемой продукции на истощаемых разрабатываемых месторождениях, тем самым вовремя оценить то значение КИН, до которого возможно поднять или удержать при помощи методов увеличения нефтеотдачи (МУН) и интенсификации притока, а также регулирования системы поддержания пластового давления (ППД). Наиболее популярной и распространённой технологией вызова дополнительного притока жидкости из разрабатываемых недр является гидравлический разрыв пласта (ГРП).

Это метод воздействия на горные породы, который был разработан в 1940 году. Он заключается в том, что под высоким давлением в пласт вводится жидкость, что приводит к образованию трещин и увеличению проницаемости породы. Первая операция была проведена в 1948 году, но изначально мало было известно о механике горных пород и влиянии рабочих давлений на создаваемые трещины. Ещё с начала второй половины XX века технология ГРП в нефтедобывающей отрасли выступила как один из важных способов повышения продуктивности скважины, эффективности разработки месторождений и нефтеотдачи пласта.

Существует ряд сервисных предприятий, оказывающих услуги по проведению ГРП. Одним из таких компаний выступает ООО «РН-ГРП». Ее производственная деятельность сосредоточена в Западной и Восточной Сибири. Общество состоит из четырех обособленных подразделений, одного представительства и трех филиалов, один из которых расположен в городе Нижневартовск Ханты-Мансийского автономного округа – Югра. Ключевой составляющей стратегии ООО «РН-ГРП» является представление высококачественных технологических решений, направленных на повышение экономической и производственной эффективности деятельности Дочерних обществ ПАО «НК «Роснефть», в том числе и регулирования фактического КИН к проектным.

Одним из важных этапов проведения ГРП, которым занимается сервисная компания – проектирование, где производят расчеты и создают математические модели трещины ГРП в специальных программных продуктах. От точности построения дизайна трещины ГРП и качества подсчета необходимых параметров зависит успешность и эффективность проведения ГРП. В противном случае результаты проведения ГРП могут не достигнуть расчетных КИН, а зачастую после ГРП - усугублять фактический КИН.

Актуальность данной работы: необходимость обобщения накопленного опыта и информации по применению общепринятых методов расчета коэффициента извлечения нефти и мониторинга состояния разработки

месторождения, а также эффективного применения способов регулирования темпов добычи углеводородов, создание рекомендации комплексного подхода повышения фактического коэффициента извлечения нефти до проектных значений.

Целью выпускной квалификационной работы является эффективность применение блочно-факторного анализа совместно с гидравлическим разрывом пласта в процессе разработки нефтяных месторождений.

Задачи работы:

1. Оценить современные подходы к формированию расчета проектного коэффициента извлечения нефти;
2. Обосновать применение моделей с учетом технологических показателей проведения гидравлического разрыва пласта на нефтяных месторождениях;
3. Выявить эффективность применения блочно-факторного анализа в процессе проектирования геолого-технического мероприятия для совместного применения на участке недр.
4. Разработать алгоритм комплексной методики моделирования гидравлического разрыва пласта с проактивным блочно-факторным анализом.

Защищаемые положения:

- 1) Погрешность расчетов геометрии трещин ГРП с фактическими результатами составляет не более 5%;
- 2) Повышение эффективности проведения ГРП и дополнительного притока нефти в 1,5 раза.
- 3) Сокращение время расчетов и подбора скважины-кандидата ГРП в программе «РН-ГРИД» в 2-2,5 раза;

## ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

**АВПД** – Аномально-высокое пластовое давление;

**АНПД** – Аномально-низкое пластовое давление;

**БД** – База данных;

**БФА** – Блочно-факторный анализ;

**ГДИ** – Гидродинамические исследования;

**ГИС** – Геофизические исследования скважин;

**ГМПН** – Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи;

**ГРП** – Гидравлический разрыв пласта;

**ГТМ** – Геолого-технические мероприятия;

**ЖР** – Жидкость разрыва;

**КИН** – Коэффициент извлечения нефти;

**КРС** – Капитальный ремонт скважины;

**МУН** – Метод увеличения нефтеотдачи;

**ПБФА** – Проактивный блочно-факторный анализ;

**ПЗП** – Призабойная зона пласта;

**ПО** – Программное обеспечение;

**ППД** – Поддержание пластового давления;

**ТР** – Технологический режим;

**ТРИЗ** – Трудноизвлекаемые запасы;

**УМБ** – Уравнение материального баланса;

**ФЕС** – Фильтрационно-емкостные свойства;

**ХВ** – Характеристика вытеснения.

# **1 ОЦЕНКА СОВРЕМЕННЫХ ПОДХОДОВ К ФОРМИРОВАНИЮ РАСЧЕТА ПРОЕКТНОГО КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ**

## **1.1 Анализ методик расчета коэффициента извлечения нефти**

Чтобы оценить эффективность системы разработки нефтяного месторождения применяют геолого-промысловый анализ, изучающий технологические показатели разработки. Такой непрерывный процесс позволяет обобщить промежуточные результаты для составления любого проектного документа на разработку месторождения, в том числе технологические схемы разработки, проекты разработки или доработки. Единообразие этих материалов по анализу разработки месторождений углеводородов дают возможность объективно сравнить технологическую эффективность извлечения запасов нефти из различных месторождений и залежей [1].

Совокупность таких способов анализа, как оценки энергетического состояния залежей, динамики изменения обводненности добываемой продукции, характера и степени выработки запасов нефти и эффективности методов повышения продуктивности скважин и увеличения нефтеотдачи пластов предусматривают сопоставление динамики технологических показателей разработки рассматриваемого месторождения с аналогичным примером [1].

Технологические показатели улучшают с помощью изменения существующей системы разработки или усовершенствования ее, применяя технологии регулирования процесса эксплуатации месторождения. Чаще используют гидродинамические методы повышения нефтеотдачи пластов (ГМПН), которые увеличивают как текущую нефтеотдачу пластов, так и повышают конечный коэффициент извлечения нефти (КИН) [1].

Существуют две группы методов расчета технологических показателей разработки нефтегазовых месторождений:



– Первая группа включает в себя экстраполяционные методы, к которым относят характеристики вытеснения (ХВ) – эмпирическую зависимость типа накопленной добычи нефти, то есть накопленный отбор жидкости, и имитационные модели, построенные по результатам многофакторного анализа. Причем ХВ показывают реальные процессы выработки запасов нефти и связанную с ним динамику обводнения продукции при разработки неоднородных пластов на режиме вытеснения нефти водой;

– Вторая группа характеризует методы, применяющие физически содержательные математические модели процесса извлечения нефти из неоднородных пластов – постоянно действующие геолого-технологические модели, имеющие начальные и граничные условия, а также представляющих собой систему дифференциальных уравнений, отражающих фундаментальные законы сохранения массы, импульса, энергии, которые с наибольшей полнотой описывают изучаемый процесс [1].

Что касается коэффициента извлечения нефти – он позволяет оценить эффективность процесса добычи нефти из недр и определяется на разных этапах геологического изучения месторождений и их разработки. Для определения этого показателя необходимо учитывать новые перспективные методы разработки и интенсификации добычи нефти, которые могут быть применены на рассматриваемом участке. Также важно моделирование вариантов процесса добычи углеводородов с использованием программных продуктов, которые корректно отображают геолого-физические условия [2].

Если в среднем КИН на нефтегазовых месторождениях имеет диапазон от 20% до 35%, то трудноизвлекаемые запасы выдают КИН до 10% [3]. На значение расчетного КИН влияет режим работы залежи, от которого зависит выбор способа разработки месторождения и набора геолого-технических мероприятий. Сам режим работы залежи чувствителен к ряду факторов, связанных с аномально-низкими и высокими пластовыми давлениями (АНПД и АВПД), фильтрационно-емкостными свойствами пласта (ФЕС), а также с явлением депрессионной воронки [4, 5].

В зависимости от вышеперечисленных и прочих особенностей нефтегазовых месторождений и стадий разработки при проведении геолого-гидродинамического моделирования, некорректность получаемого прогнозируемого КИН связано с выбором использования методов расчета и прогноза КИН.

#### *Метод аналогий*

Метод аналогий применяется для предварительного определения коэффициентов извлечения углеводородов на стадии поисков и разведки полезных ископаемых. В данном методе используют уже обоснованные на разведанном месторождении КИН, которые имеют схожие геолого-промысловые характеристики [2].

#### *Статистические методы*

Статистические модели создаются благодаря статистическим зависимостям между КИН и геолого-техническими значениями. Некоторые авторы статистических методов оценки КИН (Гомзиков и Молотов, Абасов и Султанов, Кожакин, Гутри и Гринберг, Арпс) включают в конечную формулу КИН свои установочные коэффициенты и параметры, некоторые из которых требуют дополнительные расчеты, увеличивая тем самым общую погрешность вычисления КИН. Примеры самых распространенных статистических формул определения КИН представлены в таблице 1 [2, 3, 6].

Таблица 1 – Статистические методы расчета коэффициента извлечения нефти

В.К. Гомзиков и Н.А. Молотов	
Формула	Обозначения параметров
$\eta = 0,195 - 0,0078 \cdot \mu_o + 0,082 \cdot \lg K_{пр} + 0,0014 \cdot t + 0,0039 \cdot h + 0,180 \cdot K_{пес} - 0,054 \cdot Q_{вн.з} + 0,27 \cdot K_{н.н.} - 0,00086 \cdot S$ <p>где <math>Q_{вн.з} = \frac{Q_r}{Q}</math>; <math>\mu_o = \frac{\mu_n}{\mu_v}</math></p>	$\eta$ - КИН, д.ед.; $t$ - пластовая температура, °С; $h$ - средняя нефтенасыщенная толщина, м; $Q_r$ - геологические запасы водонефтяной зоны, т; $Q$ - запасы всей залежи, т; $K_{н.н.}$ - нефтенасыщенность, д.ед.; $\mu_n$ - вязкость пластовой нефти, Па·с; $\mu_v$ - вязкость воды, Па·с; $K_{пр}$ - коэффициент проницаемости, Д; $K_{пес}$ - коэффициент песчаности, д.ед.; $S$ - плотность сетки скважин, га/скв.

Продолжение таблицы 1

М.Т. Абасов и З.А. Султанов	
Формула	Обозначения параметров
$\eta = 0,153 + 0,053 \cdot T_H + 0,025 \cdot \ln K_{пр} - 0,0021 \cdot (\eta_{без} - 19,9) \cdot (T_H - 5,59) + 3,25 \cdot \left(\frac{1}{S} - 0,17\right)^2$	$\eta$ - КИН, д.ед.; $\eta_{без}$ - коэффициент безводной нефтеотдачи, д.ед.; $T_H$ - среднегодовой темп отбора нефти, д.ед.; $K_{пр}$ - коэффициент проницаемости, Д; $S$ - плотность сетки скважин, га/скв.;
С.В. Кожакин	
Формула	Обозначения параметров
$\eta = 0,507 - 0,167 \cdot \lg \mu_o + 0,0275 \cdot \lg K_{пр} - 0,05 \cdot W_K + 0,0018 \cdot h + 0,071 \cdot K_{пес} - 0,000855 \cdot S$ <p>где <math>\mu_o = \frac{\mu_n}{\mu_v}</math></p>	$\eta$ - КИН, д.ед.; $h$ - средняя нефтенасыщенная толщина, м; $\mu_n$ - вязкость пластовой нефти, Па·с; $\mu_v$ - вязкость воды, Па·с; $W_K$ - коэффициент вариации проницаемости, д.ед.; $K_{пр}$ - коэффициент проницаемости, Д; $K_{пес}$ - коэффициент песчаности, д.ед.; $S$ - плотность сетки скважин, га/скв.
Р. Гутри и М. Гринберг	
Формула	Обозначения параметров
$\eta = 0,11403 + 0,2719 \cdot \lg K_{пр} + 0,2556 \cdot (1 - K_{н.н.}) - 0,1355 \cdot \lg \mu_n - 1,538 \cdot K_{п} - 0,001144 \cdot h$	$\eta$ - КИН, д.ед.; $h$ - средняя нефтенасыщенная толщина, м; $K_{н.н.}$ - нефтенасыщенность, д.ед.; $\mu_n$ - вязкость пластовой нефти, Па·с; $K_{пр}$ - коэффициент проницаемости, Д; $K_{п}$ - коэффициент пористости, д.ед.
Д. Арпс	
Формула	Обозначения параметров
$\eta = 0,54898 \cdot \left(\frac{K_{п} \cdot K_{н.н.}}{B}\right)^{0,0422} \cdot \left(\frac{K_{пр} \cdot \mu_v}{\mu_n}\right)^{0,077} \cdot (1 - K_{н.н.})^{-0,1903} \cdot \left(\frac{P_o}{P_K}\right)^{-0,2159} \cdot C$	$\eta$ - КИН, д.ед.; $h$ - средняя нефтенасыщенная толщина, м; $K_{н.н.}$ - нефтенасыщенность, д.ед.; $\mu_n$ - вязкость пластовой нефти, Па·с; $\mu_v$ - вязкость воды, Па·с; $K_{пр}$ - коэффициент проницаемости, Д; $K_{п}$ - коэффициент пористости, д.ед.; $P_o$ - начальное пластовое давление, Па; $P_K$ - пластовое давление в конце разработки, Па; $C$ - коэффициент относительного соответствия эффективности заводнения и естественного водонапорного режима, д. ед.

## Эмпирические методы

Эмпирические методы основываются на статистически-накопленном обобщенном методе оценки КИН. Они позволяют учесть больше факторов, влияющих на прогнозный КИН, однако такие методы получены опытно-промышленным путем и выдают минимальные различие с фактическим КИН в частных случаях, когда формула расчета КИН была скорректирована под конкретные геолого-технические условия нефтяных залежей [2, 6].

Существует несколько зависимостей для нефтяных залежей, каждую из которых для корректного подсчета КИН рекомендуется использовать при определенных условиях согласно таблице 2.

Таблица 2 – Эмпирические методы расчета коэффициента извлечения нефти

Формула	Условие применения	Обозначение параметров
$\eta = 0,418 \cdot \left( \frac{K_{п} \cdot (1 - K_{н.св.})}{B_{н}} \right)^{0,1611} \cdot \left( \frac{K_{пр}}{\mu_{но}} \right)^{0,0979} \cdot K_{н.св.}^{0,3722} \cdot \left( \frac{P_{н}}{P_{ср}} \right)^{0,1147}$	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Без ППД</li> <li>- Режим растворенного газа</li> </ul>	<p><math>K_{п}</math> – коэффициент пористости, д.ед.;</p> <p><math>K_{пр}</math> – коэффициент проницаемости, Д;</p> <p><math>K_{н.св.}</math> – насыщенность связанной водой, д.ед.;</p> <p><math>B_{н}</math> – объемный коэффициент нефти при давлении насыщения, д.ед.;</p> <p><math>\mu_{но}</math> – вязкость нефти при давлении насыщения, Па·с;</p> <p><math>P_{н}</math> – давление насыщения, Па;</p> <p><math>P_{ср}</math> – средневзвешенное пластовое давление, Па.</p>
$\eta = 0,11403 + 0,2719 \cdot \lg(K_{пр} \cdot 1000) + 0,25569 \cdot (1 - K_{н.н.}) - 0,1355 \cdot \lg \mu_{н} - 1,538 \cdot K_{п} - 0,00115 K_{п} \cdot h$	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Терригенные залежи</li> </ul>	<p><math>K_{п}</math> – коэффициент пористости, д.ед.;</p> <p><math>K_{пр}</math> – коэффициент проницаемости, Д;</p> <p><math>K_{н.н.}</math> – нефтенасыщенность, д.ед.;</p> <p><math>\mu_{н}</math> – вязкость пластовой нефти, Па·с;</p> <p><math>h</math> – средняя нефтенасыщенная толщина, м.</p>

Продолжение таблицы 2

$\eta = 0,764 \cdot e^{-\frac{0,0906 \cdot S}{\sqrt{G}}}$ <p>где <math>G = \frac{K_{пр} \cdot h}{\mu_n}</math></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- С применением ППД</li> <li>- <math>k_p &lt; 2</math></li> <li>- <math>K_{пес} &gt; 0,75</math></li> </ul>	$\mu_n$ – вязкость пластовой нефти, Па·с; $S$ – плотность сетки скважин, га/скв;
$\eta = 0,730 \cdot e^{-\frac{0,102 \cdot S}{\sqrt{G}}}$ <p>где <math>G = \frac{K_{пр} \cdot h}{\mu_n}</math></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- С применением ППД</li> <li>- <math>4 &gt; k_p &gt; 2</math></li> <li>- <math>0,6 &lt; K_{пес} &lt; 0,75</math></li> </ul>	$k_p$ – коэффициент расчлененности, д.ед.;
$\eta = 0,692 \cdot e^{-\frac{0,104 \cdot S}{\sqrt{G}}}$ <p>где <math>G = \frac{K_{пр} \cdot h}{\mu_n}</math></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- С применением ППД</li> <li>- <math>6 &gt; k_p &gt; 4</math></li> <li>- <math>0,5 &lt; K_{пес} &lt; 0,6</math></li> </ul>	$K_{пр}$ – коэффициент проницаемости, Д; $h$ – средняя нефтенасыщенная толщина, м;
$\eta = 0,652 \cdot e^{-\frac{0,102 \cdot S}{\sqrt{G}}}$ <p>где <math>G = \frac{K_{пр} \cdot h}{\mu_n}</math></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- С применением ППД</li> <li>- <math>6 &gt; k_p &gt; 4</math></li> <li>- <math>0,5 &lt; K_{пес} &lt; 0,6</math></li> </ul>	$K_{пес}$ – коэффициент песчанности, д.ед.

Некоторые эмпирические методы применяют с статистической зависимостью при водонапорном режиме для нефтяных оторочек, а также для месторождений категории ТРИЗ. Также используют в частных случаях смешанные способы, например аналого-статистические модели расчеты прогнозного КИН (метод производных), основанные на многомерной регрессии с целью первичной оценки КИН, когда нету данных по технологическим показателям разработки, то есть используются в формуле только геологические параметры (при наличии ППД) [7].

Условия выбора выражены зависимостью КИН от преобладающей энергии, способной транспортировать углеводороды в пласте до забоя скважины. Для залежей, содержащих нефть, естественной силой продвижения является:

- вода, залегающая ниже нефтяных пластов – под давлением собственной массы (водонапорный режим) или из-за упругого расширения с породой продвигает нефть (упруговодонапорный режим);
- газ, находящийся выше нефтяных пластов в виде газовой шапки – под давлением транспортирует к скважине нефть (режим газовой шапки – газонапорный);
- нефтяной газ, выталкивающий нефть к забою в результате упругости при выделении этого газа из нефти (режим растворенного газа);

- нефть – сила тяжести самой нефти (гравитационный режим) [3, 5].

#### *Расчетно-экспериментальный метод*

Расчетно-экспериментальный метод (покоэффициентный) использует определение величин ряда коэффициентов, составляющих формулу КИН:

$$\text{КИН} = K_{\text{выт}} \cdot K_{\text{охв}} \cdot K_{\text{зав}} \quad (1)$$

где КИН – коэффициент извлечения нефти, д. ед.;  $K_{\text{выт}}$  – коэффициент вытеснения, д. ед.;  $K_{\text{охв}}$  – коэффициент охвата, д. ед.;  $K_{\text{зав}}$  – коэффициент заводнения, д. ед [2, 8, 9].

На коэффициент вытеснения влияют параметры, связанные с физико-химическими свойствами пластового флюида, структурой зерен горных пород, образующих пустотное пространство, а также от значения проницаемости:

$$K_{\text{выт}} = \frac{V_o \cdot K_p \cdot (1 - K_{\text{н.св.}} - K_{\text{н.ост.}})}{V_o \cdot K_p \cdot (1 - K_{\text{н.св.}})} = \frac{K_{\text{н.св.}} - K_{\text{н.ост.}}}{K_{\text{н.нач.}}} \quad (2)$$

где  $V_o$  – объем образца породы, м<sup>3</sup>;  $K_{\text{н.св.}}$  – насыщенность связанной водой, д.ед.;  $K_{\text{н.ост.}}$  – насыщенность связанной остаточной нефтью, д.ед.;  $K_{\text{н.нач.}}$  – начальная нефтенасыщенность, д.ед;  $K_p$  – коэффициент пористости, д.ед.

Что касается коэффициента охвата, то в формуле учитываются часть залежи, в объеме которого фильтруется углеводородная жидкость и общий поровый объем пласта. Они в свою очередь зависят от плотности сетки скважин и прерывистости пласта [10, 11]:

$$K_{\text{охв}} = \frac{V_{\text{пв}}}{V_{\text{п}}} \quad (3)$$

где  $V_{\text{пв}}$  – объем залежи, охваченный процессом фильтрации, м<sup>3</sup>;  $V_{\text{п}}$  – начальный нефтесодержащий объем залежи, м<sup>3</sup>.

Коэффициент заводнения также имеет формулу отношения объема части пласта, которая промыта вытесняющим агентом, к дренирующей части нефтяного пласта:

$$K_{\text{зав}} = \frac{V_{\text{пром.}}}{V_{\text{п.н}}} \quad (4)$$

где  $V_{\text{пром.}}$  – объем промытой части залежи, занятый вытесняющим агентом,  $\text{м}^3$ ;  $V_{\text{п.н}}$  – объем занятого подвижной нефтью пласта,  $\text{м}^3$ .

В целом все вышеприведенные коэффициенты учитывают геолого-физическую характеристику залежи нефти и особенностей предлагаемой к внедрению системы разработки [3, 7]. Стоит также коротко выделить еще несколько методов прогнозирования КИН:

- Экстраполяционные методы определения КИН основаны на использовании зависимости между добытыми объемами нефти и жидкости, полученной при вытеснении углеводородов из пласта горных пород, построенной по фактическим данным за достаточно длительный период разработки месторождения;

- Гидродинамический метод применяют путем создания гидродинамических моделей, которые включают в себя динамические характеристики пластовых процессов и промысловые данные по скважинам;

- Факторный метод (интегральный) использует оценку многофакторной динамики ФЕС и энергии пласта для извлечения нефти;

Описанные выше методы вычисления проектного КИН далеко не последние способы расчета, так как для каждого месторождения требуются корректировки существующих формул или создания кардинально новых методов для повышения качества получаемых результатов. Однако полностью исключить отклонение показаний фактического КИН с расчетным путем усовершенствования методологии оценки КИН не представляется возможным.

## **1.2 Механизм влияния изменения гидропроводности пласта на формирование коэффициента извлечения нефти**

Отличие между фактическим и расчетным КИН связывают с влиянием гидропроводности и фильтрационно-емкостных свойств пласта. Погрешность явно наблюдается при разработке новых и уникальных месторождений, когда сведений по основным геолого-техническим характеристикам залежей недостаточно или имеются неточности. Из-за этого проектный КИН

оказывается завышенным или заниженным по сравнению с фактическими показателями.

Гидропроводность пласта – комплексный параметр, включающий в себя несколько геолого-физических и технологических факторов, которые определяют продуктивность скважины отдавать нефть учетом ФЕС пласта. В частности, речь идет о средней нефтенасыщенной толщине пласта, вязкости жидкости и проницаемости разрабатываемого участка:

$$\varepsilon = \frac{K_{\text{пр}} \cdot h}{\mu_{\text{ж}}} \quad (5)$$

где  $\varepsilon$  – гидропроводность пласта, Д·м/Па·с;  $K_{\text{пр}}$  – коэффициент проницаемости, Д;  $h$  – средняя нефтенасыщенная толщина, м;  $\mu_{\text{ж}}$  – вязкость жидкости, Па·с.

Гидропроводность пласта, как и вышеприведенные составляющие данной величины, входят в формулу Дюпюи, являющееся интегральной формой закона Дарси, благодаря которому можно рассчитать дебит скважины и в последствии оценить фактический КИН [12, 13, 14, 15]:

$$Q_{\text{н}} = \frac{2 \cdot \pi \cdot K_{\text{пр}} \cdot h \cdot \Delta P}{\mu_{\text{н}} \cdot \left( \ln \frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{с}}} + C \right)} \quad (6)$$

где  $Q_{\text{н}}$  – дебит нефти, м<sup>3</sup>/сут;  $K_{\text{пр}}$  – коэффициент проницаемости, Д;  $h$  – средняя нефтенасыщенная толщина пласта, м;  $\Delta P$  – разница давлений (депрессия), Па;  $\mu_{\text{н}}$  – вязкость нефти, Па·с;  $R_{\text{с}}$  – радиус скважины, м;  $R_{\text{к}}$  – радиус контура питания, м;  $C$  – поправочный коэффициент за несовершенство скважины, д.ед.

Данная формула используется в программных продуктах для нефтяных месторождений с наличием контурных вод, которые создают напор, или системы ППД при расчете основных технологических показателей разработки. Однако связи с ограниченными возможностями работы программ конечные результаты вычисления проектных значений гидропроводности пласта, а соответственно и дебита нефти влияют на погрешность конечного расчетного КИН.



Помимо этого, гидропроводность пласта чувствительна к ФЕС. Как было упомянуто ранее, ФЕС участвует в определении режима работы залежи, от которого зависит не только способ разработки, но и метод расчета КИН. Также ФЕС влияет на построение системы размещения скважин и на выбор режима работы скважин. В основном используют для анализа ФЕС гистограммы пористости и проницаемости рассматриваемого объекта разработки или карты геологических разрезов с классами пород, дающее комплексное геологическое понимание процессов образования коллекторов и возможных осложнений (рисунок 1) [5].



Рисунок 1 – Карта геологического разреза по проницаемости (класс пород) сеноманского пласта

При различных сочетаниях изменений параметров гидропроводности наблюдаются определенные зависимости от ФЕС. Так, если менять вязкость нефти и распределить на группы по диапазонам значений – ФЕС будет иметь взаимосвязь не со всеми группами по причине несовпадения корреляций по проницаемости породы, которая входит в ФЕС как один из основных характеристик [13, 16].

Проблема отклонения расчетных КИН от фактических показаний с точки зрения влияния гидропроводности пласта подробно разобрана в работах Назаровой Л.Н., где автор смог предложить свою методику прогнозирования

КИН с использованием особенностей гидропроводности при расчетах с помощью регрессионного анализа:

$$\eta = a + b \cdot \ln \varepsilon \quad (7)$$

где  $\eta$  – коэффициент извлечения нефти, д.ед.;  $\varepsilon$  – гидропроводность пласта, Д·м/Па·с;  $a$  и  $b$  – коэффициенты регрессии, описывающие взаимную связь  $\eta$  и  $\varepsilon$ , д.ед.

Такая методика получила распространение для месторождений с водонапорной системой работы пластов или ППД, а также карбонатных залежей Восточной Сибири и Сирии [13, 16]. Однако методика требует совершенствования, так как не ко всем типам месторождений можно применить с учетом изученности и достоверности данных залежей, а также уменьшение средней получаемой погрешности, сведя к диапазону 1-5%.

В связи с этим свойства пласта и флюида необходимо учитывать в формуле гидропроводности для получения более приближенных к фактическим цифрам проектный КИН. Но в таком случае добавление переменных в составляющие гидропроводности, а также и в формулу Дюпюи и в расчет прогнозного КИН, приведет к возрастанию погрешности. К тому же гидропроводность пласта является неотъемлемым параметром при создании математических моделей залежей, в численных методах оценки КИН, а также участвующим в блочно-факторном анализе объекта разработки. Поэтому качество полученных составляющих гидропроводности пласта влияют на динамику разницы фактического и расчетного КИН, что можно наблюдать на рисунке 2, где рассматриваются нескольких диапазонов значений гидропроводности пласта.

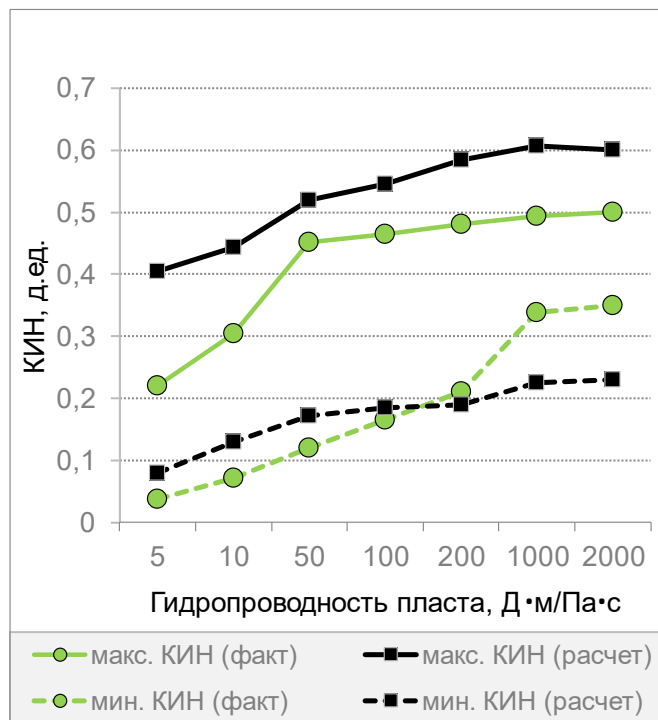


Рисунок 2 – Оценка разницы КИН с учетом гидропроводности пласта

### 1.3 Применение метода материального баланса для расчета коэффициента извлечения нефти

В зависимости от того, что входит в формулу прогнозного КИН и сколько включает в себя переменных - погрешность расчета будет уменьшаться благодаря точности учтенных факторов, имеющих наибольшее влияние на КИН, но в то же время различие значений КИН возрастает с увеличением переменных в формуле. То есть речь идет о методе материального баланса для подсчета запасов нефти, который чувствителен к качеству данных и имеет различные вариации и ограничения.

Уравнение материального баланса (УМБ) флюидов в пласте — безразмерная математическая модель учета динамики притока воды из законтурной области, запасов углеводородов и установленный режим разработки рассматриваемого участка. То есть данный инструмент позволяет согласовывать изменение пластового давления с дебитом жидкости, что упрощает мониторинг и контроль основных геолого-технических показаний, в том числе и текущий КИН, благодаря минимизации используемых исходных данных для расчетов [17, 18, 19, 20].

Изначально УМБ часто практиковали использовать для подсчета запасов нефти и газа на этапе разведки, чтобы оперативно на основе первичных исходных геолого-физических параметров, включающие в себя пластовое давление, сжимаемость горных пород и жидкости, находящихся в них, а также замеренные или вычисленные объемы углеводородов. Пласт же, согласно классической теории УМБ, представляется как однородный изотропный и изолированный поровый объем, характеризующийся средним пластовым давлением в любой промежуток времени [17, 18].

Но недостатком данной теории является ограниченность использования УМБ лишь в случае симметричного распределения постоянного давления, когда учитываются коэффициенты участия скважин и изменения должны быть в изометрических условиях. К тому же такой подход не принимает во внимание ФЕС (пористость, проницаемость, водонасыщенность), давление насыщения и так далее [21, 22].

Со временем развития численного, геологического и гидродинамического моделирования потребность в использовании метода материального баланса падает. Хотя у программных продуктов тоже имеются свои слабые стороны, которые УМБ может закрыть комплексным путем, а именно внедрение УМБ в процедуру численного моделирования текущего состояния разработки залежей углеводородов.

С помощью УМБ можно определить через построения, перераспределения и дополнения в левой и правой части уравнения набора составляющих КИН и других основных показателей разработки, а также определять преобладающий механизм вытеснения нефти из пласта в скважину. А численное моделирование в свою очередь позволяет упростить построение математической модели посредством вычислительных мощностей программ и сопоставить исторические данные добычи с целью прогнозирования дальнейшей динамики дебита и иных параметров и адаптации существующей гидродинамической модели объекта разработки [23, 24].

Общий вид уравнения материального баланса, следующий [25]:

$$N_p \cdot [B_o + (R_p - R_s) \cdot B_g] + W_p \cdot B_w = N \cdot [(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) \cdot B_g] + m \cdot N \cdot B_{oi} \cdot \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + \frac{(1-m) \cdot N \cdot B_{oi} \cdot (c_w \cdot s_w + c_f) \cdot \Delta P}{1 - s_{wc}} + W_e \cdot B_w \quad (8)$$

где  $N_p$  – накопленная добыча нефти,  $m^3$ ;  $B_o$  – объемный коэффициент нефти,  $m^3/m^3$ ;  $N$  – запасы нефти,  $m^3$ ;  $B_{oi}$  – начальный объемный коэффициент нефти, д.ед.;  $R_p$  – накопленный газовый фактор,  $m^3/m^3$ ;  $R_s$  – газовый фактор при растворенном газе,  $m^3/m^3$ ;  $R_{si}$  – начальный газовый фактор при растворенном газе,  $m^3/m^3$ ;  $\Delta P$  – изменение давления, Па;  $c_f$  – сжимаемость породы, 1/Па;  $c_w$  – сжимаемость воды, 1/Па;  $s_w$  – насыщенность водой, д.ед.;  $s_{wc}$  – насыщенность в области фронта обводнения, д.ед.;  $W_e$  – приток воды из-за контура,  $m^3$ ;  $W_p$  – накопленная добыча воды,  $m^3$ ;  $B_w$  – объемный коэффициент воды,  $m^3/m^3$ ;  $B_g$  – объемный коэффициент газа,  $m^3/m^3$ ;  $B_{gi}$  – начальный объемный коэффициент газа,  $m^3/m^3$ ;  $m$  – отношение начального порового объема углеводородов газовой шапки к объему нефтяной залежи в УМБ, д.ед.

Уравнение материального баланса имеет множество видов в зависимости от геологических условий пластов-коллекторов, физико-химических свойств углеводородов и прочих особенностей нефтяного месторождения. Ниже приведены некоторые варианты УМБ, которые были предложены авторами работ (Рублев А.Б., Панасенко Н. Л., Кесслер Ю.А. и др.) для конкретных случаев:

– Водонапорный режим (наличие гидродинамической связи и высокие показатели ФЕС):

$$N = \frac{N_p \cdot B_o - (W_e - W_p)}{B_o - B_{oi} + (c_f + c_w \cdot s_{wr}) \cdot \Delta P \cdot \frac{B_{oi}}{(1 - s_{wr})}} \quad (9)$$

где  $N$  – запасы нефти,  $m^3$ ;  $N_p$  – накопленная добыча нефти,  $m^3$ ;  $B_o$  – начальный объёмный коэффициент нефти,  $m^3/m^3$ ;  $B_{oi}$  – текущий объемный коэффициент нефти,  $m^3/m^3$ ;  $\Delta P$  – изменение среднего пластового давления, Па;  $c_f$  – сжимаемость породы, 1/Па;  $c_w$  – сжимаемость воды, 1/Па;

$W_e$  – накопленный приток из законтурной области, м<sup>3</sup>;  $s_{wr}$  – остаточная водонасыщенность, д.ед.;  $W_p$  – накопленная добыча воды, м<sup>3</sup>.

– Упругий режим (расширение нефти):

$$N_p V_o = V_{oi} \Delta P \cdot \left( \frac{c_f}{s_{oi}} + \frac{c_o s_o}{s_{oi}} + \frac{c_w s_w}{s_{oi}} \right) \quad (10)$$

$N_p$  – накопленная добыча нефти, м<sup>3</sup>;  $V_o$  – объемный коэффициент нефти, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;  $V_{oi}$  – начальный объем нефти, м<sup>3</sup>;  $\Delta P$  – изменение давления, Па;  $c_f$  – сжимаемость породы, 1/Па;  $c_o$  – сжимаемость нефти, 1/Па;  $c_w$  – сжимаемость воды, 1/Па;  $s_w$  – насыщенность воды, д.ед.;  $s_{oi}$  – насыщенность нефти, д.ед.

– Упруговодонапорный режим (наличие напора воды и расширения нефти):

$$N_p \cdot V_o = N \cdot V_{oi} \cdot \Delta P \cdot C_e + W_e - W_p \cdot V_w \quad (11)$$

где  $N_p$  – накопленная добыча нефти, м<sup>3</sup>;  $V_o$  – объемный коэффициент нефти, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;  $N$  – запасы нефти, м<sup>3</sup>;  $V_{oi}$  – начальный объемный коэффициент нефти, д.ед.;  $\Delta P$  – изменение давления, Па;  $c_e$  – эффективная сжимаемость породы, 1/Па;

Обобщение и анализ актуальных факторов, влияющих на проектный КИН, дают представление о способах регулирования расчетного КИН и приближение его к реальным фактическим условиям. Однако не только от прогнозного КИН зависит эффективность разработки нефтяных месторождений, но и от технологического процесса добычи нефти, то есть фактического КИН, которым также можно управлять с помощью геолого-технических мероприятий.

## 2 ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ МОДЕЛЕЙ НА ОСНОВАНИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

### 2.1 Сущность технологии гидравлического разрыва пласта

Для приближения фактического КИН к проектным значениям применяют методы увеличения нефтеотдачи (МУН) и интенсификации притока жидкости из пласта. В последнем случае самым распространенным является технология гидравлического разрыва пласта (ГРП) – метод воздействия на продуктивную залежь, при котором создается давление на пласт, примерно в 1,5-2 раза больше пластового давления, путем закачки специальной жидкости разрыва (ЖР) в скважину. Это приводит к разрыву породы по плоскостям минимальной прочности и появлению новых искусственных трещин, которые создают взаимосвязь с зонами высокой проницаемости. В результате происходит расширение дренажа скважины и увеличение продуктивности залежи. Для закрепления трещин в раскрытом состоянии используются зернистые материалы или расклинивающие агенты. А материалы, применяемые в качестве ЖР, выступают самые разные (пески, синтетические материалы и др.) [26, 27, 28].

Согласно теоретической информации подземной гидромеханики, определить поток жидкости позволяет закон Дарси:

$$Q = \frac{K_{\text{пр}} \cdot A \cdot \Delta P}{\mu_{\text{ж}} \cdot L} \quad (12)$$

где  $Q$  – дебит жидкости, м<sup>3</sup>/сут;  $K_{\text{пр}}$  – коэффициент проницаемости, Д;  $A$  – площадь поперечного сечения, м<sup>2</sup>;  $\mu_{\text{ж}}$  – динамическая вязкость жидкости, Па·с;  $\Delta P$  – изменение давления, Па;  $L$  – длина среды, м.

Радиальный приток жидкости образуется в результате сильного давления, благодаря которому происходит транспортировка углеводород к скважине через ограничения в виде пор горных пород. Для дальнейшего повышения количества поступления пластовой жидкости можно применить

ГРП, создавая высокопроницаемую трещину путем повышения радиуса питания и соответственно увеличения площади притока, затрагивающие низкопроницаемые пласты. Такой поток жидкости от пласта к скважине становится линейным или билинейным (рисунок 3) [24, 27, 28, 29].

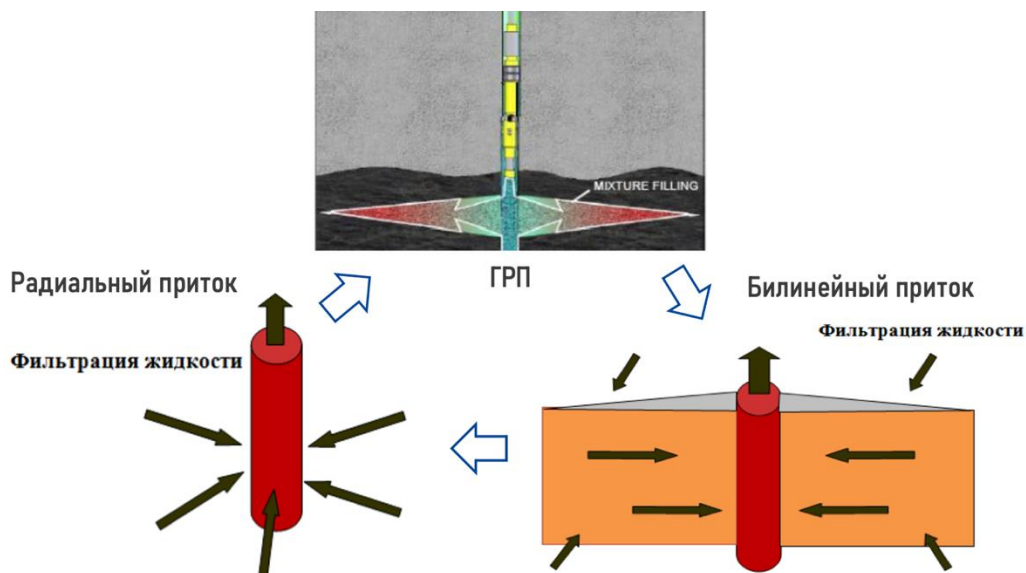


Рисунок 3 – Схема перехода притока жидкости при гидравлическом разрыве пласта

По итогу дебит скважины становится больше по причине падения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне пласта (ПЗП), повышения ФЕС и подключения ранее незатронутых пропластков с низкой проницаемостью. Со временем жидкость из билинейного переходит в промежуточный этап (псевдо-линейный поток, позже псевдо-радиальный) и по итогу восстанавливается в радиальный режим.

Для того, чтобы создать трещину при проведении ГРП, надо превысить предел прочности залежи на разрыв. При этом естественные напряжения пород (геостатическое, максимальное и минимальное) задают скорость роста и направления трещины, перпендикулярной оси наименьшего напряжения [30, 31].

$$R = \frac{(P_f - S_1) + (P_f - S_2)}{(S_1 - S_2)} \quad (13)$$

где  $P_f$  – давление жидкости ГРП, Па;  $S_1$  – максимальное общее горизонтальное напряжение, Па;  $S_2$  – минимальное общее горизонтальное напряжение, Па.



При соотношениях величин напряжений трещина может быть направлена как горизонтально, так и вертикально и под наклоном. Зависит все от того, какое напряжение является самой большой, а из оставшихся двух вариантов – самой маленькой.

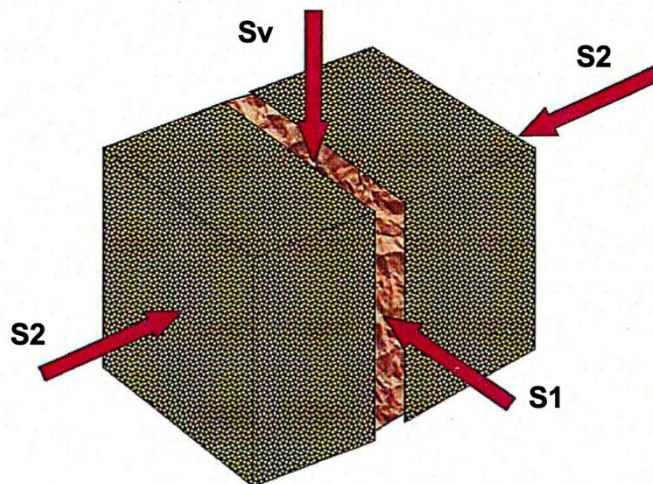


Рисунок 4 – Схема действия напряжений на пласт

где  $S_v$  – вертикальное (геостатическое) напряжение, Па.

Если данные по давлению закачки жидкости ГРП в пласт берут с показаний забойного манометра и интерпретаций записей забойных датчиков, то значения горизонтальных напряжений рассчитывают следующим образом:

$$S_{\min} = \left( \frac{\nu}{(1-\nu)} \cdot [P_{ob} - \alpha_v \cdot P_{пл}] + \alpha_h \cdot P_p \right) + (e_x \cdot E + S_t) = S_{лит} + S_{тек} \quad (14)$$

где  $S_{\min}$  – минимальное горизонтальное напряжение, Па;  
 $\nu$  – коэффициент Пуассона, д.ед.;  $P_{ob}$  – давление вышележащих толщ, Па;  
 $\alpha_v$  – вертикальная константа поровой упругости Биота, д.ед.;  
 $\alpha_h$  – горизонтальная константа поровой упругости Биота, д.ед.;  $P_{пл}$  – пластовое давление, Па;  $e_x$  – региональное горизонтальное напряжение, микронапряжение, Па;  $E$  – модуль Юнга, Па;  $S_t$  – региональное горизонтальное тектоническое напряжение, Па;  $S_{лит}$  – литостатическое напряжение, Па;  $S_{тек}$  – тектоническое напряжение, Па.

Также данные по напряжениям получают на основе проводимых тестов при закачках и анализа геологической информации, то есть полученные каротажи в ходе проведения геофизических исследований скважин (ГИС).

Тектоническое напряжение включают в формулу (14) в том случае, когда есть нарушения в пласте, вызванными тектоническими нарушениями (сброс, вброс, сдвиг и др.) рассматриваемого разрабатываемого участка [32].

В современной практике применения ГРП существуют довольно обширная база технологий, каждая из которых имеет свои преимущества на том или ином конкретном месте проведения операции по интенсификации притока нефти. Известные методы ГРП:

- однократные с использованием ньютоновских жидкостей;
- многократный;
- массиванный с большим объемом техники, ресурсов, а также применение неньютоновских жидкостей;
- поинтервальный (направленный), регулирующий в продуктивном разрезе скважины образование трещин;
- двухфракционный как технологию расконсервации скважин;
- разрыв с помощью взрывчатых веществ (включая газ и нефть) [33, 34, 35].

Помимо этой классификации еще выделяют кислотный ГРП (для карбонатных залежей), пенный ГРП, суть которого заключается в применении в качестве ЖР азот или углекислый газ для более щадящей реализации создания трещин, гибридный ГРП, включающий в себя несколько ЖР с локальными свойствами, необходимых для эффективного проведения ГРП с учетом текущих исходных данных пласта и скважины. Подключить низкопроницаемые участки и увеличить их работу по отдаче углеводородов можно благодаря селективному ГРП. Также стоит упомянуть импульсивный и повторный ГРП.

Мультистадийный (многоступенчатый) ГРП получил свою популярность из-за высокой эффективности применения в комплексе с бурением горизонтальных скважин как способ реализации месторождений классификации ТРИЗ (низкие ФЕС, подошвенные воды). Высокопроводящие трещины тоже являются вызовом для сервисной компании, проводящей ГРП.

Технология TSO (tip-screenout) дает данному типу ГРП сделать не только высокие значения проницаемости пласта через расширение трещины, но и опустить значение сопротивления ПЗП до минимума. А протяженные трещины и вовсе привлекают новые участки с нефтью и снижают текущую обводненность скважин [36, 37].

Метод ГРП состоит из трех основных последовательных этапов: проектирование, подготовка к проведению и непосредственная реализация ГРП. Первый этап является важным, так как там проводят моделирование геометрии трещин ГРП с целью расчета необходимых технологических ресурсов успешной реализации ГРП и получения целевых значений дополнительной добычи углеводородов.

Для влияния на конечный фактический КИН нужно создать математическую модель, которая спрогнозирует наилучший вариант образования трещины ГРП, чтобы поднять КИН до проектных показателей.

## **2.2 Применение различных методов моделирования гидравлического разрыва пласта в процессе выполнения геолого-технического мероприятия**

Моделирование ГРП – неотъемлемый инструмент для оптимизации проведения технологического процесса. В нем рассматривается симуляция роста трещины при ГРП с учетом исходных геолого-физических данных и ограничений, установленные по естественным или искусственным причинам, а также зависимость раскрытия трещины от факторов влияния на него жидкостей с твердыми частицами [38, 39, 40].

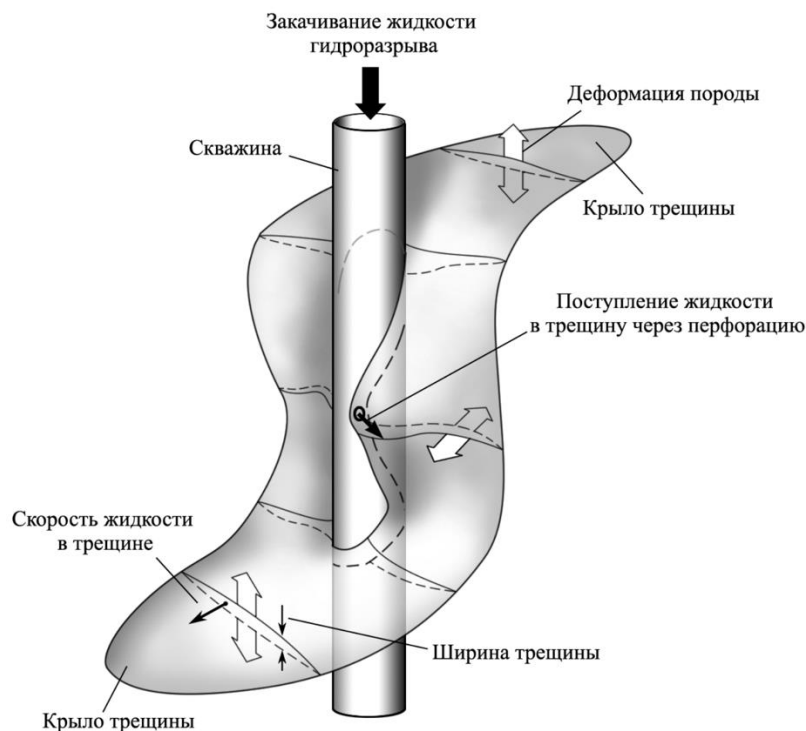


Рисунок 5 – Схема процесса ГРП

В общем случае математическую модель составляет УМБ для ГРП (15), формулы длины (16) и ширины трещины (17):

$$V_{\text{зак}} = V_{\text{ж}} + V_{\text{погл}} \quad (15)$$

$$l = \sqrt{\frac{V_{\text{ж}} \cdot E}{5,6 \cdot (1-\nu)^2 \cdot h \cdot (P_{\text{забр}} - P_{\text{гг}})}} \quad (16)$$

$$\omega = \frac{4 \cdot (1-\nu^2) \cdot (P_{\text{забр}} - P_{\text{гг}}) \cdot l}{E} \quad (17)$$

где  $V_{\text{зак}}$  – объем закачки,  $\text{м}^3$ ;  $V_{\text{ж}}$  – объем жидкости для трещины при ГРП,  $\text{м}^3$ ;  $V_{\text{погл}}$  – объем поглощаемой продавочной жидкости,  $\text{м}^3$ ;  $E$  – модуль Юнга, Па;  $\nu$  – коэффициент Пуассона горных пород, д.ед.;  $h$  – величина интервала перфорации, м;  $P_{\text{гг}}$  – горизонтальная составляющая горного давления, Па;  $P_{\text{забр}}$  – забойное давление разрыва, Па;  $l$  – длина трещины, м;  $\omega$  – ширина (раскрытость) трещины, м [41].

Однако большинство параметров включают в себя ряд преобразований, которые нужно так или иначе включать в модель. В противном случае, трещина ГРП будет иметь низкую точность и мало совпадать с реальностью, но вышеперечисленные формулы – это основа для расчетов, используемая во всех численных моделях.

Математические модели классифицируются в зависимости от размера уравнения, то есть количество переменных, используемых в формуле, их составляющие, а также определение тех геометрических параметров трещины (длина, ширина, высота), которые будут динамически изменяться.

### *Одномерные модели*

Одномерные модели – это плоско-симметричное представление трещины ГРП, когда рост описывается прямолинейно, а длина трещины будет показываться в модели как динамически-меняющийся параметр (рисунок 6).

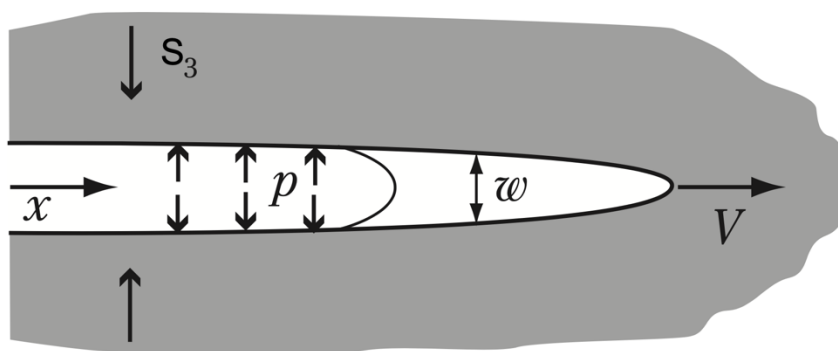


Рисунок 6 – Пример одномерной модели трещины

Некоторые авторы (Есипов, Куранаков и т.д.) выделяют две группы одномерных моделей, где в первую причисляют модели Христиановича-Гиртсма-де Клерка (KGD) и Перкинса-Керна-Нордгрена (PKN), а во вторую – радиальную модель [40]. Однако в инженерной практике всегда было и остается принята концепция, что данные модели относятся к двумерным моделям, которые ниже будут подробнее описаны [40, 42].

В общем случае в одномерные математические модели входят критерии развития трещины, уравнения упругости, неразрывности и потока флюида, которые описывают трещину:

$$\frac{\partial(\rho \cdot \omega \cdot u_x)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho \cdot \omega \cdot u_y)}{\partial y} + \frac{\partial(\rho \cdot \omega)}{\partial t} + 2 \cdot \rho \cdot u_L = 0 \quad (18)$$

где  $\rho$  – плотность жидкости, г/см<sup>3</sup>;  $\omega$  – ширина (раскрытость) трещины, м;  $u_x$  – компонента потока по координате  $x$ , д.ед.;  $u_y$  – компонента потока по координате  $y$ , д.ед.;  $u_L$  – скорость утечки, Па·м<sup>3</sup>/с.

Формула (18) является уравнением сохранения массы жидкости в трещине, имеющая векторную форму:

$$\bar{V} \cdot (\rho \cdot \omega \cdot \bar{u}) + \frac{\partial(\rho \cdot \omega)}{\partial t} + 2 \cdot \rho \cdot u_L = 0 \quad (19)$$

где  $\bar{u}$  – вектор потока жидкости, д.ед.;  $\bar{V}$  – оператор Гамильтона, выражающийся через следующую зависимость:

$$\bar{V} = \bar{i} \cdot \frac{\partial}{\partial x} + \bar{j} \cdot \frac{\partial}{\partial y} + \bar{k} \cdot \frac{\partial}{\partial z} \quad (20)$$

где  $\bar{i}, \bar{j}, \bar{k}$  – единичные орты осей координат, д.ед.;  $x, y, z$  – координата вдоль длины, ширины и высоты трещины, д.ед.

Учитывая модуль плоской деформации (21), можно наблюдать взаимосвязь ширины трещины с градиентом давления (22) и с давлением жидкости (23):

$$E' = \frac{E}{1-\nu^2} \quad (21)$$

$$q = -\frac{n'}{2 \cdot n' + 1} \cdot \left(\frac{1}{2^{n'+1} \cdot K'}\right)^{1/n'} \cdot \left(\frac{\partial p}{\partial x}\right)^{1/n'} \cdot \omega^{(2 \cdot n' + 1)/n'} \quad (22)$$

$$\omega(x) = \frac{4}{\pi \cdot E'} \int_0^l [p(y) - S_3] \cdot \ln \left| \frac{\sqrt{(l^2 - x^2)} + \sqrt{(l^2 - y^2)}}{\sqrt{(l^2 - x^2)} - \sqrt{(l^2 - y^2)}} \right| dy \quad (23)$$

где,  $E'$  – модуль плоской деформации, Па;  $E$  – модуль Юнга, Па;  $\nu$  – коэффициент Пуассона горных пород, д.ед.;  $q$  – расход жидкости, м<sup>3</sup>/мин;  $\omega$  – ширина (раскрытость) трещины, м;  $l$  – длина трещины, м;  $p$  – давление жидкости в трещине, Па;  $n'$  – показатель режима течения, д.ед.;  $K'$  – показатель консистенции, д.ед.;  $S_3$  – напряжение, которое перпендикулярно плоскости трещины, Па [42].

Одномерные модели уже относительно мало используют в нефтегазовой отрасли в плане моделирования ГРП, но последующие виды моделей берут начало как раз с базовых и одномерных типов.

### *Двумерные модели*

Модель, у которого изменения геометрии трещин наблюдается в двух из трех проекциях (длина и ширина), тем самым позволяя рассматривать искривление траектории роста трещины являются двумерными (2D). Они

включают в себя присутствие полости скважин и криволинейность горизонтального сечения трещины из-за чего трещина движется поперек действия минимальных напряжений. При этом крылья трещины относительно оси скважины симметричны [40].

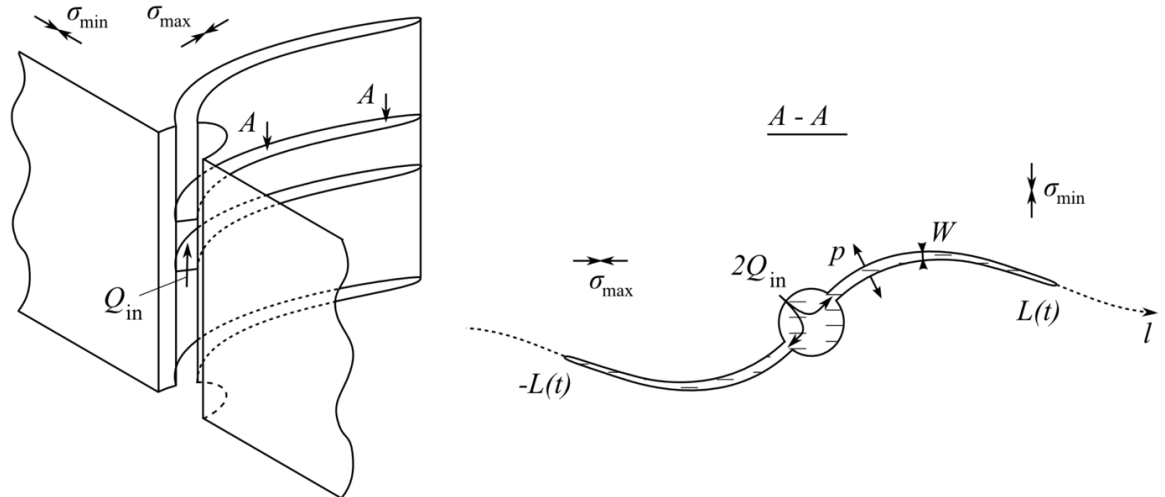


Рисунок 7 – Пример двумерной модели трещины

Основные формулы длины (24) и ширины (25) трещины ГРП имеет небольшие отличия от одномерных из-за добавления ФЕС скважины-кандидата на проведение ГРП:

$$l = \sqrt{\frac{V_{ж} \cdot q_i \cdot \mu}{2 \cdot \pi^2 \cdot h^2 \cdot K_{п} \cdot K_{пр} \cdot S_{\infty}}} \quad (24)$$

$$\omega = \frac{4 \cdot (1 - 2 \cdot \nu) \cdot (1 + \nu) \cdot (P_{забр} - P_{гр}) \cdot l}{3 \cdot E} \quad (25)$$

где  $V_{ж}$  – объем жидкости для трещины при ГРП,  $m^3$ ;  $E$  – модуль Юнга, Па;  $\nu$  – коэффициент Пуассона горных пород, д.ед.;  $h$  – величина интервала перфорации, м;  $P_{гр}$  – горизонтальная составляющая горного давления, Па;  $P_{забр}$  – забойное давление разрыва, Па;  $l$  – длина трещины, м;  $\omega$  – ширина (раскрытость) трещины, м.

Однако в компаниях при проектировании ГРП используют следующие улучшенные двумерные модели:

- KGD-модель, допускающая не брать в расчет верхние и нижние границы, то есть фиксированная высота трещины и превышение этой высоты относительно ее общей длины. Благодаря такому подходу деформация и

разрушение рассматриваемой горной породы описывается квазистатическое приближение и интегральное соотношением между раскрытием в ней трещин и давление жидкости. Жидкость фильтруется горизонтально, раскрытие трещины происходит также в горизонтальной плоскости, а ширина при этом не меняется с высотой. Поперечное сечение в данной модели образуется в прямоугольной форме [40, 43, 44];

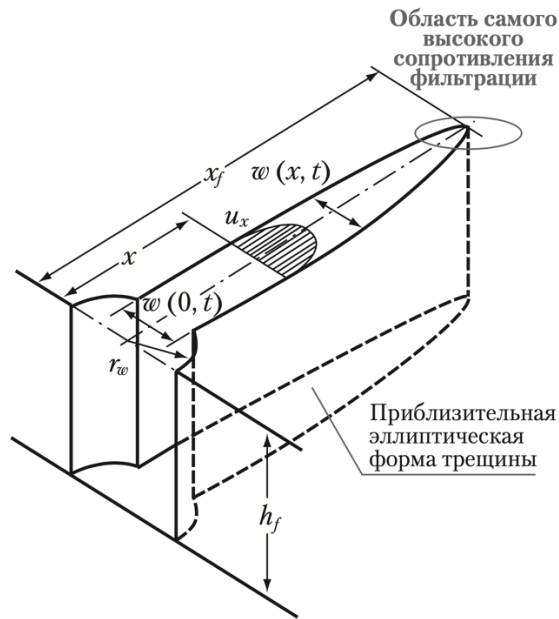


Рисунок 8 – Геометрия KGD-модели трещины ГРП

$$\omega = \frac{4 \cdot (1 - \nu^2)}{E} \cdot l \cdot (P_{\text{забр}} - P_{\text{гг}}) \quad (26)$$

$$A = h \cdot \omega \quad (27)$$

где  $E$  – модуль Юнга, Па;  $\nu$  – коэффициент Пуассона горных пород, д.ед.;  $P_{\text{гг}}$  – горизонтальная составляющая горного давления, Па;  $P_{\text{забр}}$  – забойное давление разрыва, Па;  $l$  – длина трещины, м;  $\omega$  – ширина (раскрытость) трещины, м;  $h$  – толщина пласта, м;  $A$  – площадь поперечного сечения, м<sup>2</sup>.

– PKN-модель предлагает за константу взять высоту трещины, которая, в отличие от KGD-модели, наоборот, намного меньше общей длины трещины. Вследствие этого, деформация породы при малой динамике основных показателей трещины по ходу ее длины становится эквивалентен плоскому деформированному состоянию. Фильтрация жидкости также, как и



в KGD горизонтальная, трещина раскрывается вертикально и имеет эллиптическое поперечное сечение и такую же форму с максимальной шириной в центр [45, 46, 47];

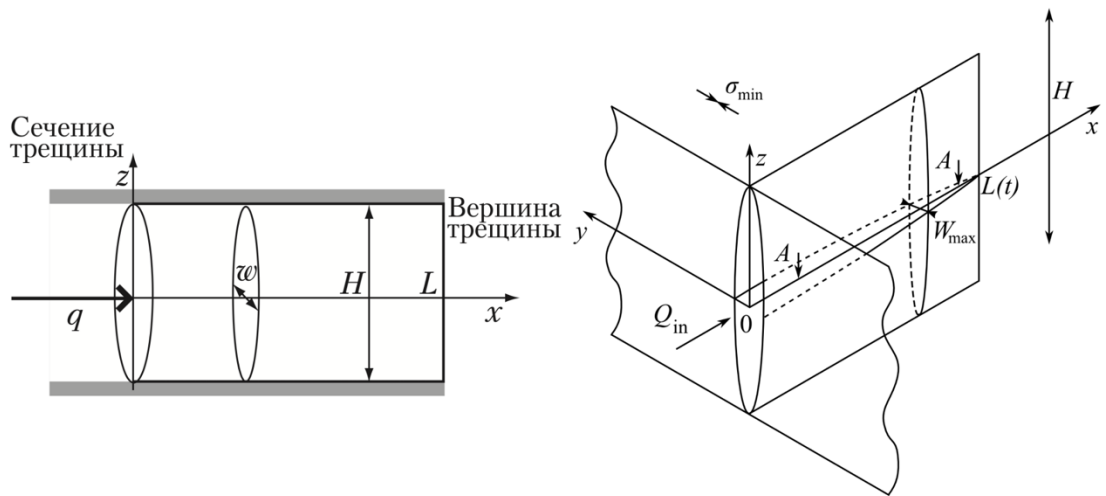


Рисунок 9 – Геометрия развития РНК-модели трещины гидравлического разрыва пласта

$$\omega = \frac{1-\nu}{G} \cdot h \cdot (P_{\text{забр}} - P_{\text{гр}}) \quad (28)$$

$$A = \frac{\pi}{4} \cdot h \cdot \omega \quad (29)$$

где  $G$  – модуль поперечной деформации, Па;  $\nu$  – коэффициент Пуассона горных пород, д.ед.;  $P_{\text{гр}}$  – горизонтальная составляющая горного давления, Па;  $P_{\text{забр}}$  – забойное давление разрыва, Па;  $h$  – толщина пласта, м;  $\omega$  – ширина (раскрытость) трещины, м;  $A$  – площадь поперечного сечения,  $\text{м}^2$ .

– Радиальная модель трещины показывает распространяется от точечного источника радиально, сохраняя симметрию. Здесь общая длина трещины приблизительно равна половине высоты своей трещины, имея схожие черты с KGD-моделью. Такие модели можно использовать для пластов, залегающих на небольших глубинах или для пластов с АВПД [4].

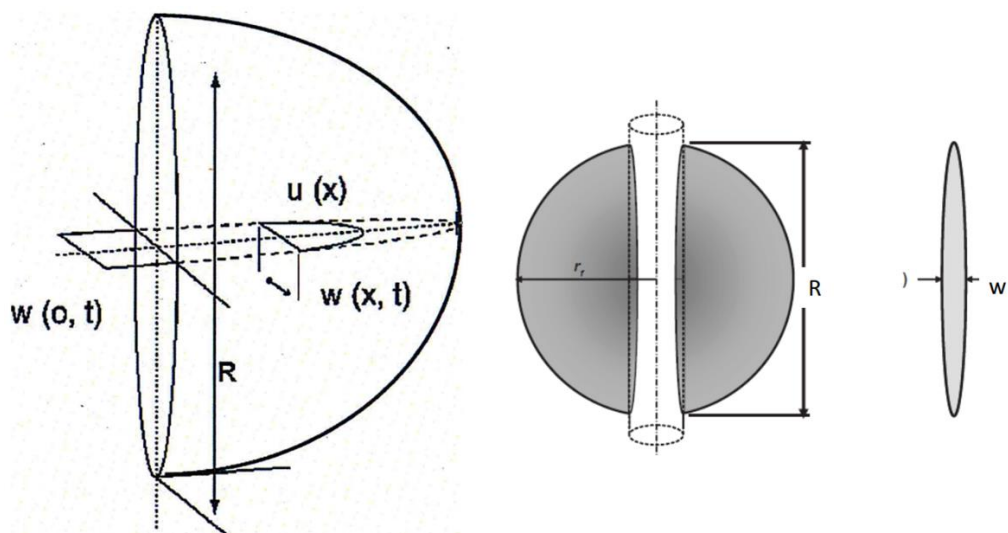


Рисунок 10 – Пример модели радиальной трещины

Также существуют гибридные PKN-KGD-модели с различными дополнениями: учет фильтрационных утечек жидкости, наличие пропанга и условия транспортировки его в трещине, уравнение пьезопроводности. Двумерные модели продолжают расширять и усовершенствовать, добавляя важные функции, как алгоритмы верификации данных, численные методы расчетов и др. [45, 48, 49].

И все же 2D модели имеют ряд недостатков: нереалистичное представление о высоте трещины, одномерное распределение пропанга, ограничения возможностей моделей (PKN-модели можно только при длине трещины, намного большей высоты и наоборот с KGD-моделью) [48, 49].

#### *Псевдотрехмерные модели*

Модели псевдо-3D (P3D) или «квазитрехмерные» основаны на стремлении уменьшить вычислительные затраты с одной стороны и с другой - использовать наиболее важные черты трехмерных моделей. Трещина имеет плоский вид и ориентирован перпендикулярно минимальным напряжениям залегания. Это дает возможность рассчитать сразу горизонтальный и вертикальный рост трещины, а точнее фронт трещины.

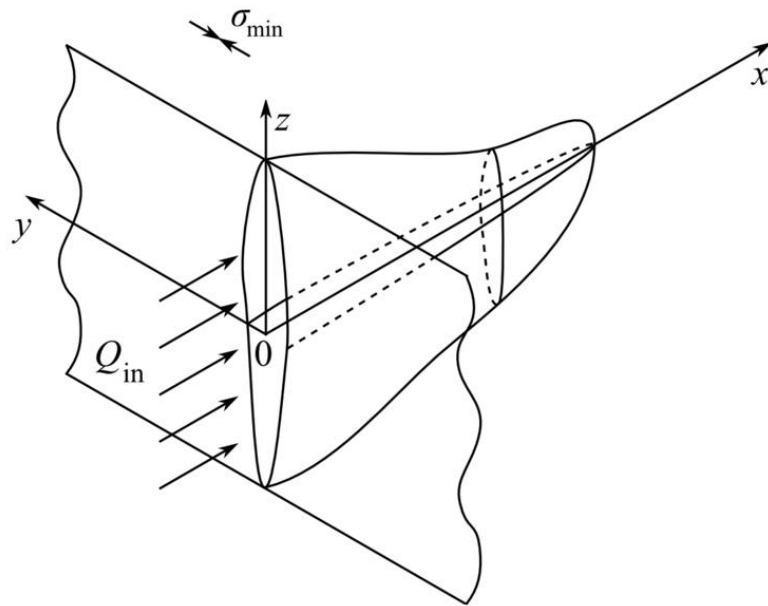


Рисунок 11 – Пример геометрии Р3D-модели трещин

Квазитрехмерные модели в свою очередь делятся на Lumped (LP) или «Сосредоточенная» и Cell-based (CB) или «блочная». Сосредоточенная псевдо-3D имеет две полуэллиптические трещины с упрощенным анализом ее развития. Также стоит отметить усредненный способ описывания физических процессов и расчета геометрии трещин и давления (рисунок 12) [48, 50].

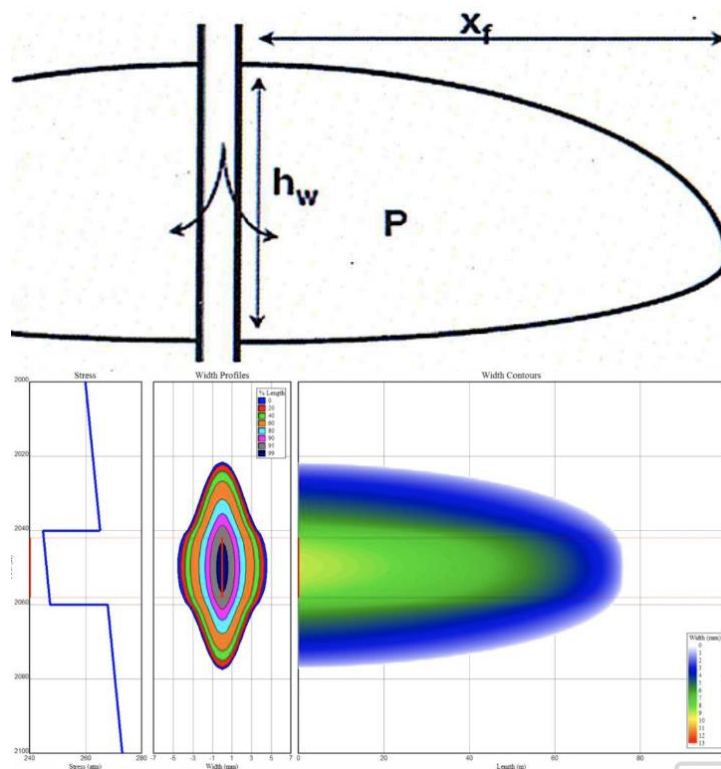


Рисунок 12 – Пример псевдо-3D LP трещины

Что касается блочной P3D-модели трещины – это продолжение развития модели PKN с той разницей, что трещина представляется разделённой по своей длине на отдельные блоки, каждый из которых может иметь свою высоту и раскрытие. В рамках данной модели поперечное сечение трещины может менять высоту. Используя продольную дискретизацию, схема PKN может быть представлена также как и блочная псевдо-3D, но с фиксированной высотой блока (рисунок 13).

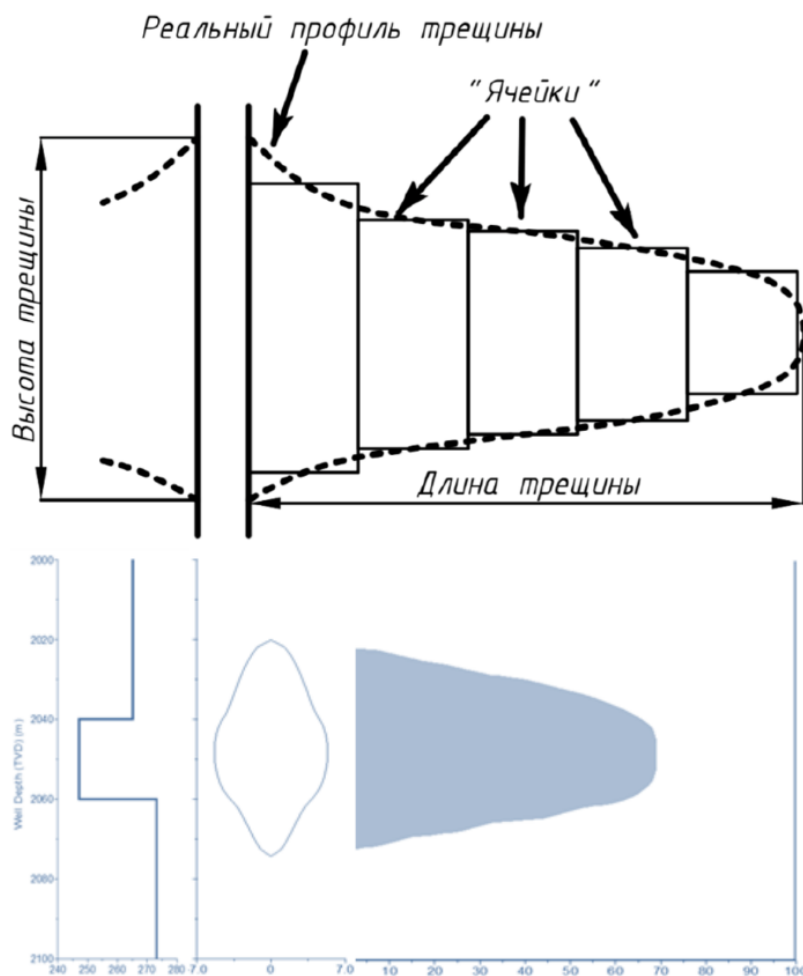


Рисунок 13 – Геометрия псевдо-3D СВ трещины

Важно отметить основные положения, принимаемые для вышеуказанной модели:

- Плоская трещина представляет из себя совокупность поперечных блоков, каждый из которых имеет свою высоту и раскрытие;
- Пласт содержит несколько горизонтальных слоёв, в которых могут действовать разные нормальные к плоскости трещины напряжения, слои

могут характеризоваться разной трещиноватостью. Упругие свойства, тем не менее, принимаются однородными и изотропными;

- Форма раскрытия может отклоняться от эллипсоидальной в соответствии с решением задачи упругости для слоистой среды;

- Несмотря на то, что высота блоков может меняться в процессе симуляции, считается, что она меняется относительно медленно, трещина распространяется преимущественно продольно. В этом случае можно рассматривать однонаправленное движение жидкости, полагая, что скорость вертикальных утечек мала;

- Трещина растёт в высоту квазистатически [50].

### *Planar 3D*

Этот метод математического моделирования трещин является самым продвинутым и активно используемым в российских сервисных компаниях по проведению ГРП. Planar 3D (PL3D) предполагает, что материал породы является линейно-упругим, трещина ГРП развивается в вертикальной плоскости и поток жидкости в трещине подчиняется уравнению течения Пуазеля (несжимаемая жидкость) [51, 52].

В основу PL3D входят уравнения теории упругости, которые связывают деформацию пород пласта с наложенными на них внешними напряжениями и давлением, оказываемым пропантом и ЖР, уравнения гидродинамики в приближении смазочного слоя, фильтрации ЖР из трещины в пласт, описание переноса пропанта ЖР и дальнейшее соотношение этого явления с распределением пропанта в трещине, а также описания условий роста трещины ГРП на базе теорий линейно-упругой механики разрушения [52]. Такие модели дают точнее результаты, чем псевдо-3D, и, несмотря на высокие требования к вычислительным мощностям, расчеты производят быстрее, чем полноценные трехмерные модели трещин [51].

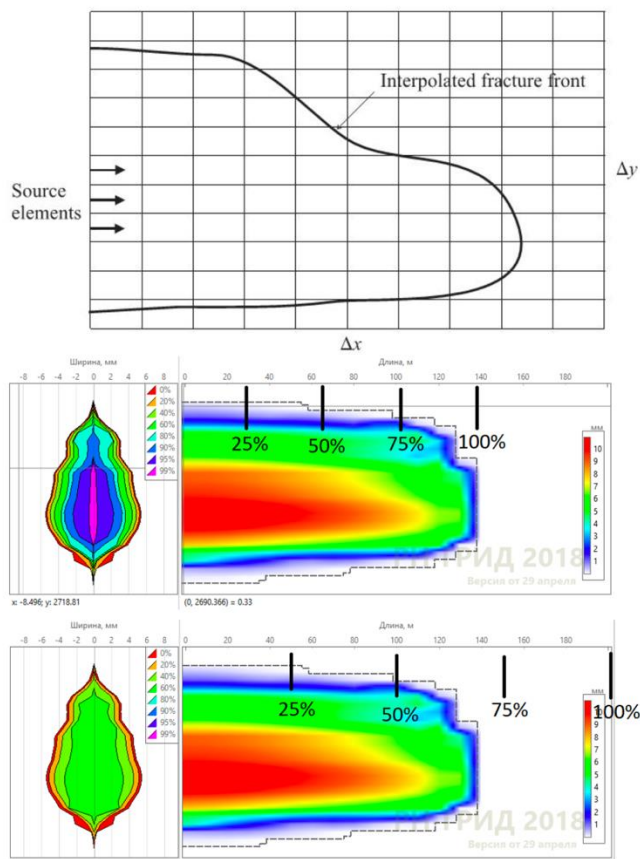


Рисунок 14 – Схема с примером реализации модели Planar 3D

### Трёхмерные модели

В Full 3D моделях направление трещин не ограничен и более приближен к реальным достоверным условиям. Особенность заключается в комплексном описании всех трехмерных явлений, которые не могли быть в полной мере учтены в предыдущих математических моделях: течение жидкости внутри трещины, напряженно-деформированные поля состояния породы и параметры-ориентиры сторон распространения фронта трещины [40, 51].

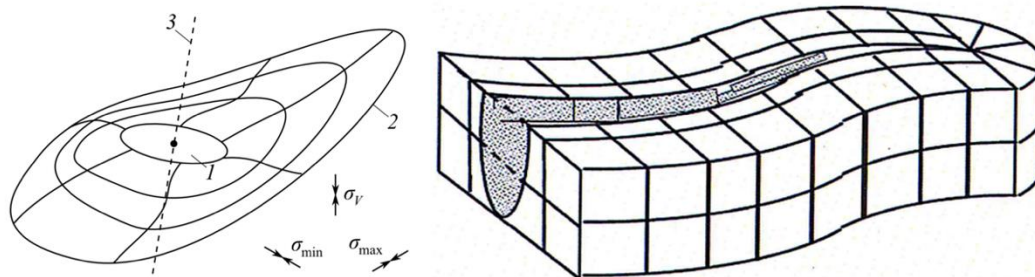


Рисунок 15 – Геометрически представленная трехмерная модель трещины

где 1 – инициация зародыша трещины; 2 – фронт направления трещины; 3 – рассматриваемая при математическом Full 3D моделировании скважина.

Однако как излагалось ранее, трехмерные модели требуют много времени, большого объема исходных данных и вычислительных мощностей, чтобы выдать комплексную 3D картину реализации трещины ГРП. Модель Full 3D совершенствуется и реализуется преимущественно в научно-технических нефтегазовых центрах и проектно-исследовательских институтах с целью проведения комплексной работы по оценке эффективности проектирования геометрии трещин ГРП и дальнейшей оптимизации. [53, 54].

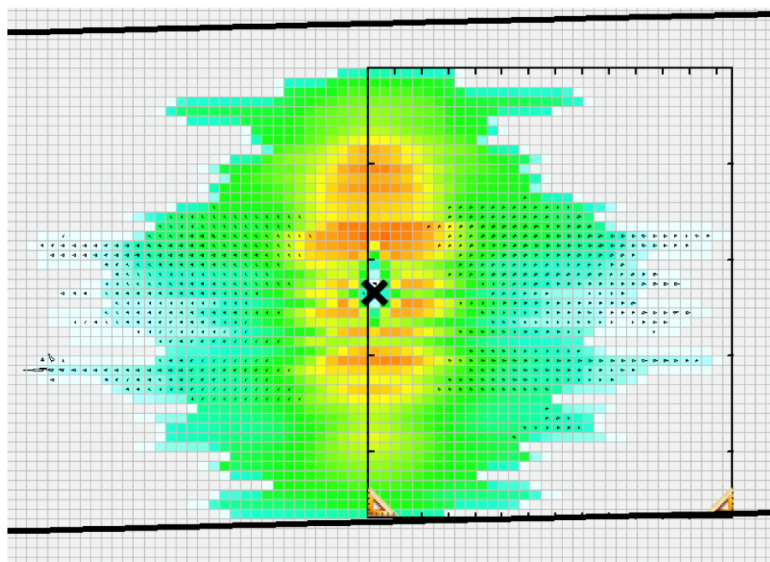


Рисунок 16 – Пример расчета Full 3D модели трещины

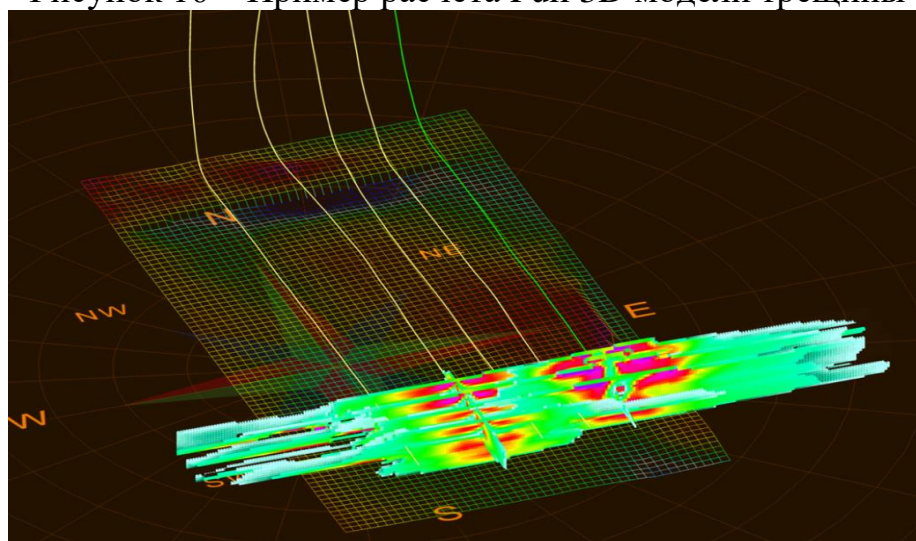


Рисунок 17 – 3D Визуализация трехмерной модели трещины гидравлического разрыва пласта



## 2.3 Основные этапы проектирования гидравлического разрыва пласта

Гидроразрыв пласта проходит через три основные стадии:

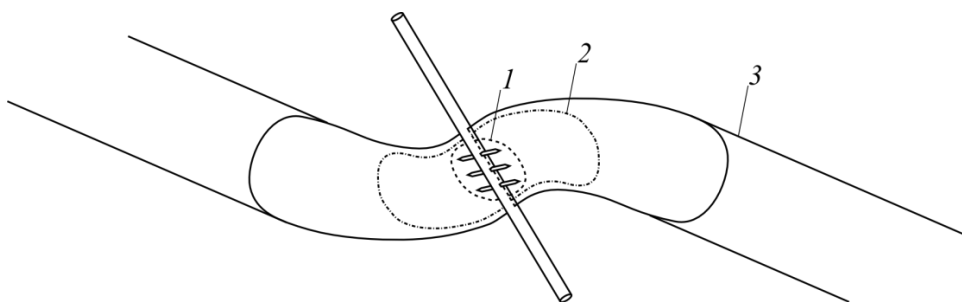
1. Первая стадия характеризуется активацией материнской трещины, образующийся на перфорированном интервале скважины-кандидата на ГРП;

2. Вторая стадия сопровождается искривлением материнской трещины в сторону, перпендикулярному минимальному напряжению залегания;

3. Завершающая третья стадия определяет распространение трещины вдоль магистрального направления развития на далекие расстояния.

Если рассматривать применимость вышерассмотренных математических моделей, то третью стадию хорошо иллюстрируют одномерные модели, хоть и без движения трещины по высоте. Рост трещины по вертикали описывает псевдо-3D модели. Вторую стадию ГРП могут описывать 2D и 3D модели, а Planar 3D может рассматривать первую и третью стадию без учета фильтрации по ширине. Полноценно все стадии адекватно описывать могут модели типа Full 3D, включая инициации трещины.

Пока не было найдено примеров таких моделей, так как уже ранее освещалось – проблема высоких вычислительных мощностей программного и технического оборудования.



1 — создание трещины ГРП, 2 — искривление трещины ГРП в сторону направления магистрального распространения, 3 — рост трещины ГРП в магистральном направлении

Рисунок 18 – Стадии гидроразрыва пласта [40]



Для наглядности была создана подробная блок-схема этапа проектирования ГРП (Рисунок 19), где продемонстрировали два важных аспекта:

- Набор исходных данных для проектирования и прохождения следующего этапа ГРП;
- Построение математической модели трещин ГРП, для которых подбираются необходимые технологические параметры для подготовки и проведения ГРП.



Рисунок 19 – Блок-схема этапа проектирования гидроразрыва пласта

Примерами современного симулятора ГРП на российском рынке выступают программные продукты «MFrac», «FRACPRO», «FracCADE», «StimPlan», «GOHFER», «Kinetix». При этом в сервисном предприятии ООО «РН-ГРП» применяют собственный промышленный симулятор ГРП «РН-ГРИД», в основе которого используют расчетную модель «Planar3D».

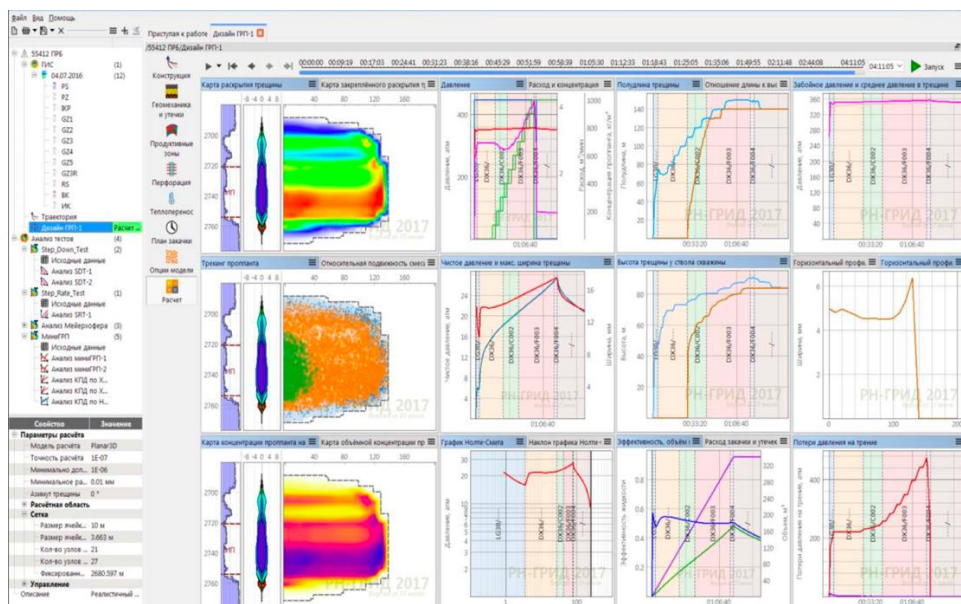


Рисунок 20 – Пример моделирования ГРП в программе «РН-ГРИД»

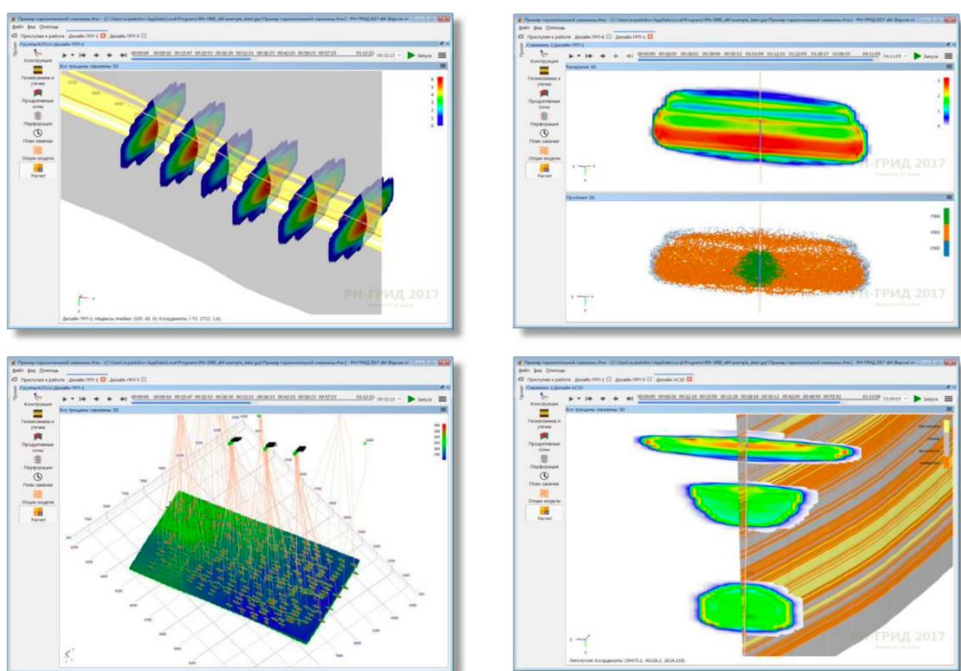


Рисунок 21 – Пример 3D визуализация результатов моделирования в программе «РН-ГРИД»

## 2.4 Оценка отрицательной тенденции проведения гидравлического разрыва

Однако бывают случаи неудачного проведения ГРП, в результате которого фактические результаты не достигали расчетных, а зачастую после ГРП - усугубляли фактический КИН.

Примером выступает нефтяное месторождение  $Y_1$  с порово-трещиноватый коллектором и имеющий тектонические нарушения. В связи с

низкой изученностью геомеханических свойств пород и геологических условий скважины расчетная модель геометрии трещины ГРП не соответствует фактической. Поэтому фактический результаты добычи, меньше, чем планировалось согласно расчетам, а на одной скважине и вовсе произошел прорыв воды и заглушение скважины [29].

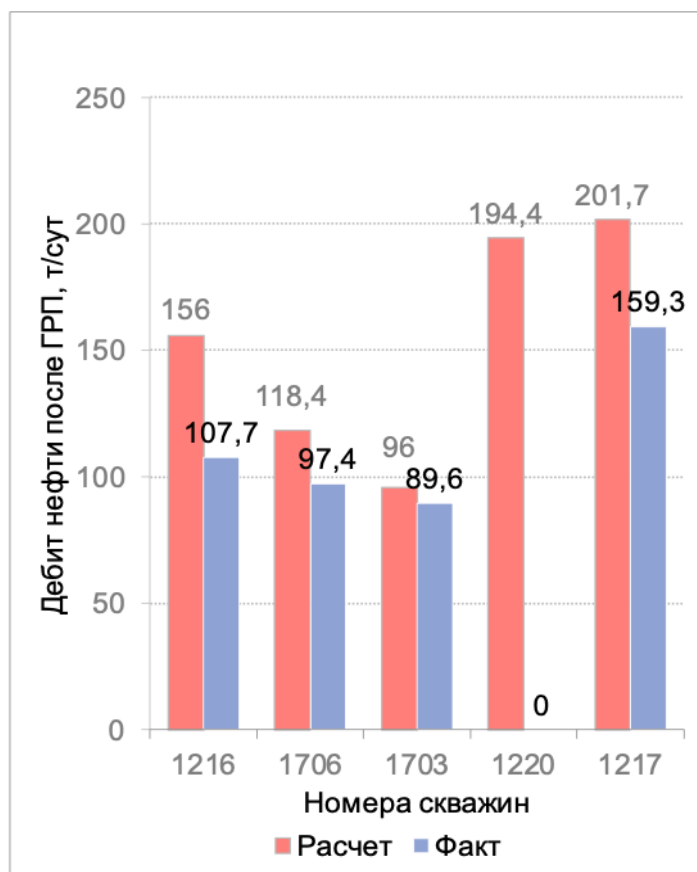


Рисунок 22 - Сравнение расчетных дебитов с фактическими после ГРП на месторождении  $Y_1$

Нефтяное месторождение  $Y_2$  имеет коллектор порового типа надугольной толщи васюганской свиты. На таблице 3 представлен период проведения ГРП и его эффективность. Наблюдается тенденция снижения получения дополнительного притока нефти из-за несовершенности системы ППД, загрязнению призабойной зоны скважин [35].

Все эти факторы важно учитывать при проектировании математической модели трещины ГРП с целью приближение фактического КИН к проектному.

Еще одно явление, которое снижает успешность проведения ГРП в случае нагнетательных скважин - автоГРП, индуцированные трещины

гидроразрыва, образующиеся при превышении давления раскрытия трещин. Вследствие автоГРП происходит самопроизвольный рост трещины ГРП, который приводит к прорыву нагнетаемой воды в добывающие скважины и резкий рост обводненности [55].

Таблица 3 - Количество ГРП и дополнительная добыча нефти на месторождении  $Y_2$

Год	Количество ГРП на работающих скважинах	Количество ГРП всего	Дополнительная добыча нефти, тыс. т
2015	16	37	195,6
2016	2	7	157,5
2017	3	13	117,1
2018	1	2	91,6
2019	1	16	73,6
2020	2	2	62
2021	0	7	46,8
2022	1	12	48,3

Участок ачимовской толщи месторождения  $Y_3$  разрабатывается уже с использованием системы ППД и на данном объекте проводят процедуры ГРП. Однако добыча углеводородов осложнилась таким явлением, как автоГРП, проявившимся на нагнетательных скважинах. Это индуцированные трещины гидроразрыва, образующиеся при превышении давления раскрытия трещин. Из-за автоГРП происходит самопроизвольный рост трещины ГРП, который приводит к прорыву нагнетаемой воды в добывающие скважины и резкий рост обводненности [56, 57]. На рисунке 23 представлен добываемый участок, на котором шла добыча нефти на уровне средней нефтенасыщенности 49,6% (пункт А), а после прорыва воды в добывающую скважину «ОР2202G» по причине добавления двух нагнетательных скважин («WI2603G» и «WI2605G») нефтенасыщенность упала до 33% (пункт В). В ходе разработки не было учтено явление естественного роста трещин после ГРП, связи с чем при автоГРП с трещиной нагнетания воды установилась гидродинамическая связь с добывающей скважиной и пошел рост обводненности и падение дебита нефти [58].

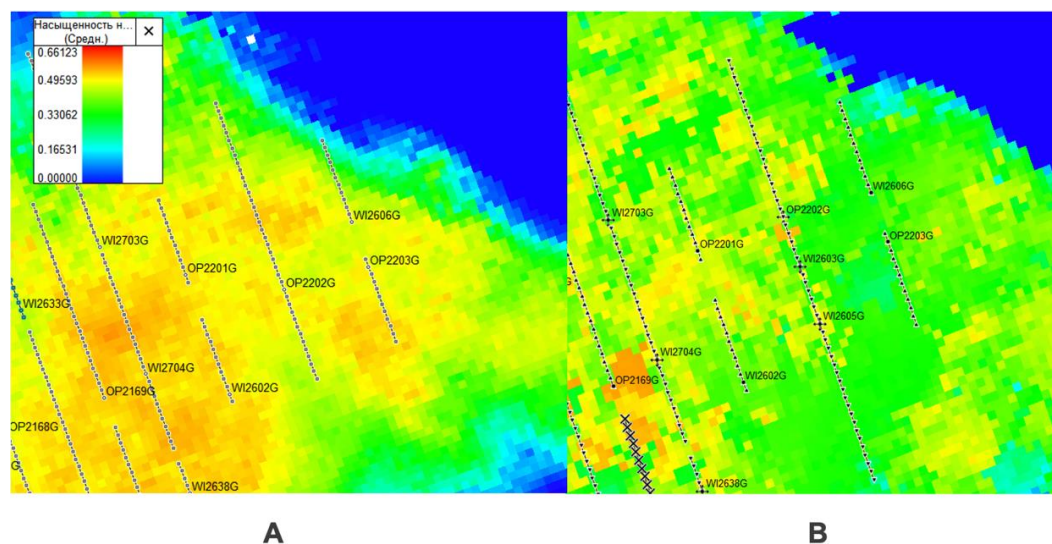


Рисунок 23 – Пример изменения насыщенности нефти с развитием трещины автоГРП на месторождении  $Y_3$

Поэтому важно учитывать эффект автоГРП при проектировании математических моделей трещин ГРП путем отдельного моделирования процесса роста трещин автоГРП, чтобы снизить риски неудачного проведения ГРП и повысить точность получения расчетной модели трещины ГРП. Это приведет за собой увеличение значения фактического КИН и уменьшение разницы его с проектным КИН [59].

Для оценки эффективности проведения ГРП нужно отслеживать ряд критериев, которые служат ориентиром на всех этапах ГРП, в том числе и выбор скважины-кандидата на проведение ГРП. Главными признаками определения скважины, на котором можно проводить ГРП и получить положительные результаты, то есть повышение фактического КИН, являются средневысокие давления пластовые, есть рентабельные значения геологических запасов углеводородов, сама толща имеет мощную толщу продуктивную с барьерами напряжений (низкопроницаемые участки). А сама скважина имеет загрязнения ПЗП, характеризующееся положительным скин-фактором [60, 61].

Современный комплексный подход к проектированию ГРП требует рассматривать ГРП не просто как ГТМ для применения кратковременного увеличения притока жидкости из скважины, а часть системы разработки

нефтегазовых месторождений. Благодаря этому можно как локально, так и обобщено анализировать технико-экономическую эффективность использования ГРП с учетом мониторинга текущего состояния разработки месторождений [27, 62]. А это в свою очередь повышает эффективность как расчета проектного КИН, так и повышения фактического КИН путем успешного проведения ГРП.

### **3 ЭФФЕКТИВНОСТЬ БЛОЧНО-ФАКТОРНОГО АНАЛИЗА В ПРОЦЕССЕ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОГО МЕРОПРИЯТИЯ ПРИ СОВМЕСТНОМ ПРИМЕНЕНИИ НА УЧАСТКЕ НЕДР**

Для повышения эффективности проектирования и моделирования трещин ГРП предлагается применение метода блочно-факторного анализа месторождения (БФА). Это инструмент, основанный на разделении исходного месторождения или участка на блоки, называемые ячейками заводнения, и проведения в каждом блоке расчет материального баланса в программных продуктах, ранжируя блоки по рейтингу. Благодаря ему мы можем не только видеть текущую ситуацию разработки и прогноз дальнейшего развития, но и подобрать определенный набор ГТМ и последовательность их внедрения для улучшения основных показателей разработки [63]. Краткая обобщенная схема идеи работы БФА представлено в Приложении А.

Особенностью работы метода БФА заключается в алгоритме данного инструмента, который может иметь различные вариации. Причем подстраивать набор функции БФА можно под каждый конкретный случай. Большинство научно-технических центров нефтегазодобывающих предприятий используют программные модули БФА, созданный на собственных платформах компаний или на базе приложений Excel пакета Microsoft Office с использованием компонентов VBA, а также языков программирования Python и C++ [64].

Метод БФА может контролировать и учитывать множество геолого-технических параметров, которые являются основными показателями эффективности добычи нефти на объекте разработки. На рисунке 24 перечисленные несколько факторов, делящиеся в основном на геолого-физические характеристики пласта и технологические показатели эксплуатации скважин и одновременно влияют на конечный КИН, из-за чего усложняется прослеживание отдельно каждого фактора. Но в целом наибольшую степень влияния на КИН имеет характеристика пласта, так как



большинство ГТМ имеют ограниченное воздействие на технологические параметры [65, 66].

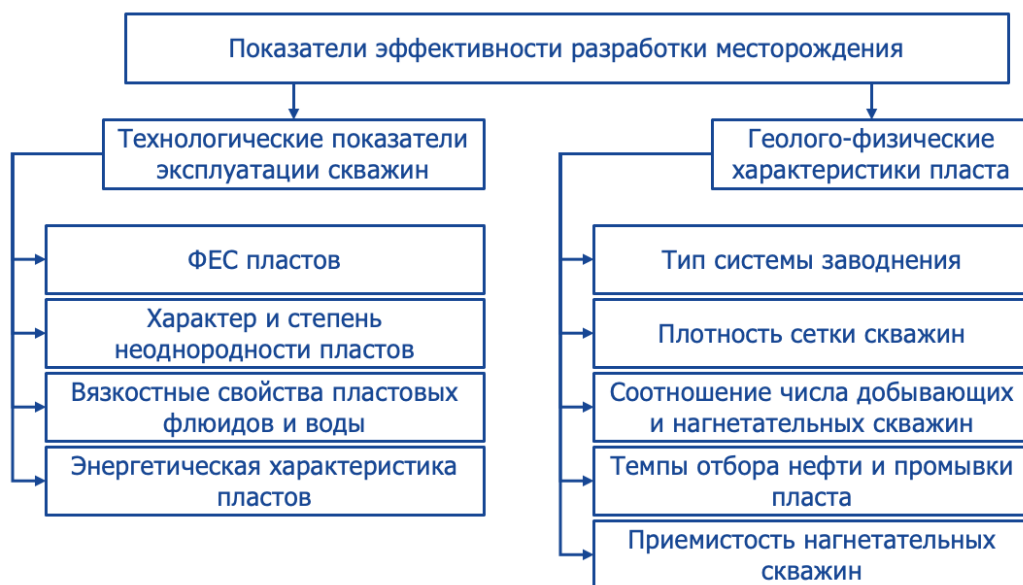


Рисунок 24 – Основные показатели эффективности разработки залежей

Метод проактивного блочно-факторного анализа месторождения (ПБФА) имеет более сложный комплекс последовательных модулей, каждый из которых может работать отдельно в зависимости от целей расчета. Краткая схема алгоритма БФА представлена на рисунке 25. Для реализации проактивного блочно-факторного анализа необходима информация на вход в модель, а конкретно исходные данные по истории работы, включающий месячные технологические режимы скважин (ТР), гидродинамические исследования (ГДИ), ГТМ, карты параметров пласта, а также результаты лабораторных исследований свойств пластов и флюидов, дизайна ГТМ и результаты анализов ГДИ. Модель учитывает расположение объектов (скважин) и границы блоков разработки для дальнейших расчетов и 3D визуализации [63, 65].





Рисунок 25 – Упрощенная схема общего принципа выполнения расчетов блочно-факторного анализа

ПБФА включает в себя следующий последовательный список:

1. Координаты

В качестве стандартной системы координат для пересчета используют ГСК-2011, так как согласно актуальным требованиям ГОСТ, она обязательна к использованию без альтернатив. К тому же применяют методику пересчета координат в Российской Федерации ГОСТ 32453-2017 – «Методы преобразований координат определяемых точек» (Рисунок 26) [67];

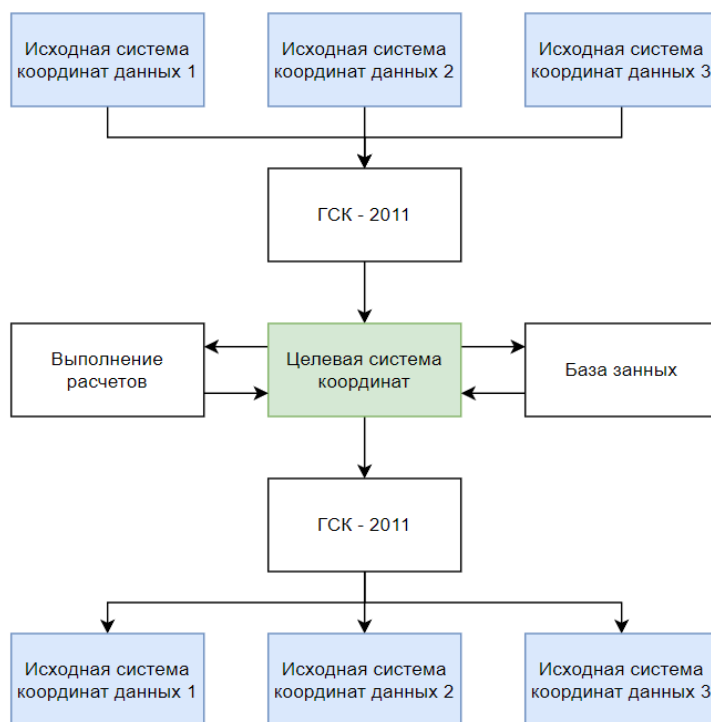


Рисунок 26 – Краткая схема перевода системы координат

## 2. Верификация входных данных

Для проверки качества исходных параметров для дальнейших расчетов применяется процедура верификации данных, а именно процент заполнения данных для параметра, отклонения факта от тренда более чем на 10%, аномалии в значениях по сумме параметров работы, некорректно введенные данные (опечатки) и невозможные значения данных;



Рисунок 27 – Алгоритм работы процедуры верификации данных

### 3. Подгрузка контуров заводнения

Построение блоков в программе сопровождается двумя способами:

- Ручной способ – загрузка контуров по координатам, номерам скважин и из других программных обеспечений (ПО) или задание контуров самим пользователем;
- Автоматизированный способ – в программе определяются скважины со взаимным влиянием и работающих на один объект разработки, ищутся средневзвешенные точки для взаимовлияющих скважин, строятся контура заданного радиуса от точки, проверяется корректность построенного контура и исправление при необходимости.

4. Формирование входных данных, которые оказались качественными по итогу проверки;

### 5. Подбор PVT-свойств

В основу расчета PVT-свойств заложены корреляции Стендинга (при газовом факторе больше  $400 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ) и Маккейна (газовый фактор меньше или равен  $400 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ) для имеющихся данных лабораторных исследований флюидов. При наличии всех необходимых данных, они автоматически загружаются из базы и проходят проверку на сходимость с историей на следующем шаге. При низкой схожести выполняется возвращение и расчет на основе гипотезы, что данные исследований некорректны или устарели [68].

В таком случае вначале проводится аналитический расчет объемных коэффициентов воды и нефти, их сжимаемости, вязкости, давления насыщения и плотности, а также псевдокритических параметров. Если полученные результаты не проходят проверку качества – применяется регрессионный подбор путем задания диапазона значений параметров, подбора целевых параметров регрессией по истории разработки с дальнейшей проверкой сходимости по минимальной сумме среднеквадратичных отклонений и сохранением лучших значений, наиболее приближенных к реальным условиям на основе исторических и имеющихся достоверных данных [69, 70];

6. Определение задержки на реакцию между скважинами – трещина распространяется всегда перпендикулярно минимальному горному напряжению [41, 42]:

$$\Delta t = \frac{\left(\frac{L}{0,038}\right)^2 \varphi \mu c_t}{K_{пр}} \quad (30)$$

где  $\Delta t$  – время задержки реакции темпов добычи на темпы закачки, час;  
 $L$  – среднее расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами в элементе системы заводнения, м;  $\varphi$  – вязкость жидкости, сПз;  $c_t$  – общая сжимаемость, 1/Па;  $K_{пр}$  – проницаемость пласта по блоку усредненная, Д;

После анализируется временные ряды совместно с методом ранговой корреляции Спирмена [71, 72];

7. Подбор параметров закачки сводится к определению для конкретных условий оптимального давления на забое и необходимого количества воды с проверкой по истории работы добывающих скважин и их режимам работы. Блок включает в себя операции по определению задержки реакции пласта, опорных пластовых давлений для скважин и изменений для временного ряда нефтенасыщенности. После подбираются значения величин путем построения кривой по 3 точкам, на которой проверяются изменения параметров относительно опорных точек историй и принадлежность полученных давлений историческим с допустимой невязкой 0,05%. Минимизация невязки выполняется с помощью алгоритма Нелдера – Мида [71];

8. Оценка энергетики пласта предполагает следующие этапы:

- Обобщение данных, загруженных из базы данных (БД) в виде массивов значений «скважина-параметры»;
- Проверка полученных результатов на соответствие ТР скважины и граничным условиям;
- Площадной анализ, включающий в себя проверку на соответствие результатов прогнозов значениям, полученным (измеренным) в соседних скважинах участка, увязка информации.

Для построения карт в обязательном порядке нужны параметры ГДИ и ТР скважин (давления, дебиты и приемистости, состав флюида) и параметры работы (РVT-свойства, ФЕС пласта, степень участия пластов в работе, перфорации и их статус, водонефтяной контакт, координаты скважин).

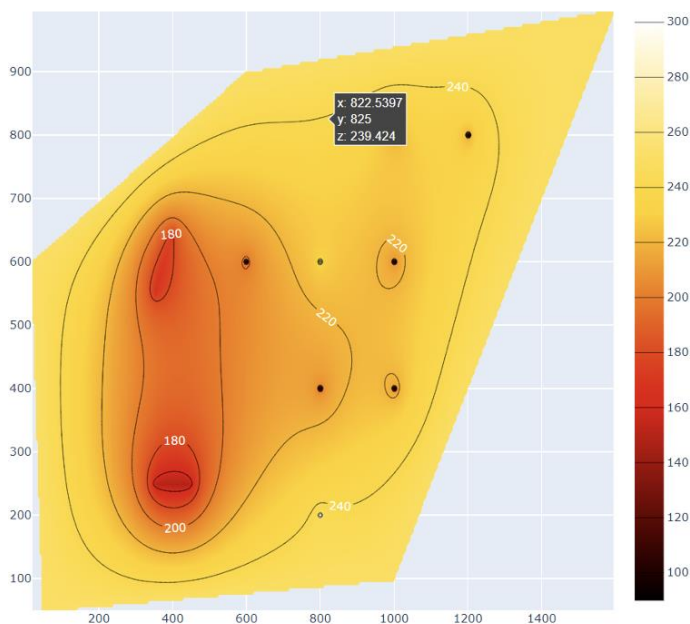
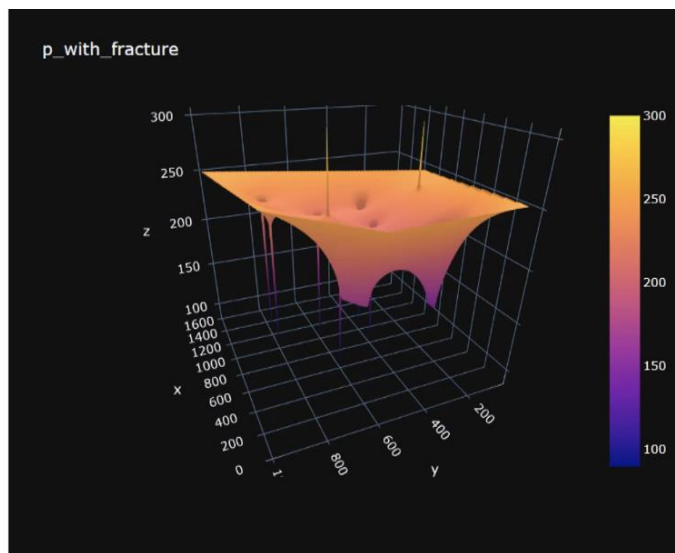


Рисунок 28 – Карты прогнозирования энергетики пласта между скважинами

9. Построение характеристики вытеснения начинается с исходных данных, которые будут использованы – фактические значения технологических показателей разработки, результаты лабораторных исследований и данные месторождений-аналогов. Блок ХВ рассчитывает КИН по методу Эль-Хатиба и полученный результат проверяет на качество путем

минимизации функционала невязки, адаптирующий расчетный КИН с фактическими показателями КИН [73, 74]. В зависимости от стадии разработки рассматриваемого участка проводится либо регрессионный анализ (ранняя стадия – I или II), либо ретроспективный анализ (поздняя стадия – III или IV).

Если после аппроксимации ХВ кривой Безье относительная погрешность между расчетным и фактическим КИН больше 5% - необходимо произвести пересчет по альтернативным методам:

- Для давно разрабатываемых месторождений - логарифм водонефтяного фактора (ВНФ), которая линейно пропорциональна накопленной добычи нефти, и интегральные и дифференциальные кривые обводнения и падения (59 известных методов) [74];

- Молодые месторождения в силу нехватки данных по истории разработки требуют применения метода Баклея-Леверетта для построения ХВ;

- При отсутствии у молодых месторождений лабораторных исследований предлагается построение среднекластерной кривой Баклея-Леверетта;

Далее составляется таблица ранговым методом (оценка параметров по рейтингу) для определения оптимальной ХВ, на основании которого высчитывается КИН и также проверяется разница с фактическим КИН. В случае успешного получения погрешности менее 5% - берется данная кривая ХВ и формула расчета КИН для дальнейшего прогноза динамики изменения основных показателей разработки. В противном случае – загружаются данные ХВ с месторождения-аналога [75, 76].

#### 10. Оценка эффекта от ГТМ сверх базовой добычи

Здесь в пример можно провести ГРП, где расчет эффективности проведения будет отталкиваться от алгоритма деления потока жидкости по трещинам ГРП, кратко расписанный на рисунке 29 [24, 77];

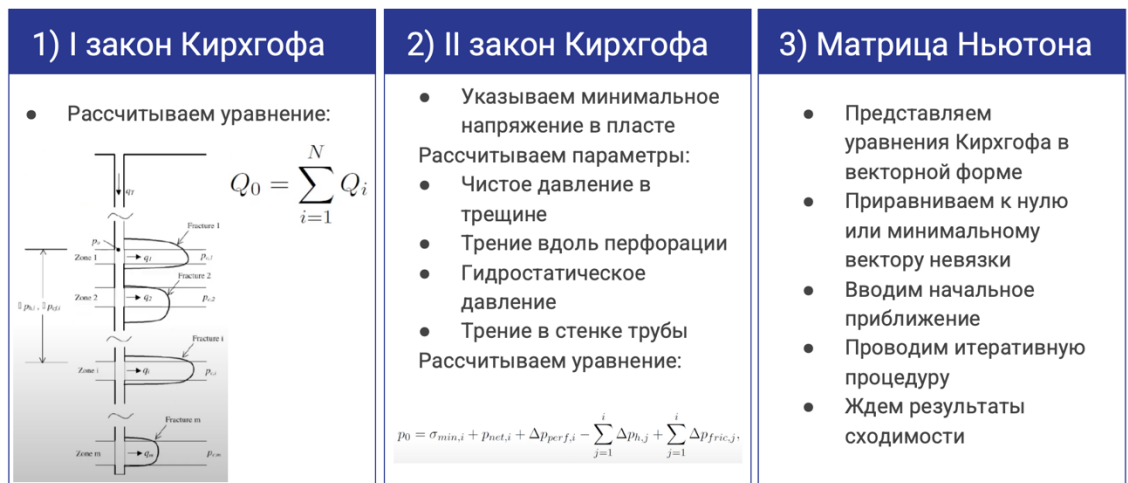


Рисунок 29 – Краткая схема алгоритма разделения потока жидкости по трещинам ГРП

11. Прогноз эксплуатационных параметров разработки и КИН делается на основе профилей базовой добычи и с учетом ГТМ, а также их модельные прогнозы. Целевые показатели качества прогноза для добычи нефти помимо разницы КИН будут являться метрики коэффициента детерминации ( $R^2 > 0.9$ ), средней абсолютной ошибки прогноза ( $MAE < 2$ ) и средней абсолютной процентной ошибки ( $MAPE < 0.01$ );

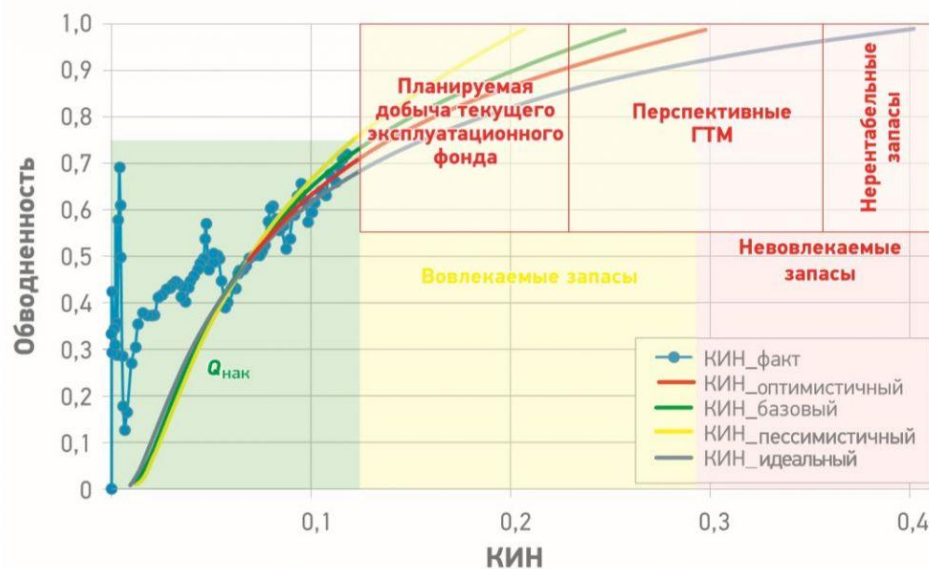


Рисунок 30 – Пример прогноза изменения КИН на основе ХВ

12. Расчет материального баланса по блокам проводится на основе базовой УМБ (8) и последующих вариаций. Зависит от имеющихся исходных данных по объекту разработки и учитываемых предыдущих этапов алгоритма ПБФА, а также от степени влияния скважин и соседних ячеек заводнения [25];

13. Проверка сходимости полученных результатов по аналогии со сверкой ХВ (пункт 9);

14. Адаптация модели при низкой сходимости расчет-факт (по пластовому давлению и обводненности);

15. Выполнение факторного анализа путем расчета потерь поскважинно по 4 основным факторам – изменение среднего фонда добывающих скважин, дебита жидкости и обводненности и учет коэффициента эксплуатации, который характеризует потерю дебита нефти из-за простаивающих скважин [63];



Рисунок 31 – Схема причин потери добычи нефти

16. Составление отчета по участку месторождения

В программе результат ПБФА составляет отчет, состоящий из графика и таблицы потери по блокам, исторические данные добычи и ХВ по блокам, карт изобар, текущих отборов, остаточных подвижных запасов (ОПЗ), накопленных отборов, изменения пластового давления, потерь по результатам факторного анализа и изменения дебита нефти, жидкости и закачки. Кроме того, в отчете отображаются блоки общей информации с расписанными причинами потерь и необходимых ГТМ, а также основных показателей разработки по элементу заводнения. Заключительным пунктом отчета является график с таблицей об эффективности заводнения, где демонстрируется текущий КИН, модельный КИН (составленный ПБФА) и



проектный КИН (рисунки 32-33). Пример полного отчета представлен в приложении Б [64, 65, 73].

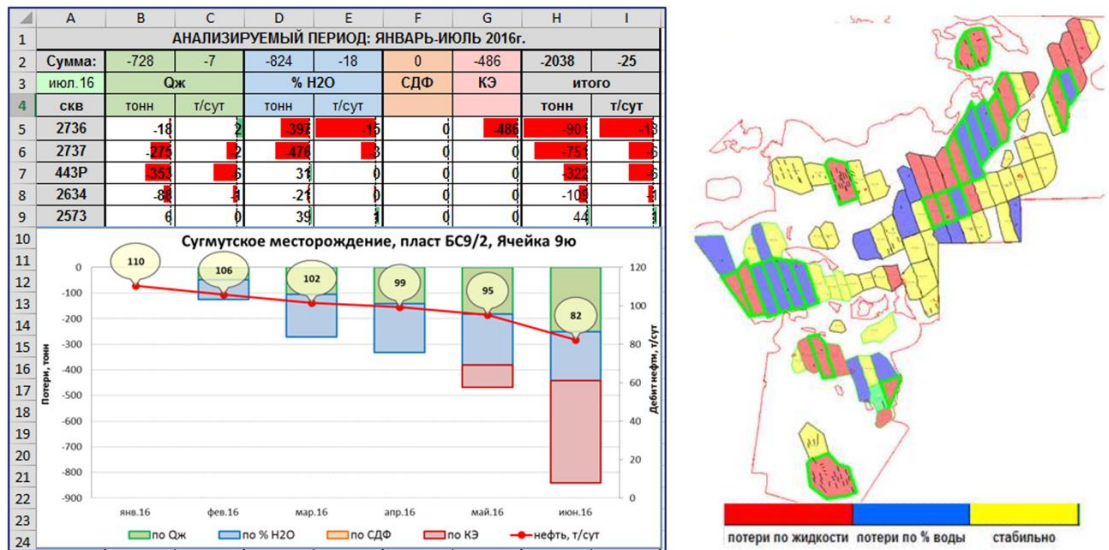


Рисунок 32 – Пример оценки ячеек заводнения объекта разработки

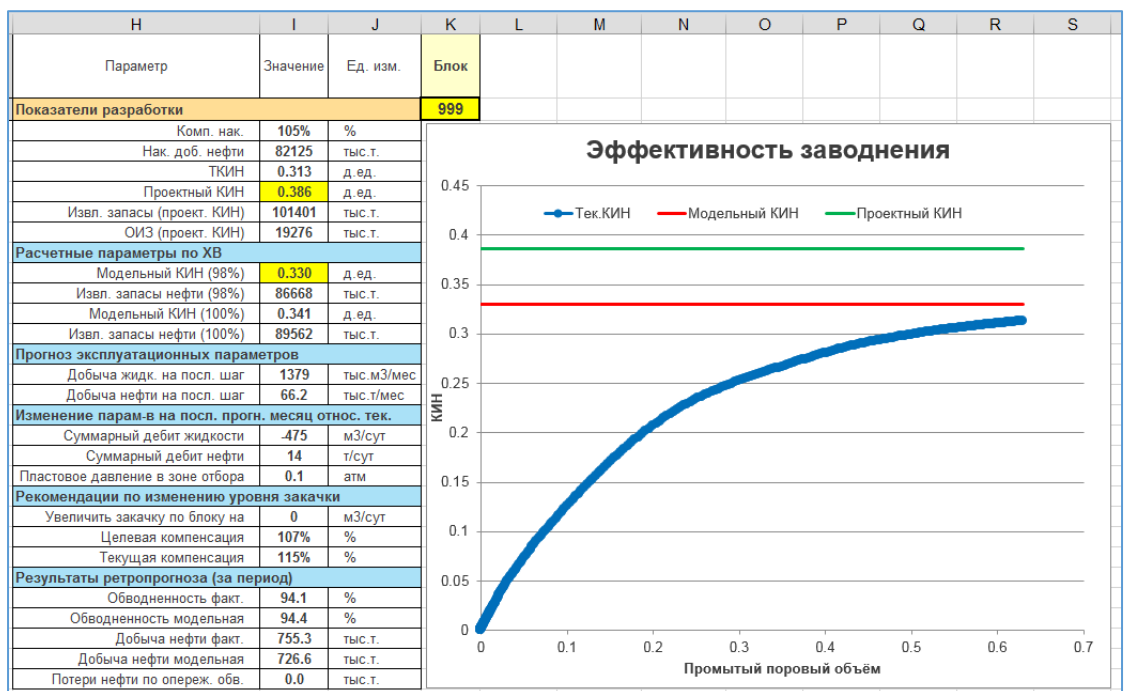


Рисунок 33 – Результат применения ПБФА для мониторинга и регулирования КИН

Инструмент ПБФА многофункционален благодаря последовательному алгоритму с обширными блоками расчетов каждого важного раздела, касающегося разработки и добычи углеводородов на месторождениях. Причем ГТМ можно не просто учитывать и просчитывать его эффективность проведения на рассматриваемом участке, но и включить полноценно в

комплексную систему регулирования фактического КИН и корректировки проектного КИН. Комплексный подход проектирования ГРП совместно с ПБФА дает возможность подобрать наилучший вариант реализации технологии по увеличению интенсификации притока на объекте разработки, и как следствие повышение текущего КИН до показателей согласно расчету проекта разработки.

## 4 КОМПЛЕКСНАЯ МЕТОДИКА МОДЕЛИРОВАНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА С ПРОАКТИВНЫМ БЛОЧНО-ФАКТОРНЫМ АНАЛИЗОМ

В работе предлагается использование комплексной методики моделирования трещин ГРП и БФА (рисунок 34), где производим разделение участка месторождения на ячейки заводнения, в которые входит ряд скважин-кандидатов на проведение ГРП. В каждом блоке проводится верификация исходных данных - геолого-фильтрационных и текущих технологических показателей залежей. После используются адаптационные процессы для материального баланса, где учитываются параметры, необходимые при проектировании ГРП. С помощью БФА проводится проверка подобранных моделей трещины на рассматриваемом участке, тем самым определяя наиболее эффективную последовательность проведения ГРП, что упростит выбор эффективной модели трещин ГРП и даст результат повышение фактического КИНа к проектным значениям.



Рисунок 34 – Комплексный подход к проектированию гидроразрыва пласта с блочно-факторным анализом объекта разработки

Пункты в схеме поясняют следующее:

1. На основе истории разработки месторождения в инструменте БФА рассчитываем, выявляем и ранжируем ячейки заводнения – выдаем исходные параметры, необходимые для моделирования ГРП;
2. Из полученного отчета по БФА участку месторождения отбираем скважины. Составляем порядок проведения ГРП из отобранных скважин;
3. Адаптируем математические модели ГРП к БФА для уменьшения погрешности расчетных результатов с фактическими данными;
4. Если модели показывают положительные результаты и прогнозы при минимальных погрешностях расчетов - переходим на следующий этап реализации ГРП.

Объектом для практической реализации комплексного метода стало нефтяное месторождение «Х», в которой добыча углеводородов ведется в четырех крупных регионах. Рассматриваемый пласт АВ1 для проведения работы имеет залежи на глубине 2,3-2,4 км.

Основная информация по пласту АВ1 месторождения «Х» представлены в таблице 4:

Таблица 4 – ФЕС и физико-химические свойства пластов АВ1 и БВ17 месторождения «Х»

Параметры	АВ1	БВ17
Средняя глубина залегания, м	1660-1673	2340-2550
Тип коллектора	Терригенно-поровое	Терригенно-поровое
Площадь нефтегазонасыщенности, тыс. м <sup>3</sup>	1518783	86001
Средняя общая толщина, м	17,81-23,11	2,06-32,42
Средняя газонасыщенная толщина, м	13,7	-
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	17,3	7,9
Пористость, %	0,21-0,26	0,14-0,17
Средняя нефтенасыщенность ЧНЗ, доли ед.	0,51	0,66
Средняя нефтенасыщенность ВНЗ, доли ед.	0,49	0,34-0,56
Средняя нефтенасыщенность газовой шапки, доли ед.	0,57	-
Средняя насыщенность газом газовой шапки, доли ед.	0,42	-
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,011-0,071	0,006-0,085
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,483	0,649-0,856
Коэффициент расчлененности, доли ед.	6-8	4

Продолжение таблицы 4

Начальная пластовая температура, °С (+)	60-63	73-90
Начальное пластовое давление, МПа	16,4	23
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа·с	1,66-1,67	0,90-1,05
Плотность нефти в пластовых условиях, т / м <sup>3</sup>	0,781	0,78
Плотность нефти в поверхностных условиях, т / м <sup>3</sup>	0,844-0,855	0,825-0,837
Абсолютная отметка ВНК, м	1675-1698	2313-2445
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,172	1,151-1,255
Содержание серы в нефти, %	1,0-1,1	0,44-1,0
Содержание парафина в нефти, %	2,8-4,0	3,0-4,6
Давление насыщения нефти газом, МПа	8,8	10,7
Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> / т	40-76	75-94
Содержание стабильного конденсата, г / м <sup>3</sup>	126	-
Плотность воды в пластовых условиях, т / м <sup>3</sup>	1,014	1,02

Горные породы, ориентируясь на истинных вертикальных глубинах подошвы (с 2345,3 по 2396,5 метрах), имеют следующие свойства:

Таблица 5 – Таблица свойств пород пласта БВ17 месторождения «Х»

Интервал залегания, м	Горные породы
2345,3-2385,5	глины
2383,7-2354,7	алевролиты
2356,5-2358,2	переслаивание алевролитов с нефтеносным песчаником
2359,6-2378,1	алевролиты
2379,8-2383,7	глины
2385,5-2396,5	алевролиты с переслаиванием глин

Разработка продуктивных толщ проводится на глубинах: 2361,2; 2363,4; 2368; 2372,5; 2376,9 метрах [78]. Добывающая вертикальная скважина-кандидат на проведение ГРП была отобрана на одном из этих продуктивных интервалов. Более подробные исходные данные по перфорации, по пласту и по геофизическому исследованию скважины-кандидата ГРП (ГИС) представлены на таблицах 6 -7 и на рисунке 35.

Таблица 6 – Исходные данные по пласту БВ17 месторождения «Х»

Параметр	Размерность	Интервал 1
Давление насыщения	атм	102,6
Газовый фактор	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	75
Эффективная проницаемость	мД	0,51
Пористость	%	19
Эффективная мощность (нефте/водонасыщенная)	м	11,3
Общая мощность	м	16,2
Вязкость нефти	сП	1,06
Плотность нефти	г/см <sup>3</sup>	0,832
Объемный коэффициент	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	1,178
Общая сжимаемость	1/атм	0,0003
Пластовая температура	град. С	23
Пластовая температура (глуб. Термометр)	град. С	53
Радиус питания	м	250
Радиус скважины	м	0,072

Таблица 7 – Исходные данные по перфорации скважины-кандидата месторождения «Х»

Параметр	Размерность	Интервал 1
Верх перфорации (изм. глубина)	м	2828,00
Низ перфорации (изм. глубина)	м	2835,00
Длина интервала	м	7
Верх перфорации (верт. глубина)	м	2361,88
Середина перфорации (верт. глубина)	м	2364,72
Низ перфорации (верт. глубина)	м	2367,56
Число отверстий на метр		40
Всего отверстий		280
Угол в интервале перфорации	град.	35,74
Азимут в интервале перфорации	град.	260,05

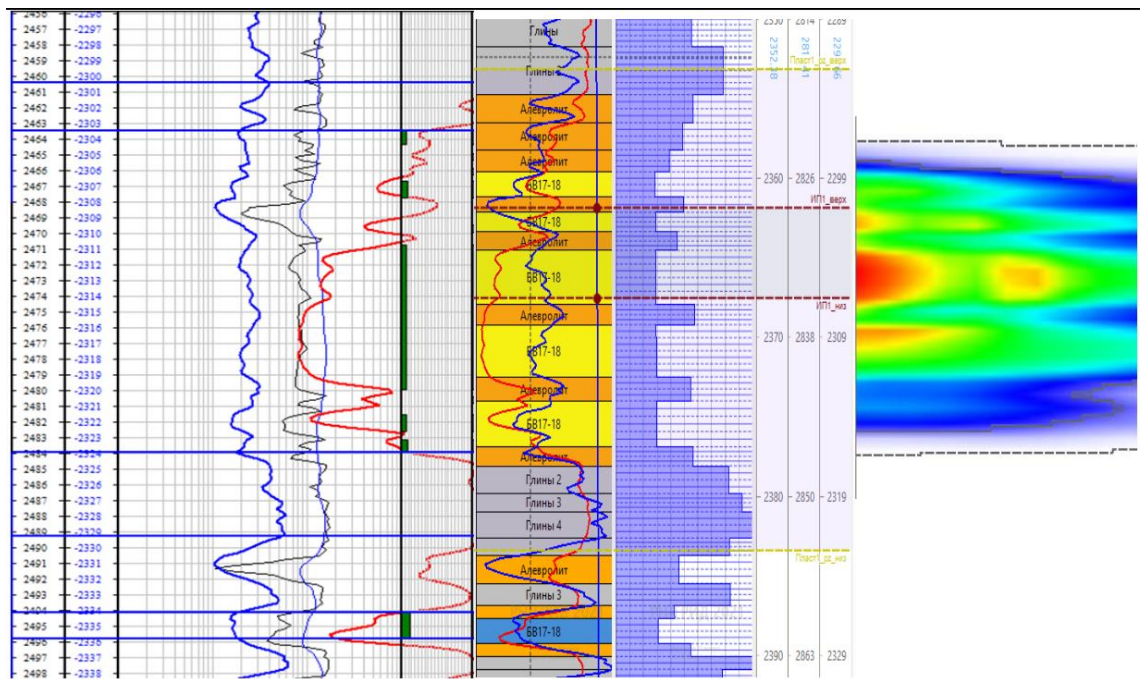


Рисунок 35 – Геофизические исследования скважины-кандидата месторождения «Х»

На основании вышеприведенной исходной информации проводится моделирование геометрии трещины ГРП в программе «РН-ГРИД» (рисунок 36).

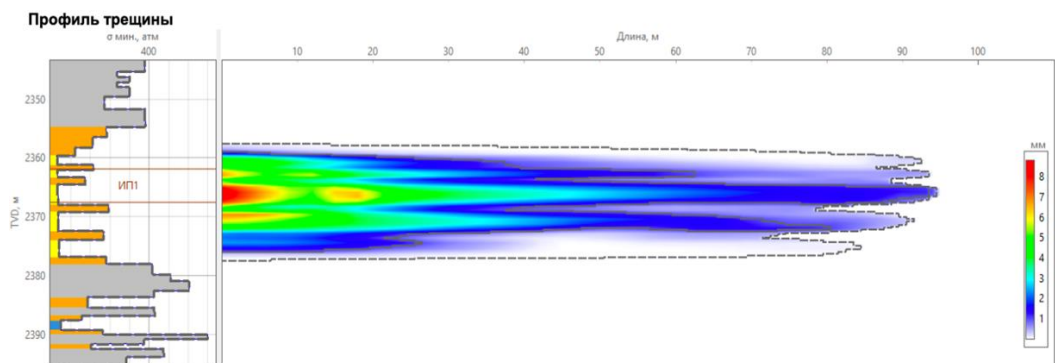


Рисунок 36 – Профиль дизайна трещины гидравлического разрыва пласта скважины-кандидата

Далее произведены процедуры верификации исходных геологических данных по пласту, свойствам горных пород и текущих эксплуатационных показателей скважины, а также метод разделения потока жидкости по трещинам ГРП, которые упоминались в вышеописанных модулях ПБФА [51]. То есть применяем два пункта комплексной методики, связанный с работой над исходными данными и дополнительным перерасчетом геометрических параметров трещин ГРП (редизайн) путем процедуры итерации, позволяющей



произвести подбор наилучшего и наиболее вероятного варианта дизайна трещины ГРП, что повлияет на разницу проектного значения дополнительного прироста добычи нефти с конечным фактическим результатом (рисунки 37-39).

```

342 #Цикл по количеству портов
343 for p in range(self.NumberOfPorts[i]):
344 #Цикл по количеству ячеек в длину трещины
345
346 if self.WellOrientation[i]!='vertical':
347 for c in range(-self.FracHalfLengthInCells[i],self.FracHalfLengthInCells[i]+1):
348 # Имя скважины
349 obj.Names.append(self.WellName[i])
350 if self.WellOrientation[i]=='X-' or self.WellOrientation[i]=='X+':
351
352 if self.FracOrientation[i]==self.WellOrientation[i][:-1]:
353
354 obj.X.append(self.T1[i][0]+self.FirstPortLocInCells[i]+p*self.StepBetweenPortsInCells[i]+c)
355
356 obj.Y.append(self.T1[i][1])
357
358 pass
359 if self.FracOrientation[i]!=self.WellOrientation[i][:-1]:
360
361 obj.X.append(self.T1[i][0]+self.FirstPortLocInCells[i]+p*self.StepBetweenPortsInCells[i])
362
363 obj.Y.append(self.T1[i][1]+c)
364
365 pass
365 if self.WellOrientation[i]=='Y-' or self.WellOrientation[i]=='Y+':
366
367 if self.FracOrientation[i]==self.WellOrientation[i][:-1]:
368
369 if self.WellOrientation[i]=='Y+':
370 obj.X.append(self.T1[i][0])
371
372 obj.Y.append(self.T1[i][1]+self.FirstPortLocInCells[i]+p*self.StepBetweenPortsInCells[i]+c)

```

Рисунок 37 – Часть кода реализации блоков расчета I и II законов Кирхгофа

```

2 этап - применение расчета итерации по матрице Ньютона
#расчет значений функций f и их производных при x0= 0,5 и y0= 0,5
xn = x0
yn = y0
for n in range(0,max_iter-1):
    name_iter = n+1
    print(name_iter, 'итерация')

    F01 = B1.subs(x, xn) #подстановка в функцию f1 значение переменной x
    F11 = F01.subs(y, yn) #подставляем в посчитанную функцию exrg01 значение переменной y
    F02 = B2.subs(x, xn) #подстановка в функцию f2 значение переменной x
    F22 = F02.subs(y, yn) #подставляем в посчитанную функцию exrg02 значение переменной y
    J11 = A11.subs(x, xn) #подстановка в производную a11 значение переменной x и расчет
    J12 = A12.subs(y, yn) #подстановка в производную a12 значение переменной y и расчет
    J21 = A21.subs(x, xn)
    J22 = A22.subs(y, yn)

#создаем матрицу функций f со значениями F1 и матрицу Якоби с посчитанными значениями J1
J1 = np.array([[J11, J12], [J21, J22]], dtype = float)
F1 = np.array([F11, F22], dtype = float)
print("F1=", F1)
print("J1=", J1)

#расчет определителя массива Якоби J1
print("определитель Якобиан =", np.linalg.det(J1))

#расчет обратной матрицы Якоби Jobr
Jobr = np.linalg.inv(J1)
print("Jobr =", Jobr)

#умножение обратной матрицы Jobr на вектор F1
P = Jobr.dot(F1)
print("вектор P=", P)

#Расчет погрешности D
D = (P[0]**2+P[1]**2)**(1/2)
print("погрешность D=", D)

1 итерация
F1= [[ 0.25]
     [-1.  ]]
J1= [[-5.25  0.75]
     [ 0.75 -6.75]]
определитель Якобиан = 34.875000000000014
Jobr = [[-0.19354839 -0.02150538]
        [-0.02150538 -0.15053763]]
вектор P= [[-0.02688172]
           [ 0.14516129]]
погрешность D= [0.14762936]
0.5268817204301075 0.3548387096774194
2 итерация
F1= [[ 0.02965226]
     [-0.02744552]]
J1= [[-5.16718696  0.37773153]
     [ 0.83281304 -6.37773153]]
определитель Якобиан = 32.64035143759591
Jobr = [[-0.19539408 -0.01157253]
        [-0.02551483 -0.15830672]]
вектор P= [[-0.00547626]
           [ 0.00358824]]
погрешность D= [0.00654713]
0.5323579816410687 0.3512504709837143
3 итерация
...
[-3.84938999e-11]]
погрешность D= [7.15728302e-11]
Found solution after 4 iterations.
x = 0.5323703722675632 y = 0.35125744755238925

```

Рисунок 38 – Часть кода реализации блока матрицы Ньютона из алгоритма разделения потока жидкости в трещинах ГРП



Номер модели	Состояние	volume_mult	ВНП_ISIP	ЮТОМ_BORDEI	CLOSURE_TIME	PROPPEDHEIGHT	PROPPEDLENGTH	PROPPEDWID
1 1	Готово	0.5	354.483	2768	98.836	76.568	109.973	2.435
2 2	Готово	0.8	355.802	2771	138.232	82.599	129.983	3.01
3 3	Готово	1	356.582	2772	170	83.961	139.985	3.345
4 4	Готово	1.3	357.612	2772	170	87.579	159.985	3.716
5 5	Готово	1.5	358.17	2772	170	87.729	169.985	3.94
6 6	Готово	2	359.45	2776	170	95.246	189.986	4.287
7 7	Готово	2.5	360.412	2776	170	95.246	200	4.713

Рисунок 39 – Таблица матрицы вариантов реализации трещины ГРП

Полный пример кода, написанного на языке программирования Python представлен в Приложении С, а результаты редизайна и факта трещины ГРП рассматриваемой скважины-кандидата приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты расчетных и фактических значений геометрии трещин гидравлического разрыва пласта и дебита нефти после геолого-технического мероприятия на месторождении «Х»

Параметр	Размерность	Дизайн	Редизайн	Факт
Безразмерная проводимость трещины		5,4	7,9	7,6
Скин-фактор (идеальный геометрический)		-5,17	-4,80	-4,80
Закрепленная полудлина трещины	м	90	56,3	57
Закрепленная высота трещины	м	15	24,7	24,7
Закрепленная ширина трещины	мм	2,71	2,94	2,92
Гидравлическая полудлина трещины	м	94,5	57,3	57,7
Гидравлическая высота трещины	м	19,4	23,5	23,5
Гидравлическая ширина трещины	мм	8,81	7,39	7,29
Проводимость трещины	мД·м	954	1428	1421
Проницаемость трещины	мД	277000	415500	415700
Эффективное давление (осн. ГРП)	атм	42	23	23
Эффективность жидкости (осн. ГРП)	%	67	53	55
Дебит нефти	м <sup>3</sup> /сут	23	36,1	35,6

До проведения ГРП дебит нефти скважины-кандидата было менее 10 м<sup>3</sup>/сут. Благодаря проведению верификации исторических и текущих данных по скважине и пласте были скорректированы параметры трещины ГРП и соответственно прогнозируемый дебит нефти после проведения ГРП.

Фактические данные получились с минимальной погрешностью расчета до 1%. При этом время реализации данной методики (подбора эффективной геометрии трещины и проверка ее реализации в гидродинамической модели) потребовало в 1,5 раза меньше времени, чем обычно. А дебит нефти, согласно таблице, увеличился в 3 раза, что позволяет говорить об эффективности проведения ГРП и повышение фактического КИН до проектного значения. Конечный профиль трещины после ГРП представлен на рисунке 40.

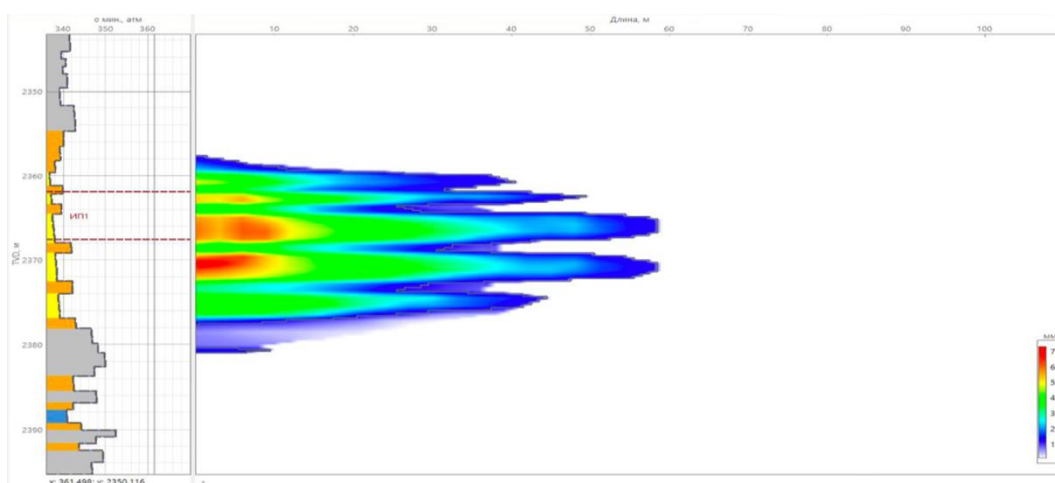


Рисунок 40 – Профиль трещины после ГРП

По аналогии также были просчитаны скважины-кандидаты в пласте АВ1, находящиеся на разных кустах. В таблице 9 собраны результаты главных параметров при проведении алгоритмов редизайна трещин ГРП, а также получены профили трещин до и после проведения ГРП (приложении Г). Скважины также до ГТМ показывали отметку добычи нефти не выше 5-7 м<sup>3</sup>/сут.

Таблица 9 – Результаты редизайна скважин пласта АВ1

Скважина	Параметр	Размерность	Дизайн	Редизайн	Факт
Z <sub>1</sub> – наклонно-направленная	Закрепленная полудлина трещины	м	209,9	87,71	83,8
	Закрепленная высота трещины	м	24,6	22,5	21,6
	Закрепленная ширина трещины	мм	1,79	0,67	0,70
	Дебит нефти	м <sup>3</sup> /сут	25	16	16,7

Продолжение таблицы 9

Z <sub>2</sub> – горизонтальная (первая стадия)	Закрепленная полудлина трещины	м	135,9	66	66
	Закрепленная высота трещины	м	22,3	25,1	25,1
	Закрепленная ширина трещины	мм	2,20	3,01	2,97
	Дебит нефти	м <sup>3</sup> /сут	32,1	34,1	35,2
Z <sub>3</sub> – горизонтальная (последняя стадия)	Закрепленная полудлина трещины	м	104	108	108
	Закрепленная высота трещины	м	21,2	23,4	23
	Закрепленная ширина трещины	мм	1,79	1,60	1,62
	Дебит нефти	м <sup>3</sup> /сут	14	16,7	16,1

По итогу примененный комплекс ПБФА и моделирование ГРП сделал подбор в среднем на 20-25% быстрее, чем это делалось ранее в программе. Погрешность в целом не превышал 5%, а дополнительные дебиты так или иначе давали минимум в два раза больше конечный приток из скважины в сутки, нежели до ГРП.

В дальнейшем планируется расширение применения комплексной методики на участок месторождения с несколькими кустами для проведения последовательного отбора кандидатов-скважин на проведения ГРП. При получении успешных практических результатов реализации совместного применения проектирования ГРП в программе «РН-ГРИД» с проактивным БФА можно как реализовать технологический продукт-модуль для программы моделирования геометрии трещин ГРП и включить алгоритм построения дизайна ГРП с последующим проведением ГРП как часть системы регулирования фактического КИН.

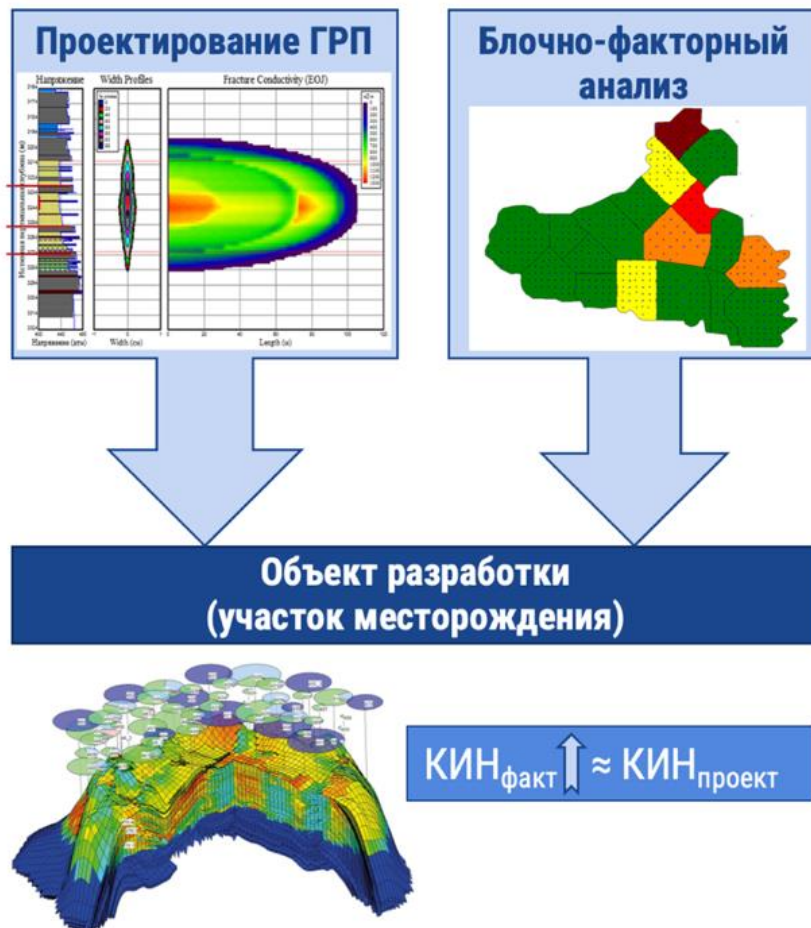


Рисунок 41 – Краткая схема комплексного подхода моделирования ГРП с БФА к повышению КИН

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ15	Корнев Александр Игоревич

<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	21.04.01 «Нефтегазовое дело»
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых ресурсов при выполнении работ по гидравлическому разрыву пласта совместно с блочно-факторным анализом на нефтяном месторождении.
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	ГОСТ 32359-2013.
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022.

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

<i>1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Обоснование целесообразности проведения технологии гидравлического разрыва пласта совместно с блочно-факторным анализом на нефтяном месторождении «Х».
<i>2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Оценка и расчет эксплуатационных затрат проведение гидравлического разрыва пласта совместно с блочно-факторным анализом.
<i>3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Расчет экономической эффективности по проведению работ по гидравлическому разрыву пласта совместно с блочно-факторным анализом.

**Перечень графического материала**

--

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	14.03.2023
---	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОНД	Цибулькинова М. Р.	к.г.н.		14.03.2023

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ15	Корнев Александр Игоревич		14.03.2023



где  $Ч$  – чистая прибыль, руб;  $В$  – выручка от продажи объема дополнительной добытой нефти до и после применения метода БФА в процедуру ГРП, тыс. т;  $Р$  – расходы на реализацию новой технологии, включающие эксплуатационные и капитальные затраты.  $Н$  – налог на прибыль (20%)

Так как ГТМ по применению в ходе моделирования дизайна трещины ГРП модулей ПБФА не требуют капитальных вложений – не учитываем в расходных статьях.

Исходные данные для расчета экономической эффективности комплексной методики ГРП с ПБФА приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Исходные данные для расчета экономической эффективности по дополнительно добытой нефти

Показатель	Значение
Количество скважин, на которых проводились ГРП, шт.	4
Дополнительная добыча нефти ( $\Delta A$ ) согласно редизайну ГРП после включения БФА (факт), тыс. т	8.2
Объем добычи нефти ( $A_1$ ) по скважинам-кандидатам согласно дизайну ГРП по месторождению X за год, тыс. т	29.6
Объем добычи нефти ( $A_2$ ) по скважинам-кандидатам после совместного ГРП с БФА по месторождению X за год, тыс. т	37.8
Дополнительные эксплуатационные расходы ( $Z_d$ ), тыс. руб.	150
Стоимость ГРП одной скважины, тыс.руб.	2500
Норма амортизации скважин, %	10

где  $A_1$  и  $A_2$  – объем добычи нефти до и после применения метода БФА в процедуру ГРП, тыс. т;  $\Delta A$  – дополнительная годовая добыча нефти за счет применения новой технологии, тыс. т;  $Z_d$  – дополнительные эксплуатационные расходы на проведение ГРП совместно с БФА, тыс. руб.

Для определения дохода от дополнительной добычи нефти после применения оптимизации ГРП путем внедрения БФА воспользуемся расчетом выручки за счет дополнительной добытой нефти с помощью новой технологии совместного применения ГРП с БФА. Для мероприятий по увеличению текущих темпов отбора нефти принимаем в размере 70,1 руб/т, взятую из рисунка 42 [таблица прогноза цен нефти 80]:

	2021	2022	2023	2024	2025
Цена на нефть марки «Юралс», долл. США за баррель	69,1	80,0	70,1	67,5	65,0
Курс доллара среднегодовой, руб. за долл. США	73,6	68,1	68,3	70,9	72,2
Индекс потребительских цен на конец года, в % к декабрю	8,4	12,4	5,5	4,0	4,0
Валовой внутренний продукт, %	4,7	-2,9	-0,8	2,6	2,6

Рисунок 42 – Основные показатели базового варианта прогноза социально-экономического развития Российской Федерации

Полученные результаты расчета доходов представлены на таблице 12.

Таблица 12 – Результаты расчета выручки от продажи дополнительно добытой нефти по комплексной методике

Год	2023	2024	2025
Цена на нефть марки «Юралс» (мировая), долл. США за баррель	70,1	67,5	65
Курс доллара среднегодовой, руб. за долл. США	68,3	70,9	72,2
Цена на нефть марки «Юралс» (мировая), долл. США за тонну	511,7	492,8	474,5
Цена на нефть марки «Юралс» (мировая), руб. за тонну	34951	34936	34259
Суточный дебит, т/сут	29,6	37,8	46
Годовая добыча, т	10804	13797	16790
Выручка, тыс. руб.	<b>377612</b>	482012	575207

Все затраты на проведение ГРП, включенных в себестоимость конечного дополнительного дебита углеводородов, группируются следующим образом: материальные затраты, затраты на оплату труда, отчисления на специальные нужды, амортизационные отчисления.



Материальные затраты в нефтедобыче – это затраты на ресурсы, необходимые для реализации добычи, в том числе и проведения ГРП: энергия, химические реагенты и прочие жидкости (пропант, гелеобразные смеси и др.), а также прочие вспомогательные материалы. Так как рассматриваемая технология применения затрагивает этап проектирования модели трещин ГРП и предполагает применение дополнительного программного комплекса – в этом разделе будем учитывать затраты на электроэнергию и на необходимое программное оборудование (лицензия на программу «РН-ГРИД», компьютер).

Таблица 13 – Расчет материальных затрат

Наименование материала	Цена за единицу, руб/кВтч; руб/шт.	Количество материала	Стоимость материалов, руб.
Электроэнергия	3,45 руб/кВтч	2800 кВтч в год	9660
Персональный компьютер, шт.	450560 руб/шт.	2 шт.	901120
Лицензия программы «РН-ГРИД»	150000 руб./шт. (на год)	2	300000
<b>ИТОГО</b>			<b>1210780</b>

Расходы на оплату труда включают в себя суммы:

- Начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии формами и системами оплаты труда.
- Премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др.
- Начисления стимулирующего или компенсирующего характера – надбавки за работу в ночное время, в многосменном режиме, совмещение профессий, работу в выходные и праздничные дни и др.
- Надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др. суммы платежей (взносов) работодателей по договорам обязательного и добровольного страхования.

Для реализации комплексной методики дополнительно потребуются помимо основного состава работников сервисной компании, осуществляющий

ГРП, и добывающего предприятия, являющимся в таких видах работ чаще заказчиком, требуются два специалиста – полевой инженер по БФА и ведущий инженер-БФА, которые совместно с флотом ГРП, операторами добычи и бригадой капитального ремонта скважины (КРС) на кусте со скважиной-кандидатом и с офисными ведущими инженерами-дизайнерами ГРП и инженерами-технологами соответственно будут проводить вычислительные и сопроводительные работы с целью оптимизации эффективности проведения ГРП и получения максимально долгого и большого дополнительного притока нефти. Работы ведутся в дневную и ночную смены, длительность смены 11 часов (с учетом перерыва на обед). Ежемесячная норма выработки 330 часов. Процентная надбавка за вахтовый метод работы составляет 16%, районный коэффициент к заработной плате в Ханты-Мансийском автономном округе 70%, ежемесячная премия в размере 40%. Расчеты итоговых заработных плат вышеописанных специалистов сведены в таблицу 14.

Таблица 14 – Расчет затрат на оплату труда

Наименование категории оплаты	Должность		Сумма
	Полевой инженер по БФА	Ведущий инженер по БФА	
Количество, шт.	1	1	2
Месячная тарифная ставка, руб.	34798,5	48757,5	83556
Часовая тарифная ставка, руб.	105,45	147,75	253,2
Норма времени на реализацию ГТМ в год, ч	3960	3960	-
Премия, руб.	167032,8	234036	401068,8
Районный коэффициент, руб.	292307,4	409563	701870,4
Надбавка за вахтовый метод работы, руб.	66813,12	93614,4	160427,52
Заработная плата за год с учетом надбавок, руб.	943735,3	1322303	<b>2266038,72</b>
<b>ИТОГО</b>			<b>2266038,72</b>

Страховые взносы определяются согласно установленным Налоговым кодексом РФ и включают в себя страховые взносы в Пенсионный фонд РФ,

Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев при проведении работ на кустовой площадке (таблица 15).

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс III с тарифом 0,4% для предоставления услуг в области добычи нефти и природного газа (код по ОКВЭД – 09.10).

Таблица 15 – Расчет страховых взносов

	Заработная плата, руб.	ФСС (2,9%)	ФОМС (5,1%)	ПФР РФ (30%)	Страхование от несчастных случаев (0,4%)	<b>Всего, руб.</b>
Затраты	2266038,72	65715,12	115567,98	679811,62	90641,55	<b>951736,26</b>

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части.

Норма амортизационных отчислений на реновацию скважин составляет 10% от их балансовой стоимости.

Стоимость всех скважин, на которых будет проводится ГРП:

$$\Phi C = \Phi_1 \cdot N = 2500 \cdot 4 = 10000 \text{ тыс. руб.} \quad (32)$$

Рассчитываем сумму амортизационных отчислений:

$$AMC = N_1 \cdot \Phi C = \frac{14,29\%}{100\%} \cdot 10000000 = 1429000 \text{ руб.} \quad (33)$$

В результате рассчитанных ранее параметров определяем общую сумму затрат на включение к ГРП модуля БФА, которая указана в таблице 15.

Таблица 15 – Затраты на включение организационно-технического функционала

Состав затрат	Сумма затрат, руб
Материальные затраты	1210780
Затраты на оплату труда	2266038.72
Страховые взносы	951736.26
Амортизационные отчисления	1429000
<b>ИТОГО ОСНОВНЫЕ РАСХОДЫ</b>	<b>5857554.98</b>

Итого чистая прибыль за 2023 год с учетом налога на прибыль 20% (применяя ГРП без БФА) получаем:

$$Ч = 377612 - 5857,554 - 377612 \cdot 0,2 = 296232 \text{ тыс. руб} \quad (35)$$

А в следующем году с учетом внедрения уже совместной методики ГРП с БФА чистая прибыль за 2024 год с учетом налогов составит:

$$Ч = 482012 - 5857,554 \cdot 2 - 482012 \cdot 0,2 = 373894 \text{ тыс. руб} \quad (36)$$

В результате компания, проводящая ГРП совместно с методом БФА на 4 скважинах, помимо увеличения притока нефти получит прибыль за 2024 год больше, чем стандартным ГРП согласно результатам расчета за 2023 год.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b> 2БМ15		<b>ФИО</b> Корнев Александр Игоревич	
<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение (НОЦ)</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	магистратура	<b>Направление/ специальность</b>	21.04.01 «Нефтегазовое дело»/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

<b>Моделирование гидравлического разрыва пласта с применением метода блочно-факторного анализа в процессе разработки нефтяных месторождений</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<p><b>Введение</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</li> <li>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</li> </ul>	<p><i>Объект исследования:</i> технология гидравлического разрыва пласта на нефтяном месторождении X, добыча которой происходит на четырех крупных регионах и располагающийся на территории ХМАО.</p> <p><i>Область применения:</i> нефтегазовая отрасль, топливно-энергетическая сфера</p> <p><i>Рабочая зона:</i> производственное помещение</p> <p><i>Размеры помещения климатическая зона:</i> 30*40 м, район крайнего Севера</p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> фонтанная арматура устья скважины, блоки манифольдов, станция контроля и управления за процессом, насосные агрегаты, пескосмесители, емкости с технологическими жидкостями.</p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> контроль технологических параметров процесса гидравлического разрыва пласта, контроль непрерывного процесса проведения подготовки к гидравлическому разрыву пласта и непосредственное его проведение.</p>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</b></p> <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>	<p>СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение»</p> <p>СанПиН 2.2.4.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах»</p> <p>СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве»</p> <p>ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»</p> <p>ГОСТ 12.1.003-2014 «Система стандартов по безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности»</p> <p>ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов по безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»</p> <p>ГОСТ 12.1.012-2004 «Система стандартов по безопасности труда. Вибрационная безопасность»</p> <p>ГОСТ Р 12.1.019-2017 «Система стандартов по безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»</p> <p>ГОСТ 12.2.062-81 «Система стандартов по безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные»</p> <p>ГОСТ 12.2.003-91 «Система стандартов по безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности»</p> <p>ГОСТ 12.1.004-91. «Система стандартов по безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования»</p>
<p><b>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</li> <li>– Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора</li> </ul>	<p><b>Вредные факторы:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– отклонение показателей климата на открытом воздухе;</li> <li>– недостаточная освещенность;</li> <li>– повышенный уровень шума и вибраций;</li> <li>– вредные вещества.</li> </ul> <p><b>Опасные факторы:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– электробезопасность;</li> <li>– пожарная безопасность;</li> <li>– механические опасности;</li> <li>– агрегаты под давлением.</li> </ul> <p><b>Средства защиты:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– спецодежда;</li> <li>– спецобувь;</li> <li>– защитные очки;</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>– защитные перчатки;</li> <li>– каска;</li> <li>– маска защитная;</li> <li>– утепленная спецодежда (в зимнее время).</li> </ul>
<b>3. Экологическая безопасность <u>при эксплуатации:</u></b>	<p>Воздействие на литосферу: обвалы, землетрясения, провалы, местные подвижки земной коры;</p> <p>Воздействие на гидросферу: несовершенные технологии гидравлического разрыва пласта, аварии</p> <p>Воздействие на атмосферу: выбросы сероводорода, сернистого газа, бензола, фенола, толуола и других вредных химических реагентов в ходе подготовки смеси для закачки в скважину для разрыва пласта.</p>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях <u>при эксплуатации</u></b>	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– разрыв любых соединений между блоками в технологическом оборудовании;</li> <li>– серьезное нарушение герметичности или разрушение корпуса любого элемента, через который подаются жидкие, газообразные вещества и вода;</li> <li>– скачки напряжения или полное отключение подачи электроэнергии в электросети;</li> <li>– воспламенение веществ и оборудования; стихийные бедствия и т.п.;</li> <li>– разлив легковоспламеняющихся жидкостей;</li> <li>– взрыв оборудования, работающего под высоким давлением.</li> </ul> <p>Наиболее типичная ЧС: взрыв оборудования, работающего под высоким давлением</p>
<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Корнев Александр Игоревич		

## **6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Связи с тем, что большинство нефтяных месторождений в Российской Федерации на сегодняшний день находятся на завершающей стадии разработки и последующие запасы относят к категориям ТРИЗ, необходимо применять современные технологии по увеличению нефтеизвлечения и методы интенсификации притока из скважины для повышения фактического параметра КИН к проектным показателям.

Одной из широко применяемых недорогостоящих технологий вовлечения остаточных запасов нефти в активную разработку является гидравлический разрыв пласта (ГРП).

Гидравлического разрыва пласта – метод воздействия на продуктивную залежь, при котором создается давление на пласт, примерно в 1,5-2 раза больше пластового давления, путем закачки специальной жидкости разрыва в скважину. Это приводит к разрыву породы по плоскостям минимальной прочности и появлению новых искусственных трещин, которые создают взаимосвязь с зонами высокой проницаемости. В результате происходит расширение дренажа скважины и увеличение продуктивности залежи. Для закрепления трещин в раскрытом состоянии используются зернистые материалы или расклинивающие агенты. А материалы, применяемые в качестве жидкости разрыва, выступают самые разные (пески, синтетические материалы и др.).

Одним из важных этапов проведения ГРП, которым занимается сервисная компания – проектирование, где производят расчеты и создают математические модели трещины ГРП в специальных программных продуктах. От точности построения дизайна трещины ГРП и качества подсчета необходимых параметров зависит успешность и эффективность проведения ГРП. В противном случае результаты проведения ГРП могут не достигнуть расчетных КИН. Поэтому для оптимизации и совершенствования построения геометрии трещины ГРП предлагается использования методик

мониторинга и проактивного блочно-факторного анализа объекта разработки – скважины-кандидата на проведение ГРП.

Работы проводятся на открытых кустовых площадках нефтяного месторождения X, которое расположено в центральной части Западно-Сибирской равнины. В административном отношении месторождение находится в Ханты-Мансийском автономном округе РФ.

Климат района резко континентальный с продолжительной зимой и коротким теплым летом.

Работы по гидравлическому разрыву пласта применяются на нефтяных и газовых месторождениях на любой стадии разработки (преимущественно на завершающих).

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

Обслуживание агрегатов, входящих в состав флота ГРП, производит оператор по ГРП. Его рабочее место состоит из скважины-кандидата на ГРП, кустовой площадки, блоков автоматики и расставленных агрегатов для проведения ГРП.

Работа оператора ГРП, согласно должностной инструкции на рабочее место, включает в себя:

- закачки в скважину жидкости разрыва для создания трещин в пласте;
- закачки жидкости песконосителя;
- закачки продавочной жидкости для продавливания песка в пласт;
- слежение за исправностью обслуживаемого им оборудования, устраняет обнаруженные неисправности при невозможности сообщает об этом мастеру или диспетчеру;
- осуществление контроля за технологическим процессом проведения ГРП;
- наблюдение за работой оборудования, коммуникаций, выявляет отклонения от установленных режимов работы и отказов в работе;



- по мере возможности выполнение технического обслуживания и текущего ремонта оборудования.

Работы по ГРП проводятся лицами, работающими вахтовым методом. Данный вид работ регулируется Трудовым Кодексом РФ [81]. Вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем.

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются надбавки и коэффициенты к заработной плате, а также социальные пакеты (пенсионный фонд, медицинская страховка, оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря и др.).

Компоновка рабочей зоны должна быть спроектирована для удобного выполнения трудовых обязанностей оператора, согласно [82]. Так как основная рабочая зона оператора – это кустовая площадка, то расположение объектов на ней должно соответствовать утверждённой принципиальной схеме, разработанной с учётом особенностей производственных условий и удобства работы с оборудованием, входящим в неё.

## **6.2 Производственная безопасность**

Работник подвержен вредному воздействию, находясь на территории производственного объекта, которое классифицируется согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [83] (таблица 16).

Таблица 16 – 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	Изготовление	Эксплуатация	
Отклонение показателей климата на открытом воздухе;		+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [84].
Превышение уровней шума и вибрации;		+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартинформ, 2015. – 24 с [85]; ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Стандартинформ, 2004 [86].
Недостаточная освещенность;		+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение [87].
Повышенная запыленность рабочей зоны.		+	+	СанПиН 2.2.4.3359–16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах [88].
Электрический ток;		+	+	ГОСТ Р 12.1.019-2017. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [89].
Движущиеся машины механизмы производственного оборудования;		+	+	ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные [90].
Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением).		+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [91].

## 6.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

### *Отклонение показателей климата на открытом воздухе.*

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего [84]. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года.

Спецодежда должна быть хлопчатобумажной, изо льна, грубошерстные сукна, иметь удобный крой для работы в экстремальных условиях (например, при пожаре) применяют специальные костюмы из металлизированной ткани. Для защиты головы от теплового облучения применяют алюминиевые, фибровые каски, войлочные и шляпы; глаз – очки (темные или с прозрачным слоем металла) лица – маски с откидным прозрачным экраном. Защита от воздействия пониженной температуры достигается использованием теплой спецодежды, а при осадках – плащей.

Коллективная защита может быть обеспечена путём рационального размещения технологического оборудования, рационализации режимов труда и отдыха, применения теплоизоляции оборудования, автоматизации и дистанционного управления технологическими процессами.

При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (таблица 17).

Таблица 17 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
безветренная погода	-40
менее 5.0	-35
5.1–10,0	-25
10.1–15,0	-15
15.1–20,0	-5

Продолжение таблицы 17

более 20	0
----------	---

**Превышение уровней шума.** В непосредственной близости от рабочего места оператора ППД могут находиться машины КРС (капитальный ремонт скважин) либо агрегаты для ОПЗ, которые создает уровень звука, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-2014 (2015) [85]. Норма на открытой местности составляет 80дБА, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 40-45 дБА. Доставка рабочих на месторождения осуществляется путем перелета на вертолетах, который создают уровень шума 95-100 дБА, превышающий допустимый. Согласно СП 51.13330.2011 (Защита от шума) мероприятия для устранения уровня шума: наушники и противощумные вкладыши [92].

**Превышение уровня вибрации.** Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 [86] технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора ППД составляет около 30 дБ, что не превышает норму. Данная вибрация обусловлена работой двигателя, поднимающего скребок из скважины. Мероприятия по защите от вибрации: использование резиновых перчаток и резиновых прокладок в блоке установки двигателя.

**Недостаточная освещённость рабочей зоны.** При работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежание травматизма. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. Норма освещенности не ниже 10 люксов (СП 52.13330.2016) [87]. Мероприятия по улучшению освещенности не требуются.

**Повышенная запыленность рабочей зоны.** Кустовая площадка огорожена насыпью песка со всех сторон с целью предотвращения разгорания лесного пожара. С учетом сильных ветров может происходить попадание песка в носовую область оператора ППД, что негативно влияет на его здоровье. Мероприятия для устранения попадания песка в носовую область: использование респираторов [88].

## **6.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

*Электрический ток.* Источником поражения электрическим током, при проведении работ на кустовых площадках, могут являться плохо изолированные токопроводящие части, металлические элементы, случайно оказавшиеся под напряжением. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний. Все применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежать занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил. Защитное заземление должно удовлетворять ряду требований, изложенных в ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление» [93].

Для защиты персонала от поражения электрическим током при пробое изоляции электрифицированных механизмов и электроинструмента они должны быть оборудованы устройствами защитного отключения (УЗО). Одной из защитных мер является также ограничение напряжения до 12-36 В для переносного электрооборудования, местного или ремонтного освещения.

Для предотвращения негативного воздействия электрического тока на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты (ГОСТ Р 12.1.019-2017).

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки [89].

***Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.*** Механические травмы могут возникать при монтаже, демонтаже оборудования при спускоподъемных операциях. При неправильной эксплуатации или использования неисправного оборудования, инструментов, механизмов. При проведении работ также используется автомобильный транспорт различного назначения, в связи с чем необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм. К числу которых относятся: проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [90] ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

В качестве профилактических мер планируется систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов ГОСТ 12.2.003-91 [91].

При проведении работ на скважине необходимо соблюдать технику безопасности. Основная опасность заключается в том, что, зацепившись телом или одеждой за свободный конец движущегося механизма можно получить

травму вплоть до смертельного исхода. Основными мерами предосторожности являются: соблюдение всех требований правил техники безопасности при работе с инструментами; соблюдение формы одежды (все пуговицы на одежде должны быть застегнуты, полы одежды не должны болтаться); периодическая проверка технического состояния используемых инструментов, повышенное внимание на рабочем месте.

***Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением).***

Оборудование, в котором давление газа или жидкости превышает атмосферное, принято называть сосудами, работающими под давлением.

Любые сосуды, работающие под давлением, всегда представляют собой потенциальную опасность, которая при определенных условиях может повлечь тяжелые последствия. Для предупреждения подобных 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 Приказом Ростехнадзора №116 от 25.03.2014 г.

Разгерметизация (потеря герметичности), достаточно часто сопровождается возникновением двух групп опасностей.

Первая из них связана с взрывом сосуда или установки, работающей под давлением. При взрыве может произойти разрушение взрывной волной близко расположенного оборудования и техники, а также травмирование персонала разлетающимися осколками оборудования.

Вторая группа опасностей зависит от свойств веществ, находящихся в оборудовании, работающем под давлением. Но так как в процессе нестационарного заводнения нагнетаемым агентом является вода, то влияние, оказываемое на организм человека и окружающую среду, не является негативным.

Причинами разгерметизации могут являться различные дефекты (трещины, вмятины, дефекты сварки и др.), возникшие при изготовлении,

хранении и транспортировке сосудов, работающих под давлением. Для своевременного обнаружения этих дефектов применяют различные методы контроля: внешний осмотр сосудов и аппаратов, работающих под давлением, гидравлические испытания сосудов, механические испытания материалов, из которых изготовлены сосуды, и др.

### **6.3 Экологическая безопасность**

Операции гидравлического разрыва пласта сопровождаются неизбежным техногенным воздействием на объекты природной среды. С целью исключения или сведения к минимуму негативного воздействия работ данного вида на окружающую среду предусмотрен комплекс специальных мероприятий по охране окружающей среды.

#### *Загрязнение атмосферы*

Большая часть выбросов на нефтегазовых промыслах, порядка 70-75%, приходится на атмосферу. При добыче нефти от кустовых площадок выделяются загрязняющие вещества (ЗВ), которые складываются из выбросов через неплотность фланцевых соединений, запорно-регулирующей арматуры скважин и замерной установки (ЗУ), а также сальниковых уплотнений.

Для предотвращения неконтролируемых выбросов в атмосферу проводят полную герметизацию оборудования для сбора и транспортировки нефти и газа, осуществляют контроль швов сварных соединений трубопроводов, проводят защиту оборудования от коррозии, утилизируют попутный газ.

Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества при помощи фильтров и рассеиванием в высоких трубах.

#### *Загрязнение литосферы*

Бурение скважин, обустройство нефтегазовых месторождений, сооружение подземных хранилищ приводит к изменениям почвенной среды и ландшафта.



При освоении и прокладки новых дорог, соединяющих технологические комплексы месторождений, обустройство новых трубопроводов и другие организационные работы оказывают влияние на поверхностный слой почвы, заставляя его разрушаться под колесами и гусеницами автотранспорта, подвесом колон труб и высоких буровых мачт, а также другой строительной техники и оборудования.

Во время проведения технологических операций с химическими агентами, велика вероятность попадания оных не только в продуктивные пропластки, но и за его пределы, путём перетоков, или неплотной кровли пропластка, что, в свою очередь приводит к изменению физико-химических свойств почвы, и оказывает на неё негативное воздействие.

Для почв предусмотрены предельно-допустимые значения концентраций вредных химических соединений, основные из которых представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Предельно-допустимые концентрации вредных химических веществ в почве [94]

<b>Вещество</b>	<b>ПДК, мг/кг</b>	<b>Показатель вредности</b>
Бензин	0.1	Воздушно-миграционный
Диметилбензолы	0.3	Транслокационный
Сероводород	0.4	Воздушно-миграционный
Серная кислота	160	Общесанитарный
Этенилбензол	0.1	Воздушно-миграционный

Планирование экологической защиты литосферы начинается на стадии проектирования строительства нефтегазового комплекса согласно [95].

#### *Загрязнение гидросферы*

Вторичное вскрытие пласта скважин при определенных условиях может сопровождаться:

- загрязнением водотоков, поверхностных водоемов, подземных водгрунтов, почв химическими реагентами, горюче-смазочными материалами (ГСМ), пластовыми флюидами;

- хозяйственно-бытовыми жидкими и твердыми отходами;
- перетоками в заколонном пространстве из-за нарушения целостности обсадной колонны;
- продуктами утечек скважины.

В соответствии с нормами технологического проектирования, для предотвращения попадания химических реагентов и технологических жидкостей в гидросферу, регламент должен предусматривать полную герметизацию всего оборудования, арматуры.

В процессе освоения скважины продукты освоения (нефть, отработанная вода) должны собираться в передвижные металлические емкости по 25 м<sup>3</sup> с последующей откачкой нефти и пластовой воды в нефтесборный коллектор.

После закачки химических реагентов или других вредных веществ до разборки нагнетательной системы агрегата должна прокачиваться инертная жидкость объемом, достаточным для промывки нагнетательной системы. Сброс жидкости после промывки должен производиться в сборную емкость. Остатки химических реагентов следует собирать и доставлять в специально отведенное место, оборудованное для утилизации или уничтожения.

#### **6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть на кустовой площадке месторождения X при проведении работ по гидравлическому разрыву пласта:

- нарушение герметичности или разрушение корпуса элементов, содержащих жидкости и газы, находящиеся под высоким рабочим давлением;
- разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину;
- нарушение электроснабжения или полное отключение подачи электроэнергии в электросети.

Технологические процессы, идущие под высоким давлением, и оборудование, находящееся под большими нагрузками, в определенных

условиях представляют наибольшую опасность для здоровья и жизни персонала.

Этот процесс, как правило, приводит к взрыву, который в свою очередь провоцирует появление большого количества механических осколков и ударные волны. Их разрушительное воздействие может быть крайне значительным и опасным для людей, находящихся рядом во время аварии. Из этого следует, что оборудование, функционирующее в условиях избыточного давления, должно обладать высокой степенью эксплуатационной надежности.

Согласно ФНиП ПБ «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» общие требования при проведении работ по гидравлическому разрыву пласта включают в себя следующие ключевые моменты:

- работы по нагнетанию в скважину химических и других агентов проводятся в соответствии с планом, утвержденным нефтегазодобывающей организацией;
- в плане должны быть указаны порядок подготовительных работ, схема размещения оборудования, технология проведения процесса, меры безопасности, ответственный руководитель работ;
- при закачке химических реагентов, пара, горячей воды на нагнетательной линии у устья скважины должен быть установлен обратный клапан;
- нагнетательная система после сборки до начала закачки должна быть опрессована на полуторакратное ожидаемое рабочее давление;
- при гидравлических испытаниях нагнетательных систем обслуживающий персонал должен быть удален за пределы опасной зоны, устанавливаемой планом работ;
- перед началом работы по закачке реагентов, воды и после временной остановки в зимнее время необходимо убедиться в отсутствии в

коммуникациях насосных установок и нагнетательных линиях ледяных пробок [96].

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.

### **6.5 Выводы по разделу**

Таким образом, рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении работ по гидравлическому разрыву пласта оператором ГРП на кустовой площадке, и в рамках этого вопроса проанализированы вредные и опасные производственные факторы, рекомендованы мероприятия по их устранению. Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией признан взрыв оборудования, работающего под высоким давлением, разобраны меры по предупреждению ЧС.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе проанализированы существующие методы расчета коэффициента извлечения нефти, технологии моделирования трещин гидравлического разрыва пласта и программные продукты, обеспечивающие проектирование геолого-технического мероприятия с целью увеличения нефтеизвлечения, а также блочно-факторный анализ рассматриваемого участка.

Оценены современные подходы к формированию расчета проектного коэффициента извлечения нефти, включающие в себя статистические, эмпирические методы, расчетно-экспериментальные, экстраполяционные, гидродинамические и факторные методы. Важными составляющим для вычисления коэффициента извлечения нефти выделены гидропроводность пласта и уравнения материального баланса, которые являются неотъемлемыми частями проактивного блочно-факторного анализа нефтяного месторождения.

Учитывая основные технологические показатели разработки месторождения, в работе обосновано применение математических моделей трещин гидравлического разрыва пласта, перечислены известные и используемые модели трещин для проведения дизайна их в программных симуляторах.

Эффективность применения блочно-факторного анализа заключается в применении отдельных элементов алгоритма, влияющих на качество проектирования гидравлического разрыва пласта, успешного его проведения и получения дополнительного дебита нефти. В частности, проактивный блочно-факторный анализ позволяет выявить наиболее проблемные участки и определить скважины-кандидаты, на которых необходимо провести гидравлический разрыв пласта, их порядок выполнения и мониторинг проведения геолого-технического мероприятия.

В результате разработан алгоритм комплексная методика моделирования гидравлического разрыва пласта с проактивным блочно-

факторным анализом, позволяющим снизить погрешность расчета геометрии трещин гидравлического разрыва пласта с фактическими результатами до 5%, повысить эффективность проведения гидравлического разрыва пласта, сократить время расчета и подбора скважины-кандидата гидравлического разрыва пласта в 2-2,5 раза. Реализация производилась в программе «РН-ГРИД».

В процессе практического применения предложенного комплекса моделирования гидравлического разрыва пласта совместно с проактивным блочно-факторным анализом был использован модуль верификации и расчета материального баланса, позволивший в программе «РН-ГРИД» провести редизайн модели, благодаря чему погрешность с фактическими результатами реализации гидравлического разрыва пласта составила не более 5%. При этом время реализации подбора эффективной геометрии трещины и проверка ее реализации в гидродинамической модели потребовало в 2 раза меньше времени, чем обычно, а дебит нефти увеличился в 3 раза. Также был подтвержден экономический эффект от внедрения предложенного комплекса в сравнении с обычным проведением гидравлического разрыва пласта.

Достоинство работы заключается в сокращении времени подбора скважины-кандидата ГРП, снижения погрешности расчетов с фактическими результатами, повышение эффективности ГРП. Также есть перспектива создания технологического продукта блочно-факторного анализа, модуль которого можно внедрить в программу «РН-ГРИД». Разработка данного технологического продукта будет продолжена в компании ООО «РН-ГРП».

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. РД 153-39.0-110-01 Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений.
2. Об утверждении Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья: приказ М-ва природных ресурсов и экологии Рос. Федерации от 20 сен. 2019 г. № 639 (с изменениями на 6 окт. 2020 г.).
3. Люгай, Д. В. Результаты анализа эффективности применения методов расчета коэффициентов извлечения нефти из нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных залежей к условиям Чаяндинского месторождения / Д. В. Люгай, И. И. Минаков, С. В. Буракова // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2016. – № 2(26). – С. 10-18. – EDN YKMХKZ.
4. Корнев А. И. Влияние коэффициента аномальности пластовых давлений на разработку месторождений: бакалаврская работа / А. И. Корнев; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР), Отделение нефтегазового дела (ОНД) ; науч. рук. Ю. А. Максимова. — Томск, 2021.
5. 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. Том 2. – Томск: Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2019. – С. 49-52. – EDN WCHDYV.
6. Кааров Жоомарт Зайржанович Методы прогнозирования коэффициента извлечения нефти в процессе разработки на примере Тайлаковского нефтяного месторождения // Достижения науки и образования. 2019. №5 (46).

7. Кончиц, А. В. Оценка технологической величины коэффициента извлечения нефти месторождений нераспределенного фонда недр при переходе на новую классификацию запасов углеводородного сырья / А. В. Кончиц // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6, № 4. – С. 6. – EDN OYOEIP.
8. Базив, В. Ф. Изменение коэффициента извлечения нефти в связи с ограничением отбора жидкости / В. Ф. Базив, С. А. Мальцев, С. К. Устимов // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 4. – С. 25-29. – EDN MSRDQX.
9. Устимов, С. К. Прогнозирование коэффициента извлечения нефти в процессе разработки месторождений: диссертация кандидата технических наук: 25.00.17. - Москва, 2007. - 143 с.: ил.
10. Костюченко, С. В. Прямой расчет текущего коэффициента охвата вытеснением при геолого-гидродинамическом моделировании / С. В. Костюченко // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 10. – С. 58-61. – EDN JWLIZJ.
11. Кашик А.С., Костюченко С.В. Расчет текущего коэффициента охвата вытеснением при геолого-гидродинамическом моделировании. Нефтяное хозяйство, 2006.
12. Арбузов, В. Н. Сборник задач по технологии добычи нефти и газа в осложненных условиях: Практикум / В. Н. Арбузов, Е. В. Курганова. – Томск: Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2015. – 68 с. – EDN VRRUMH.
13. Назарова, Л. Н. Обоснование коэффициента извлечения нефти в зависимости от комплекса геолого-физических параметров пластов и насыщающих их флюидов : специальность 25.00.17 "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений" : автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук / Назарова Лариса Николаевна. – Москва, 2016. – 22 с. – EDN ZPZLQH.
14. Назарова, Л. Н. Обоснование ограничений на расчетные конечные значения коэффициента извлечения нефти при применении заводнения / Л. Н. Назарова // Территория Нефтегаз. – 2015. – № 3. – С. 100-104. – EDN TSNABD.



15. Назарова, Л. Н. Влияние гидропроводности пласта на величину расчетного (проектного) и фактического значения коэффициента извлечения нефти / Л. Н. Назарова // Территория Нефтегаз. – 2015. – № 2. – С. 74-77. – EDN TJLYCJ.

16. Алали, В. Повышение эффективности систем разработки терригенных и карбонатных залежей месторождений, находящихся на поздней стадии добычи: диссертация ... кандидата технических наук: 2.8.4. - Москва, 2022. - 155 с.: ил.

17. Абидов, Д. Г. Метод материального баланса как первичный инструмент оценки показателей разработки участка месторождения при заводнении / Д. Г. Абидов, М. Р. Камартдинов // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 322, № 1. – С. 91-96. – EDN PVLHVT.

18. Применение уравнения материального баланса при разведке нефтяных и газовых месторождений / Н. Л. Панасенко, Е. Ю. Анисимова, Н. Б. Цырендэшиев [и др.] // Вестник евразийской науки. – 2018. – Т. 10, № 6. – С. 67. – EDN YXYUMP.

19. Кесслер, Ю. А. Моделирование работы залежи при водонапорном режиме законтурных вод с использованием метода материального баланса и алгоритма Картера-Трейси / Ю. А. Кесслер, Ю. А. Котенев, Ш. Х. Султанов // Экспозиция Нефть Газ. – 2015. – № 7(46). – С. 45-47. – EDN VDGAGN.

20. Кесслер, Ю. А. Повышение эффективности освоения и разработки нефтяных месторождений Балтийского шельфа: специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Кесслер Юрий Александрович. – Уфа, 2016. – 22 с. – EDN ZPZKIL.

21. Уолкотт, Д. С. Разработка и управление месторождениями при заводнении. – М.: Юкос, 2001. – 144 с.

22. МОДЕЛИРОВАНИЕ РАБОТЫ ЗАЛЕЖИ с применением метода материального баланса / А. Б. Рублев, К. М. Федоров, А. П. Шевелев, П. Т. Им

// Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2011. – № 5(89). – С. 32-40. – EDN OQPKVX.

23. Dake, L.P. “The Practise of Reservoir Engineering” Elsevier6 Ams 1994.

24. Квеско, Б. Б. Подземная гидромеханика: учебное пособие для студентов, обучающихся по специальности 130304.65 «Геология нефти и газа» и по направлению подготовки магистров 130500.68 «Нефтегазовое дело» / Б. Б. Квеско, Е. Г. Карпова; Федеральное агентство по образованию, Гос. образовательное учреждение высш. проф. образования «Нац. исслед. Томский политехнический ун-т». – Томск: Изд-во Томского политехнического ун-та, 2010. – 167 с. – ISBN 978-5-98298-630-6. – EDN QMZAON.

25. Дейк, Л. П. Практический инжиниринг резервуаров. – М.: Институт компьютерных исследований, 2008. – 668 с.

26. Муратов П. Н. Анализ эффективности применения технологии кластерного гидравлического разрыва пласта в низкопроницаемых коллекторах нефтяных месторождений: бакалаврская работа / П. Н. Муратов; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР), Отделение нефтегазового дела (ОНД) ; науч. рук. Н. Э. Пулькина. — Томск, 2021.

27. Очиров Б. Б. Обоснование технологии гидравлического разрыва пласта на примере Приобского нефтяного месторождения (ХМАО): магистерская диссертация / Б. Б. Очиров; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР), Отделение нефтегазового дела (ОНД); науч. рук. В. П. Меркулов. — Томск, 2019.

28. Очиров Б. Б. Анализ эффективности проведения гидроразрыва пласта на примере Западно-Сургутского нефтяного месторождения (ХМАО): бакалаврская работа / Б. Б. Очиров; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Институт природных ресурсов

(ИПР), Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений (ГРНМ); науч. рук. Ю. Н. Орлова. — Томск, 2017.

29. Ву Х. Анализ эффективности применения гидравлического разрыва пласта для интенсификации притока жидкости на нефтяном месторождении «Белый Тигр» (Вьетнам): бакалаврская работа / Х. Ву; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР), Отделение нефтегазового дела (ОНД); науч. рук. Е. Г. Карпова. — Томск, 2019.

30. Урванцев С. М. Построение геомеханических моделей геологических разрезов для расчета стабильности бурения горизонтальных скважин на нефтяных месторождениях: магистерская диссертация / С. М. Урванцев; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Институт природных ресурсов (ИПР), Кафедра проектирования объектов нефтегазового комплекса (ПОНК); науч. рук. В. С. Рукавишников. — Томск, 2017.

31. Быстров А. И. Построение одномерных геомеханических моделей для выбора оптимальных параметров бурения скважин на Урманском нефтяном месторождении: магистерская диссертация / А. И. Быстров; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Институт природных ресурсов (ИПР), Кафедра проектирования объектов нефтегазового комплекса (ПОНК); науч. рук. В. П. Меркулов. — Томск, 2017.

32. Апасов, Т. К. Методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи для месторождений Западной Сибири: учебное пособие / Т. К. Апасов, Р. Т. Апасов, Г. Т. Апасов. — Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. — 187 с. — ISBN 978-5-9961-1179-4.

33. Кустышев, Д. А. Расконсервация длительно простаивающих газоконденсатных скважин методом гидравлического разрыва пласта / Д. А. Кустышев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. — 2010. — № 12. — С. 17-19. — EDN NBPAPP.

34. Кустышев, Д. А. Расконсервация скважин методом гидравлического разрыва пласта / Д. А. Кустышев // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. – № 5(113). – С. 48-49. – DOI 10.31660/0445-0108-2015-5-48-49. – EDN UVGMFP.

35. Кузьмичев А. С. Анализ эффективности проведения гидроразрыва пласта на Игольско-Таловом нефтяном месторождении (Томская область) : бакалаврская работа / А. С. Кузьмичев ; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР), Отделение нефтегазового дела (ОНД) ; науч. рук. А. В. Никульчиков. — Томск, 2018.

36. Малахов, Д. Применение гидравлического разрыва пласта. – Москва, 2006 – 168 с.

37. Каневская, Р. Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта / Р. Д. Каневская. – Москва: Издательство "Недра", 1997. – 211 с. – EDN POQTUP.

38. Диева, Н. Н. Изучение ГРП путем построения математической модели процесса / Н. Н. Диева, А. В. Федорова // Современные тенденции развития науки и образования: Теория и практика : Материалы I Международной научно-практической конференции, Москва, 13 июня 2017 года. Том I. № 2. – Москва: "ВИПО", 2017. – С. 71-74. – EDN UYRGAR.

39. Гончарова, Г. С. Математическая модель гидроразрыва пласта / Г. С. Гончарова, М. Г. Храмченков // Инженерно-физический журнал. – 2016. – Т. 89, № 4. – С. 846-850. – EDN WFAZLL.

40. Есипов Д. В., Куранаков Д. С., Лапин В. Н., Черный С.Г. Математические модели гидроразрыва пласта // Вычисл. Технологии. – Новосибирск, 2014. – Т. 19, №2. – С. 33-61.

41. Мищенко И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа – М.: Изд-во «НЕФТЬ и ГАЗ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2008. – 296 с., ил.

42. Салимов В.Г., Ибрагимов Н.Г., Насыбуллин А.В., Салимов О.В. Гидравлический разрыв карбонатных пластов / Салимов В.Г., Ибрагимов Н.Г., Насыбуллин А.В., Салимов О.В.; [науч. ред. Ибатуллин Р.Р.]. – М.: ЗАО «Издательство «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО», 2013. – 472 с. – ISBN 978-5-93623-021-9.
43. Geertsma J., de Klerk F. A rapid method of predicting width and extent of hydraulically induced fractures // J. Petrol. Tech. 1969. No. 12. P. 1571-1581.
44. Желтов Ю.П., Христианович С.А. О гидравлическом разрыве нефтеносного пласта // Изв. АН СССР. Техн. науки. 1955. № 5. С. 3-41.
45. Карнаков, П. В. Модель гидроразрыва пласта, включающая механизм закупоривания трещины пропантом / П. В. Карнаков, В. Н. Лапин, С. Г. Черный // Вестник Новосибирского государственного университета. Серия: Информационные технологии. – 2014. – Т. 12, № 1. – С. 19-33. – EDN SCLHJR.
46. Perkins T.K., Kern L.R. Widths of hydraulic fractures // J. Petrol. Tech. 1961. No. 9. P. 937-949.
47. Nordgren R.P. Propagation of a vertical hydraulic fracture // SPE J. 1972. Vol. 12, No 4. P. 306-314.
48. Meyer B.R. Design formulae for 2-D and 3-D vertical hydraulic fracture model comparison and parametric studies // In Proceedings of the unconventional gas technology symposium, SPE 15240. 1986. Pp. 391–408.
49. Новый подход к моделированию гидроразрыва пласта / Н. А. Завьялова, И. М. Перепечкин, В. Ю. Семака [и др.] // Газовая промышленность. – 2019. – № 8(788). – С. 90-93. – EDN НКDDDB.
50. Cleary M.P. Analysis of mechanisms and procedures for producing favourable shapes of hydraulic fractures. SPE 9260-MS. 1980.
51. Перепечкин, И. М. Численное моделирование ГРП в постановке Planar3D / И. М. Перепечкин // ТРУДЫ МФТИ. Труды Московского физико-технического института (национального исследовательского университета). –

2021. – Т. 13, № 3(51). – С. 90-106. – DOI 10.53815/20726759\_2021\_13\_3\_90. – EDN GYDKWN.

52. Свои силы, свои технологии // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 8. – С. 24-27. – EDN FMFRHE.

53. Шляпкин, А.С. Математическое моделирование процесса гидроразрыва пласта с учетом особенностей движения проппанта в трещине и фильтрационных утечек в пласт: диссертация ... кандидата физико-математических наук: 1.2.2. / Шляпкин Алексей Сергеевич; [Место защиты: ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет»]. - Тюмень, 2022. - 139 с.: ил.

54. Масооми, Р. Новая математическая модель оптимизации длины трещины при ГРП в нефтеносном песчанике на месторождении Ирана / Р. Масооми // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета. – 2016. – № 119. – С. 147-158. – EDN WAFKRZ.

55. Выбор оптимальной системы разработки для месторождений с низкопроницаемыми коллекторами / В. А. Байков, Р. М. Жданов, Т. И. Муллагалиев, Т. С. Усманов // . – 2011. – № 1. – С. 84-98. – EDN OOVKTV.

56. Математическое и физическое моделирование процесса распространения трещины автоГРП / М. А. Тримонова, Н. В. Дубиня, Е. В. Зенченко [и др.] // Научная конференция молодых ученых и аспирантов ИФЗ РАН : тезисы докладов и программа конференции, Москва, 25–26 апреля 2016 года / Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта Российской академии наук. – Москва: Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, 2016. – С. 66. – EDN WMYPXD.

57. Тримонова, М. А. Основные закономерности развития трещин автоГРП / М. А. Тримонова, Н. В. Дубиня // Триггерные эффекты в геосистемах: Материалы третьего Всероссийского семинара-совещания, Москва, 16–19 июня 2015 года / под ред. В.В.Адушкин, Г.Г.Кочарян. – Москва: Издательство ГЕОС, 2015. – С. 106-113. – EDN WFTXDH.

58. Гильмутдинов, Р. А. Анализ влияния приемистости нагнетательных скважин на развитие трещин автоГРП / Р. А. Гильмутдинов, В. Л. Малышев, А. Р. Нуртдинов // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17, № 4. – С. 65-71. – DOI 10.17122/ngdelo-2019-4-65-71. – EDN ZTSQ TZ.

59. Контроль и регулирование роста техногенных трещин при вытеснении нефти из низкопроницаемых коллекторов: диссертация ... кандидата технических наук: 25.00.17 / Базыров Ильдар Шамилович; [Место защиты: ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет»]. - Санкт-Петербург, 2020. - 112 с.: ил.

60. Яркеева, Н. Р. Применение гидроразрыва пласта для интенсификации притока нефти в скважинах / Н. Р. Яркеева, А. М. Хазиев // . – 2018. – Т. 16, № 5. – С. 30-36. – DOI 10.17122/ngdelo-2018-5-30-36. – EDN YUCEBF.

61. Воронова, Е. В. Влияние геолого-технических факторов на эффективность проведения грп для месторождений с карбонатными коллекторами урало-поволжья / Е. В. Воронова, Л. В. Петрова // The Scientific Heritage. – 2020. – № 54-2(54). – С. 20-23. – EDN LZAKRJ.

62. Кузьменко, С. Д. Критерии выбора объекта для применения ГРП / С. Д. Кузьменко // Вестник науки. – 2020. – Т. 4, № 6(27). – С. 216-223. – EDN YHJXRU.

63. Полякова Н. И., Максимова Ю. А., Зятиков П. Н. Комплексный подход к применению методов анализа эффективности системы заводнения нефтяных пластов // Известия ТПУ. 2020. №10.

64. Проактивный блочный анализ разработки месторождений / А. Н. Ситников, А. А. Пустовских, А. Ю. Шеремеев [и др.] // PRОнефть. Профессионально о нефти. – 2016. – № 1(1). – С. 60-67.

65. Полякова Н. И. Обоснование применения методов анализа системы заводнения и эффективности закачки воды в нефтяной пласт: магистерская диссертация / Н. И. Полякова; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Инженерная школа природных

ресурсов (ИШПР), Отделение нефтегазового дела (ОНД); науч. рук. П. Н. Зятиков. — Томск, 2020.

66. Патент № 2301326 Российская Федерация, МПК E21B 43/16 (2006.01). Способ регулирования разработки нефтяного месторождения: № 2005137029/03: заявл. 29.11.2005: опубликовано 20.06.2007 Бюл. № 17 / Афанасьев В. С., Бриллиант Л. С., Бродский П. А., Гутман И. С., Дзюба В. И., Кадышев Н. А., Кашик А. С., Кириллов С. А., Кузнецов О. Л., Пергамент А. Х., Рябцева Н. Б., Тихонов А. С., Фахретдинов Р. Н., Хозяинов М. С., Цой В. ; заявитель Цой В. – 9 с. : ил. – Текст : непосредственный.

67. ГОСТ 32453-2017 ГНСС. Системы координат. Методы преобразований координат определяемых точек.

68. П.А. Гужиков, «Исследование пластовых флюидов: от отбора проб до моделирования», «Академия инжиниринга нефтяных и газовых месторождений» (лицензия на правоведения образовательной деятельности А № 0000419), г. Сочи, 11-16 сентября 2017 г.

69. Е.А. Осипенко. Метод создания термодинамической (PVT) модели пластового флюида на примере месторождения Западной Сибири (АО Верхнечонскнефтегаз, ООО РН-КрасноярскНИПИнефть) // Нефтяное хозяйство, 2019 г. (УДК 550.84).

70. Е. А. Осипенко. Построение тройной диаграммы для обобщения результатов PVT-модели летучей нефти казанского месторождения (ООО ВНИИГаз, ООО КрасноярскНИПИнефть) // Нефтяное хозяйство, 2019 г. (УДК 550.84).

71. Рейзлин, В. И. Численные методы оптимизации: учебное пособие / В.И. Рейзлин; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Национального исследовательского Томского политехнического университета, 2013 – 105 с.

72. Дэннис Дж., мл., Шнабель Р. Численные методы безусловной оптимизации и решения нелинейных уравнений: Пер. с англ. – М.: Мир, 1988. – 440 с., ил. – ISBN 5-03-001102-1.



73. Оценка и классификация невовлекаемых запасов по критерию сложности разработки (на примере Салымской группы месторождений) / М. В. Наугольников, С. И. Габитова, Р. И. Муртазин [и др.] // PRОнефть. Профессионально о нефти. – 2020. – № 1(15). – С. 42-46. – DOI 10.24887/2587-7399-2020-1-42-46. – EDN ASTSGE.

74. Ершов А.О. Оценка потенциала по добыче нефти на основе проактивного блочно-факторного анализа: дипл. работа (диссертация магистра физико-математических наук). Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, Санкт-Петербург, 2021.

75. Корнев, А. И. Анализ расчета характеристики кривой вытеснения нефти водой в целях прогнозирования показателей разработки / А. И. Корнев, А. А. Юркин, А. С. Мурачев // Проблемы геологии и освоения недр : Труды XXVI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященный 90-летию со дня рождения Н.М. Расказова, 120-летию со дня рождения Л.Л. Халфина, 50-летию научных молодежных конференций имени академика М.А. Усова, Томск, 04–08 апреля 2022 года. – Томск: Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2022. – С. 35-37. – EDN MFPQNL.

76. Алгоритм определения оптимальных характеристик вытеснения / М. Н. Харисов, А. А. Карпов, С. В. Петров, С. Д. Дарий // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 5. – С. 56 – 59. – DOI 10.24887/0028-2448-2018-5-56-59.

77. Бурляев, В.В. Численные методы в примерах на EXCEL : Метод. пособие по дисциплине «Применение информ. технологий в химии и хим. Технологии» / В. В. Бурляев; Под ред. В. Ф. Корнюшко; Моск. гос. акад. тон. хим. технологии им. М. В. Ломоносова. - [2. изд., испр. и доп.]. - Москва: Моск. гос. акад. тон. хим. технологии им. Москва В. Ломоносова, 1999. - 63 с.: ил.; 29 см.

78. Сарваров, А. Р. Разработка водонефтяных зон месторождений с применением горизонтальных скважин (на примере Самотлорского месторождения): специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация

нефтяных и газовых месторождений»: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Сарваров Айдар Расимович. – Уфа, 2009. – 197 с.

79. РД 39-3-370-79 Методические указания по определению экономической эффективности новой техники, изобретений и рационализаторских предложений в нефтедобывающей промышленности.

80. Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов – М-во эконом. развития Рос. Федерации.

81. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.

82. Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» : приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 дек. 2020 г. № 534 (с изменениями на 19 янв. 2022 г.).

83. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

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

85. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.Стандартинформ, 2014.

86. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общитребования. Стандартинформ, 2004.

87. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение.

88. СанПиН 2.2.4.3359-16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.

89. ГОСТ Р 12.1.019-2017. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

90. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.

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

92. СП 51.13330.2011. Защита от шума.

93. ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление».

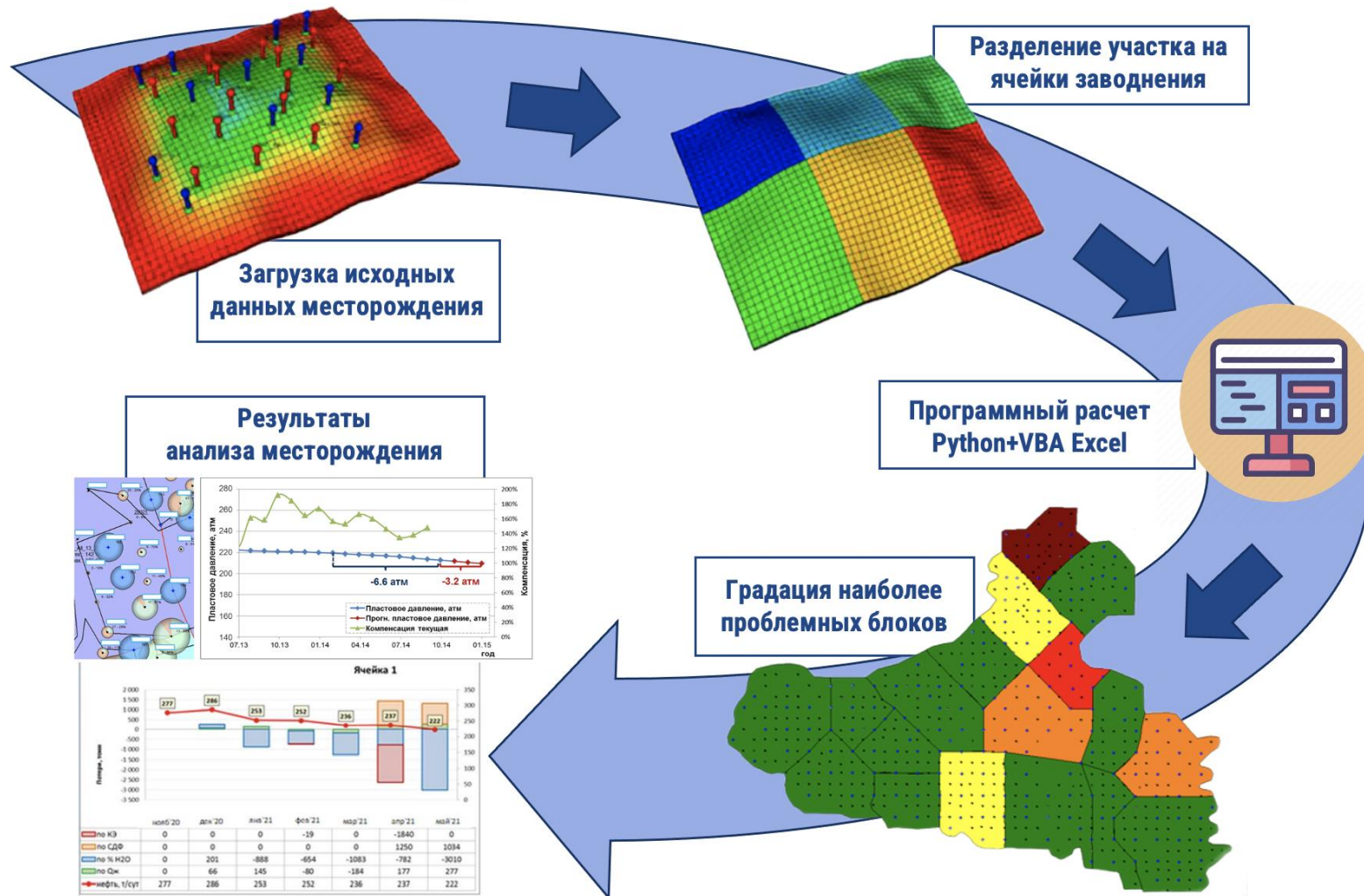
94. ГН 2.1.7.2041-06 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве. Гигиенические нормативы».

95. СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве».

96. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору Приказ от 15 декабря 2020 года N 534

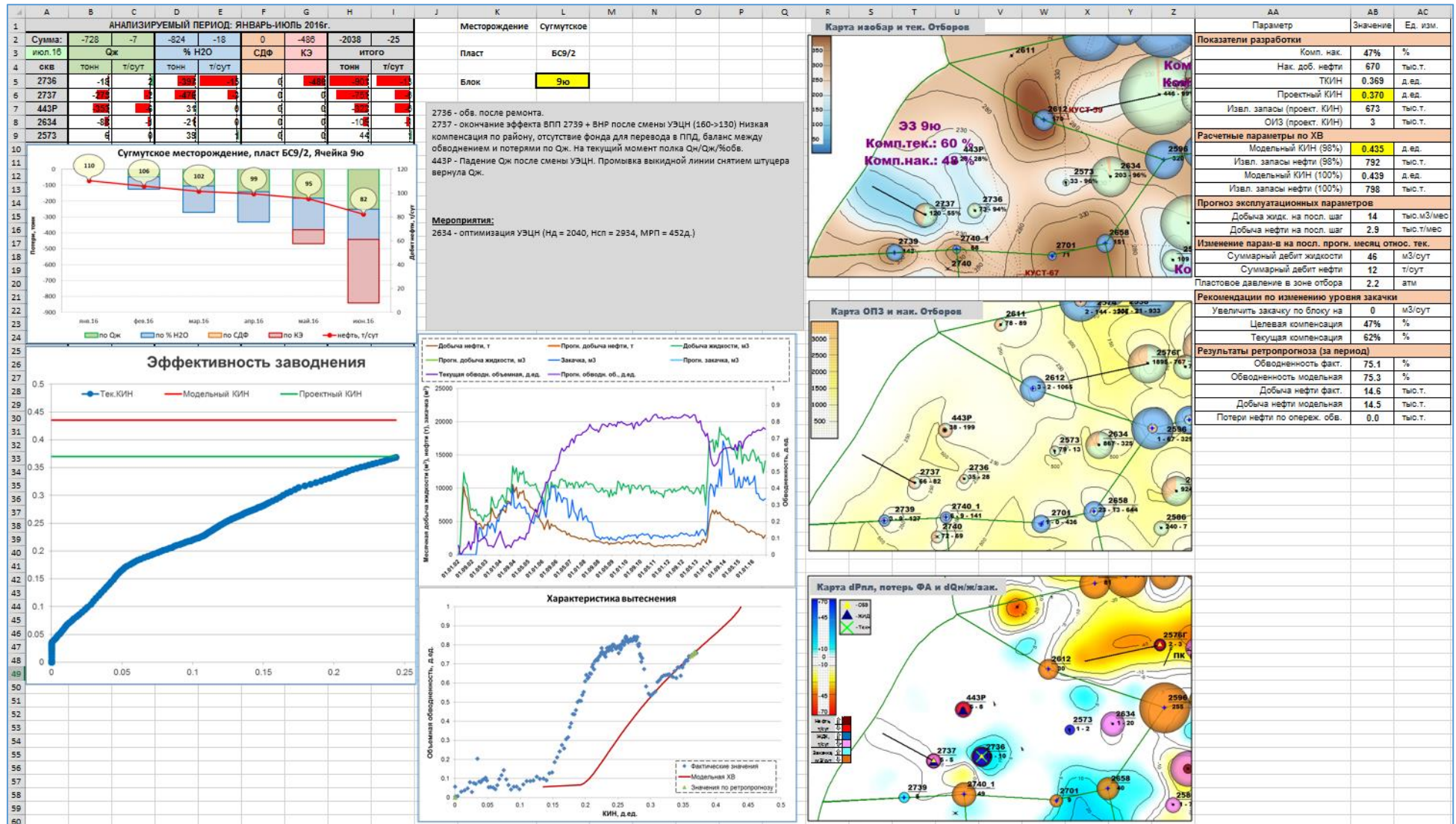
# ПРИЛОЖЕНИЕ А

Схема А – Краткая схема блочно-факторного анализа месторождения



# ПРИЛОЖЕНИЕ Б

## Схема Б – Пример полного отчета проактивного блочно-факторного анализа ячейки заводнения



## ПРИЛОЖЕНИЕ С<sub>1</sub>

### Схема С<sub>1</sub> – Пример кода Python для решения матрицы Ньютона

Решение матрицы Ньютона

+ Code

+ Markdown

Ввод входных данных:

```
# если не работают/не установлены библиотеки, ниже убрать до кавычек #
%pip install numpy
%pip install sympy
from numpy import *
from sympy import *
import sympy as sym
import math
import numpy as np
# ввод переменных функций f1 и f2
x = Symbol('x')
y = Symbol('y')
# ввод входных функций f1 и f2
f1 = x**3 + y**3 - 6*x + 3
f2 = x**3 - y**3 - 6*y + 2
# ввод начальных приближений x0 и y0
x0 = 0.5
y0 = 0.5
epsilon = 1e-5 # E - задаем погрешность
max_iter = 7 # задаем максимум итераций
print("f1 =", f1)
print("f2 =", f2)
print("x0 =", x0, "y0 =", y0)
print("E =", epsilon)
print("Максимум итераций =", max_iter)
```

1 этап - выделение производных от функций f и преобразование их в матрицу Якоби (J) и векторную матрицу F

```
#производные уравнений f1 и f2
a11 = f1.diff(x)
a12 = f1.diff(y)
a21 = f2.diff(x)
a22 = f2.diff(y)
#преобразование производных в матрицу якоби
J = np.array([[a11, a12], [a21, a22]])
F = np.array([[f1], [f2]]) #векторная матрица функций f
print("J=", J)
print("F=", F)
B1 = f1 #задание функции f
B2 = f2
A11 = a11 #задание производной из матрицы Якоби (a)
A12 = a12
A21 = a21
A22 = a22
```

```
J= [[3*x**2 - 6 3*y**2]
     [3*x**2 -3*y**2 - 6]]
F= [[x**3 - 6*x + y**3 + 3]
     [x**3 - y**3 - 6*y + 2]]
```



## ПРИЛОЖЕНИЕ С<sub>2</sub>

### Схема С<sub>2</sub> – Пример кода Python для решения матрицы Ньютона

2 этап - применение расчета итерации по матрице Ньютона

```
#расчет значений функций f и их производных при x0= 0,5 и y0= 0,5
xn = x0
yn = y0
for n in range(0,max_iter-1):
    name_iter = n+1
    print(name_iter, 'итерация')

    F01 = B1.subs(x, xn) #подстановка в функцию f1 значение переменной x
    F11 = F01.subs(y, yn) #доподставляем в посчитанную функцию expr01 значение переменной y
    F02 = B2.subs(x, xn) #подстановка в функцию f2 значение переменной x
    F22 = F02.subs(y, yn) #доподставляем в посчитанную функцию expr02 значение переменной y
    J11 = A11.subs(x, xn) #подстановка в производную a11 значение переменной x и расчет
    J12 = A12.subs(y, yn) #подстановка в производную a12 значение переменной y и расчет
    J21 = A21.subs(x, xn)
    J22 = A22.subs(y, yn)

    #создаем матрицу функций f со значениями F1 и матрицу Якоби с посчитанными значениями J1
    J1 = np.array([[J11, J12], [J21, J22]], dtype = float)
    F1 = np.array([[F11], [F22]], dtype = float)
    print("F1=", F1)
    print("J1=", J1)

    #расчет определителя массива Якоби J1
    print("опредетитель Якобиан =", np.linalg.det(J1))

    #расчет обратной матрицы Якоби Jobr
    Jobr = np.linalg.inv(J1)
    print("Jobr =", Jobr)

    #умножение обратной матрицы Jobr на вектор F1
    P = Jobr.dot(F1)
    print("вектор P=", P)

    #Расчет погрешности D
    D = (P[0]**2+P[1]**2)**(1/2)
    print("погрешность D=", D)
```

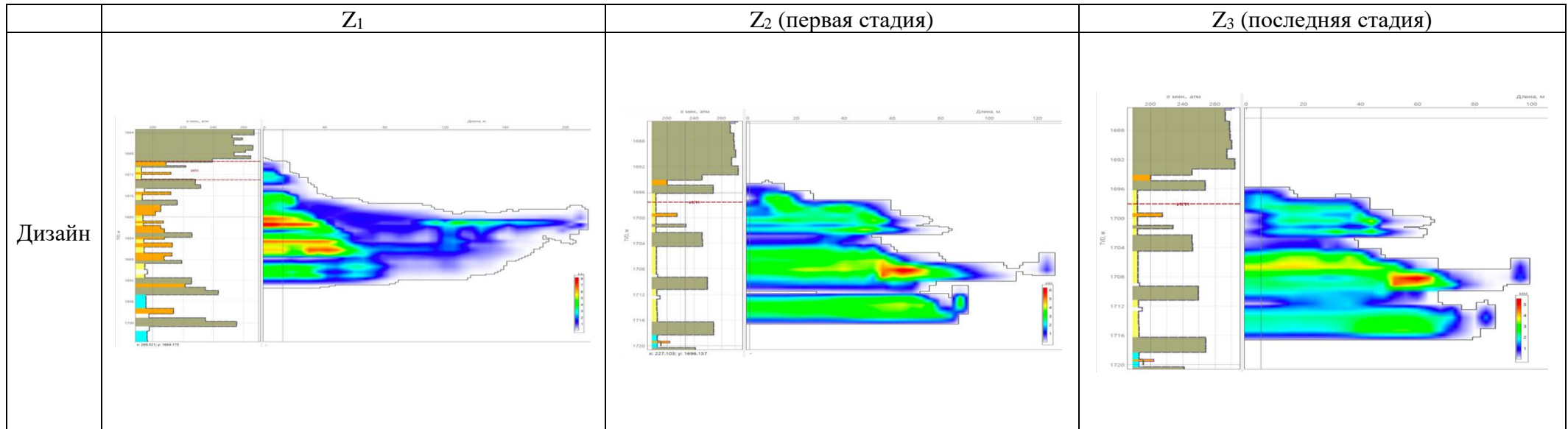
```
#Проверка условия D <= E (epsilon)
if (D <= epsilon):
    print('Found solution after', name_iter, 'iterations.')
    print('x =', xn, 'y =', yn)
    break
else:
    xn = xn - P[0]
    xn = float(xn)
    yn = yn - P[1]
    yn = float(yn)
    print(xn, yn)
else:
    print('Exceeded maximum iterations. No solution found.')
```

Output exceeds the [size limit](#). Open the full output data [in a text editor](#)

```
1 итерация
F1= [[ 0.25]
 [-1.  ]]
J1= [[-5.25  0.75]
 [ 0.75 -6.75]]
опредетитель Якобиан = 34.875000000000014
Jobr = [[-0.19354839 -0.02150538]
 [-0.02150538 -0.15053763]]
вектор P= [[-0.02688172]
 [ 0.14516129]]
погрешность D= [0.14762936]
0.5268817204301075 0.3548387096774194
```

# ПРИЛОЖЕНИЕ Г<sub>1</sub>

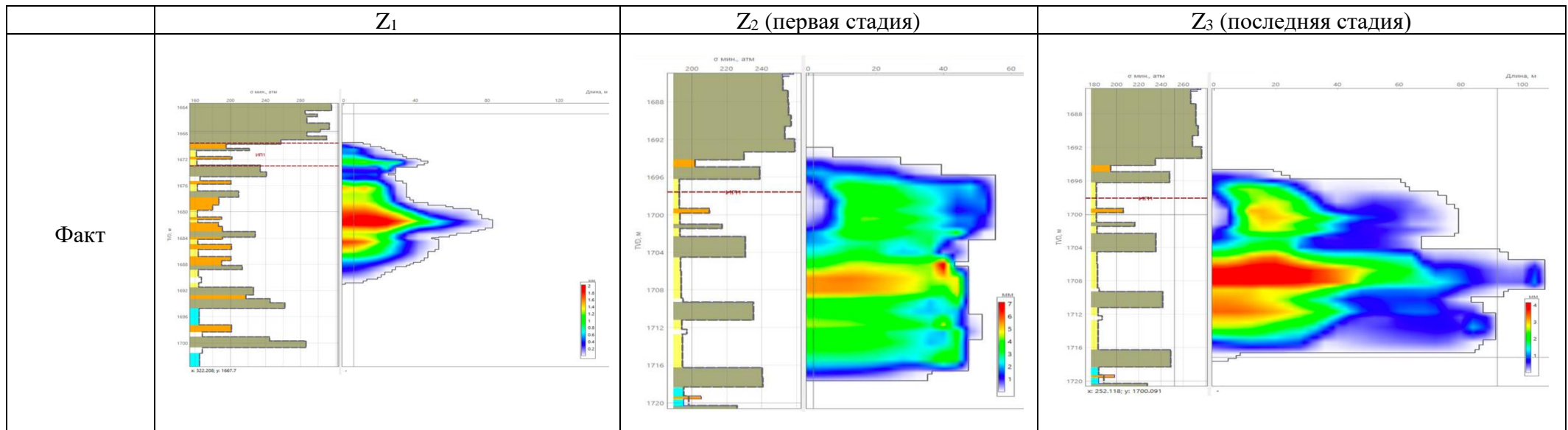
Таблица Г<sub>1</sub> – Модели трещин до ГРП (дизайн) на скважинах, работающих на пластах АВ1





## ПРИЛОЖЕНИЕ Г<sub>2</sub>

Таблица Г<sub>2</sub> – Модели трещин после ГРП (факт) на скважинах, работающих на пластах АВ1



## Приложение Д

### Раздел 1

### APPLICATION OF THE BLOCK FACTOR ANALYSIS IN THE IMPLEMENTATION OF HYDRAULIC FRACTURING DURING OIL FIELDS DEVELOPMENT

Обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Корнев Александр Игоревич		

Консультант школы отделения нефтегазового дела ИШПР:

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

Консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель сектора по инженерному сопровождению ООО «РН-ГРП»	Галков Иван Тимурович			

Консультант – лингвист отделения иностранных языков:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Болсуновская Людмила Михайловна	к. ф. н.		

## Introduction

The oil and gas industry are undergoing a global technological modernization around the world. Large fields that have been producing hydrocarbons for several decades are at a late stage of development. And intensive exploration of new unconventional deposits and those that are classified as hard-to-recover reserves requires an integrated approach to the development of such deposits, as well as the implementation of innovative technologies (Prishchepa, 2011).

Hydraulic fracturing is an increasingly important part of oil field development, which is widely discussed in scientific literature (Burenina et al., 2019; Guo et al., 2023; Koplos et al., 2014; Li et al., 2023; Molenaar et al., 2022). Modern design of oil field development is carried out on the basis of mathematical, geological and hydrodynamic modeling of hydraulic fracturing in order to calculate predictive indicators for the development of hydrocarbon reservoirs (Dadwani et al., 2023; Hofmann et al., 2022; li et al., 2018; Pana et al., 2022; Taghipoor et al., 2021). The resulting mathematical models of oil deposits should show the closest to real geological conditions and technological parameters that affect the development process (Liu et al., 2022; Qu et al., 2022; Wang et al., 2022).

Based on the calculated results, the design value of the oil recovery factor is set. The designed and ongoing development process requires not only continuous monitoring, but also constant regulation (management) by influencing the reservoir, which affects the filtration flows in the reservoir, changing the geological and hydrodynamic characteristics of the development object.

Field development monitoring has a complex nature, since the permanent monitoring of an entire oil field requires modern 2D (proxy) and 3D modeling software. They include up-to-date methods for field development calculating and analyzing, as well as have large computing power and a database of the main geological and technological parameters of the development, the physical and chemical properties of the reservoir fluid and the engineering activities carried out at the field. The newly obtained initial data can both change the previously accepted

parameters and ideas about the geological characteristics of the field, as well as confirm their correctness (Wang et al., 2021; Xu et al., 2022). Therefore, the main direction in the development of software systems for field development monitoring is proactive factor analysis, covering all the necessary steps to identify problem areas, as well as tracking the current oil recovery factor and the difference with the established design values.

However, during production, the actual oil recovery factor turns out to be less than the design one. The reason for this difference is the calculation error of the mathematical model of the reservoir, which consists of many factors that the software product cannot take into account. Deposit evaluation, for example, often differs before and after the analysis of field studies, and sometimes the difference reaches 2-2.5 times. Because of this, there is a significant error in the estimation of the oil recovery factor associated with the lack of information about the distribution of reserves in the object under development (Kolevatov, 2013; Nazarova, 2015). Also, in many fields with two or more productive formations, there are crossflows between the formations being developed, which reduces the oil recovery factor due to the drop in two important parameters – coverage factor and formation flooding factor (Demidov, 2014):

$$\text{ORF} = E_d \times F_c \times F_{ff} \quad (1)$$

where: ORF – oil recovery factor;  $E_d$  – displacement efficiency;  $F_c$  – coverage factor;  $F_{ff}$  – formation flooding factor.

A significant difference between the actual and calculated oil recovery factor can be caused by the influence of formation conductivity and reservoir properties, as well as various combinations of the components of these two parameters (Nazarova, 2015). In addition, it is important to take into account the increase in the water cut of the produced fluid at the later stages of field development. It helps timely assess the value of the oil recovery factor, to which it is possible to increase or maintain using the methods of enhanced oil recovery and intensification of inflow (Ustimov, 2007), as well as system regulation of maintaining reservoir pressure.

Therefore, it is necessary for oil and gas enterprises not only to generalize the accumulated experience and information on the use of generally accepted methods for calculating the oil recovery factor and monitoring the state of field development. It is also important to effectively apply methods for regulating the rate of hydrocarbon production, as well as create recommendations for an integrated approach to increase the actual oil recovery factor to design values.

## **Materials and methods**

### ***Error in calculating the design value of the oil recovery factor***

When conducting geological and hydrodynamic modeling, the incorrectness of the predicted oil recovery factor obtained is associated with the choice of using methods for calculating and predicting the oil recovery factor. Statistical models of some authors include their own set factors and parameters in the final formula, some of which require additional calculations, thereby increasing the overall error in calculating the oil recovery factor. Empirical methods are based on a statistically generalized method for estimating the factor. They make it possible to take into account more conditions that affect the predictive factor, however, such methods are obtained experimentally and give the minimum difference with the actual oil recovery factor in particular cases, when the formula for calculating the oil recovery factor has been adjusted for specific geological and technical conditions oil field (Kaarov, 2019).

The difference between the actual and calculated oil recovery factor is associated with the influence of hydraulic conductivity and reservoir properties. Depending on what is included in the formula for the predicted oil recovery factor and how many variables it includes, the calculation error will decrease due to the accuracy of the factors taken into account. All that have the greatest influence on the oil recovery factor, but at the same time, the difference in its values increases along with variables in the formula. That is, we consider the material balance method for evaluating oil reserves, which is sensitive to data quality and has some variations and limitations (Nazarova, 2015):

$$O_p \cdot OF_v = OR \cdot OF_{vi} \cdot \Delta P \cdot C_e + W_e - W_p \cdot B_w \quad (2)$$

where:  $O_p$  – cumulative oil production,  $m^3$ ;  $OF_v$  – oil volume factor,  $m^3/m^3$ ;  $O$  – oil reserves,  $m^3$ ;  $OF_{vi}$  – initial oil volume factor;  $\Delta P$  – pressure change, MPa;  $C_e$  – effective rock compressibility,  $1/MPa$ ;  $W_e$  – inflow of water from behind the contour,  $m^3$ ;  $W_p$  – cumulative water production,  $m^3$ ;  $B_w$  – volumetric ratio of water.

With various combinations of parameters that determine the hydraulic conductivity of the reservoir (absolute permeability of the reservoir, effective net oil pay, reservoir oil viscosity), the maximum and minimum calculated values of the oil recovery factor show different dynamics of the actual values of the factor (Makarenkov, 2021; Nazarova, 2015) – Fig. 1.

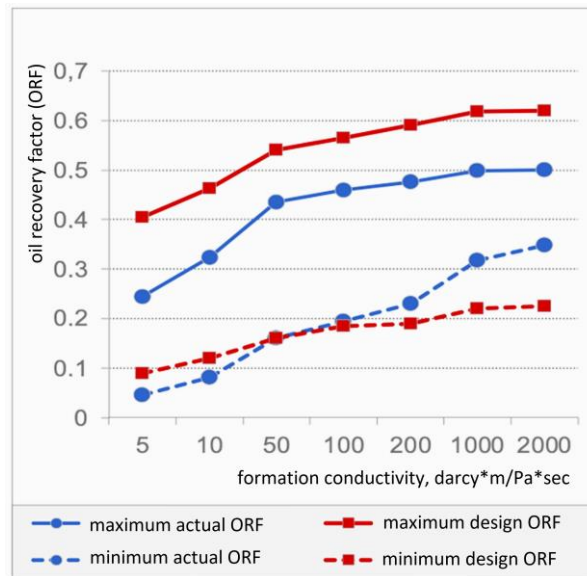


Fig 1. Estimation of the oil recovery factor depending on the hydraulic conductivity of the formation

### ***Method of increasing the actual oil recovery factor to the design value***

To approximate the calculated key indicators of deposit development to the design values, various geological and technical measures are used, including methods of intensifying the inflow. The most common for this is hydraulic fracturing, which on average increases the oil production rate from two to six times. With the help of hydraulic fracturing, the drainage radius is increased and early undrained interlayers are added, which increases the coverage factor and, as a result, increase the actual oil recovery factor, approaching the design values (Astafiev et al., 2022).

To carry out hydraulic fracturing, it is necessary to go through a mandatory design stage, where calculations are made and mathematical models of the fracture are created. There are one-dimensional, two-dimensional, pseudo-three-dimensional and three-dimensional fracture models. Each has a number of assumptions and limitations, as a result of which the calculation error increases. For clarity, a detailed flowchart of the hydraulic fracturing design stage was created, where two important aspects were demonstrated:

- a set of initial data for designing and passing the next stage of hydraulic fracturing;
- building a mathematical model of fractures, for which the necessary technological parameters are selected for the preparation and implementation of hydraulic fracturing (Salimov et al., 2013).

The examples of a modern hydraulic fracturing simulator on the world market are the software products "MFrac" ("Baker Hughes"), "FRACPRO" ("Carbo"), "FracCADE", "Kinetix" ("Schlumberger"), "StimPlan" (NSI Technologies), GOHFER (Halliburton), RN-GRID (Rosneft Oil Company).

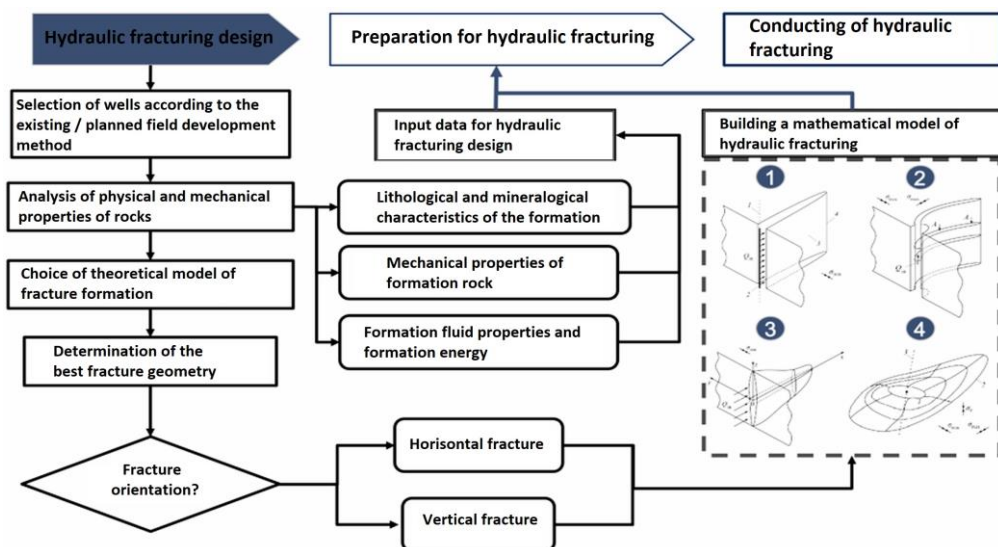


Fig. 2. Block diagram of the hydraulic fracturing design stage: 1 - one-dimensional model, 2 - two-dimensional model, 3 - pseudo-three-dimensional, 4 - three-dimensional model

The effectiveness of hydraulic fracturing depends on the following conditions (Yarkeeva et al., 2018):

1. Fluid selection for hydraulic fracturing:

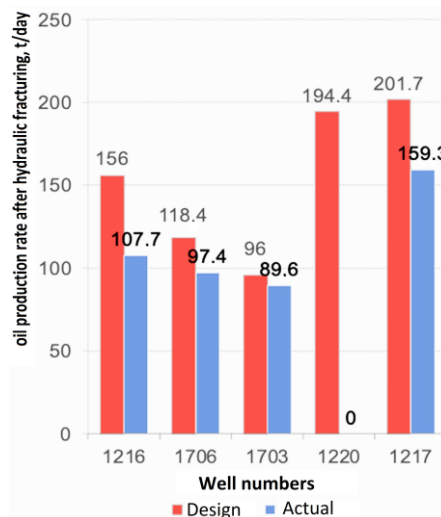
- should be compatible with reservoir fluids and formations;
- create sufficient pressure drop along the length of the fracture;
- ensure proppant transportation into the fracture;
- after hydraulic fracturing, a fluid with low viscosity is formed to clean the bottomhole zone after treatment;
- cost effective.

## 2. Selection of a suitable well:

- positive skin factor;
- thick productive strata;
- being of medium to high pressures;
- presence of stress barriers and damage/low permeability zones;
- contains significant geological volumes of oil.

However, there are cases of unsuccessful hydraulic fracturing, due to which the actual results did not reach the calculated ones, and often after the fracturing, they aggravated the actual oil recovery factor.

The example is the X<sub>1</sub> oil field with a porous-fractured reservoir and tectonic faults. Due to the low knowledge of the geomechanical properties of rocks and the geological conditions of the well, the calculated model of the hydraulic fracture geometry does not correspond to the actual one. Therefore, the actual production results are less than planned according to the calculations. In one of the wells there was a water breakthrough and the well was killed (Dyk et al., 2014).





*Fig. 3. Comparison of calculated flow rates with actual ones after hydraulic fracturing at the X<sub>1</sub> field*

The X<sub>2</sub> oil field has a pore-type reservoir of the overcoal strata of the Vasyugan suite. Table 1 shows the period of hydraulic fracturing and its efficiency. There is a downward trend in obtaining additional oil inflow due to contamination of the bottomhole zone of wells (Zimin, 2004).

*Tab. 1. The amount of hydraulic fracturing and additional oil production by years in the X<sub>2</sub> field*

Year	Amount of hydraulic fracturing in operating wells	Number of hydraulic fracturing, total	Additional oil production, thousand tons
2015	16	37	195,6
2016	2	7	157,5
2017	3	13	117,1
2018	1	2	91,6
2019	1	16	73,6
2020	2	2	62
2021	0	7	46,8
2022	1	12	48,3

All these factors are important to take into account when designing a mathematical model of a hydraulic fracture in order to approximate the actual value of the oil recovery factor to the design one.

Another phenomenon that reduces the success of fracturing in the case of injection wells is automatic and induced hydraulic fractures that being formed when the fracture opening pressure is exceeded. As a result of automatic hydraulic fracturing, spontaneous fracture growth occurs, which leads to a breakthrough of injected water into production wells and a sharp increase in water cut (Baikov et al., 2011).

Therefore, it is important to take into account the effect of automatic hydraulic fracturing when designing mathematical models of fractures by separately modeling the process of fracture growth in order to reduce the risks of unsuccessful hydraulic fracturing and increase the accuracy of obtaining a computational fracture model. This will lead to an increase in the value of the actual value of the oil recovery factor and a decrease in its difference with the design oil recovery factor.

### ***Block factor analysis of the field value***

To increase the efficiency of designing and modeling the fractures appeared during hydraulic fracturing, it is proposed to use the method of bloc factor analysis of the field. This is a tool based on dividing the original field or site into blocks (flooding cells), performing a material balance calculation in software in each block, and ranking the blocks by rating. Thanks to it, we can not only see the current situation and forecast for further development, but also select a specific set of geological and technical measures, as well as the sequence of their implementation to improve the main development indicators (Saveliev et al., 2015).

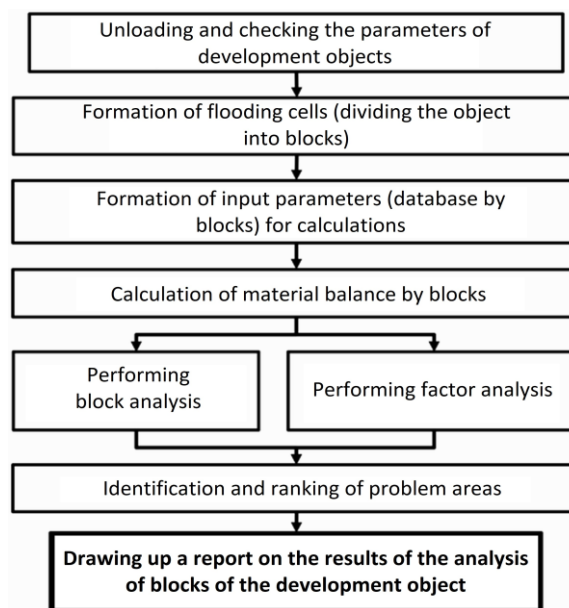
A feature of the block factor analysis of the field is the algorithm of this tool, which can have several variations. Moreover, you can adjust the set of functions for each specific case. Most research centers of oil and gas companies use software modules for block factor analysis, created on the company's own platforms or based on Microsoft Office Excel application and packages using VBA components, as well as Python and C ++ programming languages.

The method of proactive block factor analysis of a field has a more complex set of sequential modules (Ershov, 2021); each of them can work separately depending on the purpose of the calculation. The complete algorithm includes the following:

1. Coordinates.
2. Verification of input data.
3. Loading of waterflood circuits.
4. Formation of input data.
5. Selection of PVT-properties.
6. Determining the reaction delay between wells.
7. Selection of injection parameters.
8. Assessment of formation energy.
9. Construction of displacement characteristics.
10. Evaluation of the effect of geological and technical activities in excess of base production.

11. Forecast of operational parameters of development.
12. Calculation of material balance by blocks.
13. Verification of convergence.
14. Adaptation of the model with low convergence of calculation and actual values.
15. Performing factor analysis.
16. Drawing up a report on the field site.

For clarity, a simplified block factor analysis of the field was drawn up (Figure 4).



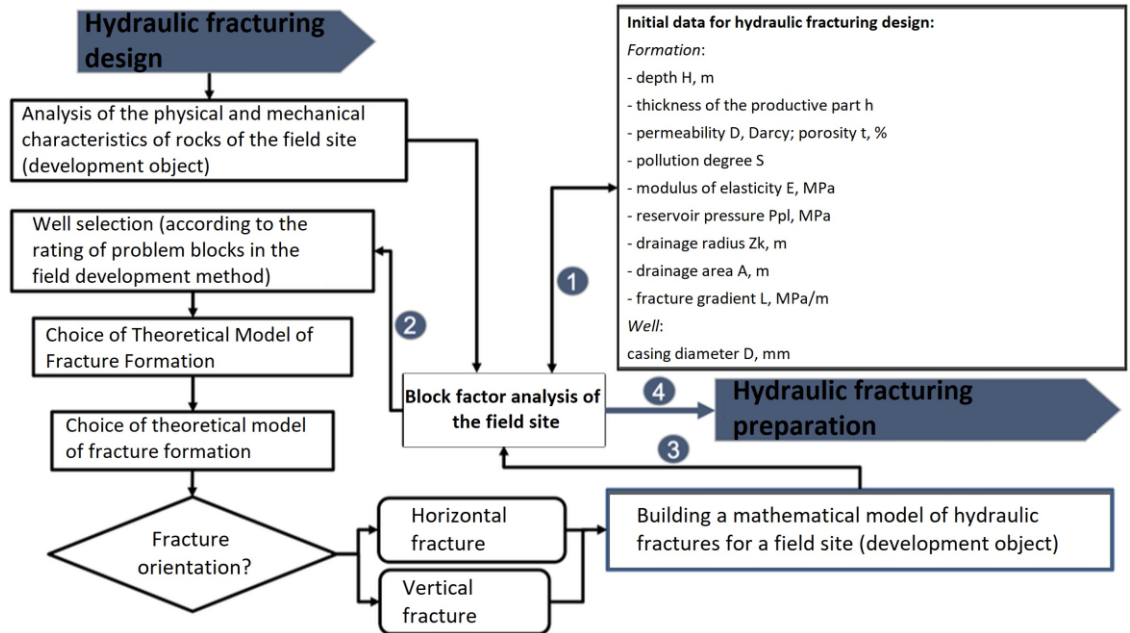
*Fig. 4. Simplified diagram of the general principle of performing calculations of the block factor analysis of the field*

### **Result**

#### ***An integrated approach to the design of hydraulic fracturing with block factor analysis***

It is proposed to jointly use hydraulic fracturing modeling and block factor analysis of the field (Fig. 5). For this purpose we divide the field area into flood cells, which include a number of candidate wells for hydraulic fracturing. In each block, verification of the initial data is carried out – geological, filtration and current technological indicators of reservoir. After that, adaptation processes for material balance are used, which comprise the parameters required for the design of hydraulic fracturing. With the help of block factor analysis of the field, the selected fracture

models are checked in the site area, thereby determining the most effective sequence of hydraulic fracturing (Kharisov et al., 2018). It simplifies the choice of an effective fracture model and results in an increase in the actual oil recovery factor to design values.



*Fig. 5. An integrated approach to the design of hydraulic fracturing based on a block factor analysis of the field*

The points in the diagram explain the following:

1. Based on the history of field development in the block factor analysis, we calculate, identify and rank flooding cells (defining the initial parameters is necessary for modeling hydraulic fracturing).

2. From the received report on the block factor analysis of the whole field, we select wells for the field site. We draw up the procedure for hydraulic fracturing of the selected wells.

3. We adapt mathematical models of hydraulic fracturing to block factor analysis of the field to reduce the error of calculated results with actual data.

4. If the models demonstrate positive results and the forecast shows minimal calculation errors, we proceed to the next stage of hydraulic fracturing.

The object for the practical implementation of the integrated method was the X<sub>3</sub> oil field, in which hydrocarbon production is carried out in four large regions. The region under consideration has oil deposits at a depth of 2.3-2.4 km. Rocks,

focusing on the true vertical depths of the sole (from 2345.3 to 2396.5 meters), have the following properties:

- 2345.3-2385.5 m – clay;
- 2383.7-2354.7 m – siltstones;
- 2356.5-2358.2 m – interbedding of siltstones with industrial oil-bearing layers;
- 2359.6-2378.1 m – siltstones;
- 2379.8-2383.7 m – clay;
- 2385.5-2396.5 m – siltstones with interbedded clays.

The development of productive strata is carried out at depths of 2361.2, 2363.4, 2368, 2372.5 and 2376.9 meters (Sarvarov, 2009). A candidate production well for hydraulic fracturing was selected in one of these productive intervals. More detailed initial data on perforation, the reservoir and the geophysical study of the candidate well for hydraulic fracturing are presented in Tables 2-3.

Tab. 2. Initial data for the X<sub>3</sub> field formation

Parameters	Dimension	Interval 1
Saturation pressure	atm.	102,6
Gas factor	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	75
Effective permeability	millidarcy	0,51

*Continuation of the Tab. 2*

Porosity	%	19
Effective capacity (oil/water saturated)	m	11,3
Total capacity	m	16,2
Oil viscosity	cPs	1,06
Oil density	g/cm <sup>3</sup>	0,832
Volume ratio	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	1,178
General compressibility	1/ atm.	0,0003
Formation temperature	°C	23
Formation temperature (deep thermometer)	°C	53
Feeding radius	m	250
Well radius	m	0,072

Tab. 3. Initial data on the perforation of the candidate well of the X<sub>3</sub> field

Parameters	Dimension	Interval 1
Perforation top (modifiable depth)	m	2828,00
Perforation bottom (modifiable depth)	m	2835,00
Interval length	m	7
Perforation top (vertical depth)	m	2361,88

Perforation middle (vertical depth)	m	2364,72
Perforation bottom (vertical depth)	m	2367,56
Number of holes per meter		40
Total holes		280
Angle in perforation interval	degrees	35,74
Azimuth in perforation interval	degrees	260,05

Based on the above initial information, the geometry of fracture generated during hydraulic fracturing is modeled in the RN-GRID program (Figure 7).

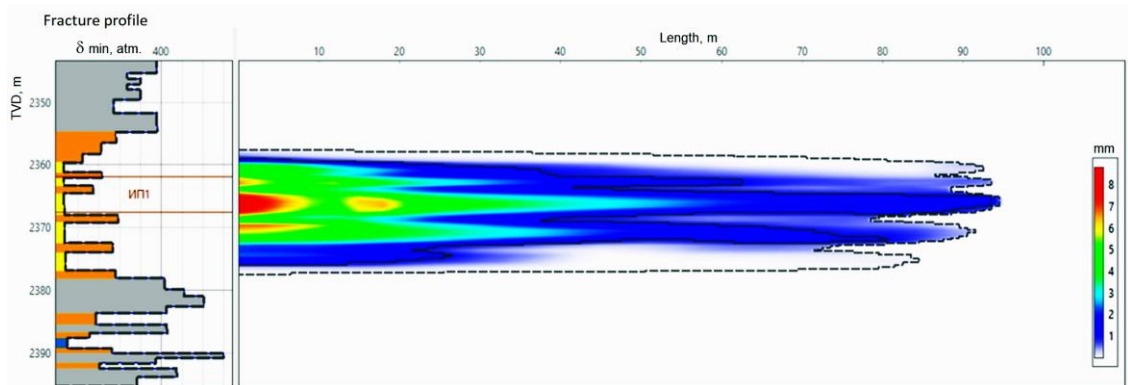


Fig. 7. Hydraulic fracture design profile of candidate well of X3 field

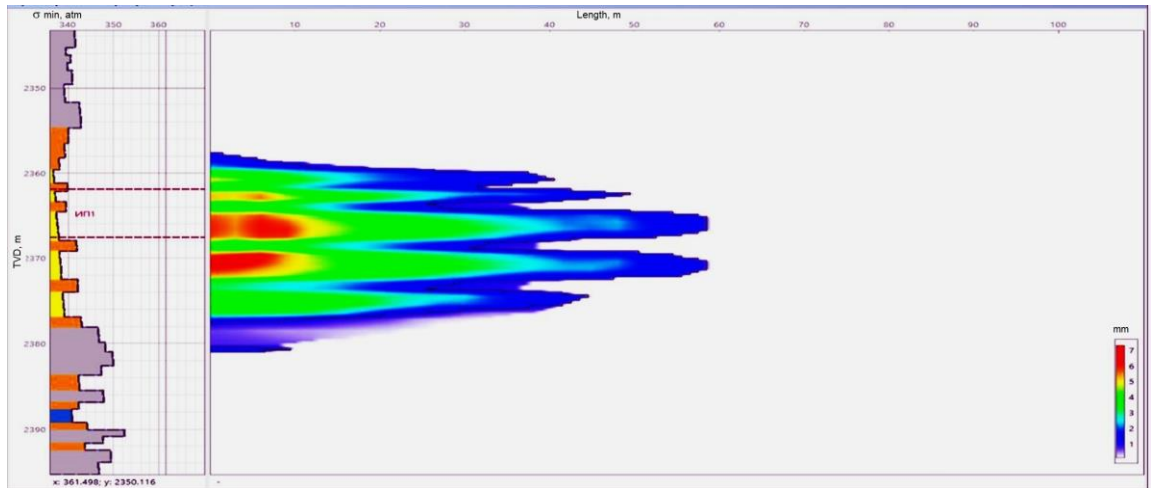
Further, procedures were carried out to verify the initial geological data on the formation, rock properties and current well performance (Perepechkin, 2021). The obtained results were recalculated in the hydraulic fracture model (Mishchenko, 2008); after that the main parameters of the fracture geometry were redesigned. The results are shown in Table 4.

Tab. 4. Results of calculated and actual values of fracture geometry and oil production after hydraulic fracturing at the X<sub>3</sub>

Parameter	Dimension	Design	Redesign	Actual
Dimensionless fracture conductivity		5,4	7,9	7,6
Skin factor (ideal geometric)		-5,17	-4,80	-4,80
Fixed fracture half-length	m	90	56,3	57
Fixed fracture height	m	15	24,7	24,7
Fixed fracture width	mm	2,71	2,94	2,92
Hydraulic fracture half-length	m	94,5	57,3	57,7
Hydraulic fracture height	m	19,4	23,5	23,5
Hydraulic fracture width	mm	8,81	7,39	7,29
Fracture conductivity	mD*m	954	1428	1421
Fracture permeability	mD	277000	415500	415700
Effective pressure (main hydraulic fracturing)	atm.	42	23	23

Fluid efficiency (main hydraulic fracturing)	%	67	53	55
Oil production rate	m <sup>3</sup> /day	23	36,1	35,6

The final fracture profile after the redesign was almost the same as the actual hydraulic fracture (Figure 8).



*Fig. 8. Hydraulic fracture profile after redesign*

Prior to hydraulic fracturing, the oil production rate of the candidate well was less than 10 m<sup>3</sup>/day. Due to the verification of historical and current data on the well and formation, the parameters of the fracture and, accordingly, the predicted oil production rate after the fracturing were corrected. The actual data was obtained with a minimum calculation error of up to 1%. At the same time, the implementation time of this technique (selection of the effective fracture geometry and verification of its implementation in the hydrodynamic model) required 1.5 times less time than usual. Oil production rate, according to Table 4, significantly increased. That allows speaking about the effectiveness of hydraulic fracturing and increasing the actual oil recovery factor to the design value.

## Conclusions

Optimization of the development system to achieve the design values of the oil recovery factor and increase the production of residual hydrocarbon reserves is one of the important tasks of oil producing organizations. In the article, a study of methods for calculating the oil recovery factor was made; the reasons for the

deviation its calculated results from actual ones, the features of hydraulic fracturing and its use as a technology for modeling the oil recovery factor were defined. Also, the types of algorithms of the tool for block factor analysis of the development object were studied and analyzed. A detailed algorithm for proactive block factor analysis, its components and the sequence of operation of the methodology were summarized. For hydraulic fracturing, it is important to improve the design stage using modern software (each of them has its own calculation model for building a fracture) – Pseudo3D, PLANAR3D, Full3D. For unsuccessful cases of hydraulic fracturing, there is a need to eliminate the lack of information about geomechanical properties of rocks, geological conditions of wells, development history and geological and technical measures.

Therefore, for successful and effective hydraulic fracturing (with increasing the oil recovery factor) it is necessary to monitor the current state of the field development using this factor. Most of the existing software and methods include factor analysis and forecasting of further changes in the main development indicators under unchanged conditions. However, in order to improve the values of the oil recovery factor and, in general, trouble-free and long-term operation of the deposit, a transition from reactive to proactive approach is needed, when any event can be “predicted” based on changes in dynamics of factors during monitoring the state of oil production rate, as well as geological and technical parameters. To simplify the work with data of the whole field and each well, we recommend dividing the development object into blocks (flooding cells), which reduces the time to identify the problem area and the sequence of geological and technical measures. In our case, the fine result of this division is the selection of a candidate well for effective hydraulic fracturing.

The solution of the problem stated in this article is proposed in the form of a joined application of fracture modeling with a block factor analysis tool. A detailed description in the block diagram of each point of interaction between the algorithm for designing and modeling hydraulic fracturing (for example, using RN-GRID software) with block factor analysis of the field, forms a comprehensive approach to



improving the efficiency of hydraulic fracturing. At the same time, the response in RN-KIN software can demonstrate increasing in actual oil recovery factor and reducing the difference between its actual and design values.

### References

1. Astafiev, V.N., and Eltsov, I.N. (2022). The role of geophysical surveys in wells in the evolution of the hydraulic fracturing paradigm. *Problems of collecting, preparing and transporting oil and oil products*, 6 (140), 9-37.
2. Baikov, V.A., Zhdanov, R.M., Mullagaliev, T.I., and Usmanov, T.S. (2011). Selection of the optimal development system for fields with low-permeability reservoirs. *Oil and Gas*, 1, 84-98.
3. Burenina, I.V., Avdeeva, L.A., Solovjev, a I.A., and Gerasimova, M.V. (2019). Improving Methodological Approach to Measures Planning for Hydraulic Fracturing in Oil Fields. *Journal of Mining Institute*, 237(3), 344-353. <https://doi.org/10.31897/pmi.2019.3.343>
4. Dadwani, A.D., and Shah, M.S. (2023). *Novel Techniques to Prevent Wax Deposition During Hydraulic Fracturing of Low-Temperature Waxy Oil Reservoirs*. Proceedings of Gas & Oil Technology Showcase and Conference, Dubai, UAE, SPE-214193-MS. <https://doi.org/10.2118/214193-MS>
5. Demidov, A.V. (2014). Development of hard-to-recover reserves: approaches to the exploitation of two layers vertically connected by a permeable interlayer. *Bulletin of the Perm University. Geology*, 3 (24), 66-81.
6. Dyk, N.V., Ivanov, A.N., and Karapetov, R.V. (2014). *Technological scheme for the development of the central section of the White Tiger and Dragon deposits*. Vung Tau: PC "Vietsovpetro" NIPImorneftegaz, 282 p.
7. Ershov, A.O. (2021). *Estimation of oil production potential based on proactive block factor analysis*. PhD Thesis. Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, St. Petersburg, 162 p.

8. Guo, T., and Chen, M. (2023). Special Issue “Petroleum Engineering: Reservoir Fracturing Technology and Numerical Simulation”. *Processes*, 11(1), 233. <https://doi.org/10.3390/pr11010233>
9. Hofmann, M., Al-Obaidi, S.H., and Khalaf, F.H. (2022). Modeling and Monitoring the Development of an Oil Field under Conditions of Mass Hydraulic Fracturing. *Trends in sciences*, 19(8), 3436. <https://doi.org/10.48048/tis.2022.3436>
10. Kaarov, Zh.Z. (2019). Methods for predicting the oil recovery factor during development on the example of the Taylakovskoye oil field. *Achievements of science and education*, 5 (46), 106-121.
11. Kharisov, M.N., Karpov, A.A., Petrov, S.V., and Darius, S.D. (2018). Algorithm for determining the optimal displacement characteristics. *Oil industry*, 5, 56-59.
12. Kolevatov, A.A. (2013). *Increasing the accuracy of forecasting the permeability of carbonate reservoirs according to well survey data*. PhD Thesis Abstract. Moscow, NUST MISiS, 22 p.
13. Koplos, J., Tuccillo, M.E., and Ranalli, B. (2014). Hydraulic fracturing overview: How, where, and its role in oil and gas. *Journal of American Water Works Association*, 106(11), 38-56. DOI: 10.5942/jawwa.2014.106.0153
14. Li, D, Zhang, X, and Chen, Z. (2023). Study on the Hydraulic Fracturing of the Inter-Salt Shale Oil Reservoir with Multi-Interfaces. *Processes*, 11(1), 280. <https://doi.org/10.3390/pr11010280>
15. Li, Y, Zuo, L, Yu, W, and Chen, Y. (2018). A Fully Three Dimensional Semianalytical Model for Shale Gas Reservoirs with Hydraulic Fractures. *Energies*, 11(2), 436. <https://doi.org/10.3390/en11020436>
16. Liu, Y., Wang, F., Wang, Y., Xu, H. (2022), The mechanism of hydraulic fracturing assisted oil displacement to enhance oil recovery in low and medium permeability reservoirs. *Petroleum Exploration and Development*, 49(4), 864-873. DOI: 10.1016/S1876-3804(22)60316-1

17. Makarenkov, E.S. (2021). Modeling of the water-driven mode of operation of the deposit using the material balance equation. News of higher educational institutions. *Oil and gas*, 1, 316-318.
18. Mishchenko, I.T. *Calculations for oil and gas production*. Moscow: Oil and gas, 2008. 296 p.
19. Molenaar, M., Al-Ghaithi, A., Kindi, S., and Alawi, F. (2022). *Performance of 15 Years of Hydraulic Fracturing of Oil Wells in South of Oman*. Proceedings of SPE International Hydraulic Fracturing Technology Conference & Exhibition, Muscat, Oman, pp. SPE-205236-MS. <https://doi.org/10.2118/205236-MS>
20. Nazarova, L.N. (2015). Justification of restrictions on the calculated final values of the oil recovery factor when waterflooding is applied. *Territoriya of Oil and Gas*, 3, 86-103.
21. Pana, I., Ghețiu, I.V., Stan, I.G., Dinu, F., Brănoiu, G., Sudițu, S. (2022). The Use of Hydraulic Fracturing in Stimulation of the Oil and Gas Wells in Romania. *Sustainability*, 14(9), 5614. <https://doi.org/10.3390/su14095614>
22. Perepechkin, I.M. (2021). Numerical simulation of hydraulic fracturing in the formulation of PLANAR3D // *Proceedings of the Moscow Institute of Physics and Technology*, 3 (51), 126-142.
23. Prishchepa, O.M. (2011). Complex method for quantitative assessment of oil and gas resources in oil and gas accumulation zones. Oil and gas geology. *Theory and practice*, 4, 69-84.
24. Qu, G., Su, J., Zhao, M., Bai, X., Yao, C., and Peng, J. (2022). Optimizing Composition of Fracturing Fluids for Energy Storage Hydraulic Fracturing Operations in Tight Oil Reservoirs. *Energies*, 15(12), 4292. <https://doi.org/10.3390/en15124292>
25. Salimov, V.G., Ibragimov, N.G., Nasybullin, A.V., and Salimov, O.V. (2013). *Hydraulic fracturing of carbonate formations*. Moscow: CJSC "Publishing house" Oil industry ", 472 p.

26. Sarvarov, A.R. (2009). *Development of oil-water zones of fields using horizontal wells (on the example of the Samotlor field)*. PhD Thesis, Ufa, Ufa State Technical University, 197 p.
27. Saveliev, O.Yu., Borodkin, A.A., and Naugolnov, M.V. (2015). An improved approach to block-factor analysis of development. *Oil industry*, 10, 74-77.
28. Taghipoor, S., Roostaei, S., Velayati, A., Sharbatian, A., Chan, D., and Nouri, S. (2021). Numerical investigation of the hydraulic fracturing mechanisms in oil sands. *Underground Space*, 6(2), 195-216. <https://doi.org/10.1016/j.undsp.2020.02.005>.
29. Ustimov, S.K. (2007). *Forecasting the oil recovery factor in the process of field development*. PhD Thesis, Moscow, I.M. Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 143 p.
30. Wang, F., Wang, X., Liu, Y., and Lu, Y. (2021). Study on Micro Displacement Mechanism of Hydraulic Fracturing by Oil Displacement Agent at High Pressure. *Geofluids*, (9), 1-11. DOI: 10.1155/2021/5541512
31. Wang, X., Qian, Y., Wang, J. Kong, F., and Ge, H. (2022). The Mechanical Properties of Three Types of Shale Oil Reservoirs and Its Influence on Hydraulic Fracturing. Proceedings of 56th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, Santa Fe, New Mexico, USA, June 2022, pp. ARMA-2022-0664. <https://doi.org/10.56952/ARMA-2022-0664>
32. Xu, S., Guo, J., Feng, F., Ren, G., Li, Y., and Wang, S. (2022). Optimization of hydraulic fracturing treatment parameters to maximize economic benefit in tight oil. *Fuel*, 239, 125329. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.125329>.
33. Yarkeeva, N.R., and Khaziev, A.M. (2018). Application of hydraulic fracturing for oil inflow stimulation in wells. *Oil and Gas*, 16(5), 30-36.
34. Zimin, S.V. (2004). *Additions to the technological scheme for the development of the Igolsko-Talovoye oil field*. Research report. Tomsk: TomskNIPIneft, 162 p.