

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ  
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ



На правах рукописи

**КАТАНОВ ЮРИЙ ЕВГЕНЬЕВИЧ**

**ГЕОЛОГО-МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ДЕФОРМАЦИИ  
КОЛЛЕКТОРОВ ПРИ ВЫРАБОТКЕ ЗАПАСОВ НЕФТИ**

Специальность 25.00.12 - Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых  
месторождений

**ДИССЕРТАЦИЯ**  
на соискание ученой степени  
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:  
доктор геолого-минералогических наук,  
профессор Ягафаров Алик Каюмович

Тюмень - 2018

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ</b> .....	4
Актуальность темы. ....	4
Степень разработанности темы исследования.....	5
Цель работы .....	5
Основные задачи исследования.....	5
Научная новизна.....	6
Теоретическая и практическая значимость .....	6
Методология и методы исследования.....	7
Личный вклад автора .....	7
Соответствие диссертационной работы паспорту научной специальности .....	7
Основные положения, выносимые на защиту.....	8
Степень достоверности и апробация результатов .....	8
Публикации.....	9
Объем и структура диссертационной работы .....	9
Благодарности .....	9
<b>1. КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О ГЕОЛОГИИ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТЕРРИТОРИИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b> .....	10
1.1 Краткое геологическое строение Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции .....	10
1.2 Геолого-физические характеристики продуктивных пластов .....	15
1.3 Литолого-стратиграфическая характеристика Лас-Еганского нефтяного месторождения .....	21
1.3.1 Петрофизические характеристики пласта ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> .....	24
1.3.2 Количественные критерии выделения коллекторов продуктивного пласта ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> Лас-Еганского нефтяного месторождения .....	27
<b>Выводы по Главе 1</b> .....	37
<b>2. ИССЛЕДОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ, КАК ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ С ПРИЗНАКАМИ НЕОДНОРОДНОСТИ И НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ</b> .....	38
2.1. Исследование структуры пород-коллекторов в условиях неопределенности .....	42
<b>Выводы по Главе 2</b> .....	52
<b>3. ВЕРОЯТНОСТНО-СТАТИСТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ОБЪЕМНОЙ ДЕФОРМАЦИИ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> ЛАС-ЕГАНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ</b> .....	53

3.1. Разработка принципов классификации пород-коллекторов по показателю дифференциальной энтропии .....	61
3.2. Исследование прочностных характеристик литологических типов пород-коллекторов с учетом вероятностно-статистической модели объемной деформации.....	65
<b>Выводы по Главе 3</b> .....	80
<b>4. ГЕОЛОГО-МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА ЮВ<sub>1</sub> ЛАС-ЕГАНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В УСЛОВИЯХ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ</b> .....	81
4.1. Численное моделирование вероятностной оценки геолого-технологической эффективности потокоотклоняющих технологий (ВУГ, СПС).....	86
<b>Выводы по Главе 4</b> .....	108
<b>ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ ДИССЕРТАЦИОННОГО ИССЛЕДОВАНИЯ</b> .....	109
<b>СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ</b> .....	110
<b>СЛОВАРЬ ТЕРМИНОВ</b> .....	111
<b>СПИСОК БИБЛИОГРАФИЧЕСКИХ ИСТОЧНИКОВ</b> .....	116
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ 1</b> .....	126
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ 2</b> .....	127

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность темы.** Цементированные породы-коллекторы нефти и газа, как любое твердое тело, деформируются под воздействие приложенных к ним напряжений и температур. Большинство коллекторов Западной Сибири представлены осадочными породами, которые по своей структуре неоднородны даже при исследовании их упругих свойств на микроуровне. Тогда для осадочных пород понятие упругой среды теряет свой смысл, подчеркивая применимость закона Гука (линейная зависимость, выражающая связь между напряжением и деформацией) лишь в случае бесконечно малых приращений напряжений. Кроме того, при моделировании прочностных параметров пород-коллекторов вариативность их упругих свойств (сжимаемость) не принимается во внимание, что может вносить существенные ошибки в результаты расчетов, выполненных на базе классической механики. При этом алгоритмы классической теории упругости непосредственно переносятся на изучение структуры пород без учета их высоконеоднородной природы, которая может проявляться как случайная или неслучайная характеристика. Поэтому оценка пространственной изменчивости упругих свойств цементированных осадочных пород-коллекторов в различных напряженных состояниях, рассмотренная на стыке нескольких наук, является актуальной задачей исследования, представляющей очевидный научный и практический характер.

Следует отметить, что нефтенасыщенный пласт представляет собой поровую или трещиновато-поровую систему, содержащую в своих порах, кавернах и трещинах нефть, газ и связывающую их пластовую воду. Дебит нефтяных скважин во многом зависит как от состава и характеристик пластовых жидкостей, так и от структуры коллекторов, а значит и факторов, вызывающих частичную закупорку микроканалов в пористой среде и, соответственно, ухудшающих проницаемость прискважинной зоны в процессе проведения различных геолого-технологических операций. Поэтому актуальной задачей также является расчет вероятности объемной деформации пород-коллекторов

(прогнозирование дилатансии) при выработке запасов нефти в различных горно-геологических условиях на базе математического моделирования.

**Степень разработанности темы исследования.** Исследования структуры пород-коллекторов представлены в работах зарубежных и отечественных ученых Ханин А.А., Мирзаджанзаде А.Х., Тер-Мартirosяна В.В., Котяхов Ф.И., Добрынина В.М., Ягафаров А.К. и др. Моделирование напряженно-деформированного состояния пород (при выделении зон относительного растяжения и сжатия продуктивного пласта) может выполняться на поисковом и разведочном этапах с целью прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств коллекторов. При этом сложное геологическое строение объекта исследования (продуктивный пласт) сопровождается столь же сложным распределением различных компонент полей напряжений (объемных деформаций).

**Цель работы** – геолого-математическое обоснование процесса объемной деформации (дилатансии) песчано-глинистых пород-коллекторов в результате изменения напряженного состояния массива; вероятностно-статистическая оценка изменения структуры продуктивного пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> Лас-Еганского нефтяного месторождения; разработка вычислительных программ для обработки геолого-промысловых данных, необходимых для проведения вычислительных экспериментов.

**Предметом исследования** являются процессы объемных деформаций песчано-глинистых пород-коллекторов, как связанная система геолого-технологических параметров с признаками неоднородности в условиях стохастической неопределенности.

**Основные задачи исследования:**

1) Разработка аналитических выражений прочностных параметров песчано-глинистых пород-коллекторов для исследования процессов объемных деформаций (прогнозирование дилатансии) на базе математического моделирования.

2) Прогнозирование геолого-технологической эффективности потокоотклоняющих технологий с учетом объемных деформаций пород-коллекторов.

**Научная новизна:**

1) Впервые на базе математического моделирования получены закономерности, позволяющие спрогнозировать предел прочности песчано-глинистых пород-коллекторов в интервалах действующих напряжений в различных термодинамических условиях.

2) Предложен подход к использованию дифференциальной энтропии как меры неопределенности поведения коллекторов в процессе объемной деформации массива согласно выделенным литологическим типам: низкопроницаемые – глинистые алевролиты, среднепроницаемые – алевролиты, высокопроницаемые – песчаники.

3) Исследована геолого-технологическая эффективность применения потокоотклоняющих технологий (ВУГ, СПС) с учетом пределов прочности коллекторов продуктивного пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> Лас-Еганского месторождения в процессе выработки запасов нефти.

**Теоретическая и практическая значимость** полученных результатов исследования состоит:

- в изучении закономерностей прочностных характеристик коллекторов при работе продуктивного пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> Лас-Еганского нефтяного месторождения в условиях сжатия и растяжения;

- в выделении классификации коллекторов по показателю дифференциальной энтропии - высоко-, средне- и низкоэнтропийные геологические системы;

- в применении разработанных закономерностей и программ «IntellPro» и «WellCalc» как практического и лабораторного базиса в учебном процессе студентов специальности 21.04.01, 21.03.01- Нефтегазовое дело, 09.04.02 - Информационные системы и технологии, дисциплины «Математическое

моделирование в задачах нефтегазовой отрасли. Методы математической физики», «Компьютерное проектирование (моделирование)», а также в проектной базе ОАО «КогалымНИПИнефть» и ООО «ТННЦ».

**Методология и методы исследования.** Для формирования геолого-геофизической базы данных рассмотрены классификации коллекторов по литологическим типам с дальнейшим анализом их физико-механических свойств. Для исследования неконтролируемого изменения структуры коллекторов вследствие влияния на них термодинамических характеристик применяются разработанные программные средства обработки геолого-промысловой информации, а также программные средства построения гидродинамических моделей, методы теории вероятностей и математической статистики.

**Личный вклад автора** включает следующие положения:

- новый вероятностно-статистический подход для оценки изменения структуры коллекторов как неоднородных сред на базе геолого-математического моделирования;

- на базе нечетких моделей (в условиях неопределенности) разработан способ вероятностной оценки геолого-технологической эффективности применения потокоотклоняющих композиций с учетом объемных деформаций коллекторов продуктивного пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> Лас-Еганского месторождения в процессе выработки запасов нефти;

- разработаны программные продукты «IntellPro» и «WellCalc», используемые для динамической обработки исходной геолого-промысловой информации, свидетельство о государственной регистрации которых №2013660228 и №2013619826 соответственно (патенты РФ).

**Соответствие диссертационной работы паспорту научной специальности** 25.00.12 - Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений по направлению геолого-минералогических наук:

*Пункт 3:* Геологическое обеспечение разработки нефтяных и газовых месторождений.

Раскрытие данного пункта паспорта специальности 25.00.12 заключается в следующем. В диссертационной работе рассмотрены полимиктовые песчаники продуктивного пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> Лас-Еганского нефтяного месторождения, объемная деформация структуры которых происходит в межзерновом слое и в зернах, что приводит к появлению локальных касательных напряжений, вследствие которых возникают дефекты в кристаллической решетке минералов из-за имеющихся вакансий (точечные дефекты), вследствие которых происходит образование линейных дефектов (дислокации). Учитывая геологическую структуру песчаников наиболее вероятной будет модель упругопластического тела, когда пластическая зона деформации породы-коллектора будет лишь на контактах ее блоков, а остальная часть будет пребывать в упругом состоянии.

Проведено геолого-математическое исследование литологических типов пород-коллекторов продуктивного пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> (при его работе на растяжение и сжатие) Лас-Еганского нефтяного месторождения. С учетом кинетической теории разрушения С.Н. Журкова разработан вероятностный подход для прогнозирования объемных деформаций пород-коллекторов, характерных началу дилатансии (по каждому литотипу).

#### **Основные положения, выносимые на защиту:**

1) Получены на основе вероятностно-статистических моделей дилатансии закономерности изменения пределов прочности основных литотипов пород в условиях сжатия и растяжения для стадий допредельного и запредельного деформирования.

2) Установленная аналогия структур поровых коллекторов при деформации и фибриллярно-поровых структур полимеров позволяет повысить эффективность полимерного заводнения.

**Степень достоверности и апробация результатов.** Основные положения и результаты диссертационной работы подтверждаются экспериментальными данными ОАО «КогалымНИПИнефть», на базе которых представлен разработанный вероятностно-статистический подход к исследованию объемной



деформации коллекторов (прогнозирование дилатансии) продуктивного пласта ЮВ<sub>1</sub> Лас-Еганского нефтяного месторождения в процессе выработки запасов. Основные выводы диссертационного исследования были представлены на VII, VIII, IX, X Всероссийских научно-технических конференциях студентов, аспирантов и молодых ученых (г. Тюмень, ТюмГНГУ, 2008-2012 гг.), а также на научно-методических семинарах кафедры «Моделирование и управление процессами нефтегазодобычи» 2008-2015 гг. и кафедр «Прикладная геофизика» и «Геология нефти и газа» 2016-2017 гг.

**Публикации.** Основные результаты исследования опубликованы в 14 работах, в том числе (в скобках в числителе указан общий объем этого типа публикаций в печатных листах, в знаменателе - объем, принадлежащий лично автору) 9 статей в периодических изданиях, рекомендованных ВАК [31,33,35,39,40,46,49-51] для представления основных научных результатов диссертаций на соискание ученой степени доктора или кандидата наук (4.22/2.91), 3 статьи в других изданиях [30,32,48] (0.625/0.5), 2 свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ (в Роспатенте) [41,42].

**Объем и структура диссертационной работы.** Диссертация состоит из титульного листа, оглавления, введения, четырех глав, заключения, списка сокращений и условных обозначений, словаря терминов, списка литературы и приложений. Работа содержит 125 страниц машинописного текста, 44 рисунка и 12 таблиц. Список литературы включает 102 наименования, в том числе 4 на иностранных языках.

**Благодарности.** Автор выражает особую благодарность научному руководителю, доктору геолого-минералогических наук, академику РАН, профессору А.К. Ягафарову. Автор выражает благодарность руководству ООО «КогалымНИПИнефть» и ООО «ТННЦ» за содействие при подготовке работы.

## **1. КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О ГЕОЛОГИИ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТЕРРИТОРИИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

Западная Сибирь является основной базой нефтегазодобычи в Российской Федерации. Первый промышленный фонтан газа был получен в сентябре 1953г из скважины Р-1 на Берёзовской площади. Эта дата официально считается началом открытия **Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗСНГП)**. Первый промышленный фонтан нефти был получен в 1960 г. из скважины Р-6 на Шаимской площади (Приуральская НГО). С получением фонтана нефти на Мегионской и Усть–Балыкской площадях была доказана промышленная нефтеносность Среднеобской НГО. Затем последовали открытия на Александровском мегавале, баженовской свиты и т.д.

### **1.1 Краткое геологическое строение Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции**

Западно-Сибирская низменность (плита) имеет гетерогенный фундамент, перекрытый чехлом платформенных мезозойско-кайнозойских отложений [1].

На севере, северо-западе, западе плита ограничена горами Новой Земли, Уральским хребтом, на юге, юго-востоке - Центрально-Казахстанским нагорьем и на Алтае – Саянской складчатой областью, на востоке - Енисейским кряжем.

В составе фундамента выделяются два структурных этажа. Нижний, складчатый, представлен геосинклинальными сильно дислоцированными породами докембрия и палеозоя. Между нижним и типично платформенными образованиями (чехлом) выделяется комплекс отложений, занимающий промежуточное положение. Этот комплекс составляет верхний этаж.

Породы мезо – кайнозойского платформенного чехла характеризуются важными особенностями, которые способствуют успешному применению геофизических методов при изучении строения земной коры и фундамента.

За всю историю геологоразведочных работ на территории Тюменской области с целью поисков и разведки залежей УВ пробурено 5500 скважин, при этом объем поисково-разведочного бурения составил 15 млн. м. [2].

Анализ полученного к настоящему времени материала показал, что территория Тюменской области изучена весьма неравномерно. Есть продуктивные комплексы, большинство залежей которых характеризуется простым строением. К таким комплексам можно отнести сеноманскую продуктивную толщу севера Тюменской области, неокомские продуктивные отложения Среднего Приобья и некоторые другие. Основные подсчетные параметры залежей, приуроченных к этим отложениям, достоверно определяются стандартным комплексом исследований, и в редких случаях требуется выполнение специальных работ, в частности бурение скважин на нефилтующихся растворах. Более того, накопленная по этим комплексам информация в связи с их относительно простым строением достаточна для изучения общих закономерностей изменения параметров, что позволяет в ряде случаев отказаться от некоторых звеньев поисково-разведочного процесса, в частности от отбора керна или испытания скважин. Эти виды работ без ущерба для достоверности параметров залежи и оценки запасов могут быть заменены геофизическими исследованиями.

Вместе с тем в разрезе нефтегазоносных районов и областей Западной Сибири есть такие продуктивные комплексы, изучение которых для подсчета запасов и проектирования разработки связано со значительными трудностями. К ним могут быть отнесены залежи, приуроченные к отложениям ачимовской толщи и юрского возраста (васюганская и тюменская свиты).

Краткий обзор показывает, что нефтегазоносные комплексы, районы, отдельные месторождения и залежи в Тюменской области по степени изученности и сложности строения характеризуются чрезвычайным разнообразием.

В связи с этим представляется целесообразным выделение в продуктивном разрезе месторождений Тюменской области отдельных крупных объектов, объединяющих залежи близкого строения, изучение которых возможно с помощью единого комплекса геолого- геофизических исследований. Такими объектами могут быть продуктивные комплексы [2]:

- 1) сеноманский;
- 2) неокомский, в составе, которого целесообразно выделить подобъекты: а) районов Среднего Приобья и б), неокомский комплекс северных районов Тюменской области;
- 3) берриас-нижневаланжинский (ачимовская пачка);
- 4) верхнеюрский глинистый (баженовская свита);
- 5) верхнеюрский песчаный;
- б) нижне-средне-юрский.

*Сеноманский продуктивный комплекс* в песчаной фации распространен по всей территории Западной Сибири. Промышленная продуктивность его в пределах Тюменской области доказана на площади, протягивающейся с юга на север от Ай-Яунского до Северо-Тамбейского (около 1500 км) и с запада на восток от Харасавэйского до Мессояхского месторождений. Площадь продуктивной части сеноманского комплекса охватывает территории Ямальской, Гыданской, Надым-Пурской и Пур-Тазовской нефтегазоносных областей.

Сеноманский продуктивный комплекс содержит около двух третей всех запасов газа промышленных категорий по Тюменской области. Все залежи относятся к пластово-массивному типу. Имеющиеся результаты исследований керна и геофизические данные в целом обеспечивают получение качественных зависимостей керн - геофизика для надежного обоснования основных параметров залежей. Вместе с тем нужно отметить, что из-за слабой цементированности коллекторов этого комплекса возникают трудности при отборе и исследовании образцов керна.

*Неокомский продуктивный комплекс* объединяет залежи нефти, газа и конденсата, приуроченные к песчаным коллекторам апт-валанжинского возраста. Неокомские залежи в районах Среднего Приобья и на севере Тюменской области заметно отличаются друг от друга. Прежде всего, в Среднем Приобье, в этом комплексе выявлены преимущественно нефтяные залежи. На севере же преобладают газоконденсатные залежи, менее распространены газоконденсатные залежи с нефтяными оторочками, чисто нефтяные залежи встречаются весьма

редко. Другим существенным различием этих двух районов является минерализация пластовых вод: если в Среднем Приобье воды неокомского комплекса имеют минерализацию 15-30 г/л, то на севере содержание солей в водах тех же отложений чаще всего не превышает 4-10 г/л.

Неокомский продуктивный комплекс районов Среднего Приобья территориально охватывает площадь Среднеобской, частично Пур-Тазовской и Надым-Пурской нефтегазоносных областей. Он в настоящее время обеспечивает подавляющую часть объема добычи нефти по Тюменской области.

Полученный обширный материал по Среднему Приобью позволил изучить общие закономерности распространения нефтесодержащих пород и изменения их фильтрационно-емкостных свойств, а также закономерности изменения свойств нефтей и пластовых вод, как по разрезу, так и по площади. Обширный фактический материал по этому объекту в целом достаточен для достоверного подсчета запасов всего неокомского продуктивного комплекса Среднего Приобья как единого объекта.

Залежи *ачимовской* пачки по всей площади распространения характеризуются чрезвычайной сложностью. Проницаемые разности литологически резко изменчивы как по разрезу, так и по площади. Для надежной оценки запасов продуктивного комплекса ачимовской пачки необходимо выполнить большой объем исследований. Потребность в них становится все более острой, так как доля ачимовской пачки в общем приросте запасов УВ становится все заметнее.

В Западно-Сибирской провинции выявлен уникальный по геологической характеристике нефтегазоносный комплекс - *баженовский*. Продуктивными являются глинистые образования верхнеюрского возраста, содержащие и твердую органику. Выявленные залежи характеризуются аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД) и весьма широким диапазоном продуктивности скважин: от полного отсутствия притока, первых единиц и до 1,5 тыс. т/сут.

Баженовская свита имеет широкое территориальное распространение: она охватывает большую часть Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Несмотря на то, что этот продуктивный комплекс вскрыт сотнями скважин, основные геолого-геофизические характеристики его нефтесодержащих пород практически не изучены. Проводимый комплекс геологических и промыслово-геофизических исследований не позволяет с необходимой для оценки запасов точностью выделить в разрезах скважин нефтесодержащие и нефтеотдающие пласты.

По классификации член – корреспондента РАН РФ Нестерова И.И. породы баженовской свиты делятся на плотные и рыхлые «бажениты». В скважинах, вскрывших высокородуктивные отложения с рыхлыми баженитами отбираемый керн разрушается. Необходимость интенсивного изучения этого объекта обусловлена нуждами и практики, и теории. Этот объект по данным последней оценки содержит заметную часть потенциальных ресурсов Тюменской области, кроме того изучение баженовской свиты представляет большое теоретическое значение, в частности, при исследовании вопросов генерации и миграции УВ и формирования их залежей.

*Верхнеюрский* песчаный, продуктивный комплекс - один из наиболее широко распространенных комплексов Западной Сибири. Промышленная продуктивность его установлена в Приуральской (Шаимский нефтеносный и Березовский газоносный районы), Среднеобской (нефтяные залежи Сургутского, Нижневартовского, Вахского районов), Надым-Пурской (Уренгойское месторождение), Пур-Тазовской (Харампурское, Бахиловское) нефтегазоносных областях. На юге провинции он распространяется на Каймысовскую и Васюганскую нефтегазоносные области, Верхнеюрский продуктивный комплекс в Тюменской области вскрыт многими разведочными скважинами, материалы исследования которых позволяют достаточно уверенно определять основные параметры залежей.

*Нижне-среднеюрский* комплекс отложений - наиболее перспективный и наименее изученный нефтегазоносный объект Тюменской области. По площади распространения он один из наиболее крупных. Промышленная

нефтегазоносность его установлена в Приуральской, Фроловской, Среднеобской, Каймысовской, Надым-Пурской, Ямальской нефтегазоносных областях.

Специальные скважины необходимо бурить в различных частях площади распространения продуктивных комплексов с целью получения информации об общих закономерностях изменения его свойств по площади и разрезу [2].

## **1.2 Геолого-физические характеристики продуктивных пластов**

Осадочные горные породы содержат продукты разрушения литосферы поверхностными явлениями, мелкораздробленные продукты вулканической деятельности и продукты жизнедеятельности организмов. По происхождению осадочные горные породы делятся на терригенные, состоящие из обломочного материала (пески, песчаники, алевролиты, глины, аргиллиты и т.д.), хемогенные (каменная соль, гипсы, ангидриды, доломиты и т.д.), образующиеся из минеральных веществ, выпавших из водных растворов, и органогенные (мел, известняки и т.д.), сложенные из скелетных остатков животных и растений.

Метаморфические горные породы образовались из осадочных и изверженных горных пород в результате физико-химических процессов под действием высоких давлений и температур.

Чтобы содержать в себе нефть, газ и воду, горная порода должна обладать емкостными свойствами, способностью вмещать пластовые флюиды, то есть быть коллектором.

Коллектором называют горную породу, которая по своим физико-механическим характеристикам способна содержать в себе и отдавать как полезное ископаемое нефть, газ и воду при современных технологиях их извлечения на поверхность. Для образования промышленных запасов породы должны обладать проницаемостью. Подавляющее число нефтяных и газовых месторождений приурочено к гранулярным, трещинным и смешанного типа коллекторам. К гранулярным относятся коллекторы, поровое пространство которых сформировано из межзерновых полостей.

**Неоднородность продуктивных пластов.** Под неоднородностью

продуктивных пластов понимается свойство нефтяного пласта-коллектора, обусловленное изменением его структурно-фациальных и литологических свойств, оказывающих в основном влияние на движение пластовых жидкостей к забоям скважин и подлежащих учёту при установлении потенциальных возможностей нефтяного пласта (Дементьев Л.Ф., 1982 г.). Непостоянство численных значений параметров пористости, проницаемости, толщины пласта и других свойств является элементом неоднородности коллекторов.

В геологическом понимании неоднородность связана с изменчивостью литолого-фациальных характеристик пласта по площади и в разрезе [3-8].

Среди геологических неоднородностей выделяют: зональную, слоистую, прерывистость, линзовидность, трещиноватость.

Для количественной оценки неоднородности в нефтяной практике используют два подхода: детерминированный и вероятностно-статистический.

В первом случае на основе показателей неоднородности строят разрезы, карты, схемы, блок-диаграммы и т.д. Во втором - применяют методы математической статистики, с помощью которых по определенному объему информации о параметрах пласта устанавливают тот или иной вероятностный закон их распределения. Эти подходы целесообразно применять комплексно.

Неоднородность продуктивного пласта оказывает, при прочих равных условиях, решающее влияние на коэффициент нефтеотдачи.

Для объективной оценки, как правило, требуется изучение гранулометрического состава, удельной поверхности пород, долей коллектора и неколлектора в разрезе пласта и по площади, а в целом и в объеме резервуара. В подсчете запасов, при проектировании и анализе разработки нефтяных месторождений применяют такие признаки, как коэффициент песчаности, расчлененности, слияния, и другие, которые подробно изучаются в других специальных курсах, например, в курсе «Физики нефтегазового пласта».

**Общие положения механики горных пород.** Механические свойства горных пород оказывают значительное влияние на процессы, происходящие в пласте при разработке нефтяных месторождений [3-11].



Разработчики нефтегазовых месторождений сталкиваются с проявлением этих свойств уже при вскрытии продуктивных пластов бурением.

Результаты исследований, проведенных в ИГД СО АН СССР, ЗапСибБурНИПИ (1994) свидетельствуют о том, что при первичном вскрытии пластов в горном массиве происходит сложный процесс перераспределения напряжений вплоть до разрушения горных пород вокруг ствола скважины. С увеличением глубины выработки меняется характер напряженного состояния горного массива, в результате чего возникает зональная дезинтеграция. Условия возникновения зональной дезинтеграции зависят от геомеханических свойств горных пород. В зависимости от них могут образовываться несколько зон дезинтеграции вокруг горных выработок.

Проведенный Копыстьянским Р.С. (1988) тектонофизический анализ коллекторских свойств горных пород позволил выделить зоны с повышенными ФЕС коллекторов за счет саморазрушения пород. Необратимые объемные деформации проявляются, как правило, в заглинизированных коллекторах, и процесс «затекания» пор связан с течением глинистого цементирующего материала.

Вышеизложенные физические явления оказывают влияние на продуктивность скважин, поэтому состояние горного массива необходимо учитывать не только при разработке способов вскрытия пластов бурением, но и при планировании работ по испытанию скважины, интенсификации притоков пластовых флюидов и в целом при разработке нефтегазовых месторождений.

Пласт, расположенный на глубине  $H$ . На пласт давит вес вышележащих горных пород (14). Следовательно, пласт находится в сжатом состоянии. Каждый элементарный объем пласта находится в сложнапряженном деформированном состоянии. Для упругой среды справедливы уравнения равновесия теории упругости. Уравнения состояния соответствуют обобщенному закону Гука.

Для невскрытого пласта обычно вводят понятие горного давления, равное вертикальному напряжению и обусловленное весом вышележащих пород

$$\sigma_r = \rho_r \cdot g \cdot H, \quad (1.1)$$

$H$  - глубина залегания пласта,  $\rho_r$  - плотность вышележащих пород.

В цилиндрической системе координат  $r, z, \theta$ , пренебрегая касательными напряжениями, для нормальных радиального и тангенсального напряжений получим

$$\sigma_r = \sigma_\theta = \frac{\nu}{1-\nu} \cdot \sigma_z, \quad (1.2)$$

Коэффициент  $\frac{\nu}{1-\nu}$  называют коэффициентом бокового распора. Соотношения (1.1) и (1.2) выполняются для коэффициента Пуассона  $\nu < 0,5$ .

Для пласта, вскрытого цилиндрической вертикальной скважиной, академиком С.И. Лехницким решением задачи Ляме получены выражения для главных компонент тензора напряжений в однородном пласте в цилиндрических координатах (рисунок 1.1)

$$\sigma_z = p_r, \quad \sigma_\theta = \frac{\nu}{1-\nu} \cdot \sigma_z \cdot \left(1 + \frac{r_c^2}{r^2}\right) - p_c \cdot \frac{r_c^2}{r^2}, \quad (1.3)$$

$$\sigma_r = \frac{\nu}{1-\nu} \cdot \sigma_z \cdot \left(1 + \frac{r_c^2}{r^2}\right) + p_c \cdot \frac{r_c^2}{r^2}.$$

Здесь  $p_r$  - горное давление,  $\sigma_z, \sigma_\theta, \sigma_r$  - вертикальное, тангенсальное и радиальное напряжения,  $\nu$  - коэффициент Пуассона,  $p_c$  - давление на забое скважины,  $r_c$  - радиус скважины,  $r$  - координата.

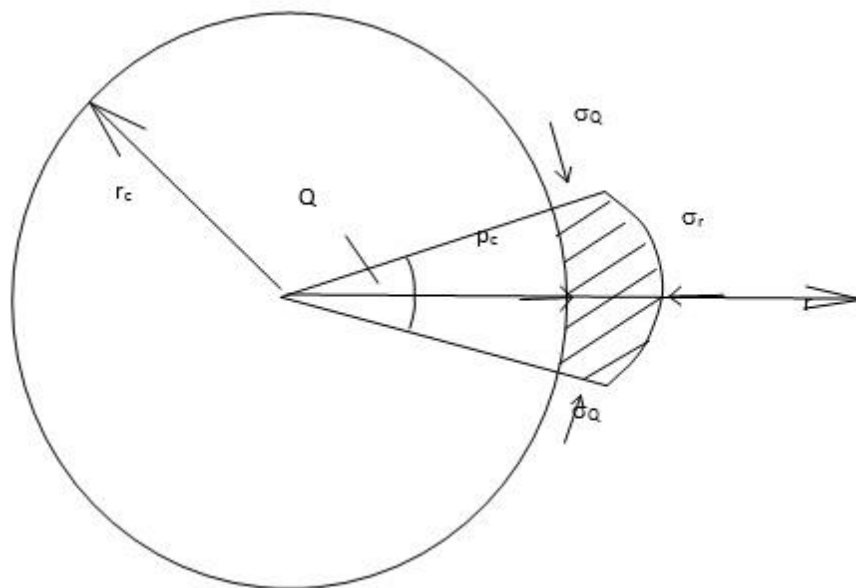


Рисунок 1.1 - Главные напряжения на элементе ПЗП (Вид сверху)

Для пористого пласта (упругой среды) коэффициент Пуассона изменяется в интервале от 0,15 до 0,5. При  $\nu = 0,5$  среда переходит в пластическое состояние, деформации в этом случае не исчезают при снятии нагрузки [В.А. Коротенко, А.К. Ягафаров, 2013].

В прискважинной зоне пласта  $r = r_c$ , а главные напряжения будут равны

$$\sigma_z = p_r, \sigma_\theta = \frac{2\nu}{1-\nu} \cdot (p_r - p_c), \sigma_r = p_c.$$

Для глубин залегания пласта  $H > 1000$  м в главных осях выполняется неравенство  $\sigma_r < \sigma_\theta < \sigma_z$ , откуда следует, что при гидродинамическом разрыве пласта преимущественно образуются вертикально ориентированные трещины.

Если модуль продольной деформации (Юнга), модуль сдвига и коэффициент Пуассона зависят от времени, то в зависимости от характера нагружения в пласте возникают явления ползучести и релаксации. Ползучесть проявляется в росте деформаций при постоянном напряжении. Релаксация характеризуется уменьшением напряжений при постоянной деформации. В условиях напряженно - деформируемого состояния пласта в зависимости от воздействия внешних сил могут проявляться оба явления.

Для горных пород характерна анизотропия механических свойств (модули упругости при одноосном сжатии образца вдоль напластования и перпендикулярно напластованию не одинаковы). Например, для песчаников пористостью 24-26 % при всестороннем сжатии модуль Юнга может возрастать на 14 %. При этом наиболее резкое изменение упругих свойств происходит при давлениях порядка 60÷100 МПа и продолжается до давлений порядка 150÷200 МПа.

В процессе разработки нефтяных и газовых месторождений пластовые давления изменяются как в прискважинной зоне пласта, так и в межскважинных зонах.

Результаты исследования института СибНИИНП по определению деформационных свойств пород продуктивных пластов месторождений Широкого Приобья приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Физические свойства пород-коллекторов некоторых месторождений Среднеобской нефтегазоносной области

Месторождение, порода	Пористость $m, \%$	Проницаемость $k, \text{мД}$	Модуль Юнга $E \cdot 10^4 \text{ МПа}$	Коэффициент Пуассона $\nu$	Коэффициент сжимаемости пор $\beta_{\text{п}}$ $\cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}$
Самотлорское (пласт АВ <sub>1</sub> ); Песчаник	23,6-29,8	52-520	0,88-1,84	0,24-0,38	0,23-0,66
Алевролит	13,8-24,6	0,13-0,17	0,93-2,23	0,28-0,35	0,5-1,1
Поточное; Песчаник	24,4-26,9	11,1-23,8	1,04-1,92	0,26-0,32	0,27-0,65
Алевролит	18,7-20,2	0,8-3,1	0,81-0,98	0,26-0,32	0,3-0,45
Покачевское; Песчаник	22,8-27,6	6,2-41,4	1,4-2,6	0,25-0,36	0,51-0,75
Алевролит	22,0-28,6	4,5-42,5	0,99-2,47	0,22-0,38	0,25-1,4

Исследованиями установлено, что проницаемость при упругом деформировании песчано-алевролитовых пород для глубин 1500-2000 м может уменьшаться на 10÷40 % от величин, определенных в атмосферных условиях.

### **1.3 Литолого-стратиграфическая характеристика Лас-Еганского нефтяного месторождения**

Для решения поставленных задач автором выбран продуктивный пласт **ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>** Лас-Еганского нефтяного месторождения, которое расположено в Нижневартовском нефтегазоносном районе Средне–Обской нефтегазоносной области.

Основными особенностями Лас-Еганского нефтяного месторождения являются: наличие большого числа продуктивных пластов по всему нефтегазоносному диапазону разреза осадочного чехла от васюганской свиты юрского возраста до покурской свиты верхнего мела, а также значительная сложность строения и высокая неоднородность большинства продуктивных пластов, обусловленная фациальной гетерогенностью соответствующих отложений. Общая толщина продуктивной части разреза осадочного чехла достигает 1900 м.

Месторождение не имеет строгой тектонической приуроченности и находится в зоне сочленения Урьевского и Покачевского куполовидных поднятий II порядка в северо-западной части Нижневартовского свода. В целом по площади месторождения по всем горизонтам прослеживается общее погружение в северо-западном направлении, на фоне которого выделяются локальные структуры III порядка - Чиклинское и Тырлинское поднятия (рисунок 1.2).

В целом по площади месторождения по всем горизонтам прослеживается общее погружение в северо-западном направлении. Геологический разрез Лас-Еганского месторождения представлен породами палеозойского складчатого основания и залегающими на них с резким угловым несогласием терригенными отложениями платформенного мезозойско-кайнозойского осадочного чехла и породами складчатого фундамента.

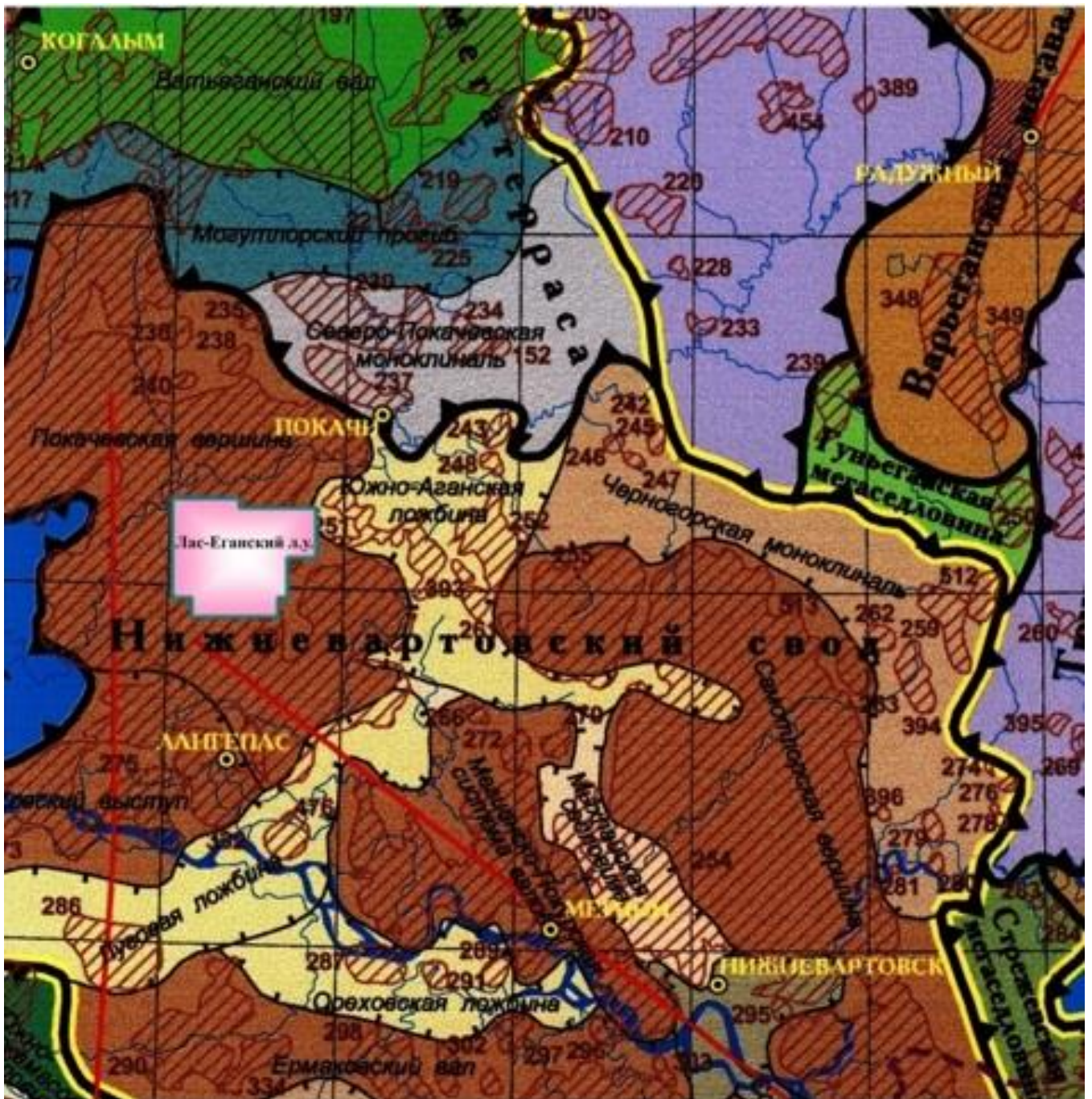


Рисунок 1.2 - Выкопировка из Западно-Сибирской плиты

(под ред. В.И.Шпильмана, Н.И.Змановского, Л.Л.Подсосовой, 1998)

Доюрский комплекс отложений представлен складчатым палеозойским фундаментом в пределах Нижневартовского свода, который вскрыт единичными скважинами и представлен разнообразным комплексом осадочных, метаморфических и изверженных пород. На Лас-Еганской площади отложения фундамента вскрыты скважинами 151Р, 152Р, 208П, 209Р и представлены туффитами, дацитами, андезитовыми лавами, кремнистыми породами с различной

степенью гигроскопичности. Среди магматических пород в скважинах Нижневартовского свода встречаются кварцевые порфиры, альбитофиры, пироксениты.

Толщина коры выветривания составляет 55-75 м. Возраст завершения образования пород коры выветривания условно принят триасовым. К кровле доюрских отложений приурочен отражающий сейсмический горизонт А.

В составе платформенного разреза выделяются юрские, меловые, палеогеновые и четвертичные образования.

Отложения юрской системы несогласно залегают на породах коры выветривания и представлены тремя отделами. В их разрезе выделяются горелая (котухтинская) свита раннеюрского возраста, тюменская свита среднеюрского возраста, васюганская, георгиевская и баженовская свиты позднеюрского возраста.

Отложения меловой системы представлены двумя отделами.

Нижний отдел представлен мегионской, ванденской, алымской свитами, в составе которых выделяются песчаные пласты групп Ач, БВ, АВ и нижней частью покурской свиты.

Верхний отдел представлен верхней частью покурской свиты, а также кузнецовской, березовской и ганькинской свитами. Граница между верхним и нижним отделами ввиду отсутствия резкой смены характерных комплексов проведена условно.

Разрез палеогеновых отложений сложен мощной толщей осадков палеоценового, эоценового и олигоценового возраста. Накопление основной части осадков происходило в морских условиях и только в верхней части олигоцена появляются породы прибрежно-морского и континентального происхождения. В палеогеновых отложениях выделяются талицкая, люлинворская, тавдинская, атлымская, новомихайловская и туртасская свиты.

Четвертичные отложения покрывают сплошным чехлом почти всю территорию Среднего Приобья. Нижняя часть разреза представлена песками серыми и зеленовато-серыми с прослоями алевролитистых глин. Выше залегают

озерно-аллювиальные глины с растительными остатками и ледниковые образования - глины массивные с валунами, галькой и гравием.

Верхняя часть разреза представлена пачкой аллювиальных образований в виде песков, глин, суглинков. В пойменной части отложения представлены супесями, суглинками, наносными песками. Надпойменные террасы сложены глинами, подстилаемыми валунами. На заболоченных участках глины покрыты слоем торфа. Общая толщина четвертичных образований до 80 м.

### 1.3.1 Петрофизические характеристики пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>

В отложениях васюганской свиты Лас-Еганского месторождения выделены два продуктивных пласта - ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> и ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup>, объединенные в объект разработки, продуктивный горизонт ЮВ<sub>1</sub>, перекрытые породами георгиевской свиты. В некоторых случаях ЮВ<sub>1</sub> перекрывается битуминозными аргиллитами баженовской свиты.

В продуктивном горизонте ЮВ<sub>1</sub> выделены четыре нефтяные залежи пластово-сводового типа: Центральная, Северная, Восточная, Юго-Восточная, по типу пластовые сводовые, с литологическим экраном. Общая толщина пласта изменяется от 17,6 до 29,2 м, в среднем составляя 22,5 м. Нефтенасыщенная толщина изменяется в интервале 0,8-17,8 м, средняя составляет 5,0 м. Расчлененность пласта - 3,5, среднее значение песчанистости - 32 %. Положение уровня ВНК залежей установлено в пределах абсолютной отметки от -2655 м до -2698 м. Общая толщина пласта составляет в среднем 22,5 м при изменении по залежам от 19,7 м (Юго-Восточная) до 22,7 м (Центральная).

Отложения пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> являются продуктивными на месторождениях Нижневартовского нефтегазоносного района, в том числе и на соседних с Лас-Еганским месторождениях - Урьевском, Поточном, Южно-Покачевском и на Нивагальском.

На площади Лас-Еганского месторождения отложения пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> характеризуются сложной обстановкой осадконакопления, что соответствующим



образом отразилось на его геологическом строении. В пределах площади месторождения выявлены коллекторы авандельтового комплекса, которые постепенно переходят в краевую часть моря в северо-западном направлении. На юго-востоке площади преобладают отложения лагунных и болотных фаций.

Пласт ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> представляет комплекс глинисто-песчаных отложений, залегающий в верхней части васюганской свиты. В песчаных фациях ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> наиболее хорошо развит в центральной части площади и на юго-востоке. В юго-западном направлении отмечается глинизация пласта и соответственно ухудшение коллекторских свойств.

Наиболее значительные эффективные толщины пласта приурочены к Чиклинскому поднятию, в частности - его восточному склону (8-10,7 м) и зоне его сочленения с Тырлинским поднятием (7,7-14,3 м).

При выявлении геологического строения пласта определен ряд его геолого-промысловых особенностей, при анализе этих особенностей, сделан вывод, о том, что кроме литологического экрана, границами залежей пласта предположительно могут являться капиллярные барьеры, образованные на «стыке» коллекторов различных классов - гидрофобного, гидрофильного и их смешанного типа. Благоприятными факторами для образования капиллярных барьеров залежей пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> на Лас-Еганском месторождении является следующее:

- значительные глубины залегания отложений пласта – более 2,5 км;
- многообразие палеофациальных обстановок осадконакопления пласта, в результате которых накапливались коллекторы различного состава и ФЕС;
- резкие перепады уровней ВНК соседних залежей происходят на месторождении как при сокращении в скважинах эффективных толщин, так и при их сохранении;
- выводы о возможном повышении гидрофобности коллекторов можно сделать из анализа описания керна, в соответствии с которым в скважинах, пробуренных на Тырлинском поднятии, увеличивается роль углистой компоненты в песчаниках, которые преимущественно мелко- тонкозернистые,

массивные, крепкоцементированные. Такие породы могут обладать нейтральными поверхностными свойствами или являться гидрофобными вследствие диффузии органических соединений от частиц детритного угля и их адсорбции в период диагенеза;

- несоответствие результатов испытаний результатам интерпретации ГИС, которое проявляется в отсутствии притоков из выделяемых по ГИС нефтенасыщенных коллекторов, либо получении незначительных дебитов, характерно для коллекторов с повышенной гидрофобностью.

Пласт ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> малорасчлененный в 84 % скважин. Коллектора со средней проницаемостью преобладают  $(80 \div 200) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  - 50 %, с высокой проницаемостью составляют  $(200 \div 600,69) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  - 34 %, низкопроницаемые  $(4,72 \div 80) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  - 16 %.

Средняя нефтенасыщенная толщина пласта - 5,0 м, при максимальной толщине 6,0 м, принятой для Центральной залежи. Все средние параметры пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> близки к средним параметрам Центральной залежи - самой обширной по площади распространения. Расчлененность разреза составляет 3,5 ед., средняя песчанистость - 0,32 д. ед. Пористость коллекторов изменяется по залежам от 14,3 % до 15,4 %, средняя по пласту составляет 15,3 %. Среднее значение проницаемости принято равным  $5,5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ , пределы изменения средних значений по залежам  $2,4-5,8 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ . Средняя нефтенасыщенность составляет 0,481 д. ед. при изменении от 0,430 д. ед. (Северная залежь) до 0,489 д. ед. (Юго-Восточная залежь).

Нефть пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> изучена по восьми анализам поверхностных проб из восьми скважин (87Р, 97Р, 185Р, 3006, 9035, 9045, 9061, 9147) и 11 анализам глубинных проб из двух скважин (92Р, 9076). По поверхностным пробам плотность нефти изменяется от 832 до 861  $\text{т/м}^3$ , в среднем составляя 845  $\text{т/м}^3$ , т.е. нефть относится к легким. Вязкость при 20°С составляет 8,37  $\text{мПа} \cdot \text{с}$ , при 50°С - 3,90  $\text{мПа} \cdot \text{с}$ . По содержанию серы нефть относится к классу сернистых (1,21 %), по содержанию парафина - к типу парафинистых (1,53 %), по содержанию смол

силикагелевых - к подклассу малосмолистых (5,13 %); содержание асфальтенов - 0,8%.

Пласт охарактеризован данными ГДИ по 17 скважинам. Преобладающим видом исследования является КВУ (кривая восстановления уровня) - всего по пласту ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> было проведено 154 исследований этим методом на 83 скважинах. Они сняты на всех объектах, это связано с превалированием механизированного фонда. На 37 скважинах были проведены исследования методом КВД, на 15 скважинах - методом КПД. Статические уровни замерены в 174 скважинах.

В виду выявления нефтенасыщенных коллекторов в зоне замещения вновь пробуренными скважинами, была проведена переинтерпретация пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> скважины 4892, расположенная вблизи, в зоне замещения. Основанием послужили и детальные сейсморазведочные работы 3D на Урьевско-Лас-Ёганской площади. По данным переинтерпретации по пласту был выделен нефтенасыщенный коллектор мощностью 2,2 м.

В результате уточнения структурного плана, карты нефтенасыщенных толщин, границы зоны замещения коллекторов, по залежи проведен прирост запасов категории С<sub>1</sub> и перевод части запасов категории С<sub>2</sub> в С<sub>1</sub>. Ввиду низкой продуктивности скважин граница запасов категории С<sub>1</sub> в зоне замещения проведена на расстоянии 250 м от работающих скважин (область дренирования). ВНК не пересматривался.

### **1.3.2 Количественные критерии выделения коллекторов продуктивного пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> Лас-Еганского нефтяного месторождения**

С учетом теоретических и экспериментальных исследований ОИКиПФ ООО «КогалымНИПИнефть» по определению остаточной нефтенасыщенности и коэффициентов вытеснения нефти водой на образцах горных пород-коллекторов [21] сформирована геолого-промысловая база данных, необходимая для построения цифровых моделей продуктивного пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> Лас-Еганского нефтяного месторождения.

Актуализация семи цифровых геологических моделей продуктивных пластов АВ<sub>1</sub><sup>3</sup>, АВ<sub>2</sub>, БВ<sub>6</sub>, БВ<sub>8</sub>, Ач<sub>1</sub>, Ач<sub>2</sub>, Ач<sub>4</sub>, ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>, ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> Лас-Еганского нефтяного месторождения (рисунок 1.3) выполнена с применением программного комплекса IRAPRMS фирмы ROXAR.

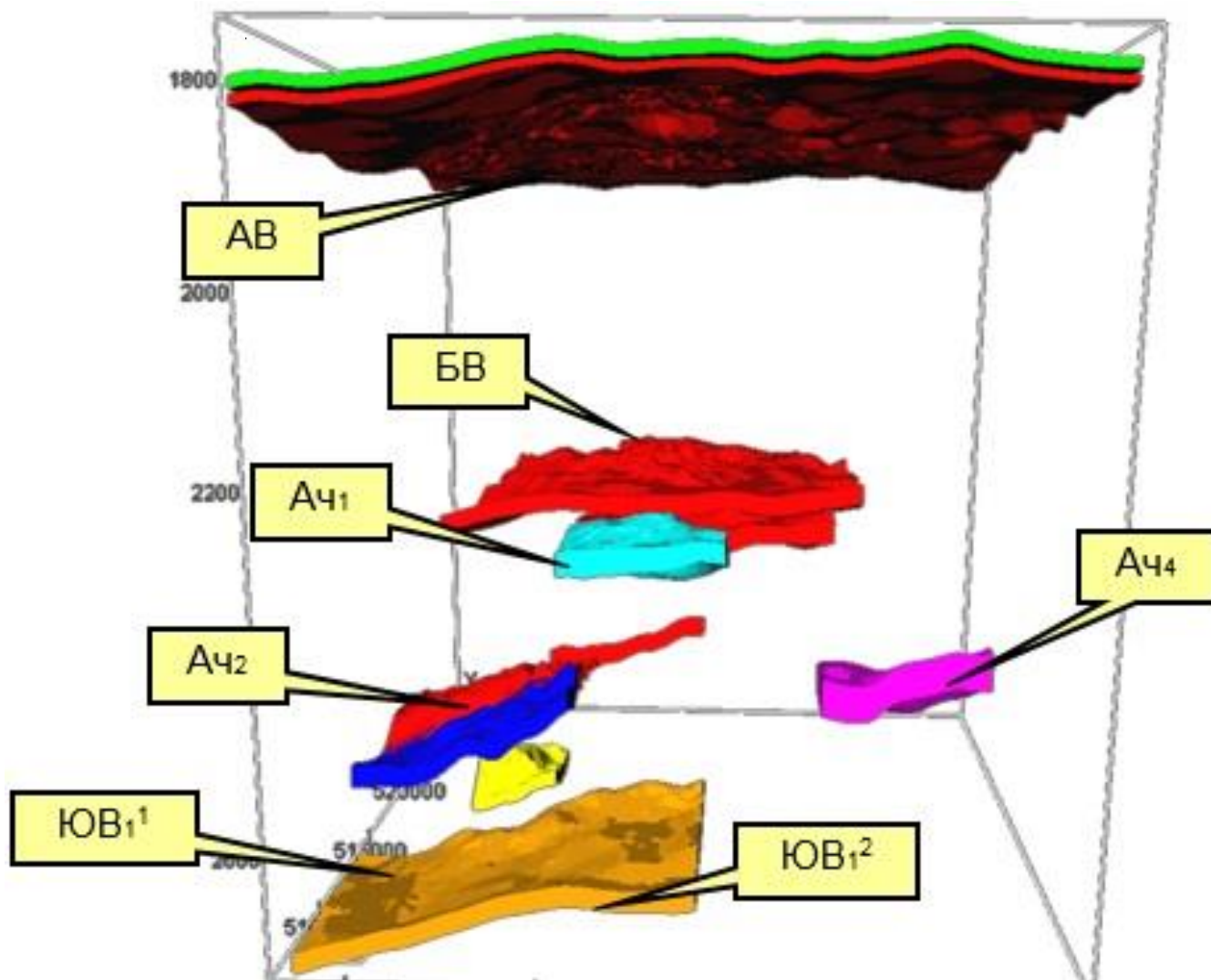


Рисунок 1.3 - Модели продуктивных пластов Лас-Еганского нефтяного месторождения

Актуализация выполнялась на базе сейсмогеологической модели месторождения, построенной по материалам интерпретации сейсморазведочных работ 3D, 2D (структурные поверхности) и результатам корреляции пластов по скважинам (стратиграфические отбивки), где были использованы следующие данные:

- результаты инклинометрии (гироскопии) разведочных и эксплуатационных скважин, альтитуды скважин;
- подсчетные планы продуктивных пластов, включающие в себя структурные карты по кровле коллектора, контуры ВНК, линии глинизации и выклинивания, границы категорий запасов, геологические разрезы;
- карты эффективных нефтенасыщенных толщин продуктивных пластов;
- структурные карты кровли пластов и кровли коллектора пластов;
- результаты стандартных и специальных исследований керна;
- результаты интерпретации геофизических исследований скважин.

Детальная корреляция продуктивных отложений Лас-Еганской площади выполнялась с использованием трех региональных реперов: отложений баженовской свиты, пачек самотлорской и кошайской глин.

Поправка на гипсометрию оставлена по скважинам №№ 4540, 6206, 6396, причиной послужили принятые поправки на выше лежащие пласты. Противоречие данным гироскопии по этим скважинам следует либо из анализа структуры пласта, либо - из комплексного анализа уровней ВНК по вышележающим пластам, учет гироскопии по которым может вызвать противоречие характера насыщения принятому уровню ВНК:

- по объекту ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> - по 15 скважинам старого фонда, где расхождение в координатах пластопересечения по латерали более чем на 50 м получено в 8 скважинах, по вертикали - в 13 скважинах.

Новые скважины, по данным которых выполнена актуализация, расположены на одном участке, что позволило провести актуализацию кубов литологии залежей локально в районах нового бурения (в актуализируемых зонах) и упростило задачу построения кубов литологии по пласту ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>. Области и границы актуализируемых зон выбирались таким образом, чтобы охватить районы нового бурения скважин, а также учесть скважины, ранее учтенные в 3D ГМ. Такой подход позволяет получить корректное распределение коллекторов на границах зон актуализации и уточнить межскважинное пространство.

По результатам моделирования получены дискретные 3D кубы, каждой ячейке было присвоено значение: 0 - не коллектор или 1 - коллектор. Кубы по пласту ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> полностью согласованы со скважинными данными (рисунок 1.4).

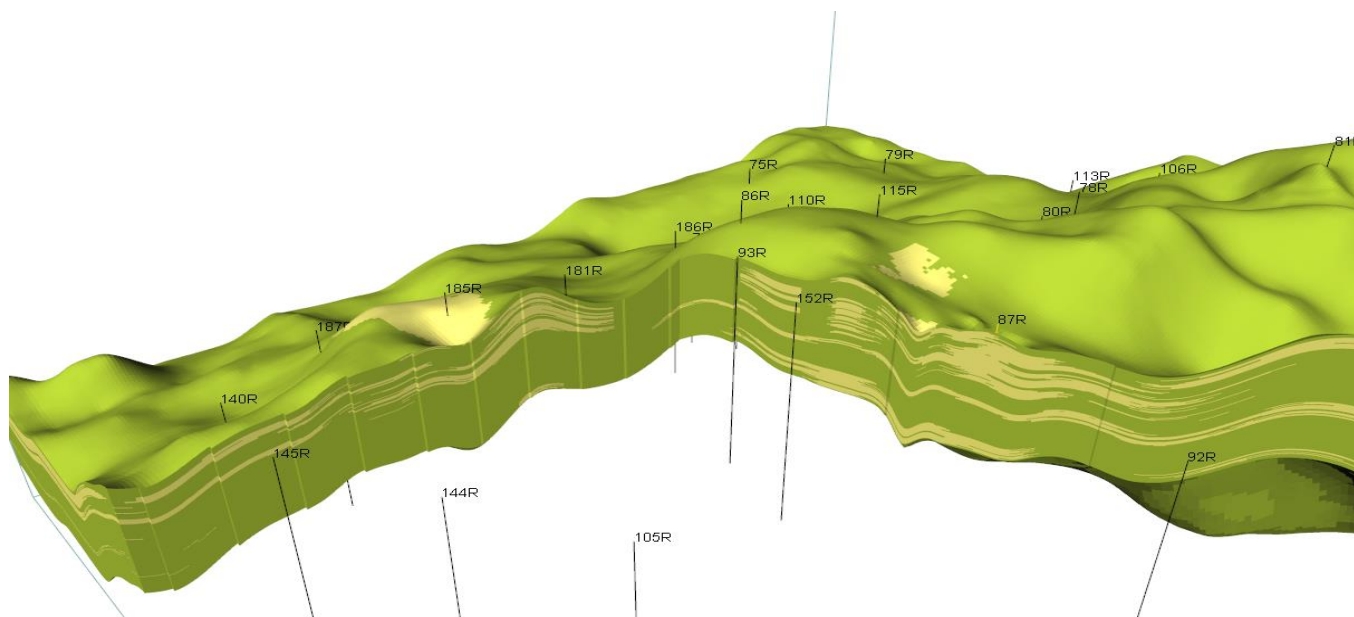


Рисунок 1.4 - Фрагмент куба литологии по продуктивному пласту ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> Лас-Еганского нефтяного месторождения

Выделение коллекторов производилось по прямым (положительные приращения на МКЗ, наличие глинистой корки по данным ДС, наличие радиального изменения УЭС по зондам ЭК) и косвенным (отрицательная аномалия ПС, низкие показания на кривой гамма-каротажа (ГК)) качественным признакам при наличии полного комплекса ГИС.

В скважинах эксплуатационного фонда для выделения коллекторов используются количественные критерии, которые устанавливаются статистическим и корреляционным способами. Из геофизических параметров в качестве количественного критерия выделения коллекторов наиболее эффективно применение граничного значения относительной амплитуды ПС ( $\alpha_{ПС,гран.}$ ).

Опыт разработки месторождений Нижневартовского района показал, что поровый тип коллектора отдает флюид при  $\alpha_{ПС} \geq 0,4$  и является «сухим»  $\alpha_{ПС} < 0,3$ .

Используя эти данные, зависимость  $\alpha_{ПС} = f(K_{пор})$  для пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> представлена на рисунке 1.5.

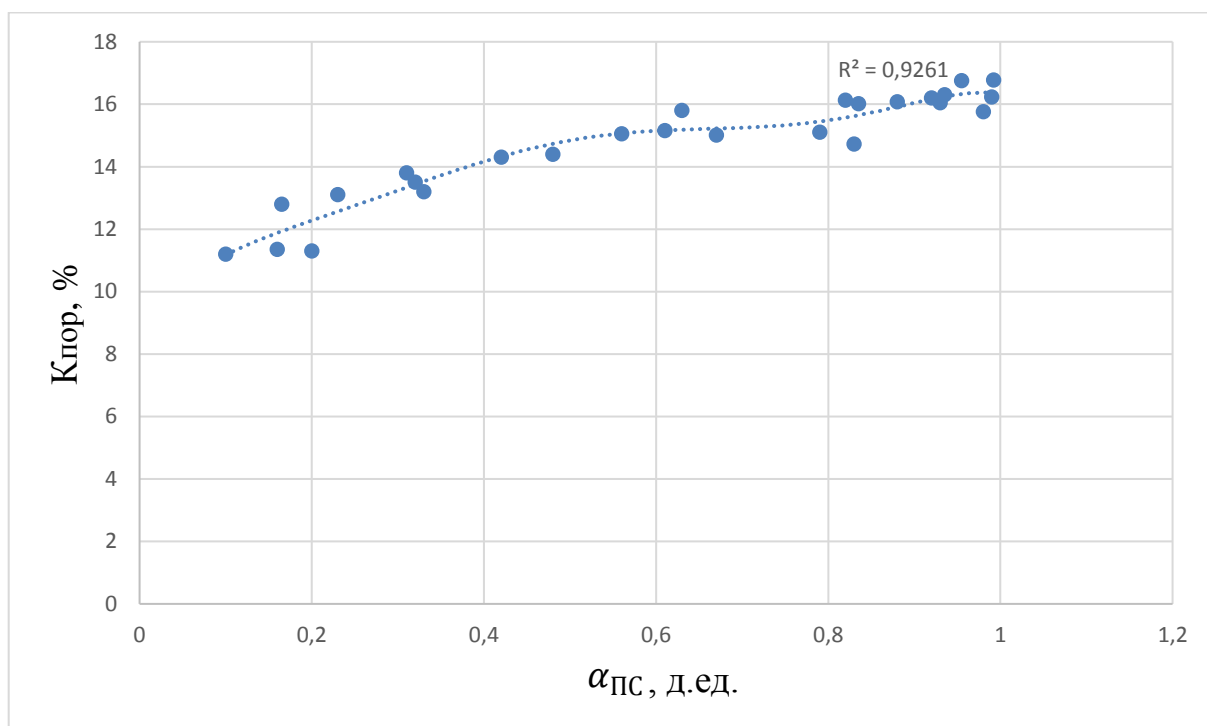


Рисунок 1.5 - Корреляционное сопоставление коэффициента пористости коллекторов пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> с относительным параметром ПС

Построение куба пористости проводилось на основе литологической модели продуктивного пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> Лас-Еганского месторождения с помощью инструмента интерполяции «Petrophysicalmodelling». Использование этого метода позволяет задать условие соответствия данных куба входным данным РИГИС, а также получить при интерполяции распределение параметра, близкое к нормальному.

Итоговые кубы пористости были получены путем интерполяции осредненных на сетку скважинных данных. Интерполяция проведена одним и тем же алгоритмом для всех пластов, подобранным таким образом, чтобы рассчитываемый параметр соответствовал геологическим представлениям о характере его возможных изменений, и расчетом охватывалось максимальное количество ячеек.

Кубы проницаемости коллекторов пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> Лас-Еганского месторождения строились с учетом куба пористости с использованием геофизической зависимости  $K_{np} = f(K_{пор})$ :

- для пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>

$$K_{np} = 5 \cdot 10^{-5} \cdot e^{0,75 \cdot K_{nop}}, \text{ при } K_{np}^{kp} = 0,73 \text{ мД.}$$

На заключительном этапе построения куба проницаемости была проведена привязка по скважинным данным с заданием веса на них.

Для определения нижних пределов фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> строились парные корреляционные зависимости типа «керна-керна». В связи с недостаточным объемом данных по замерам на образцах керна остаточной нефтенасыщенности в качестве дополнительной информации были привлечены результаты экспериментов по вытеснению на образцах керна с соседних месторождений.

Куб нефтенасыщенности рассчитывался с использованием функциональной зависимости от пористости и высоты над поверхностью зеркала воды (модель переходной зоны) с учетом веса по скважинным данным. Для учета параметра высоты над уровнем зеркала воды был создан промежуточный куб превышений, в котором все ячейки ниже уровня зеркала воды имеют нулевые значения.

Следует отметить, что наиболее надежным способом определения величин остаточной нефтенасыщенности и коэффициентов вытеснения нефти водой в Западной Сибири является лабораторный метод, проводимый с моделированием пластовых условий на керновом материале изучаемых отложений [62,77].

Величина остаточной нефтенасыщенности породы может быть оценена по следующей формуле:

$$K_{но} = \left(1 - \frac{V_B}{V_H}\right) \cdot 100\% \quad (1.4)$$

где:  $K_{но}$  - коэффициент остаточной нефтенасыщенности, %;  $V_B$ - объем воды в ловушке реторты или аппарате Закса,  $см^3$ ;  $V_H$ - объем пор образца,  $см^3$ .

Коэффициент вытеснения нефти водой определяется по формуле:

$$\beta = \frac{(100 - K_{вс} - K_{но})}{K_{нн}} \quad (1.5)$$

где:  $K_{вс}$  - коэффициент водоудерживающей способности, %;  $K_{нн}$ - начальная нефтенасыщенность, %.



На заключительном этапе построения куба нефтенасыщенности была проведена привязка полученных трендов по скважинным данным внутри нефтенасыщенного объема залежей с заданием веса на данные.

Недостатком проведенных исследований является то, что при этом не учитываются горно-механические свойства пород-коллекторов (виды деформаций) [83].

В то же время эксперименты по определению динамических упругих характеристик горных пород в пластовых условиях проводились на образцах керна продуктивного пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>, насыщенных моделью пластовой воды.

На керне из пласта выполнено 10 экспериментов. Исследования проводились в термобарических условиях при различных значениях пластового давления. Для повышения достоверности результатов измерений и возможности определения явлений гистерезиса каждый образец измерялся при увеличении и уменьшении пластового давления с дискретностью 3-5 МПа, таким образом, на каждом образце упругие динамические характеристики были измерены в 7 точках (по давлению) [48].

Упругие динамические характеристики образца (модуль Юнга, коэффициент Пуассона, модуль сдвига, коэффициент сжимаемости) определяли с использованием связи этих характеристик (для идеальной упругой сплошной среды) со скоростью распространения в образце керна упругих продольных и поперечных волн.

Модуль Юнга ( $E$ ):

$$E = \frac{\delta \cdot V_s^2 \cdot (3 \cdot V_p^2 - 4 \cdot V_s^2)}{(V_p^2 - V_s^2)} = \frac{\delta \cdot (3 \cdot K^2 - 4)}{(K^2 - 1)}, \quad (1.6)$$

где  $K = \frac{V_p}{V_s}$ ;  $\delta$  - плотность водонасыщенной породы;  $V_p$  - скорость продольных волн;

$V_s$  - скорость продольных волн;

Коэффициент Пуассона ( $\nu$ ):

$$\nu = \frac{V_p^2 - 2 \cdot V_s^2}{2 \cdot (V_p^2 - V_s^2)} = \frac{K^2 - 2}{2 \cdot (K^2 - 1)}, \quad (1.7)$$

где  $K = \frac{V_p}{V_s}$ .

Модуль сдвига ( $G$ ):

$$G = \delta \cdot V_s^2 = \frac{E}{2 \cdot (1 + \nu)}. \quad (1.8)$$

Модуль объемного расширения (сжатия) ( $K^*$ ):

$$K^* = \delta \cdot \left( V_p^2 - \frac{4}{3} \cdot V_s^2 \right). \quad (1.9)$$

Коэффициент полной (объемной) сжимаемости ( $\beta$ ):

$$\beta = \frac{1}{K^*}. \quad (1.10)$$

Водородосодержание глин, рассчитанное по компонентному содержанию глинистых минералов в цементе, равно 0,3 с учетом водородосодержания связанной воды следующих глинистых компонентов [67,87,88].

Содержание глинистой компоненты оценивалось по гамма-методу с использованием зависимости относительного параметра  $dJ_{гк}$  от объемной глинистости, определенной по результатам исследования керна продуктивных отложений пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> Лас-Еганского месторождения (рисунок 1.6).

Параметр  $dJ_{гк}$  можно определить в соответствии с выражением

$$dJ_{гк} = \frac{J_{гк}^{ест.}}{J_{гк}^{оп.пл.}}, \quad (1.11)$$

где  $J_{гк}^{ест.}$  - значение естественной радиоактивности в пласте;  $J_{гк}^{оп.пл.}$  - значение естественной радиоактивности в опорном пласте.

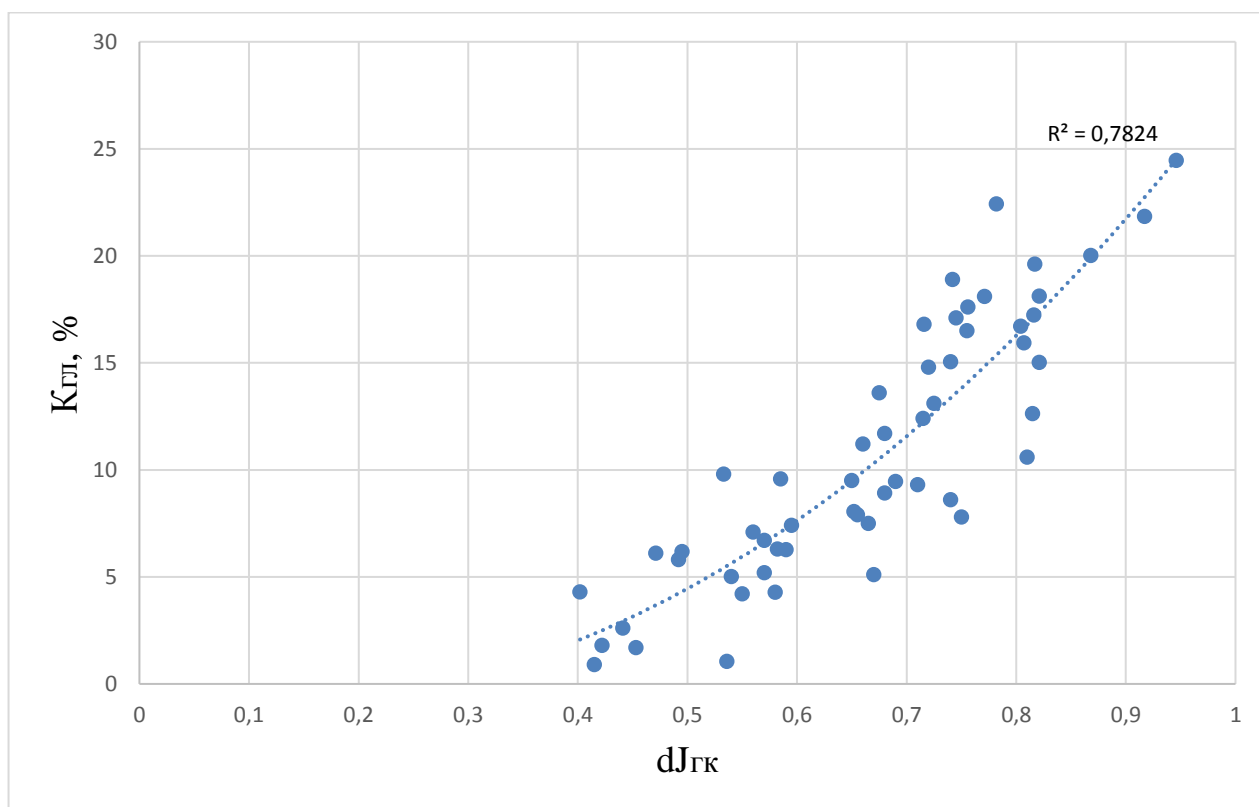


Рисунок 1.6 - Зависимость относительного параметра  $dJ_{ГК}$  от объемной глинистости ( $K_{гл}$ )

На основании сравнительного анализа результатов выполненных экспериментов автором выделены и рассчитаны, соответственно, основные петрофизические и геомеханические характеристики продуктивного пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> (таблица 1.2), а также коэффициенты вариаций (отношение стандарта исследуемой характеристики к ее математическому ожиданию (среднему значению))  $C_v$  показателей физических свойств пород-коллекторов ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> (таблица 1.3), необходимые для последующих аналитических расчетов.

Таблица 1.2 - Основные физические характеристики пород пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>

<b>Характеристика</b>	<b>Значения</b>
Плотность	1100 – 4700 кг/м <sup>3</sup>
Пористость	0,14 – 0,20%
Общая толщина пласта	4,3 – 32,6 м
Эффективная толщина	0,5 – 23,3 м
Нефтенасыщенная толщина	0,4 – 19,3 м
Эффективная нефтенасыщенная толщина	<i>не более 4 м</i>
Коэффициент Пуассона	0,15 – 0,38 м/м
Предел прочности при сжатии	до $5 \cdot 10^8$ Па
Предел прочности при растяжении	до $2 \cdot 10^7$ Па
Проницаемость по площади	$4,72 – 605,69 \cdot 10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>

Таблица 1.3 - Оценка коэффициентов вариации показателей  $C_v$  свойств материалов породы пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>

<b>Показатели свойств породы</b>	$C_v$
Плотность скелета породы	0,01-0,06
Плотность породы	0,03-0,08
Пористость	0,08-0,35
Коэффициент пористости	0,20-0,35
Природная влажность	0,10-0,25
Число пластичности	0,20-0,30
Модуль деформации	0,20-0,50
Динамический модуль упругости	>0,50
Временное сопротивление одноосному сжатию	0,40-0,55

### **Выводы по Главе 1**

1. Изучены основные особенности геологического строения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Проанализирована геологическая структура образований платформенного разреза.

2. Исследована литолого-стратиграфическая характеристика Лас-Еганского нефтяного месторождения, с учетом которой сформирована база геолого-промысловых данных основных петрофизических характеристик пород-коллекторов продуктивного пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>.

## **2. ИССЛЕДОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ, КАК ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ С ПРИЗНАКАМИ НЕОДНОРОДНОСТИ И НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ**

Абсолютное большинство пород-коллекторов месторождений Западной Сибири имеют осадочное происхождение [1,2,96], структуры которых отражают условия накопления осадков (консидементационные) и их последующего преобразования (вторичные). Состав образцов осадочных пород отражают туфовая, аркозовая (с обломками гранитов и их минералов), граувакковая (с обломками основных пород) и другие структуры. К вторичным структурам осадочных пород, отражающим степень преобразования осадочного материала, относятся кристаллическая, волокнистая и другие структуры горных пород [73,74]. Коллекторами нефти и газа являются терригенные породы - пески, алевриты, песчаники, алевролиты и некоторые глинистые породы [15].

В диссертационной работе под структурой породы-коллектора понимается пространственная организация всего вещества породы, характеризующаяся совокупность морфометрических, геометрических и энергетических признаков и определяющаяся составом, количественным соотношением и взаимодействием компонентов породы [19,65,66].

Для современного периода развития нефтяной промышленности характерно осложнение условий разработки нефтяных месторождений, что связано с ухудшением структуры запасов и увеличением доли трудноизвлекаемых запасов [70]. Такое положение - результат двух процессов: вхождение большого числа высокопродуктивных залежей в позднюю стадию разработки, и неблагоприятными качественными характеристиками запасов нефти в новых залежах, вводимых в разработку.

Ухудшающим воздействием на эксплуатационные характеристики нефтедобычи являются группы факторов различной природы - геолого-геофизических особенностей залежи, физико-химических свойств нефти, высокие концентрации абразивных частиц, большое содержание свободного газа и другие характеристики [6,52,71,72].

Рассмотрим совокупность технологических параметров нефтяных месторождений как информационную систему, включающую два уровня исследования геолого-технологических характеристик:

- выходные параметры, которые определяются на поверхности -измерение объемов, извлекаемых из недр нефти, воды и газа;
- глубинные параметры- характеризующие состояние продуктивного пласта, пород-коллекторов и др.

При этом, если выходные параметры могут быть измерены с достаточной точностью, то определение глубинных параметров связано со значительными затруднениями - использованием сложных моделей и программ, большим объемом вычислений и неоднозначностью интерпретаций их результатов.

Это связано с тем, что глубинные параметры не доступны для прямого и непосредственного измерения, что приводит к привлечению методов нечеткой логики и проведению исследования геолого-технологических характеристик в условиях неполноты исходных данных.

На завершающей стадии разработки месторождения или при возникновении осложнений нефтедобычи должен меняться режим эксплуатации в той степени, в которой это продиктовано характером осложнений. Это приводит к возникновению динамического характера нефтедобычи, и применению специальных методов и технологий, которые составляют сложную динамическую комплексную систему воздействий, в которой:

- отдельные элементы (методы и технологии) могут иметь короткий срок осуществления, и должны оперативно сменяться на другие элементы, что обуславливает динамический характер системы воздействий;
- факторы осложнений могут действовать одновременно, усиливая друг друга (бифуркационная зона исследования технологий).

Между тем, объективно существует проблема получения достоверной информации о состоянии пород-коллекторов, а также о других параметрах, которые должны быть учтены при определении технической и экономической эффективности используемых технологий.

При компьютерном 3-D моделировании с целью достоверной оценки состояния пород-коллекторов исследуется информационная система геолого-технологических данных по объекту (продуктивному пласту), включающая анализ и выявление петрофизических зависимостей, лабораторное исследование керна и флюидов и прочее [16].

В России, из числа используемых программных продуктов геолого-гидродинамического моделирования, основными являются Petrel/Eclipse (Schlumberger), Irap/Tempest (Roxar), Stratamodal (Landmark), DV-Geo (ЦГЭ), TimeZYX (группа компаний «Траст»).

В [16] отмечено, что, несмотря на накопленный опыт практического моделирования нефтяных месторождений с использованием мощных гидродинамических продуктов, вопросы оперативного контроля и управления разработкой остаются крайне актуальными.

Рассмотрим возможность применения методов теории вероятности и статистики при изучении проблемы адекватного использования математических методов в прикладной геологии, на примере аналитического описания неоднородности продуктивных пластов [18,29,53].

Под неоднородностью продуктивных пластов понимается свойство нефтяного пласта-коллектора, обусловленное изменением его структурно-фациальных и литологических свойств, оказывающих влияние на движение пластовых жидкостей к забоям скважин (Дементьев Л.Ф., 1982 г).

Постановка вероятностных задач [79], т.е. математическое моделирование случайных явлений, требует корректности при анализе моделируемых процессов, что позволяет построить адекватную математическую модель. Именно эта часть постановки вероятностных задач вызывает наибольшие трудности: какую именно вероятностную модель использовать в данной задаче, какие вероятностные характеристики являются в этой задаче определяющими и т.п.

Следовательно, вероятностные модели целесообразно разделить на две группы [55,69] (рисунок 2.1):



- математическая модель, в которой однозначно прослеживаются законы распределения случайных величин - теоретико-вероятностная модель;
- математическая модель, в которой законы распределения случайных величин точно не прослеживаются - статистическая модель.



Рисунок 2.1 - Классификация вероятностных моделей

Тогда исследование изменения структуры пород-коллекторов методами теории вероятности и статистики целесообразно начать с выбора закона распределения зависимых величин.

Исходя из центральной предельной теоремы в теории вероятностей [18]: сумма достаточно большого количества слабо зависимых случайных величин, имеющих примерно одинаковые масштабы (ни одно из слагаемых не доминирует, не вносит в сумму определяющего вклада), имеет распределение, близкое к нормальному, - целесообразно принять нормальный закон распределения (распределение Гаусса).

Для проверки экспериментальных данных (статистической выборки) на соответствие нормальному распределению используются методы проверки гипотез [79,102].

## **2.1 Исследование структуры пород-коллекторов в условиях неопределенности**

Среди методов исследования структуры пород-коллекторов наибольшее распространение получили подходы, описывающие их напряженно-деформированное состояние пород с использованием численных методов, математического моделирования и методов электромагнитного зондирования [17,65].

Процесс деформации пород-коллекторов вплоть до их разрушения приводит к пескопроявлению, обрушению стенок скважины, диффузионно-осмотическим явлениям и катионно-ионным обменным процессам; сужению ствола скважины в интервалах залегания глинистых пород [27,56,58].

Под деформацией пород-коллекторов подразумевается изменение их размеров и формы под действием естественных статических нагрузок (горное давление) и механического нагружения (Горная энциклопедия, 1984 г).

Для прогнозирования разрушения необходимо иметь представление о закономерностях (фазах) развития массивных деформаций пород-коллекторов, основными из которых являются

- порода в устойчивом состоянии;
- порода в предразрушающей области;
- порода в стадии разрушения.

В [81] рассмотрены закономерности деформации пород-коллекторов в предразрушающей области. Дилатансия пород при их разрушении обусловлена двумя причинами: образованием субмикроскопических трещин и перемещением смежных поверхностей макроразрывов сплошности относительно друг друга [92]. Показано, что прогнозирование разрушения образцов пород-коллекторов основывается на использовании в качестве долгосрочного предвестника разрушения порога дилатансии; в качестве среднесрочного предвестника разрушения - момент формирования периодической мезотрещинной структуры; в качестве краткосрочного предвестника разрушения - момент начала

перераспределения деформационных реверсивных деформаций образца, что обусловлено началом развития в нем макроразрыва.

В [63] установлено, что при разрушении пород-коллекторов наряду с величиной силового воздействия большое значение имеет и фактор его длительности. С увеличением времени действия импульса воздействия, скорость деформации падает, как и предел прочности пород на растяжение, а также предел текучести.

В [17] исследованы породы в состоянии сильного сжатия, при котором в них возникают и развиваются дефектно-деформационные диссипативные мезотрещинные структуры (ДМС):

- на начальных этапах нагружения приращения объемных деформаций достигают максимума и постепенно уменьшаются до достижения порога дилатансии по всем точкам измерения;

- затем происходит разделение участков деформирования на те, где объем продолжает увеличиваться значительно интенсивнее, чем на предыдущих стадиях нагружения, и где объем пород начинает, напротив, уменьшаться - формирование дефектно деформационной структуры и обусловлен локализацией новообразованных мезодефектов в очаговой области;

- развитие дефектно-деформационной мезоструктуры;

- в дальнейшем имеет место непродолжительный период стабилизации, за которым следует этап подготовки макроразрыва, завершающийся скачкообразной сменой знака приращения объемных деформаций во всех частях структуры. После этого происходит макроразрушение.

Порода-коллектор может быть представлена как совокупность трех пространственных систем: скелета из твердых частиц породы (породообразующего материала); поровое пространство, конфигурация которого построена по принципу исключения из общего объема породы той части объема, который занят скелетом из твердых частиц; системы пространственных связей, придающих породе свойства физического тела.

Рассмотрим качественное описание статистической модели порового коллектора:

- начальный этап соответствует физической модели порового коллектора [30,57], представленной поликристаллическим телом, в котором вакансии (точечные дефекты в породе) распределены по объему случайным образом;

- динамические факторы описывают тенденции развития дефектной структуры пород-коллекторов в результате комплекса эксплуатационных воздействий (обводнения, волновых и механических нагрузок, и др.).

Устойчивость структуры породы-коллектора имеет свои пределы, и при определенных условиях наступает объемная деформация, а в предельном случае - разрушение породы. При достижении предела (дезинтеграции) фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород имеют место быть обратимые изменения, а затем следуют необратимые. В этом случае при падении пластового давления вокруг эксплуатационной скважины формируется зона с определенным радиусом, внутри которого происходят необратимые изменения [64,68]. По своей сути они соответствуют «зонам дезинтеграции» - чем больше снижается пластовое давление, тем больше радиус такой зоны. С учетом факторов физико-химического взаимодействия в породах-коллекторах [49,50] возникают линейные дефекты - трещины, что приводит к объемным деформациям порового коллектора (рисунок 2.2).



Рисунок 2.2 - Поровый коллектор

Связь между частицами породы-коллектора осуществляется с помощью соединительных композиций, причем плотность композиций меняется в зависимости от вида породы.

Разрушение породы-коллектора при обводнении происходит в результате двух основных независимых процессов - вымывания связки из узлов (внутрипластовая суффозия), и адсорбционного понижения прочности (эффект Ребиндера).

В соответствии с классификацией Ребиндера П.А. горные породы относятся к дисперсным системам с фазовыми контактами [20,76]. Вопросы строения горных пород-коллекторов рассмотрены в работах зарубежных и отечественных ученых Терцаги К., Дарси, Герсеванова Н.М, Флорина В.А., Цытовича Н.А., Зарецкого, Ю.К. Ломбардо В.Н., Вялова С. С., Вознесенского Е.А., Алексева С.И., Маслова Н.Н., Ухова С.Б., Тер-Мартirosяна В.В., Котяхов Ф.И., Ханин А.А., Мирзаджанзаде А.Х., Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И., Ягафаров А.К. и др. Для моделирования песчаных коллекторов необходимо остановиться на описании общих представлений о видах пород и их свойствах [22-24].

В таблице 2.1 приведена классификация коллекторов нефти и газа по Ф.И. Котяхову [26].

Таблица 2.1 - Классификация коллекторов нефти и газа по Ф.И. Котяхову

Тип коллектора	Критерий классификации
Трещиноватый	$S_g = 1, m_k = 0$
Кавернозный	$S_g = 1, m_m = 0$
Кавернозно-трещиноватый	$S_g = 1, N_{ук} > N_{ум}$
Трещинно-кавернозный	$S_g = 1, N_{ум} > N_{ук}$
Поровый	$m_k = 0, m_m = 0, S_g = 1$ или $m_n \gg m_k + m_m, N_{ун} \gg N_{ук} + N_{ум}$
Трещинно-поровый	$S_g < 1, N_{ум} > N_{ун}, m_k = 0$
Порово-трещинный	$S_g < 1, N_{ун} > N_{ум}, m_k = 0$
Порово-кавернозный	$S_g < 1, N_{ун} > N_{ук}, m_m = 0$
Кавернозно-поровый	$S_g < 1, N_{ук} > N_{ун}, m_m = 0$
Кавернозно-трещиновато-поровый	$S_g < 1, N_{ук} > N_{ун} + N_{ум}$
Порово-трещиновато-кавернозный	
Трещиновато-пористо-кавернозный	

$S_g$  - содержание капиллярно-связанной воды;  $m_k, m_m, m_n$  - коэффициенты кавернозности, трещиноватости и пористости;  $N_{ун}, N_{ук}, N_{ум}$  - извлекаемые запасы нефти в порах, кавернах и трещинах.

Система пространственных связей породы имеет основополагающее значение при ее описании. В частности, при исследовании структуры пород-коллекторов в стадии разрушения характер связывания частиц имеет принципиальное значение [61,75]. Сравнивая организацию пространственной системы связи между частицами в глинистой породе и песчанике можно отметить, что в глинистых породах система связи имеет более плотный и насыщенный характер благодаря присутствию в связывающем веществе коллоидной компоненты [25,27].

Модель порового коллектора (рисунок 2.2) может быть адаптирована к условиям эксплуатации месторождения в процессе выработки запасов нефти.

В результате длительной работы в прискважинной зоне пласта под действием комплекса факторов состояние пород-коллекторов значительно меняется, что приводит к перераспределению напряжений, изменению фильтрационных характеристик пласта и другим процессам, приводящим к таким осложнениям как обрушение породы [5,7].

Тогда процессы обратимых и необратимых деформаций в породах-коллекторах можно интерпретировать как ступенчатые и накопленные изменения их структуры, вызванные движением вакансий в объеме породы [30,40].

Порода-коллектор может быть описана в терминах капиллярно-поровой системы, работоспособность которой зависит от характера деформаций, в результате которых происходит последовательное монотонное нарушение в структуре породы вплоть до ее разрушения на протяжении всей эксплуатации скважины.

Вместе с тем, в некоторых случаях, допустимо и оправданно использование методов и технологий по упрочнению породы прискважинной зоны пласта (рисунок 2.3 (Слева)) с помощью химических композиций [82]. Постоянный цикл нагружения и разгрузки объема породы приводит к понижению предела ее прочности, - т.е. происходит объемная деформация породы (дилатансия), даже не достигая предела ее прочности.

*Ступенчатые деформации* (предложен автором диссертационной работы термин «ступенчатая» деформация) обусловлены возникновением и развитием микротрещин преимущественно в зонах пониженной прочности поровых коллекторов (рисунок 2.3 (Слева)), которые также зависят от температуры, петрофизических характеристик пласта, в частности влажности.

По мере эксплуатации скважины происходит качественный переход ко всем более опасным нарушениям в структуре породы вплоть до достижения критического уровня ее состояния (пунктиром показана сглаженная линия - тренд изменения предела прочности породы при изменении петрофизических характеристик пласта).

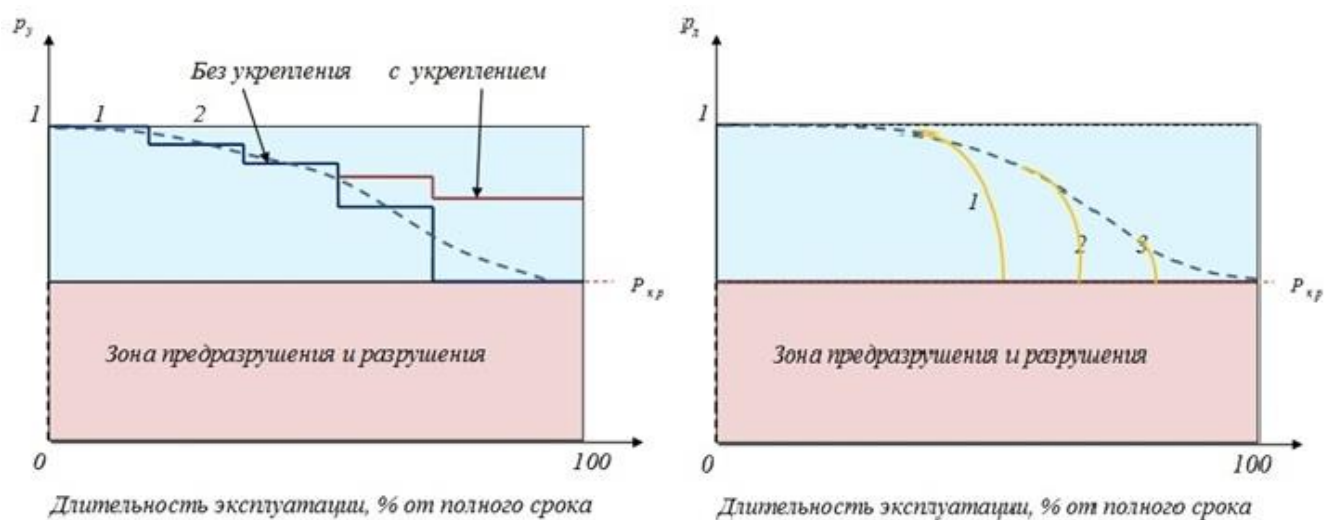


Рисунок 2.3 - (Слева) - модель ступенчатой деформации породы; (Справа) - модель лавинной (усталостной) деформации породы; обозначения:

$P_y$  - вероятность сохранения устойчивости породы;

$P_{кр}$  - критический уровень устойчивости

*Лавинная деформации породы* (рисунок 2.3 (справа), предложен автором диссертационной работы термин «лавинная» деформация) отличается от ступенчатой деформации тем, что принимается в расчет фактор физико-химического воздействия - эффект адсорбционного понижения прочности породы в результате воздействия активных веществ (эффект Ребиндера).

Следует отметить, что различают внешний и внутренний эффекты Ребиндера: внешний эффект вызывается адсорбцией веществ на внешней поверхности деформируемого тела, а внутренний возникает в результате адсорбции пластовой жидкости на поверхности дефектов внутри породы. Следовательно, представленная *модель лавинной деформации породы* соответствует внешнему эффекту Ребиндера.

В условиях адаптации модели к условиям месторождений в завершающей стадии эксплуатации можно сказать, что модель лавинной деформации породы (внутренний эффект Ребиндера) представляет собой постепенный механизм ее изменения, когда на структуру породы воздействует вещество - пластовая жидкость, вызывающее эффект адсорбционного понижения прочности и лавинный процесс диспергирования породы [32].

Лавинная деформация имеет внезапный характер и возможна в разные моменты эксплуатации скважины. Траектория падения устойчивости структуры породы (линии 1,2,3, рисунок 2.3 (Справа)) имеет резкий характер, что соответствует механизму быстрого вымывания цементирующего вещества (суффозия) из узлов породы в результате воздействия пластовой жидкости [30].

Тогда процесс объемной деформации породы-коллектора в процессе эксплуатации скважины может быть описан следующим образом: на начальной стадии эксплуатации скважины породы-коллекторы обладают устойчивой структурой; по мере дальнейшей эксплуатации скважины, в результате эффекта адсорбционного понижения прочности породы, вызванного воздействием пластовой жидкости, в коллекторах накапливаются и развиваются дефекты лавинного характера (в процессе движения вакансий в общем объеме породы), что приводит к возрастанию вероятности начала объемной деформации (начало дилатансии).

Следует отметить, что вероятность возникновения эффекта адсорбционного понижения прочности обусловлена комплексом причин - плотностью и пористостью породы-коллектора, фильтрационными характеристиками породы, степенью ее консолидации, химическим составом цементирующего материала в



узлах породы и активностью пластовой воды по отношению к нему, а также рядом иных факторов, подробное описание которых *выходит за рамки настоящего исследования*.

С учетом вышеизложенного, сформируем статистическую модель изменения структуры пород-коллекторов, описываемую методами теории вероятностей с учетом интенсивности развития эффекта дилатансии - от устойчивого исходного состояния до разрушения.

Автором предложено, что характеристика нормального распределения прочностных характеристик пород-коллекторов как дисперсия может служить мерой степени их неоднородности - чем выше ширина распределения, тем выше степень неоднородности коллектора. При этом параметры распределения будут отличаться для разных характеристик породы (например, плотность, пористость, влажность, проницаемость и др.), из чего следует, что степень неоднородности должна быть привязана к определенной характеристике.

Принцип дисперсионного анализа состоит в выделении и оценке отдельных факторов, вызывающих неоднородность (вариацию) выходного параметра на составляющие, обусловленные независимыми входными факторами, их взаимодействиями и неучтенными случайными причинами - определение характера и степени неоднородности породы-коллектора по совокупности прочностных параметров (характеристик) [40].

Пусть при изменении фактора  $X$  получили результаты наблюдений  $y_1, y_2, \dots, y_n$ , которые удовлетворяют перечисленным выше требованиям.

Для несмещенной (исправленной) оценки дисперсии выходного параметра  $Y$  можно записать:

$$S_y^2 = \frac{1}{n-1} \cdot \sum_{j=1}^n (y_j - \bar{y})^2 \quad (2.1)$$

При разработке статистических теорий прочности пространственных твердых тел используется концепция наислабейшего звена, предложенная Вейбуллом [102].

В применении к породе-коллектору концепция наислабейшего звена означает, что порода мысленно разбивается на локальные участки с разным уровнем дефектности, и принимается, что разрушение породы начинается с самого слабого звена - чем выше вероятность нахождения слабой звена, тем более вероятно разрушение породы. При этом, возникновение в породе слабой звена - результат сочетания случайных факторов.

Если факторы независимы друг от друга, тогда обозначив  $P_i$  - вероятность по  $i$ -му фактору возникновения слабой звена, запишем для нормального распределения прочностных характеристик коллекторов следующее:

$$P_i = \frac{1}{\sigma_i \cdot \sqrt{2\pi}} \cdot \int_0^{x_i} e^{\left[-\frac{(x-\mu)}{2\sigma_i^2}\right]} dx \quad (2.2)$$

где  $\mu, \sigma$  - параметры вероятностного распределения, физически конкретные значения которых могут быть связаны с выбором шкалы измерения, при этом  $\mu$  - коэффициент сдвига (математическое ожидание (среднее значение), медиана или мода распределения),  $\sigma_i > 0$  - коэффициент масштаба (среднеквадратичное отклонение),  $x_i$ - параметр отсечения по  $i$ -му фактору.

Вероятность сохранения деформационно-пространственной стабильности по  $i$ -му фактору (с учетом (2.2)) будет представлена следующим образом:

$$r_i = 1 - P_i, \quad (2.3)$$

$$r_i = 1 - \frac{1}{\sigma_i \cdot \sqrt{2\pi}} \cdot \int_0^{x_i} e^{\left[-\frac{(x-\mu)}{2\sigma_i^2}\right]} dx. \quad (2.4)$$

Тогда полная вероятность сохранения деформационно-пространственной устойчивости коллекторов к объемным деформациям будет следующей:

$$r_n = \prod_{i=1}^n r_i, \quad (2.5)$$

$$R_n = \prod_{i=1}^n \left[ 1 - \frac{1}{\sigma_i \cdot \sqrt{2\pi}} \cdot \int_0^{x_i} e^{\left[-\frac{(x-\mu)}{2\sigma_i^2}\right]} dx \right]. \quad (2.6)$$

Соотношение (2.6) представляет собой нижнюю оценку полной вероятности сохранения деформационно-пространственной устойчивости структуры породы-

коллектора. Из (2.5) и (2.6) следует, что для обеспечения деформационно-пространственной устойчивости структуры коллектора необходимо иметь минимальную вероятность возникновения слабейшего звена по каждой отдельной прочностной характеристике. Не выполнение этого условия хотя бы по одной прочностной характеристике приведет в невозможности обеспечения требуемого уровня деформационно-пространственной устойчивости структуры коллектора и, как следствие, - началу объемных деформаций (началу дилатансии).

Тогда полная вероятность начала объемных деформаций может быть определена следующим образом:

$$P_n = \sum_{i=1}^n \left\{ 1 - \prod_{i=1}^n \left[ 1 - \frac{1}{\sigma_i \cdot \sqrt{2\pi}} \cdot \int_0^{x_i} e^{\left[ \frac{(x-\mu)}{2\sigma_i^2} \right]} dx \right] \right\}. \quad (2.7)$$

Практическое использование выражений (2.1-2.7) для оценки вероятности объемной деформации породы-коллектора предполагает получение экспериментальных данных по каждому фактору (параметру), построение частотных распределений и вычисление их параметров - дисперсии и смещения.

*На данном этапе исследования* имеет смысл сделать ряд обобщений по фактору дисперсии прочностных свойств породы-коллектора.

Виды проявления неоднородности пород-коллекторов - по плотности, пористости, проницаемости, влажности, структуре и микроструктуре, химическому составу, физико-химическим характеристикам и другим параметрам - многообразны и сложны для детального описания. Анализ степени неоднородности коллекторов с помощью определения дисперсий показателей и характеристик пород можно считать основой для прогнозирования состояния ее структурных параметров при объемной деформации.

Вместе с тем, разработка алгоритмов расчета параметров пород-коллекторов представляет собой самостоятельную проблему, решение которой *выходит за рамки настоящего исследования.*

**Выводы по Главе 2**

1. Исследована неоднородность пород-коллекторов на базе методов теории вероятностей и математической статистики.
2. Представлен вероятностный подход к исследованию изменения структуры пород-коллекторов, на базе которого разработаны аналитические соотношения прочностных параметров коллекторов для оценки объемной деформации (прогнозирование начала дилатансии).

### **3. ВЕРОЯТНОСТНО-СТАТИСТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ОБЪЕМНОЙ ДЕФОРМАЦИИ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА ЮВ<sub>1</sub> ЛАС-ЕГАНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

С учетом вышеизложенного (Главы 1,2), выведем аналитические соотношения прочностных параметров пород-коллекторов с учетом факторов физико-химического воздействия на продуктивный пласт. Для этого необходимо детализировать статистическую природу модели исследуемых коллекторов и слагающих их породообразующих минералов с цементирующим веществом (для Западной Сибири, основные – каолинит, хлорит, гидрослюда).

Статистическая природа модели коллектора состоит в том, что вакансии в объеме горной породе распределены случайным образом: вероятность возникновения локальных зон адсорбционного ослабления породы - случайное событие. Тогда процесс изучения неоднородности низшего порядка по дискретной сети наблюдений может проявляться как случайная или неслучайная изменчивость свойства - доля наблюдаемой неслучайной изменчивости растет с уменьшением расстояния между соседними наблюдениями за счет соответствующего уменьшения доли случайной изменчивости и, наоборот.

Следует отметить, что при моделировании строения пород-коллекторов вариативность их прочностных характеристик не принимается во внимание, что может вносить существенные ошибки в результаты расчетов [51,54].

Кроме того, данные расчеты получены на базе таких дисциплин как механика сплошной среды, физика твердого тела, материаловедение и других наук, при этом указанные методы и расчетные алгоритмы непосредственно переносятся на породы-коллекторы без учета их высоконеоднородной природы.

Неоднородность пород-коллекторов может быть описана на двух уровнях [53]: качественном, когда породы характеризуются признаками отличий по составу, структуре др.; количественном, когда породы-коллекторы характеризуются признаками отличий, определяемых аналитически.

К факторам ослабления породы-коллектора могут быть отнесены [9]:

- прочностные характеристики породы - предел прочности коллектора (на сжатие и растяжение), пористость, параметры пространственных связей и др.;
- показатели, характеризующие степень внешнего воздействия на породу при физико-техническом воздействии, гидродинамическим нагрузкам и др.

Детализируем вероятностные модели объемных деформаций прочностных параметров пород-коллекторов продуктивного пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>.

Выражения (2.1-2.7, Глава 2) получены при допущении, что прочностные характеристики коллектора независимы друг от друга. В то же время автором также исследованы вариации взаимозависимости исследуемых прочностных параметров.

Для примера рассмотрим один из физико-технических факторов - предел прочности породы-коллектора на сжатие  $\delta_{сж}$ , как нормально распределенную величину, которая меняется от нуля до некоторого значения (рисунок 3.1); при этом средневзвешенная прочность породы-коллектора на сжатие составляет  $\delta_{сж-с}$ .

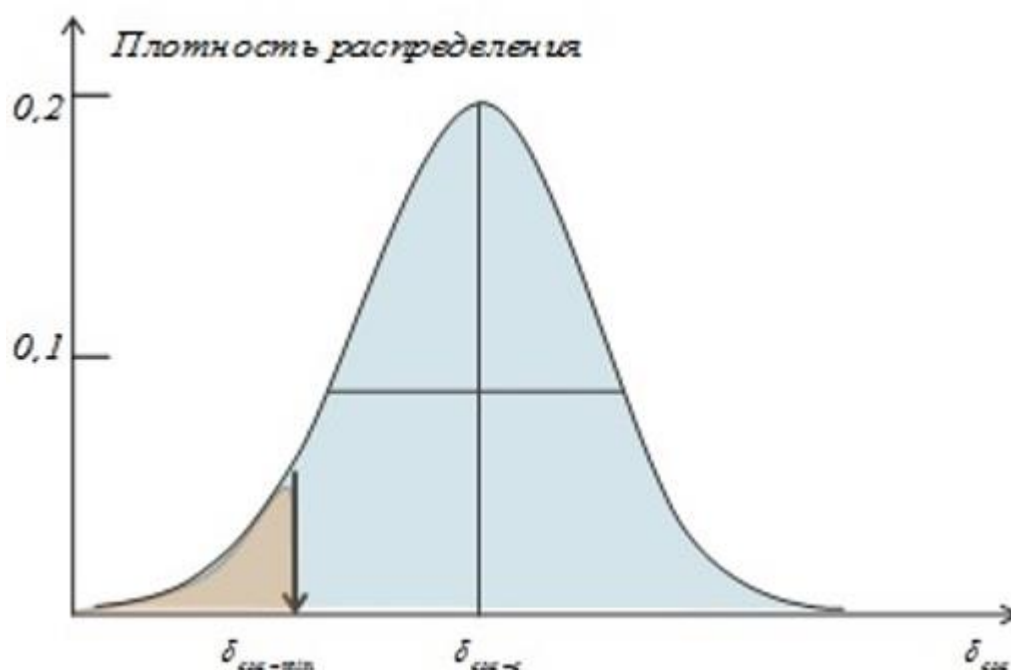


Рисунок 3.1 - Сектор слабосцементированных (локальных) областей породы-коллектора (темный треугольник), представленный на кривой распределения предела прочности породы на сжатие

Существует некоторая минимальная величина прочности породы  $\delta_{сжс-min}$ , испытывающей комплекс нагрузок, ниже которой происходит упругая (обратимая) деформация коллектора. В диапазоне от нуля до  $\delta_{сжс-min}$  лежит сектор слабосцементированных локальных областей породы-коллектора, причем  $\delta_{сжс-min}$  - точка отсечения по прочности породы-коллектора на сжатие - тот уровень нагружения, при котором начинается объемная деформации породы (начало дилатансии).

Чем ближе точка отсечения ( $\delta_{сжс-min}$ ) к центру распределения ( $\delta_{сжс-c}$ ), тем больше площадь сектора слабосцементированных пород-коллекторов и выше вероятность объемной деформации. Аналогичным образом определяются параметры отсечения по другим прочностным характеристикам пород-коллекторов (таблица 1.2). Величина дисперсии распределения некоторого прочностного параметра породы-коллектора имеет принципиальное значение при определении размера зон устойчивости и зон объемных деформаций породы-коллектора.

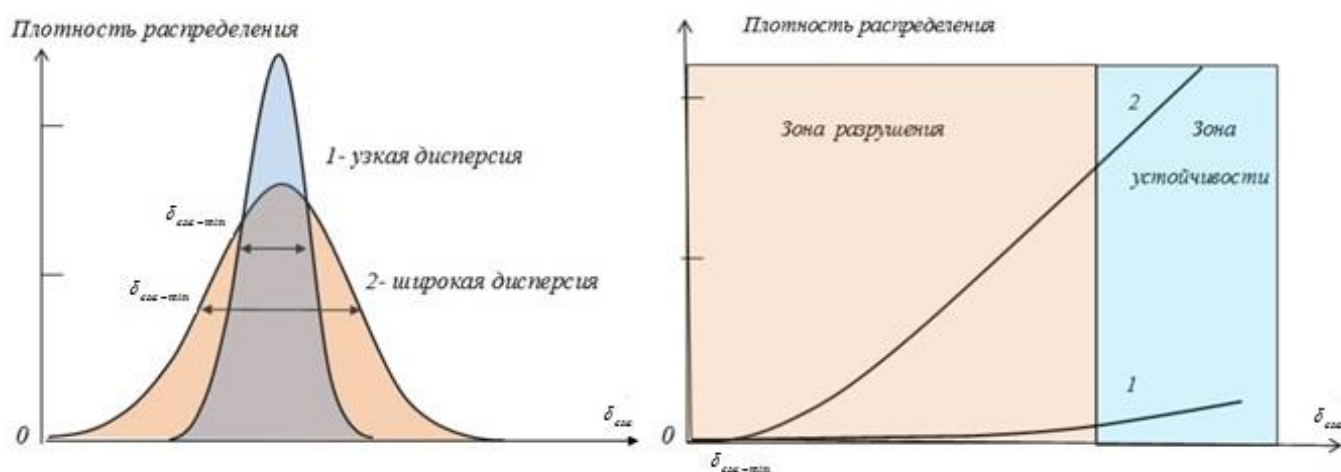


Рисунок 3.2 - (Слева) - Широко- дисперсное и узко- дисперсное распределения прочности породы-коллектора на сжатие  $\delta_{сжс}$

На рисунок 3.2 (слева) показаны узко- и широко дисперсное распределения пределов прочности породы-коллектора на сжатие  $\delta_{сжс}$  при одинаковых математических ожиданиях [32], а на рисунок 3.2 (справа) - сектора слабосцементированных (локальных) областей пород-коллекторов подверженных

разрушению в процессе сжатия  $\delta_{сж}$ . При высокой дисперсии (кривая 1, рисунок 3.2 (слева)) размер зоны объемной деформации много выше, чем при малой дисперсии (кривая 2, рисунок 3.2 (слева)).

Для аналитических оценок зон объемных деформаций пород-коллекторов (зон дилатансии) введем безразмерный параметр  $\alpha$  - относительная вероятность объемной деформации породы-коллектора при достижении индивидуального (для каждого литотипа) предела прочности породы на сжатие

$$\alpha = \frac{p\left(\frac{\mu}{\beta}\right)}{p(\mu)}, \quad (3.1)$$

где  $p(\mu)$  - вероятность в точке  $x = \mu$ ;  $p\left(\frac{\mu}{\beta}\right)$  - вероятность в точке  $x = \frac{\mu}{\beta}$ ;

$\beta$  - параметр смещения предела прочности породы-коллектора, характеризующий его расположение по отношению к общему объему массива (при смене литологического типа коллектора). Для нормального распределения, с учетом соотношения (2.2), формула (3.1) примет вид:

$$\alpha = \frac{\frac{1}{\sigma \cdot \sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\left[\frac{\left(\frac{\mu}{\beta} - \mu\right)^2}{2\sigma^2}\right]}}{\frac{1}{\sigma \cdot \sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\left[\frac{(\mu - \mu)^2}{2\sigma^2}\right]}} = e^{-\frac{\mu^2}{2\sigma^2} \left(\frac{1-\beta}{\beta}\right)^2} \quad (3.2)$$

Ранее (Глава 2) было утверждение, что дисперсия распределения прочностных параметров пород-коллекторов может служить мерой неоднородности породы-коллектора - чем выше ширина распределения, тем выше степень неоднородности. Это положение также может быть раскрыто на примере предела прочности породы на сжатие  $\delta_{сж}$  (рисунок 3.1). Вероятность объемной деформации породы тем выше (вероятность начала дилатансии), чем больше доля слабосцементированной породы в общей ее массе:



$$p_{\delta_{сж-пр}} = \frac{\frac{1}{\sigma \cdot \sqrt{2\pi}} \cdot \int_0^{\delta_{сж-пр}} e^{\left[-\frac{(\delta_{сж}-\mu)^2}{2\sigma^2}\right]} d\delta_{сж}}{\frac{1}{\sigma \cdot \sqrt{2\pi}} \cdot \int_0^{\infty} e^{\left[-\frac{(\delta_{сж}-\mu)^2}{2\sigma^2}\right]} d\delta_{сж}}, \quad (3.3)$$

где  $p_{\delta_{сж-пр}}$  - приведенная вероятность объемной деформации коллектора, определенная по параметру предела прочности породы на сжатие;  $\delta_{сж-пр}$  - минимальная величина предела прочности породы на сжатие.

Соотношение (3.3) представляет собой пропорцию площадей фигур (рисунок 3.1): сектор упругой деформации - слабосцементированные (локальные) области породы-коллектора (темный треугольник) и общая площадь криволинейной фигуры (площадь под кривой распределения параметра  $\delta_{сж}$ ) - зона объемной деформации (зона дилатансии). Поскольку объемная деформация породы-коллектора (при постоянно растущих напряжениях) - это неизбежное явление (вероятность данного события равна 100%), то принимая знаменатель в (3.3) за единицу, запишем:

$$p_{\delta_{сж-пр}} = \frac{1}{\sigma \cdot \sqrt{2\pi}} \cdot \int_0^{\delta_{сж-пр}} e^{\left[-\frac{(\delta_{сж}-\mu)^2}{2\sigma^2}\right]} d\delta_{сж}, \quad (3.4)$$

где  $p_{\delta_{сж-пр}}$  - вероятность объемной деформации коллектора, определенная по параметру предела прочности породы на сжатие.

Для линейной записи выражения (3.4) используем следующую схему в случае узко-дисперсного распределения прочностных параметров пород-коллекторов на сжатие (рисунок 3.2 (Справа), кривая 1)). Площадь «зеленого» треугольника (рисунок 3.3) соответствует вероятности начала объемной деформации коллектора (начало дилатансии).

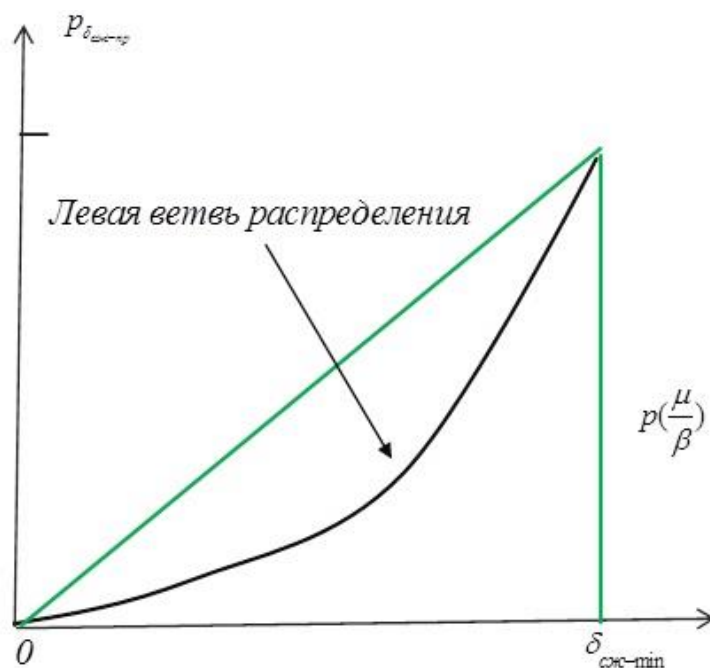


Рисунок 3.3 - Графическая визуализация вероятности начала объемной деформации породы  $p_{\delta_{сж-пр}}$  в случае узко-дисперсного распределения предела прочности коллектора на сжатие

Согласно теореме о площадях треугольников (площадь треугольника равна половине произведения его основания на высоту) и с учетом рисунка 3.3, получаем следующее:

$$p_{\delta_{сж-пр}} = \frac{1}{2} \cdot \delta_{сж-пр} \cdot p\left(\frac{\mu}{\beta}\right) = \frac{1}{2\sigma \cdot \sqrt{2\pi}} \cdot \delta_{сж-пр} \cdot e^{-\left[\frac{\left(\frac{\mu}{\beta} - \mu\right)^2}{2\sigma^2}\right]} \quad (3.5)$$

Соотношение (3.5) представляет собой *верхнюю оценку вероятности начала объемной деформации породы-коллектора*, поскольку площадь «зеленого» треугольника больше площади аналогичного треугольника, в котором гипотенуза представлена ветвью распределения прочностного параметра на сжатие.

Рассмотрим, как изменится зависимость приведенной вероятности начала объемной деформации (начала дилатансии) в случае широко-дисперсного распределения предела прочности на сжатие (рисунок 3.2, кривая 2) при увеличении зоны дисперсии (при росте неоднородности породы) в два раза (как если бы один литотип коллектора сменился на другой с большим уровнем глинизации, рисунок 3.4):

$$\frac{p_{\delta_{сж-пр}}(\sigma)}{p_{\delta_{сж-пр}}(2\sigma)} = \frac{\frac{1}{2\sigma \cdot \sqrt{2\pi}} \cdot \delta_{сж-пр} \cdot e^{-\left[\frac{\left(\frac{\mu}{\beta} - \mu\right)^2}{2\sigma^2}\right]}}{\frac{1}{4\sigma \cdot \sqrt{2\pi}} \cdot \delta_{сж-пр} \cdot e^{-\left[\frac{\left(\frac{\mu}{\beta} - \mu\right)^2}{8\sigma^2}\right]}} = \frac{2 \cdot e^{-\left[\frac{\left(\frac{\mu}{\beta} - \mu\right)^2}{2\sigma^2}\right]}}{e^{-\left[\frac{\left(\frac{\mu}{\beta} - \mu\right)^2}{8\sigma^2}\right]}} = 2 \cdot e^{-\left[\frac{\left(\frac{\mu}{\beta} - \mu\right)^2}{2\sigma^2}\right]^{\frac{3}{4}}} \quad (3.6)$$

где  $p_{\delta_{сж-пр}}(\sigma)$  - приведенная вероятность начала объемных деформаций породы при дисперсии  $\sigma$ ;  $p_{\delta_{сж-пр}}(2\sigma)$  - приведенная вероятность начала объемных деформаций породы при дисперсии  $2\sigma$ .

Зависимость (3.6) немонотонна, но наибольший интерес, в диссертационной работе, представляет часть кривой (рисунок 3.4), когда происходит резкое падение соотношения приведенных вероятностей объемных деформаций коллекторов с ростом дисперсии (зона I). На другой части кривой (зона II) имеет место медленное асимптотическое приближение кривой к постоянной величине. С увеличением дисперсии прочностных параметров породы-коллектора вероятность начала их объемных деформаций быстро возрастает.

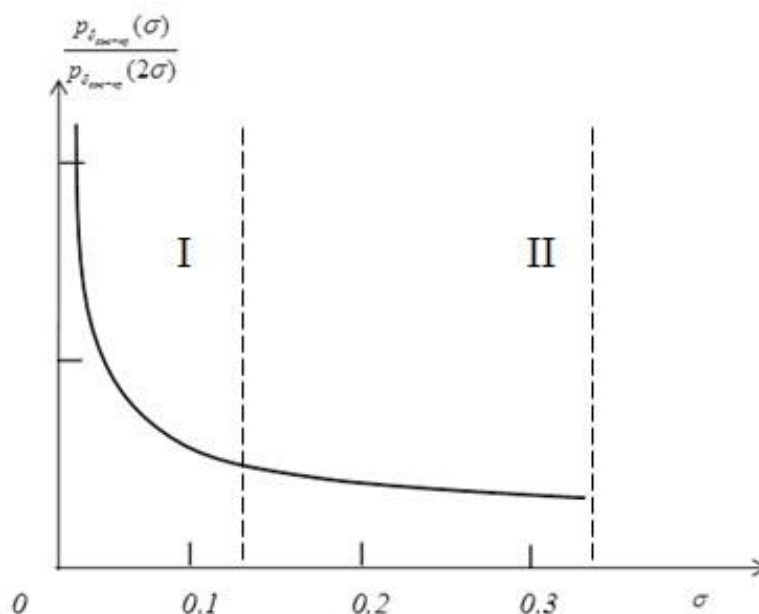


Рисунок 3.4 - Зависимость вероятности начала объемных деформаций породы-коллектора при увеличении дисперсии прочностных параметров в 2 раза (в случае широко-дисперсного распределения)

Полученные закономерности объемных деформаций от степени неоднородности пород-коллекторов могут представлять интерес при математическом моделировании.

Аналогичным способом рассчитываются вероятности начала объемных деформаций коллекторов в случае работы пласта на растяжение.

Следует отметить, что если в расчет принимаются средние прочностные параметры пород-коллекторов, то возможна систематическая ошибка [101], вызванная тем, что горная порода - высоко неоднородная среда, и для корректного усреднения ее параметров необходимо сделать некоторые уточнения.

Для примера рассмотрим подходы к усреднению параметров в работах [21,86,93]. В этих работах исследовали прочность кусочно-неоднородных пород и массивов. Для средневзвешенного усреднения любого показателя свойств зерна (минерала) по всей площади  $a_i$  с весом  $\psi_i$  использовали оператор:

$$\bar{a} = \sum_{i=1}^n a_i \cdot \psi_i. \quad (3.7)$$

Метод средневзвешенного усреднения в случае нормального распределения величины (параметра) приводит к оценкам, соответствующим математическому ожиданию - центру распределения, однако такой подход далеко не всегда оправдан, поскольку один литотип пород сменяет другой и выводить общий тренд изменения прочностных параметров для всех литотипов в целом по пласту - не корректно.

По сути, можно говорить о разработке нового подхода и методах оценивания характеристик пород-коллекторов как неоднородных сред - ***система статистических смещенных оценок параметров пород-коллекторов*** (по автору), в основе которой лежит представление о физико-механических процессах, протекающих в породах в условиях сложного воздействия. Разработанная *система смещенных оценок* расширяет возможности вероятностно-статистической оценки состояния структуры пород-коллекторов за счет использования группы параметров, характеризующих степень их отклонения от математического ожидания в исследуемой выборке.

Иными словами, для каждого литологического типа коллектора, при работе продуктивного пласта на сжатие (растяжение), необходимо оценивать по отдельности прочностные характеристики породы для получения адекватных результатов исследования.

### 3.1 Разработка принципов классификации пород-коллекторов по показателю дифференциальной энтропии

При исследовании неоднородных сред большой интерес представляет использование методов термодинамики как фундаментальной научной дисциплины. Породы-коллекторы - высоко неоднородные геологические системы (Глава 2), при этом степень их неоднородности может быть описана в понятиях «упорядоченность-беспорядочность».

В качестве меры беспорядочности в термодинамике используется термин энтропия [85,91]. Связь энтропии с вероятностью состояний «упорядоченность-беспорядочность» установил Людвиг Больцман [10], а Макс Планк эту связь представил в виде формулы:

$$S = k \cdot \ln(\Omega), \quad (3.8)$$

где константа  $k = 1,38 \cdot 10^{-25}$  Дж/К - постоянной Больцмана, а  $\Omega$  - статистический вес состояния - число возможных микросостояний (способов), с помощью которых можно составить данное макроскопическое состояние.

Этот постулат положил начало статистической механике, которая описывает термодинамические системы [85], используя статистическое поведение составляющих их компонентов. В [91] для определения энтропии  $H$  предложено соотношение:

$$H(p_1, p_2, \dots, p_n) = -\sum_{k=1}^n p_k \cdot \lg p_k, \quad (3.9)$$

где  $\sum_{i=1}^n p_i(A_i) = 1$  - полная система событий  $A_1, A_2, \dots, A_n$  с вероятностями

$p_1(A_1), p_2(A_2), \dots, p_n(A_n)$ .

Следует отметить, что помимо понятия энтропия, как термодинамической характеристики, существует и иные виды ее проявления: дифференциальная, информационная и др.

Автором *диссертационной работы* впервые предложен подход к использованию дифференциальной энтропии для описания неоднородности пород-коллекторов. Изменчивость, например, прочности породы на сжатие (растяжение) в разных масштабах - от микроуровня до массива - ведет к неопределенности этого свойства геологической среды.

При этом смысловое содержание понятия неопределенность включает ряд аспектов - неоднозначность указанного свойства, отсутствие адекватного метода измерения, нечеткость интерпретации результатов измерения и вычисления в случае, если проблемы нечеткости и неоднозначности не решены априори. Таким образом, возникает взаимосвязь надсистемных проявлений прочностных характеристик пород-коллекторов как «неоднородность-неопределенность».

Для определения дифференциальной энтропии, например, для прочности породы на сжатие, как случайной величины, необходимо установить вероятности  $p_1(A_1), p_2(A_2), \dots, p_n(A_n)$  событий  $A_1, A_2, \dots, A_n$ , описывающих состояния исследуемой прочностной характеристики породы-коллектора (рисунок 3.5).

С учетом формулы (2.2) рассмотрим полную систему событий, описываемую нормальным распределением. Разобьем криволинейную фигуру (рисунок 3.5) на два участка - слева и справа от вертикали  $x = \mu$  - определяет предел прочности породы-коллектора на сжатие (растяжение), при достижении которого порода-коллектор начинает разрушаться.

При этом каждый выделенный участок является равновероятным: при постоянно действующем напряжении достигается предел прочности породы на сжатие (растяжение) в точке  $x = \mu$ , за которой происходит постепенное разрушение породы (прочность породы в интервале  $(\mu; 2\mu)$  - необратимая деформация; если действующее напряжение на участок породы не достигает

соответствующего предела прочности на сжатие (растяжение), то имеет место быть обратимая деформация в интервале  $(0; \mu)$ .



Рисунок 3.5 - Симметричные участки под кривой нормального распределения прочности породы на сжатие (или на растяжение)

Тогда

$$p_1 = \frac{1}{\sigma \cdot \sqrt{2\pi}} \cdot \int_0^{\mu} e^{\left[-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}\right]} dx, \quad (3.10)$$

$$p_2 = \frac{1}{\sigma \cdot \sqrt{2\pi}} \cdot \int_{\mu}^{2\mu} e^{\left[-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}\right]} dx. \quad (3.11)$$

Обозначения приведены в (2.2).

Вынося за скобки общее слагаемое  $\frac{1}{\sigma \cdot \sqrt{2\pi}}$  в формулах (3.10-3.11) и с учетом (3.9) дифференциальная энтропия  $H$  может быть представлена следующим образом:

$$H = -\frac{1}{\sigma \cdot \sqrt{2\pi}} \cdot \left\{ \lg \int_0^{\mu} e^{\left[-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}\right]} dx + \lg \int_{\mu}^{2\mu} e^{\left[-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}\right]} dx \right\}, \quad (3.12)$$

где первое слагаемое (в скобках) соответствует проявлению внешнего эффекта Ребиндера, а второе - внутреннему.

Согласно полученному выражению (3.12) дифференциальная энтропия от дисперсии ( $\sigma$ ), выражающей неоднородность пород-коллекторов (Глава 2), имеет зависимость, описываемую сложной функцией, что подчеркивает аналитическую связь между ними, при этом обратный характер в целом сохраняется - чем энтропия меньше, тем выше дисперсия.

Рассматривая поровый коллектор (Глава 2) как совокупность трех пространственных характеристик: скелет из твердых частиц породы; поровый объем; система пространственных связей, придающих породе свойства целостного физического тела, - то всю структурную совокупность продуктивного пласта можно представить, как систему крепко сцементированных и рыхлых пород.

Рыхлые породы не имеют связи между минералами, и характеризуются максимальной разупорядоченностью. Дифференциальная энтропия такой системы должна быть максимальна в сравнении с другими породами.

С точки зрения статистического подхода, рыхлые породы - статистический ансамбль - совокупность очень большого числа одинаковых физических систем множества частиц, находящихся в одинаковых макроскопических состояниях [54]. По мере перехода от рыхлых пород к крепко сцементированным наблюдается возникновение и упрочнение связей между минералами.

В ряде: «рыхлые породы - песчаник - глина» плотность связей в породе увеличивается. Доля глинистого вещества в рыхлых породах минимальна, а в глине - максимальна. При этом тонкие глинистые вещества коллоидного размера (по П.А. Ребиндеру) представляют собой связку между минералами.

Исходя из вышесказанного, дифференциальная энтропия в ряду «рыхлые породы - песчаник - глина» *уменьшается*.

В соответствии с классификацией А.А. Ханина (для пород-коллекторов месторождений Западной Сибири [87-89]) имеем: рыхлые породы -  $\omega = 0 - 0,17$ ; песчаник -  $\omega = 0,17 - 0,5$ ; глина -  $\omega = 0,5 - 1$ , где  $\omega$  - относительная средняя концентрация глинистых коллоидов в породе (каолинит - 0,34, гидрослюда - 0,17, хлорит - 0,33, ССО - 0,13; рисунок 1.7, Глава 1).



Можно отметить, что параметр  $\omega$  - экспериментально определяемая величина, и с его помощью могут быть классифицированы любые породы, например, полимиктовый песчаник, как один из наиболее распространенных коллекторов для Западной Сибири.

### **3.2 Исследование прочностных характеристик литологических типов пород-коллекторов с учетом вероятностно-статистической модели объемной деформации**

Применяемые в настоящее время теории прочности пород-коллекторов не учитывают ряд факторов, такие как температура пласта, физико-химические условия и другие, что не позволяет спрогнозировать поведение работы продуктивного пласта в условиях сжатия (растяжения).

При оценке прочности пород-коллекторов определяется величина критических напряжений, при достижении которой порода разрушается. При этом уровень напряжений для разных пород различный и он является пределом прочности на соответствующие нагрузки (сжатие, растяжение и сдвиг).

Тогда объемная деформация породы является случаем, когда происходит разрыв связей между частицами кристаллической решетки. Наличие мелких трещин, определяемых вакансиями, неоднородностью состава пород, а также областями ослабления - определяет преобладание такого процесса как хрупкое разрушение. В начальной точке роста трещины, напряжения снижаются и перераспределяются на другие точки в кристаллах, где снова возникают микросдвиги, что приводит к объемной деформации породы.

Если распределение вакансий в некотором объеме породы  $V_1$  подчинено нормальному закону распределения (закону Гаусса), а вероятность объемной деформации будет равна  $P(x)$ , тогда вероятность устойчивого состояния структуры породы, объемом  $V$ , который в  $p$  раз больше  $V_1$  составит (с учетом соотношений 2.4-2.6):

$$P^*(x) = (1 - P(x))^p, \quad (3.13)$$

где  $V = V_1 \cdot p$ .

Тогда вероятность объемной деформации породы-коллектора можно выразить следующим образом:

$$P_p(x) = (1 - (1 - P(x))^p). \quad (3.14)$$

Время решения задач исследования большой размерности может стать неприемлемым в реальном масштабе времени. Кроме того, усложнение математической модели требует также увеличения объема исходных данных, передаваемых с начального уровня системы исследования к последующим, что также приводит к росту систематической ошибки (погрешности расчета). Поэтому требуется найти компромисс между исследуемыми характеристиками в зависимости от уровня задач.

Отсюда возникает необходимость разработки подхода, учитывающего неопределенность исходных данных при решении задач многоуровневой оценки геолого-технологических параметров для минимизации погрешности расчетов.

Корректные расчеты могут быть выполнены в двух случаях - либо для независимых друг от друга параметров, либо для параметров с определенным характером зависимости. Однако, как тот, так и другой варианты требуют выполнения отдельных исследований, *далеко выходящих за рамки настоящей работы.*

В связи с тем, было принято иное решение - *выбрать критический параметр* системы исследования и провести численное моделирование по установлению корреляции (увязки различных процессов) между этим параметром и наступлением состояния объемной деформации (дилатансии) и разрушения коллектора.

В качестве критического параметра принята *проницаемость пород*, что обусловлено осложнением напряженного состояния продуктивного пласта процессами фильтрации жидкой фазы через породу-коллектор.

Следует отметить, что важную роль в любом исследовании занимает качество обработки исходной геолого-технологической информации.

С учетом данных таблиц 1.2-1.3 автором предложены модификации схем сглаживания исходных данных в рамках последовательного анализа Вальда, в

результате чего было установлено, что схема сглаживания данных с коэффициентом  $1/10$  (согласно базовой версии метода Вальда) занимает центральное положение среди предложенных схем (рисунок 3.6); в свою очередь, схема с коэффициентом  $1/18$  дает заниженную оценку аппроксимации (на величину 4,6 %), а схема с коэффициентом  $1/23$  - завышенную (на величину 7,2 %) [40].



Рисунок 3.6 - Изменение суммарной информативности исследуемых параметров для схем сглаживания данных с коэффициентами  $1/10$ ,  $1/18$  и  $1/23$

Проанализировав полученные закономерности, предлагаемая поправка нечеткой аппроксимации (для использованных в расчете экспериментальных данных) будет равна среднеарифметическому взвешенному значению уровней завышения и занижения полученных зависимостей, то есть  $\pm 5,1\%$  (таблицы 1.2-1.3, рисунок 3.6).

Предложенные модификации модульно реализованы в программном продукте «WellCalc» [42, Приложение 2], который ориентирован для процедуры сглаживания исходных геолого-технологических данных. Концептуальная схема

работы данного программного продукта (на примере модуля сглаживания данных) представлена на рисунке 3.7.

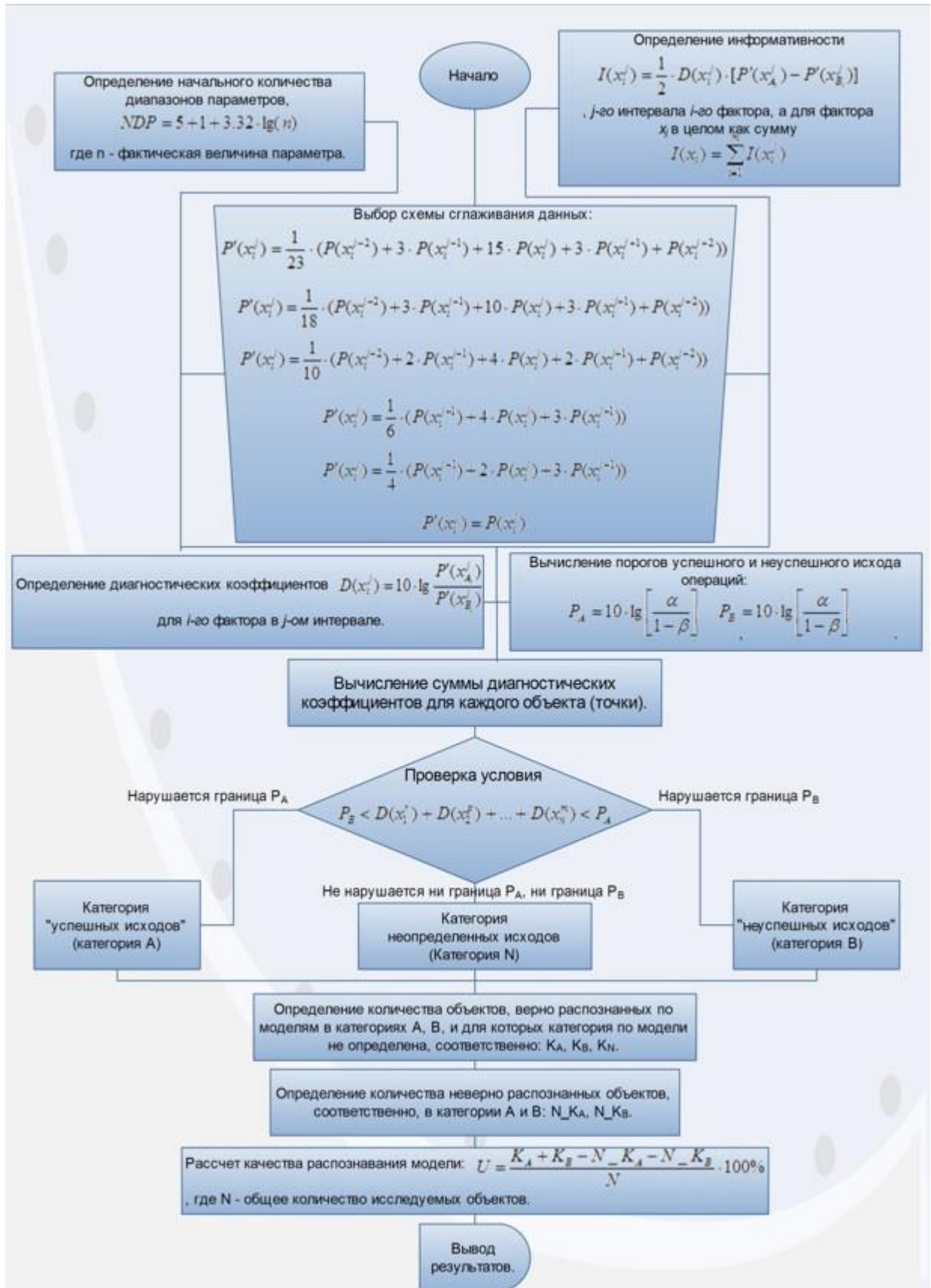


Рисунок 3.7 - Фрагмент работы программного продукта «WellCalc»

Выбор данных коэффициентов выполнен с учетом распределения исходных данных, близкого к нормальному. Качество распознавания математической модели составляет 83% [32,43].

Автором построена геологическая модель продуктивного пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> Лас-Еганского нефтяного месторождения, преимущественно для юго-западного направления (вследствие повышения глинизации данной части пласта). Распределения полей нефтенасыщенности и проницаемости по данному участку пласта, представлены на рисунках 3.8-3.9.

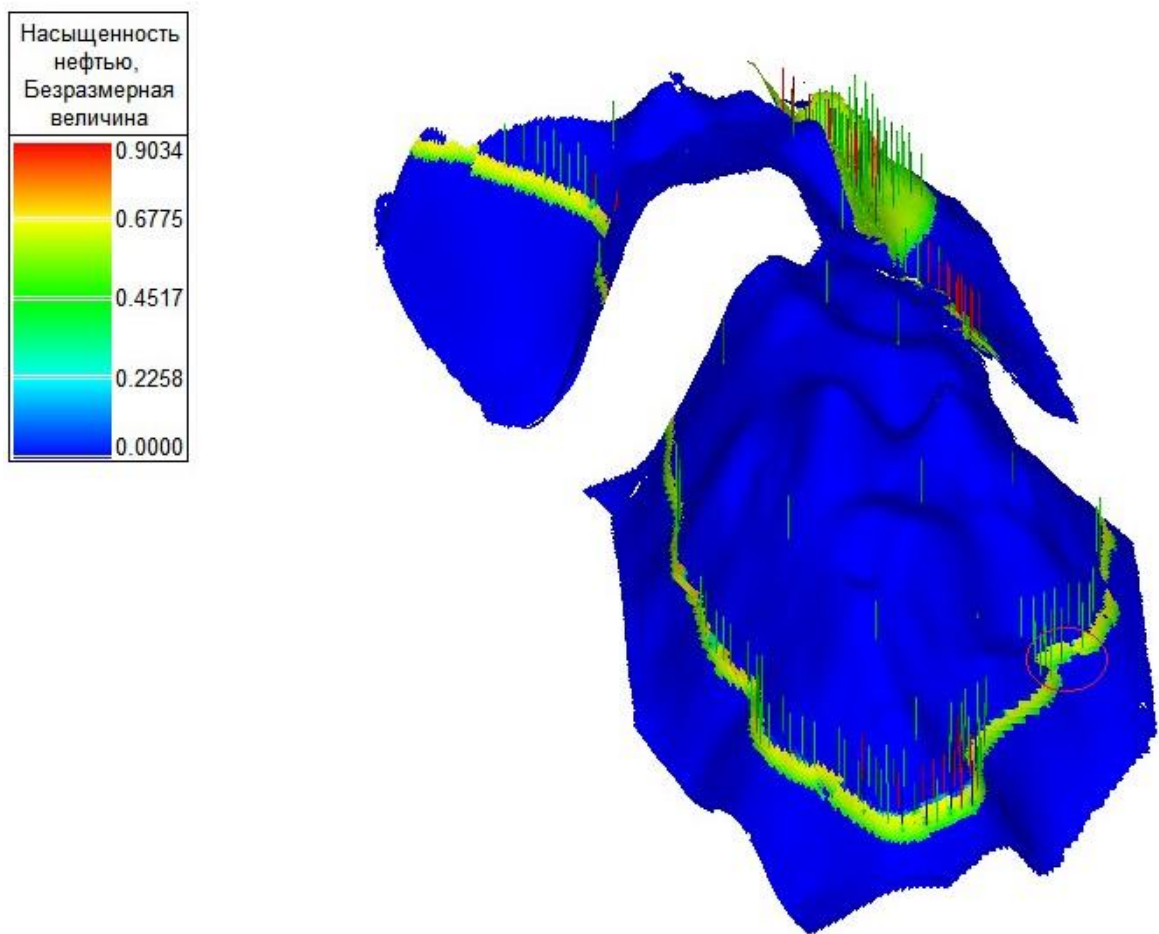


Рисунок 3.8 - Поле нефтенасыщенности пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>

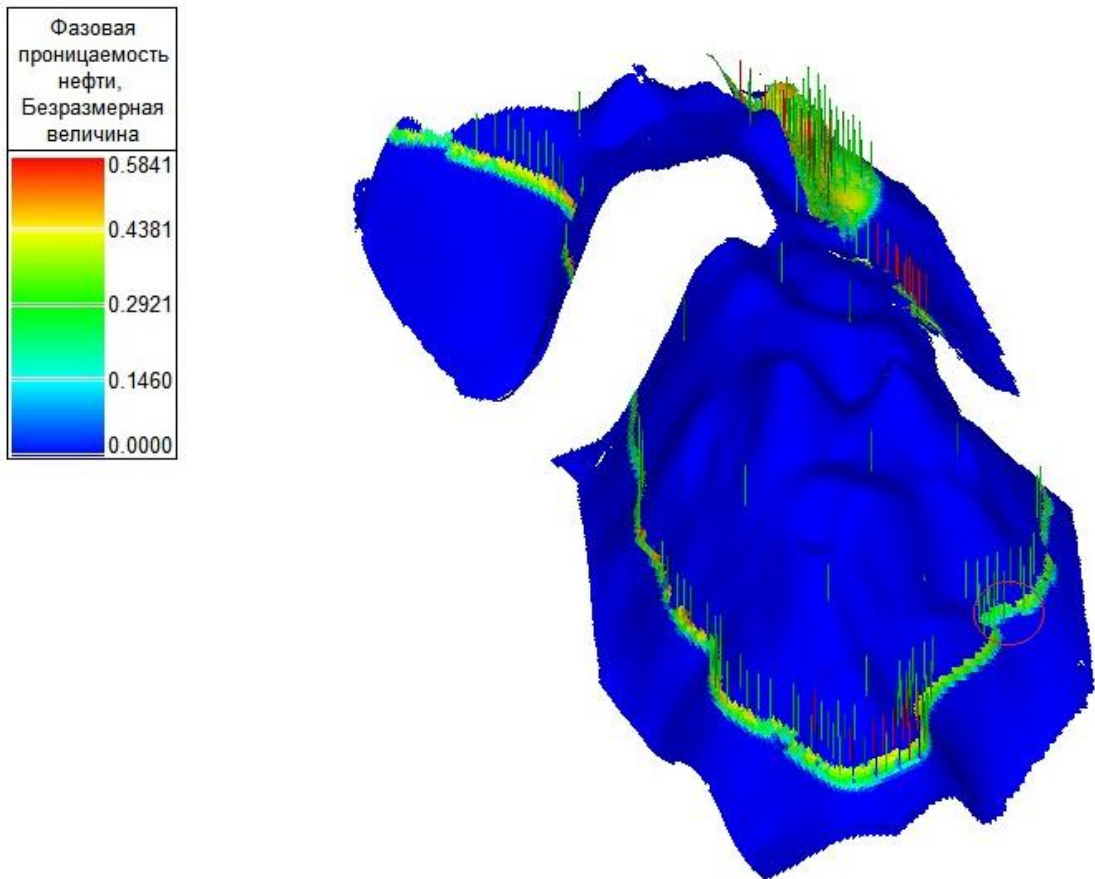


Рисунок 3.9 - Поле проницаемости пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>

Взаимосвязь насыщающих продуктивный пласт флюидов напрямую связана с изменяющимся состоянием внутрипоровой поверхности коллектора, в то время как геофизический параметр собственной поляризации  $\alpha_{пс}$ , размер зерен породообразующего материала, пористость, минералогический состав и содержание глинистой компоненты в цементирующем веществе - определяют фильтрационные свойства пласта [72,73,98].

Согласно классификации А.А. Ханина, для пород-коллекторов месторождений Западной Сибири характерны полимиктовые песчаники и алевролиты с содержанием кварца 20-40%, полевые шпаты 30-50%, слюды - 10%, эффузивы, сланцы и др. - 10-35%; в качестве цементирующего вещества выступают глинистые минералы, содержание которых варьируют в диапазоне 5-40% [50,73].

В.Х. Ахияров (1980 г) выделил граничные значения параметров литологических типов пород, согласно которым нефтяными коллекторами

следует считать породы, значения геофизического параметра  $\alpha_{пс}$  которых изменяются в интервале (0,2-0,4).

Согласно дальнейшим исследованиям в работах А.К. Ягафарова (1984 г), В.К. Федорцова (1986 г) для промышленно-продуктивного комплекса осадочного чехла Западной Сибири можно сделать вывод: на практике разделение пород на литотипы необходимо делать при интерпретации данных ГИС для каждой конкретной скважины.

На основании характеристики литологических типов нефтенасыщенных пород Среднеобской нефтегазоносной области (ФЕС, фракционный состав, содержание глины определены по петрофизическим зависимостям В.Х. Ахиярова и И.Е. Леонтьева, тип и состав цементирующего материала по данным Б.В. Топычканова и В.А. Валова) и с учетом вышеизложенных методик, автором построены следующие аппроксимационные закономерности для геофизических данных продуктивного пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> Лас-Еганского нефтяного месторождения [49,62,87] (рисунок 3.10).

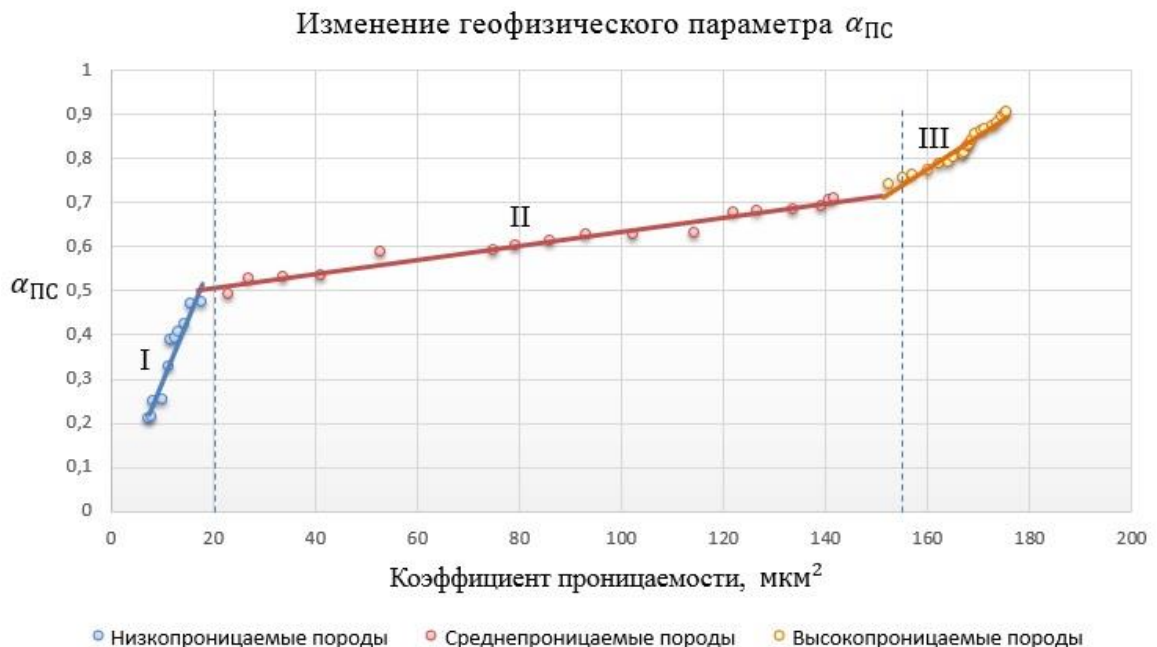


Рисунок 3.10 - Распределение полимиктовых коллекторов Лас-Еганского нефтяного месторождения (продуктивный пласт ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>) на литологические типы (график выполнен автором с учетом исследований Ахиярова В.Х., Ягафарова А.К., Федорцова В.К.)

Следует отметить, что  $\alpha_{пс}$  это комплексный параметр, который коррелируется со многими петрофизическими параметрами пласта.

Согласно выделенными литологическим типам (рисунок 3.10) пород-коллекторов (низкопроницаемые – глинистые алевролиты (I), среднепроницаемые – алевролиты (II), высокопроницаемые – песчаники (III)) следует, что с увеличением содержания глинистой компоненты и, как следствие, уменьшением проницаемости, ее корреляционная связь с параметром собственной поляризации ослабевает. Следовательно, изучение прочностных характеристик для каждого литотипа пород-коллекторов необходимо исследовать отдельно, поскольку пределы прочности на сжатие (растяжение) которых будут различаться.

Предложенный, *автором диссертационной работы*, дальнейший этап оценки пределов прочности пород-коллекторов на сжатие (растяжение) также учитывает кинетическую теорию разрушения С.Н. Журкова, которая построена на том, что разрушение породы не является критическим состоянием геологического тела, поскольку в твердом теле происходит непрерывный процесс накопления повреждений (передвижение вакансий, дислокации), которые приводят к полному его разрушению.

В формулировках закономерностей С.Н. Журкова (формула 3.15) постоянно прослеживается вероятностный исход в зависимости от возникновения неоднородностей достаточного размера. Непрерывно возникающие дефекты в кристаллической решетке минералов уже не распределены по заданному объему породы, а начинают скапливаться (концентраторы напряжений), образуя микроскопические, а затем и макроскопические предпосылки для деформации в образце породы.

Понятие работы, необходимой для разрушения породы-коллектора, противоречит кинетической теории прочности, поскольку по смыслу этой характеристики предполагается, что разрушение протекает во всем объеме образца, а не на перенапряженном участке у развивающейся трещины. Такой механизм разрушения объясняет смысл термина кинетическая теория прочности:



разрушение в напряженной породе-коллекторе является результатом постепенного накопления дефектов макромолекул, что в итоге приводит к разрушению всего объема породы. В этом случае, результаты исследования будут представлены методами математической статистики и теории вероятности с использованием теории дислокаций и реологии.

$$t_p = t_0 \cdot e^{\left(\frac{U_0 - \sigma_p \gamma}{R \cdot T}\right)} \quad (3.15)$$

$t_p$  – время необходимое для развития объемной деформации в породе до ее разрушения для одноосно нагруженного образца;  $t_0 \approx 10^{-13}$  сек – константа, совпадающая по порядку с периодом колебаний атомов и независящая от химического состава и структуры тела;  $U_0$  – энергия активации процесса разрушения, совпадающая для твердых тел с теплотой сублимации;  $\gamma$  – структурно-чувствительный параметр, активационный объем процесса разрушения, зависящий от структуры тела и составляющий несколько атомных объемов;  $T$  – абсолютная температура;  $R = 8,314$  Дж/(моль · К) – газовая постоянная.

Выражение для предела прочности  $\sigma_p$  выражается формулой С.Н. Журкова:

$$\sigma_p = \frac{1}{\gamma} \cdot \left( U_0 - R \cdot T \cdot \ln \frac{t_0}{t_1} \right) \quad (3.16)$$

$t_1$  – константа времени (при сжатии или растяжении), сек.

Формулы (3.15) и (3.16) отражают атомную природу разрушения породы, согласно которой разрушение является закономерно развивающимся процессом, а понятие «предел прочности» является условным, поскольку, меняя температуры и длительность испытания, можно в широком диапазоне изменять величину прочности.

На основании вышеизложенного, для Лас-Еганского нефтяного месторождения продуктивного пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>, автором получены закономерности изменения пределов прочности пород-коллекторов по литотипам при работе продуктивного пласта на сжатие и растяжение [51] (рисунок 3.11).

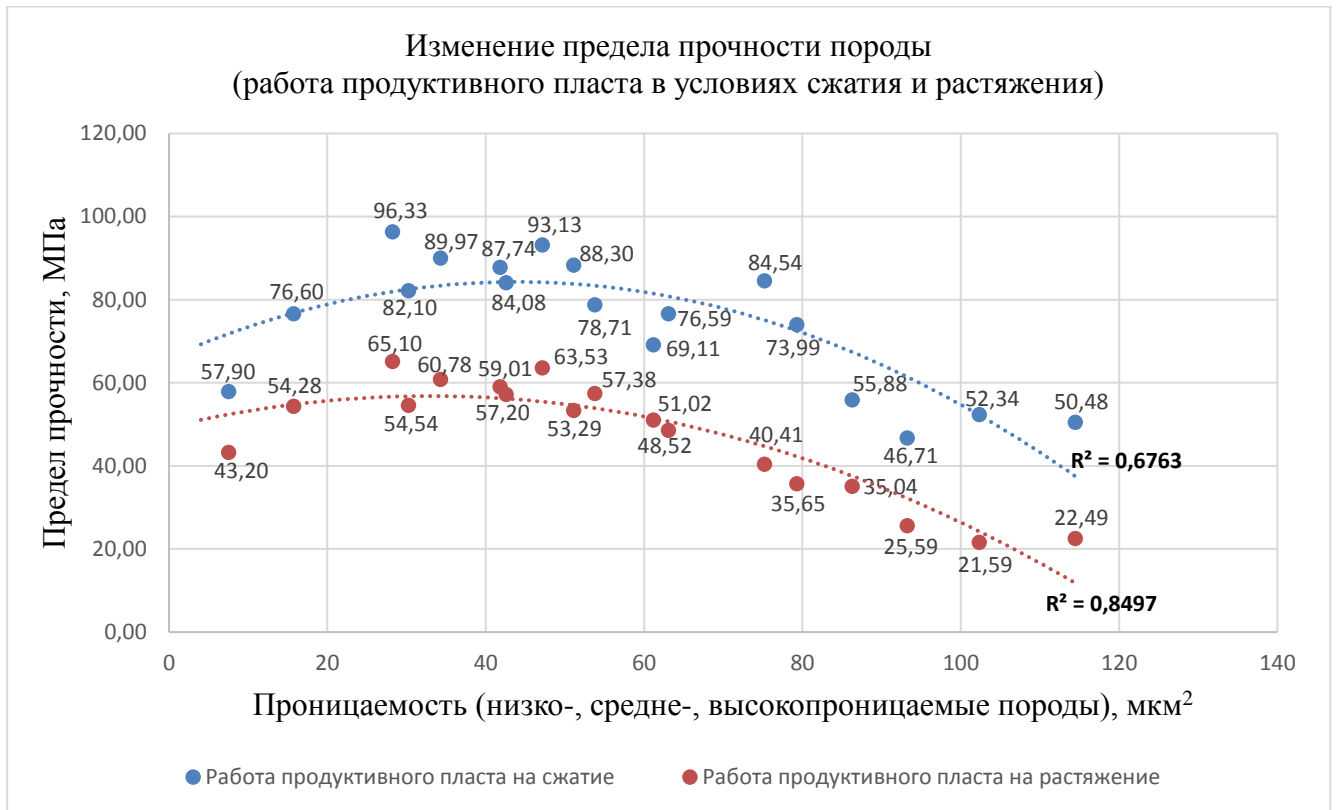


Рисунок 3.11 - Изменение пределов прочности пород-коллекторов продуктивного пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> Лас-Еганского нефтяного месторождения по литотипам

Для пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> минеральный состав цементирующего вещества (глин) преимущественно гидрослюдистый с примесью смешанослойных минералов, каолинита и хлорита.

Согласно методике С.Н. Журкова, автором впервые рассчитано время, необходимое для развития объемных деформаций в породе-коллекторе [50], преимущественно для различных литологических типов (рисунок 3.12).

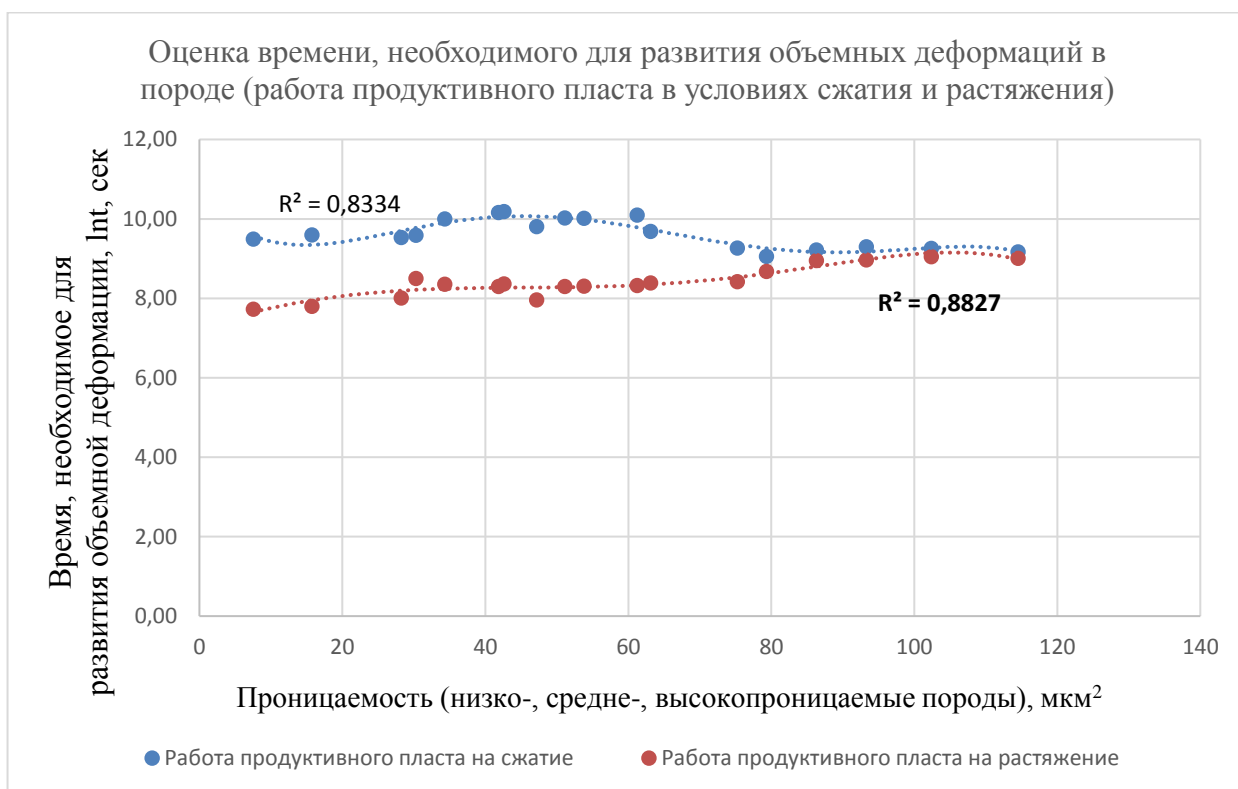


Рисунок 3.12 - Зависимость времени, необходимого для развития объемных деформаций в песчано-глинистых коллекторах от изменения их проницаемостей

Из рисунка 3.12 видно, что значения времени для развития объемных деформаций варьируют в интервале 6,5-8 часов (при переводе логарифма времени (сек) в часы). Полученные закономерности позволяют спрогнозировать предел прочности глинистых пород-коллекторов в различных интервалах действующих напряжений в различных термодинамических условиях.

Продолжая исследование, автором проведена аналогия изменения дифференциальной энтропии (как меры неопределенности изменения геологической структуры коллекторов продуктивного пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>) при изменении поля проницаемости (по литотипам) (рисунок 3.13). Из полученных зависимостей видно, что при переходе от низко- к высокопроницаемым породам, уровень дифференциальной энтропии увеличивается, что объясняется уменьшением глинистой компоненты между зёрнами породообразующего минерала, что повышает вероятность неконтролируемого поведения породы вследствие изменения влияющих на нее термодинамических характеристик.

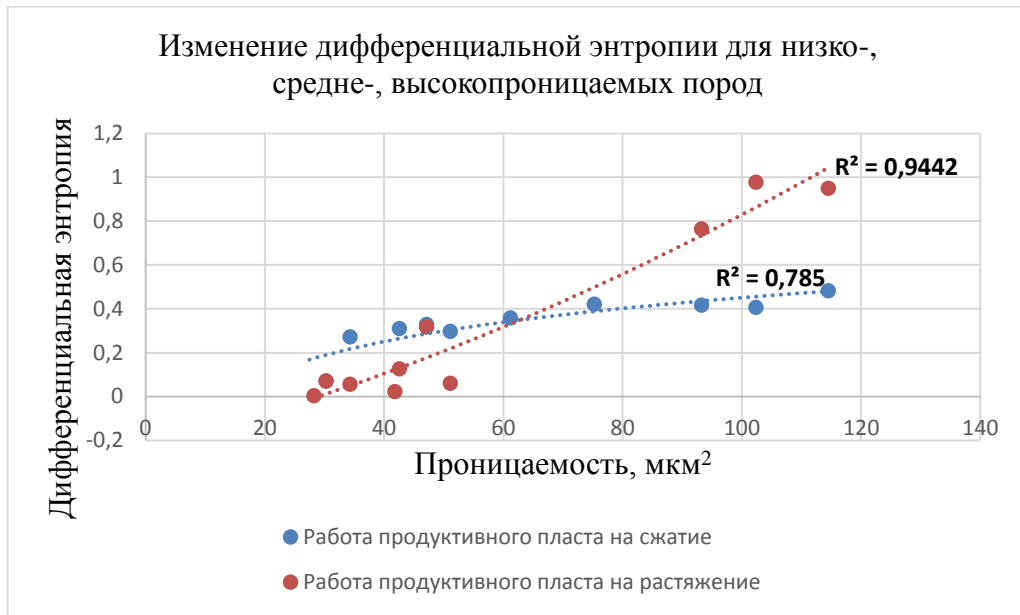


Рисунок 3.13 - Изменение дифференциальной энтропии по литотипам

Следующим этапом исследования, является вероятностная оценка разрушения пород-коллекторов для рассчитанных пределов прочности по каждому литотипу (по автору) продуктивного пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> Лас-Еганского нефтяного месторождения при его работе на сжатие и растяжение (рисунки 3.14-3.19) с учетом разработанных аналитических соотношений прочностных параметров пород-коллекторов в процессе объемной деформации (дилатансии).

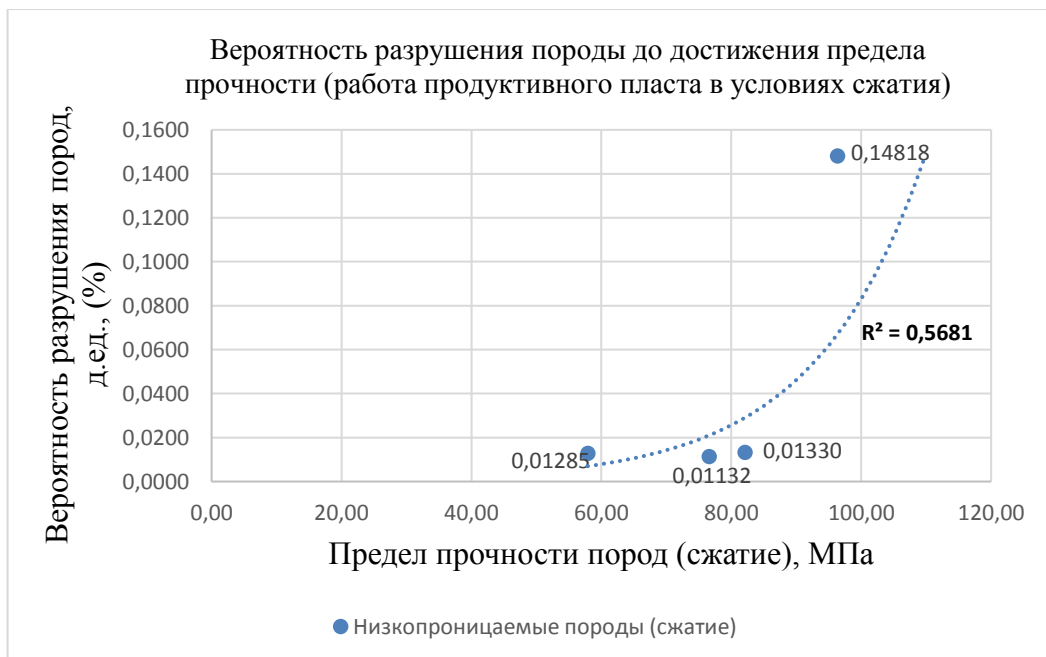


Рисунок 3.14 - Вероятность разрушения низкопроницаемых коллекторов при работе продуктивного пласта в условиях сжатия [51]

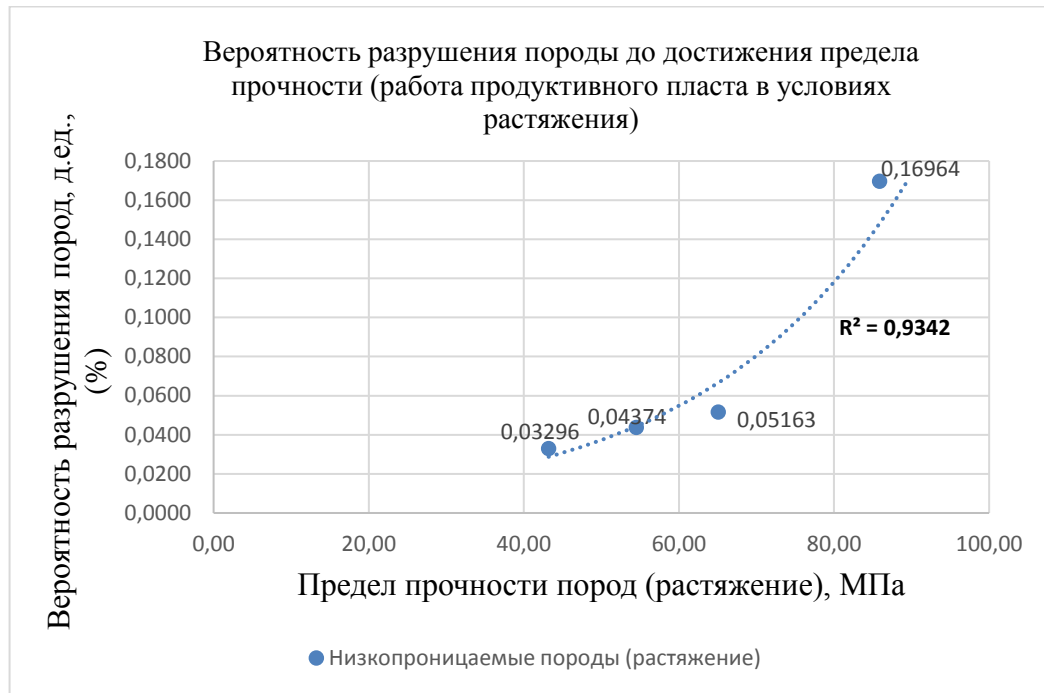


Рисунок 3.15 - Вероятность разрушения низкопроницаемых коллекторов при работе продуктивного пласта в условиях растяжения [51]

Данные закономерности соответствуют стадии допредельного деформирования, когда происходит закрытие структурных дефектов и выделяются линейные (упругие) участки деформирования. При переходе к средне- и высокопроницаемым коллекторам происходит образование микротрещиноватости, что соответствует запредельной стадии деформирования (стадия разупрочнения породы).

При переходе к среднепроницаемым коллекторам, для соответствующих пределов прочности, происходит динамическое разрушение породы, сопровождаемое разлетом ее частей – хрупкое разрушение (пластическая зона не наблюдается).

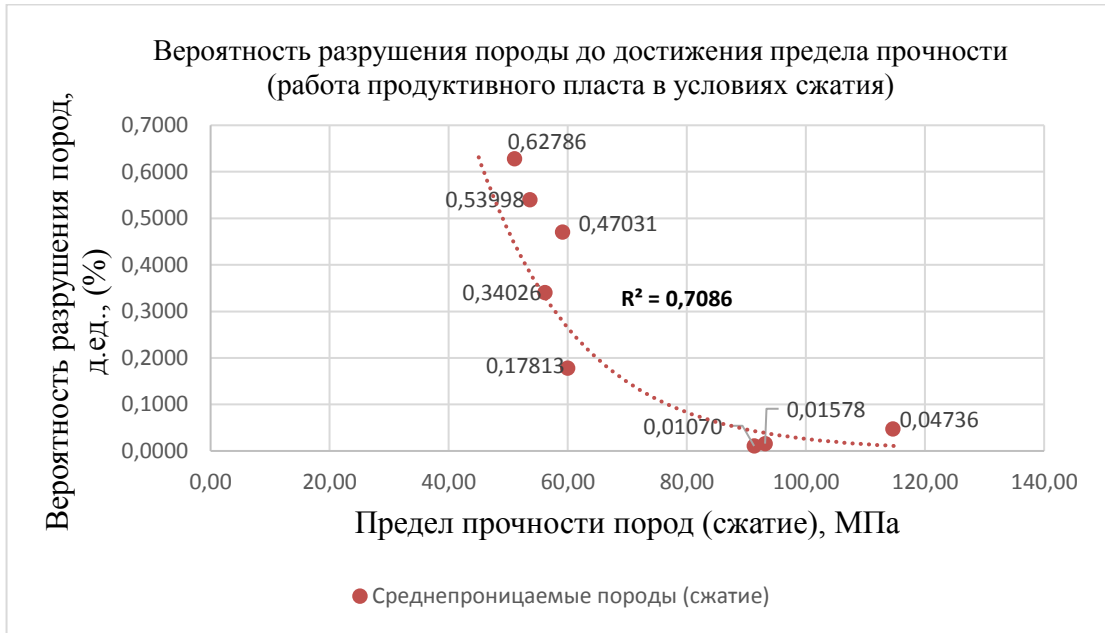


Рисунок 3.16 - Вероятность разрушения среднепроницаемых коллекторов при работе продуктивного пласта в условиях сжатия [51]

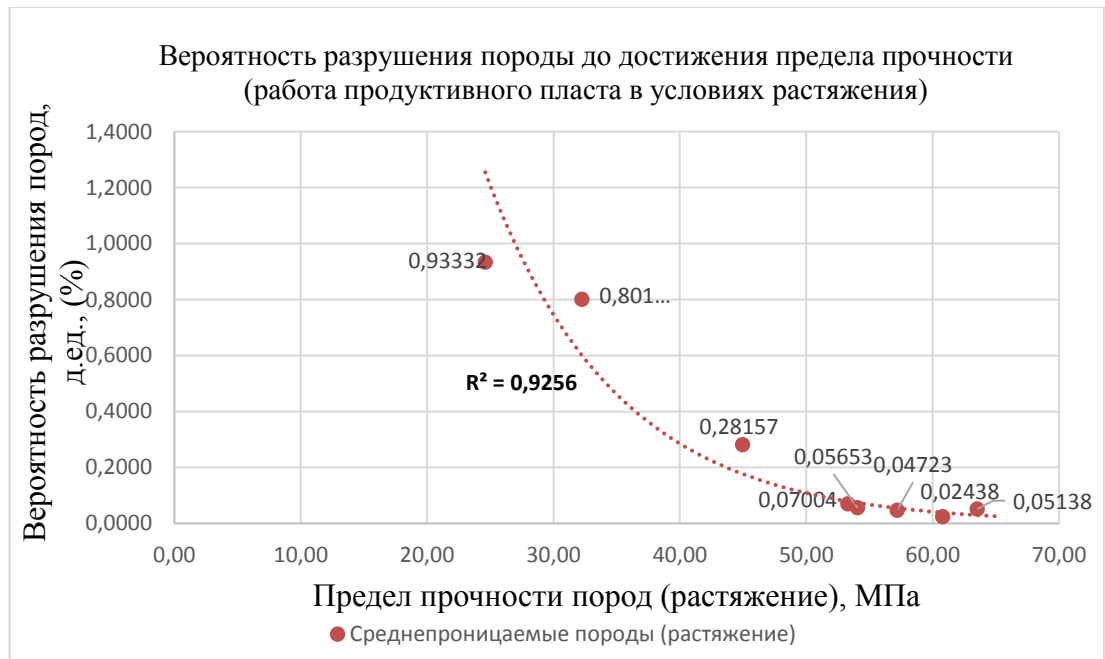


Рисунок 3.17 - Вероятность разрушения среднепроницаемых коллекторов при работе продуктивного пласта в условиях растяжения [51]

Для высокопроницаемых коллекторов наблюдается значительное снижение грузонесущей способности. При этом наблюдается секущий модуль спада, проходящий через предел прочности в запредельной стадии деформирования и касательный модуль спада (модуль хрупкого разрушения) - касательная на более крутом участке в запредельной стадии деформирования.

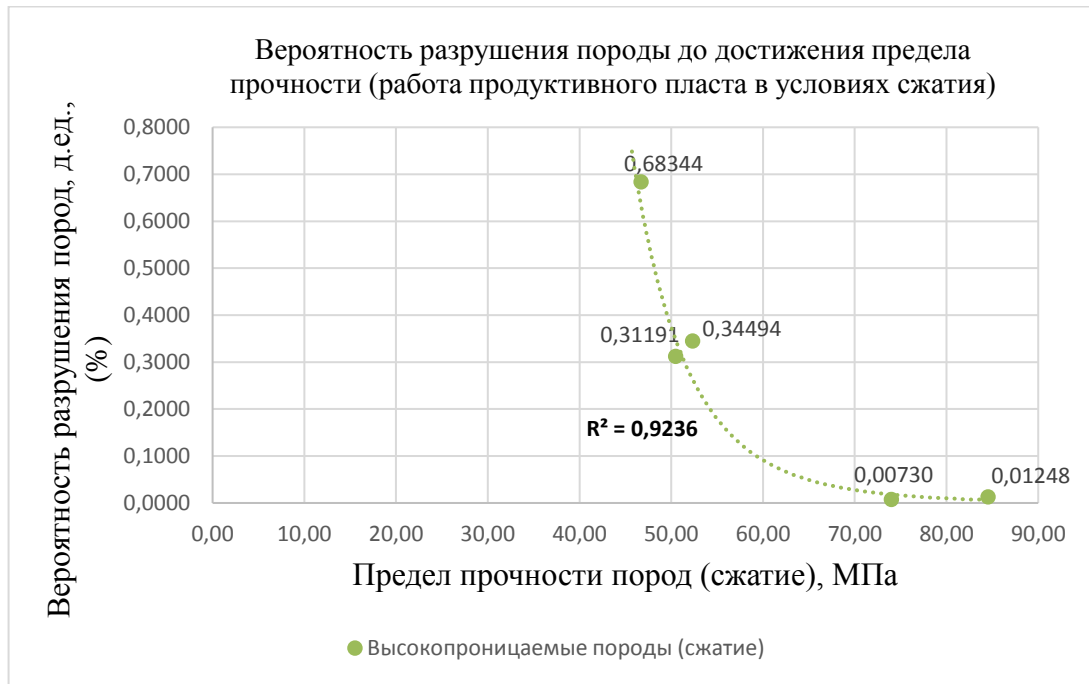


Рисунок 3.18 - Вероятность разрушения высокопроницаемых коллекторов при работе продуктивного пласта в условиях сжатия [51]

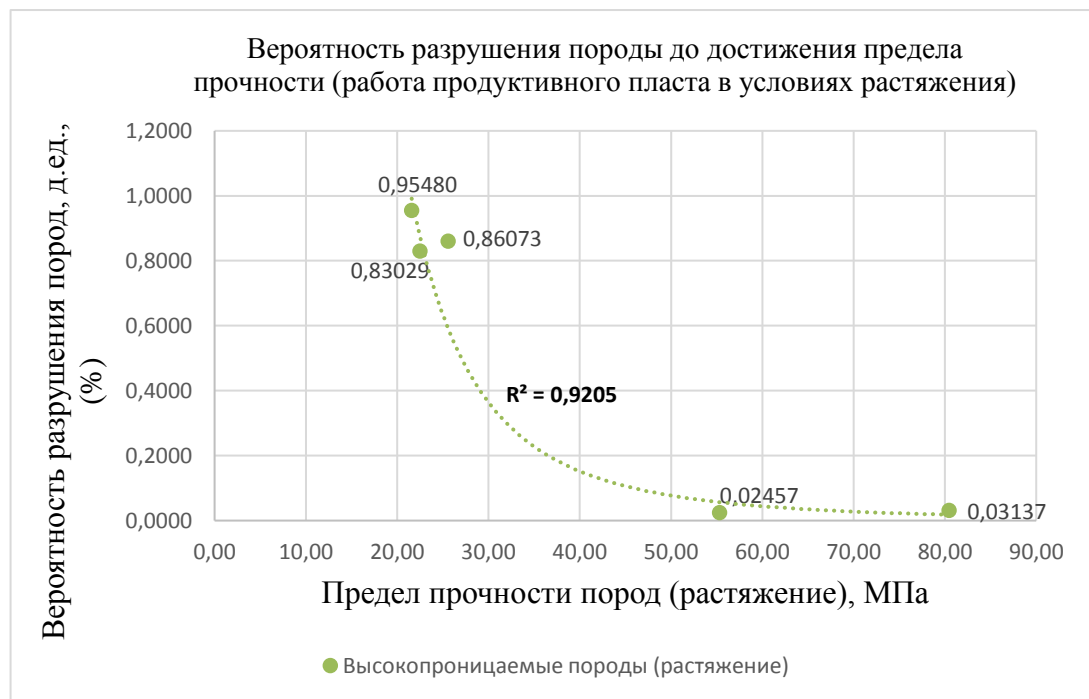


Рисунок 3.19 - Вероятность разрушения высокопроницаемых коллекторов при работе продуктивного пласта в условиях растяжения [51]

Таким образом, получается, что при сжатии зависимость прочности породы от объема более слабая. Это можно объяснить тем, что часть вакансий находится в зажатом состоянии и не развивается. При растяжении пород-коллекторов, поле напряжений способствует развитию вакансий.

### Выводы по Главе 3

1. Исследованы причины возникновения эффектов адсорбционного понижения прочности пород-коллекторов (внутренний и внешний эффект Ребиндера) с учетом предложенных моделей лавинной и ступенчатой деформаций (по автору).

2. Разработан вероятностно-статистический подход для исследования прочностных характеристик литологических типов пород-коллекторов продуктивного пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> Лас-Еганского нефтяного месторождения, в результате которого доказано:

- начало дилатансии при достижении соответствующего предела прочности пород (по литотипам) продуктивного пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> Лас-Еганского нефтяного месторождения при его работе в условиях сжатия и растяжения с учетом разработанных аналитических соотношений прочностных параметров (*Главы 2,3*);

- с учетом методики С.Н. Журкова, автором рассчитано время, необходимое для начала объемных деформаций (начало дилатансии) в породах-коллекторах при работе продуктивного пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> на сжатие и растяжение;

- проведена аналогия изменения дифференциальной энтропии, как меры неопределенности поведения прочностных характеристик продуктивного пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> при его работе на сжатие и растяжение - низко-, средне- и высокоэнтропийные геологические системы.



#### 4. ГЕОЛОГО-МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> ЛАС-ЕГАНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В УСЛОВИЯХ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ

В качестве испытуемых пород-коллекторов использовали песчаные тела пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> Лас-Еганского нефтяного месторождения [51]. Цель исследования состояла в определении фазовой проницаемости пород-коллекторов. В качестве жидкой среды, которую прокачивали через породу, использовали дистиллированную воду. Выбор между водонасыщенными песчаниками и не водонасыщенными песчаниками, как исходным объектом для исследований, был продиктован следующими соображениями: переход от породы естественной влажности (не водонасыщенной) к водонасыщенной породе с точки зрения изменения характеристик породы представляет собой одну из фаз фильтрации жидкости через пористую среду [99,100]. Испытание кернов проводили при одноосном сжатии.

Характеристики пород-коллекторов приведены в таблице 4.1. Песчаники - 1,2 и 3 принадлежали пласту ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> и отбирались в разных зонах пласта.

Таблица 4.1 - Характеристики испытанных пород продуктивного пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>

№п.п.	Обозначение породы	Характеристики породы			
		Плотность породы, $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	Коэффициент пористости, $m$	Влажность, $W$	Сод. Глины, масс. %
1	Песчаник-1	1920 ± 350	0,20 ± 0,05	0,19 ± 0,05	4,5 ± 0,4
2	Песчаник-2	2000 ± 310	0,23 ± 0,04	0,14 ± 0,04	4,4 ± 0,4
3	Песчаник-3	2040 ± 310	0,21 ± 0,06	0,13 ± 0,05	5,4 ± 0,6

Коэффициент пористости  $m$  определяется из соотношения [54]

$$m = \frac{\rho_s - \rho_d}{\rho_d}, \quad (4.1)$$

где  $\rho_s$  - плотность частиц породы, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_d$  - плотность «сухой» породы, кг/м<sup>3</sup>.

Влажность породы  $W$ :

$$W = \frac{G - G_s}{G_s} = \frac{G_w}{G_s}, \quad (4.2)$$

где  $G$  - масса породы в единице объема;  $G_s$  - масса твердой фазы породы в единице объема;  $G_w$  - масса воды в поровом пространстве в единице объема.

Анализ данных таблицы 4.1, в которой по каждому показателю приведены значения стандартного отклонения, показал, что параметры песчаника характеризуются высокой степенью неоднородности свойств.

Это объясняется тем, что, на практике, влагонасыщенность прискважинной зоны фильтратом бурового раствора уменьшается с удалением от стенки скважины, что, в свою очередь, определяет прочность породы, так как чем меньше влагонасыщенность, тем больше прочность. Следовательно, при проведении многоцикловых исследований, прискважинная зона очищается от малопрочной влагонасыщенной породы и депрессия увеличивается. Таким образом, на основе представленных данных подтверждается ранее сделанные предположения о высокой степени неоднородности пород-коллекторов.

Проницаемость породы выражают коэффициентом проницаемости [26]:

$$K = \frac{Q \cdot \mu \cdot \Delta l}{\Delta p \cdot F}, \quad (4.3)$$

где  $K$  - коэффициент проницаемости, Дарси (1 Дарси =  $1,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ );  $Q$  - объемный расход жидкости,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;  $\mu$  - коэффициент динамической вязкости,  $\text{МПа} \cdot \text{с}$ ;  $\Delta l$  - отрезок пути фильтрации, на котором происходит изменение давления  $\Delta P$ , м;  $\Delta P$  - перепад давления, МПа;  $F$  - площадь поперечного сечения,  $\text{м}^2$ .

На рисунках 4.2-4.3 (по автору работы) представлены графики зависимостей коэффициента проницаемости песчаника-2 и песчаника-3 от времени при  $\Delta P = 2 \text{ МПа}$ .

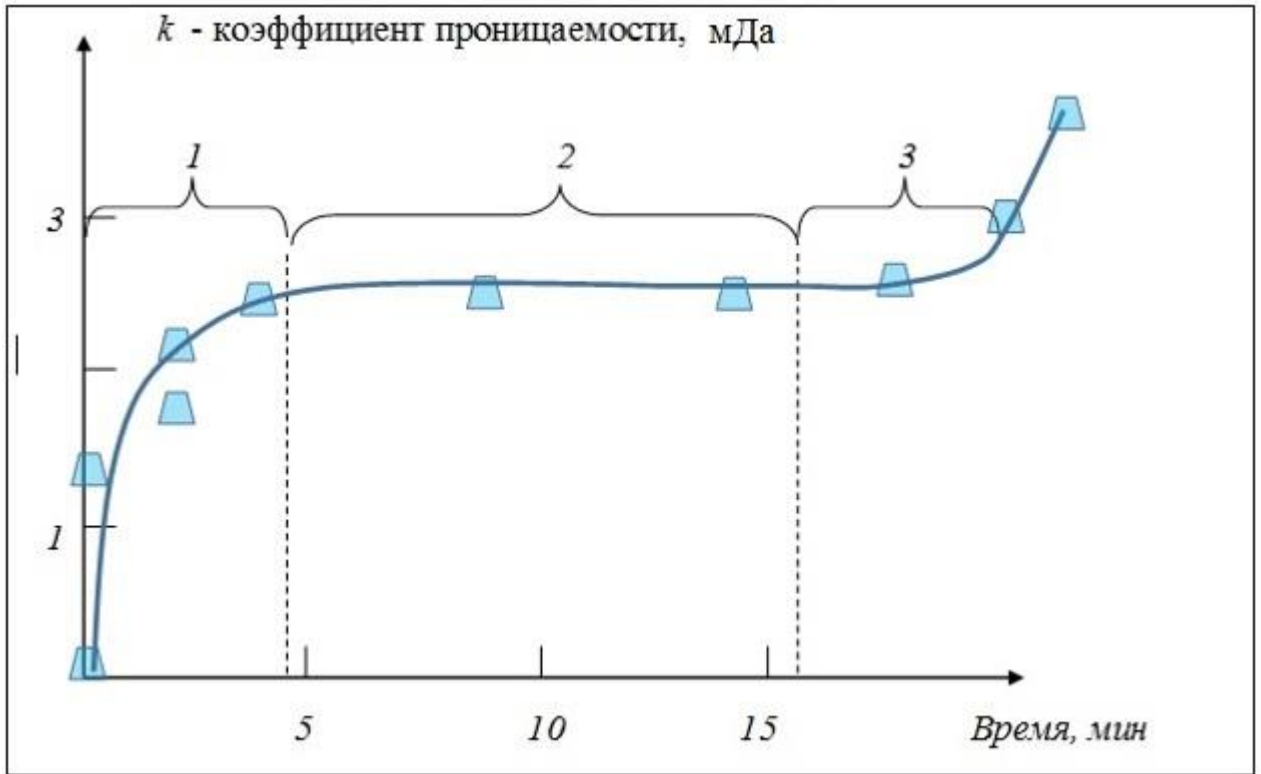


Рисунок 4.2 - Зависимость коэффициента проницаемости песчаника-2 от времени

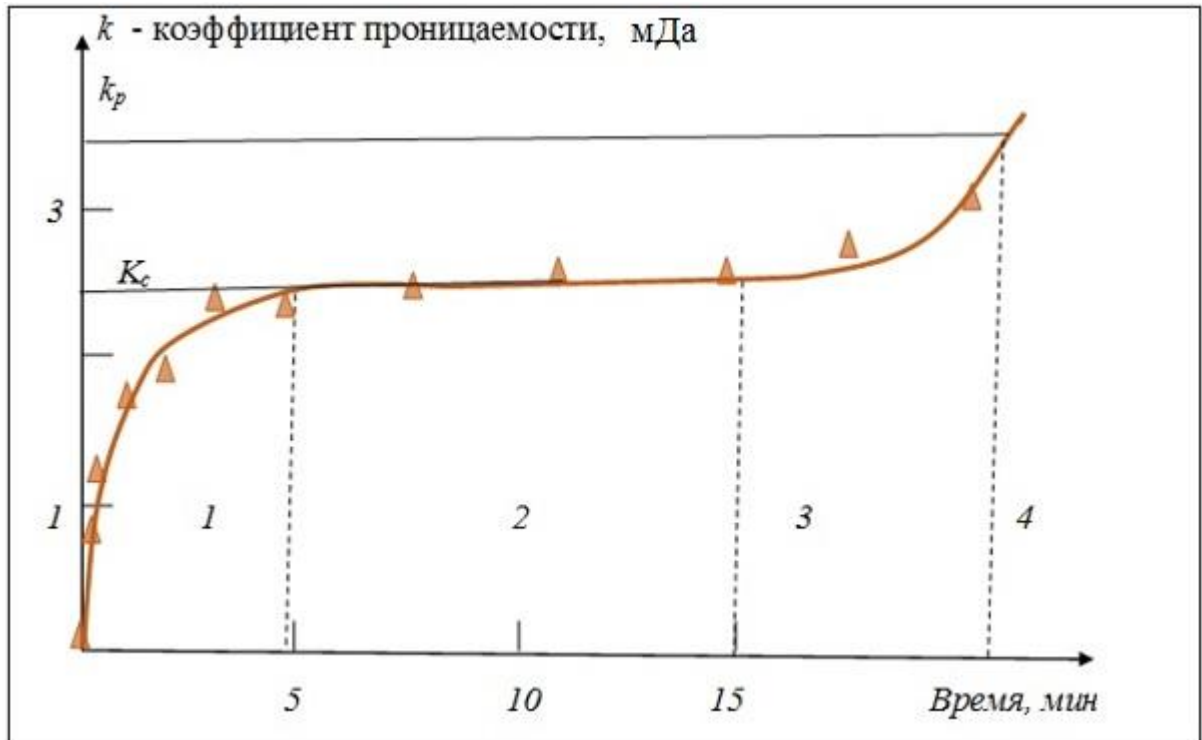


Рисунок 4.3 - Зависимость коэффициента проницаемости песчаника-3 от времени

Анализ графиков 4.2-4.3 показывает, что кривые зависимостей проницаемости песчаника-2 и песчаника-3 от времени имеют схожий характер, и характеризуются тремя этапами:

- 1-начальный быстрый рост;
- 2- период стабилизации;
- 3-новый период роста коэффициента проницаемости.

В начале процесса - *первый этап* - происходит заполнение водой порового пространства песчаника и его влажность возрастает до уровня водонасыщения, затем наступает стадия равновесия (*второй этап*), когда имеет место стабильный расход воды по поровому пространству песчаника.

На *третьей стадии* происходит постепенный размыв песчаника, увеличение гидравлического радиуса пор и вынос глинистых частиц (внутрипластовая суффозия). Увеличение пористости приводит к росту коэффициента проницаемости. Интенсивность процессов движения жидкой фазы через пористую дисперсную среду (породу) определяется термодинамическими параметрами - градиентом давлений жидкости, температурой и др.

На этапе активизации выноса механических частиц имеет место вымывание цементирующего вещества из породы, прочность породы падает, и начинается процесс ее разрушения. Это латентный период разрушения песчаника (область 3 на рисунке 4.3).

За пределами этого периода идет активная (объемная) деформация породы по отдельным фрагментам (область 4 на рисунке 4.3). Стадия активной деформации песчаника открывает пути для таких осложнений как для водопроявления и пескovoпроявления.

Исследование песчаников-1,2 и 3 позволило установить критерий начала объемной деформации песчаника:

$$\varphi = \frac{K_p}{K_c}, \quad (4.5)$$

где  $K_c$  - коэффициент проницаемости песчаника в состоянии стабилизации;  $K_p$  - коэффициент проницаемости песчаника в состоянии начала объемной деформации, -экспериментально определяемый параметр.

Параметр начала объемной деформации песчаника находился в пределах

$$1,2 \leq \varphi \leq 1,5. \quad (4.6)$$

По показателю  $\varphi$  песчаники могут быть подразделены на три группы:

- с низкой фильтрационной устойчивостью (быстро деформируемые)  $\varphi \leq 1,2$ ;
- со средней фильтрационной устойчивостью (со средней скоростью деформации)  $1,2 \leq \varphi \leq 1,35$ ;
- с высокой фильтрационной устойчивостью (медленно деформируемые)  $\varphi > 1,35$ .

Для расчетов вероятности начала объемной деформации  $\varphi$  принимается среднее значение

$$\varphi = 1,35 \quad (4.7)$$

Для понимания характера экспериментальных зависимостей коэффициента проницаемости песчаника от времени имеет смысл рассмотреть сравнительные данные коэффициента проницаемости для песка и песчаника.

На рисунке 4.4 приведены сравнительные графики логарифма коэффициента проницаемости песчаника-1 и песка от времени.

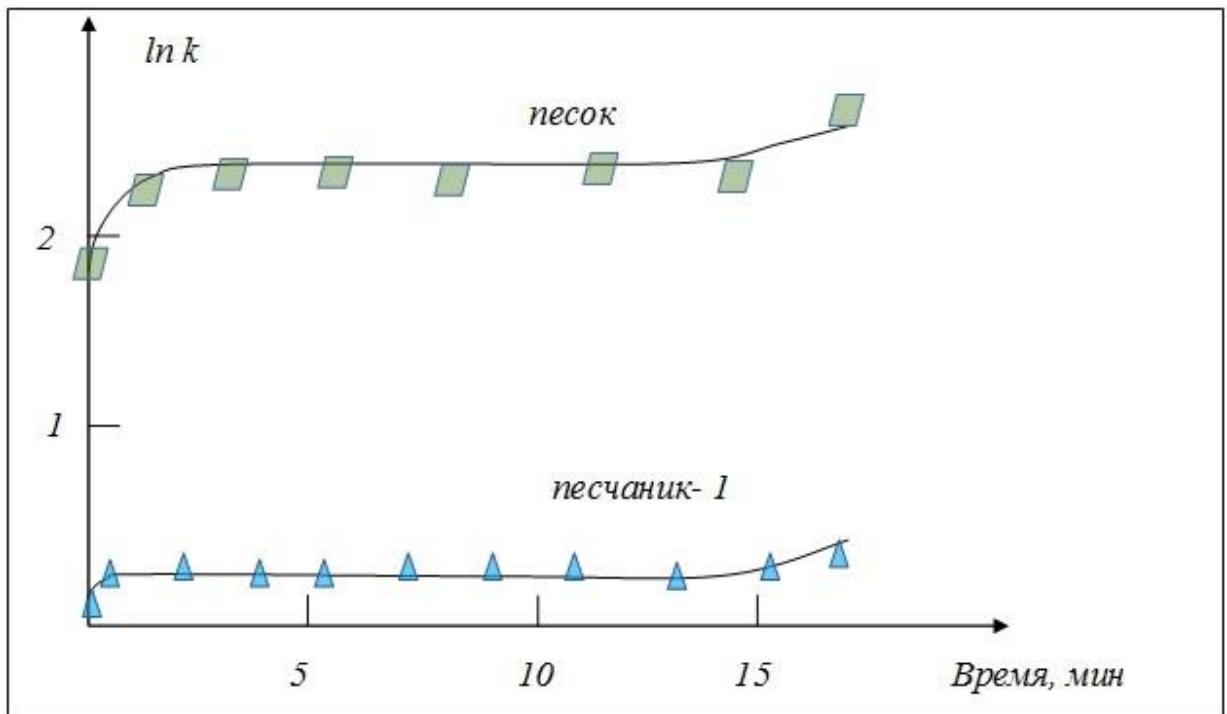


Рисунок 4.4 - Зависимость логарифма коэффициента проницаемости песчаника-1 и песка от времени

Как следует из рисунка 4.4, коэффициент проницаемости песчаника-1 много ниже, чем у песка. Согласно модели песчаника, эта порода состоит из трех фаз-минеральных частиц (песок), глинистой компоненты и водной фазы.

Доля глинистой компоненты может быть сравнительно небольшой (5-10 %), однако ее влияние на свойства песчаника часто оказывается очень значительным. В [86-89] приводятся данные по коэффициенту фильтрации песчаника, содержащего песок и глинистую компоненту *Na*-монтмориллонит. В соответствии с этими данными даже низкие концентрации глинистой компоненты приводят к резкому снижению проницаемости породы при деформации. Причины такого поведения песчаников далеко не очевидны, и пока еще мало изучены.

В качестве гипотезы можно предложить следующее объяснение. Ранее (*Глава 3*), в ряду от «рыхлых пород до глин» связность пород возрастает. Связность обеспечивается цементирующими веществами, с помощью которых минеральные частицы удерживаются в единой пространственной конструкции. Как правило, в качестве цементирующего вещества выступают глинистые минералы (монтмориллонит, гидрослюда, хлориты и др.).

При этом, чем больше глинистого вещества, тем выше связность породы. Однако помимо положительной роли глинистой компоненты - обеспечения прочности породы - последняя способна блокировать поровые каналы породы, что и приводит к снижению проницаемости при увеличении концентрации глины.

#### **4.1 Численное моделирование вероятностной оценки геолого-технологической эффективности потокоотклоняющих технологий (ВУГ, СПС)**

В (*Главе 3*) диссертационной работы для исследования начала объемных деформаций (дилатансия) и разрушения пород-коллекторов были использованы разработанные аналитические соотношения (3.1-3.6) прочностных параметров коллекторов с учетом такого явления адсорбционного понижения прочности коллектора, как эффект Ребиндера (внутренний и внешний).

Эффект Ребиндера проявляется универсально, как при объемной деформации (разрушению) горных пород, так и при изменении структуры полимеров.

Полимерные пленки состоят из крупных целых молекул, удерживаемых вместе силами Ван-дер-Ваальса или водородными связями, которые заметно слабее, чем ковалентные связи внутри самих молекул. Поэтому молекула, даже будучи членом коллектива, сохраняет некую обособленность и индивидуальные качества [12].

Главная особенность полимеров состоит в цепном строении их макромолекул, которое обеспечивает их гибкость за счет деформации валентных углов и поворотов звеньев под действием внешнего механического напряжения.

Для оценки деформации горной породы учитывается ее межкристаллические и внутрикристаллические особенности, в то время как в полимерах эту аналогию составляют межмолекулярные связи. В адсорбционно-активной жидкости возникновение и развитие новой поверхности наблюдается не только при разрушении, а значительно раньше - еще в процессе объемной деформации полимера, которая сопровождается переориентацией макромолекул.

Поскольку закачка полимера происходит в поровый коллектор, то под действием напряжения в структуре породе возникает объемная деформация, а в полимере формируется фибриллярно-поровая структура, состоящая из нитеобразных макромолекул (фибрилл), разделенных микропустотами (порами).

Поскольку фибриллы произвольно распределены в пространстве (аналогия со случайным распределением вакансий в коллекторе), такая структура содержит множество микропустот, при постоянном физико-механическом воздействии на которые образуется необратимая деформация.

Поскольку поры заполняются пластовой жидкостью, то гетерогенное строение полимера сохраняется после снятия действующего напряжения (обратимая деформация). Однако фибриллярно-поровая структура возникает в отдельных зонах (аналогия с зонами адсорбционного понижения прочности пород-коллекторов) и по мере развития процесса объемного деформирования

изменяется структура все большего объема полимера (аналогия с концентраторами напряжения в породе-коллекторе).

Суть использования полимеров (потокоотклоняющей технологии) состоит в снижении проницаемости промытой зоны и области разуплотнения пород, следовательно, оценить эффективность технологий (ВУГ, СПС) можно с помощью сравнения значения поля проницаемости после обработки и до нее [49,51]:

$$\gamma = \frac{K_2}{K_1}, \quad (4.8)$$

где  $K_1$  - значение поля проницаемости исследуемого участка до обработки технологиями (ВУГ, СПС),  $K_2$  - значение поля проницаемости исследуемого участка после обработки технологиями (ВУГ, СПС).

Технология увеличения нефтеотдачи пластов с применением вязкоупругих гелей и сшитых полимердисперсных систем направлена на повышение текущего и конечного коэффициента нефтеотдачи за счет увеличения охвата пласта заводнением [94]. Она заключается в последовательной закачке растворов медленно сшивающихся составов различной концентрации, способных проникать вглубь пласта на значительные расстояния.

При этом создаются условия для изменения фильтрационных потоков с заданными факторами начального и остаточного сопротивлений (рисунок 4.5), что приводит: к сдерживанию прорыва закачиваемых вод в добывающие скважины; к стабилизации либо снижению обводненности продукции окружающих добывающих скважин, гидродинамически связанных с нагнетательными скважинами; к вовлечению в разработку неработающих участков пласта и зон с пониженной проницаемостью; к увеличению добычи нефти.



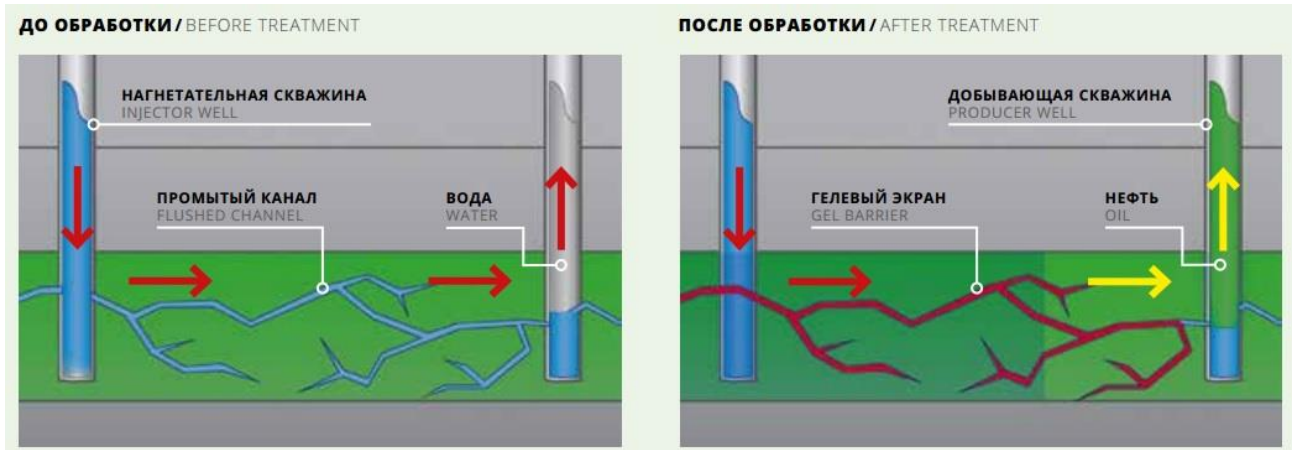


Рисунок 4.5 - Последовательная закачка композиций (ВУГ, СПС) [4]

В состав потокоотклоняющей композиции входит полимерный раствор, как правило, основу которого составляет полиакриламид (ПАА), растворитель (вода) и сшиватель. Если закачать в скважину водный раствор гидрофобно ассоциирующего полимера, то он образует физический гель во всем объеме скважины.

Однако гель может заблокировать фильтрацию не только воды, но и нефти. Для минимизации данного явления, следует применить соответствующий ингибитор гелеобразования, который не будет растворяться в нефти, тем самым перераспределив ее в направлении фильтрационного потока, но растворяющийся в воде (рисунок 4.6).

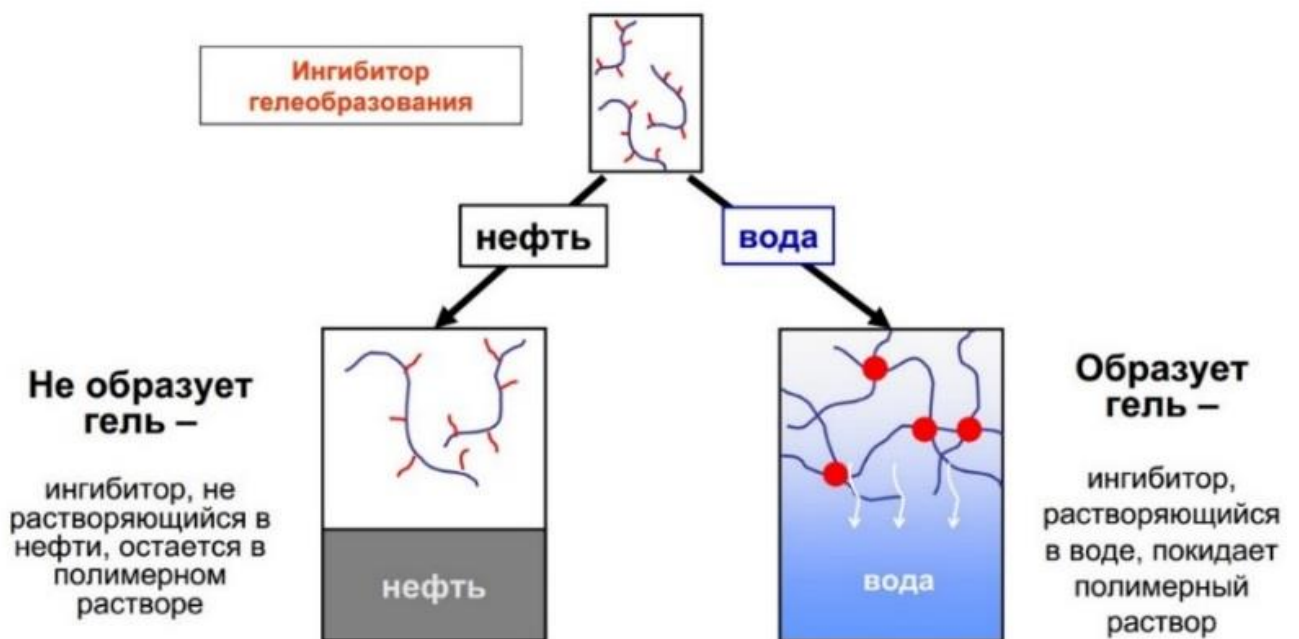


Рисунок 4.6 - Схема гелеобразования в системе «пласт-нефть-вода» [12]

Сложность оценки эффективности применения потокоотклоняющих технологий (ПОТ) связана со значительным разнообразием строения и продуктивных характеристик месторождений. Эффективность применения (ПОТ) оценивается в виде добычи тонны нефти на тонну используемого реагента, или в виде дополнительной добычи нефти на одну обработанную скважину [14]. Однако подобные исследования представляются не точными вследствие влияния различных технологических факторов на нефтеизвлечение. Кроме того, даже для незначительных объемов (ПОТ) при воздействии на продуктивный пласт, имеет место быть явное завышение расчетных эффектов по причине его сложного геолого-физического строения [13,94,97].

В процессе выработки запасов нефти, различные воздействия на продуктивный пласт физико-технологического характера способны вызвать изменения в показателях работы нефтяных скважин более существенно, чем воздействие от скважинно-обработок прискважинных зон по методам (ПОТ) [60,90].

На основе полученных данных по проницаемости песчаников (*Пункт 4.1, Глава 4*), а также теоретических и экспериментальных геолого-технологических данных (*Главы 1-3*) исследована геологическая эффективность потокоотклоняющих технологий (ВУГ, СПС) для продуктивного пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> Лас-Еганского нефтяного месторождения по следующей схеме:

1. Подготовка и преобразование исходной геолого-технологической информации на базе разработанных модифицированных схем сглаживания (*Глава 3*).

2. Оценка вероятности объемной деформации фибриллярно-поровой структуры потокоотклоняющих композиций, входящих в состав (ВУГ, СПС) в условиях неопределенности.

3. Расчет геолого-технологического эффекта при реализации технологий (ВУГ, СПС) для продуктивного пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> Лас-Еганского нефтяного месторождения в условиях неопределенности.

Для выполнения первого этапа исследования, сформируем следующую математическую модель:

- Гауссовский тип функции принадлежности для цели исследования (оценка проницаемости) может быть представлен следующим образом:

$$\mu_G(x) = [1 + N \cdot (G - x_i)^2]^{-1}, \quad (4.9)$$

где в качестве переменной  $x$  будет представлено нечеткое решение исследуемой задачи с соответствующей вероятностью данного исхода,  $G$  – цель исследования,  $N$  - общее количество шагов исследования,  $x_i$ -текущее значение исследуемого параметра;

- Функция принадлежности для ограничения (Гауссовский тип), накладываемого на цель исследования, может быть представлена следующим образом:

$$\mu_C(x) = \begin{cases} [1 + h \cdot (x_i - C)^{-1}]^{-1}, & \text{при } x_i \geq C, \\ 0, & \text{при } x_i < C \end{cases}, \quad (4.10)$$

где  $C$  - ограничение,  $h$ - шаг исследования.

Если получается несколько нечетких решений, то в качестве ответа принимают то из них, вероятность возникновения которого будет больше.

Далее, полученное значение функции принадлежности сравнивается со шкалой желательности (таблица 4.2, [3]).

Таблица 4.2 - Шкала желательности

Желательность	Отметки по шкале желательности
Очень хорошо	1.00 – 0.80
Хорошо	0.80 – 0.63
Удовлетворительно	0.63 – 0.37
Плохо	0.37 – 0.20
Очень плохо	0.20 – 0.00

Следует отметить, что значение  $\mu(x) = 0,37$  обычно соответствует границе допустимых значений.

Для выполнения второго этапа исследования, используем разработанные аналитические соотношения (3.1-3.6), посредством которых определяем вероятность объемной деформации композиций (ВУГ, СПС).

С шагом 1 квартал, используя гидродинамический симулятор TNavigator были построены гидродинамические модели изменения полей нефтенасыщенности и проницаемости пласта ЮВ<sub>1</sub> Лас-Еганского месторождения (интервал исследования - 1 год (четыре случая)).

Следует отметить, что есть потокоотклоняющие композиции, блокирующие промытые зоны полностью, а есть меняющие смачиваемость и соответственно фазовые проницаемости.

Интерактивный процесс гидродинамического моделирования полимерного заводнения, в том числе реализация опций моделирования потокоотклоняющих технологий, происходит за счет изменения проницаемости пласта.

Задача численного моделирования полимерного заводнения в гидродинамическом симуляторе TNavigator выполнена на основе технологии BrightWater, ориентированной на оценку эффективности вытеснения нефти полимерным заводнением - закачки специальных химических веществ в виде микроскопических гранул, изменяющих свои свойства в поровом коллекторе с течением времени.

Данная технология базируется на многофазной изотермической модели BlackOil, для которой используется математическая модель, учитывающая основные физические факторы физико-химического процесса, такие как время «активации» гранул полимера, изменение фильтрационно-емкостных свойств пласта в зависимости от концентрации полимера и его текущего динамического состояния, изменение подвижности воды в прискважинной зоне скважин при закачке растворов поверхностно активных веществ.

После активации «частицы» BrightWater расширяются, во много раз превосходя свой первоначальный объем, блокируют поровые каналы и направляют нагнетаемую воду в еще неиспользованные богатые нефтью зоны. Такое изменение профиля пласта способствует направлению в эксплуатационную скважину дополнительных потоков нефти.

Преимущества технологии BrightWater:

- ограничивает поток воды в высокопроницаемые зоны поглощения;
- снижает ненужную и дорогостоящую добычу попутной воды;
- повышает эффективность вытеснения нефти;
- увеличивает добычу пластовой нефти до 10%;
- может применяться вместе с традиционным оборудованием для подачи химических веществ и существующими системами нагнетания воды;
- в итоге обработки - водорастворимый продукт;
- отсутствие риска для продуктивного пласта и окружающей среды;
- не требует остановки производства.

Следует отметить, что технологии выравнивания профиля приемистости нагнетельных скважин при закачке гелеобразующихся составов реализуются по следующему принципу:

- в скважину закачивается состав из полимера и сшивающих реагентов (например - ацетат хрома). Для данных составов характерно наличие времени гелеобразования ("сшивки" молекул полимера сшивающим агентом), которое варьируется в зависимости от многих факторов (концентрация реагентов, минерализация воды, температура воды). Тогда синтезировать полимер нужно в индивидуальном порядке для конкретного литотипа продуктивного пласта нефтяного месторождения;

- в свободном объеме (неподвижный раствор) время гелеобразования может составлять от нескольких часов до суток, при закачке в пласт в динамическом режиме в зависимости от скоростей закачки;

- на этапе закачки данные составы (несшитые) обладают минимальной вязкостью и фильтруются в пласт аналогично закачиваемой воде, т.е. в чем больше проницаемость (гидропроводность) пропластка, тем больше закачиваемой композиции заходит в пропласток;

- далее после гелеобразования (скважина выдерживается после обработки определенное время) в пласте создается "потокоотклоняющий экран", который проницаем для воды, но соответственно, чем больше радиус геля в соответствующем пропластке, тем ниже проницаемость после обработки

(остаточный фактор сопротивления определяемы проницаемость промытой зоны скважины до и после обработки) и получается выравнивание профиля приемистости скважины;

- далее происходит перераспределение потока закачиваемой воды, в ранее более проницаемые пропластки воды после обработки заходит меньше, а менее проницаемые пропластки (куда зашло меньше геля) воды фильтруется практически как до обработки- происходит активация нанополимера.

**1 Случай.** На рисунке 4.7 представлена гидродинамическая модель изменения нефтенасыщенности для выбранной ранее области исследования (рисунок 3.8, Глава 3) за 1 квартал базового периода и гидродинамическая модель изменения проницаемости (рисунок 4.8) в соответствии с исходным (рисунок 3.9, Глава 3).

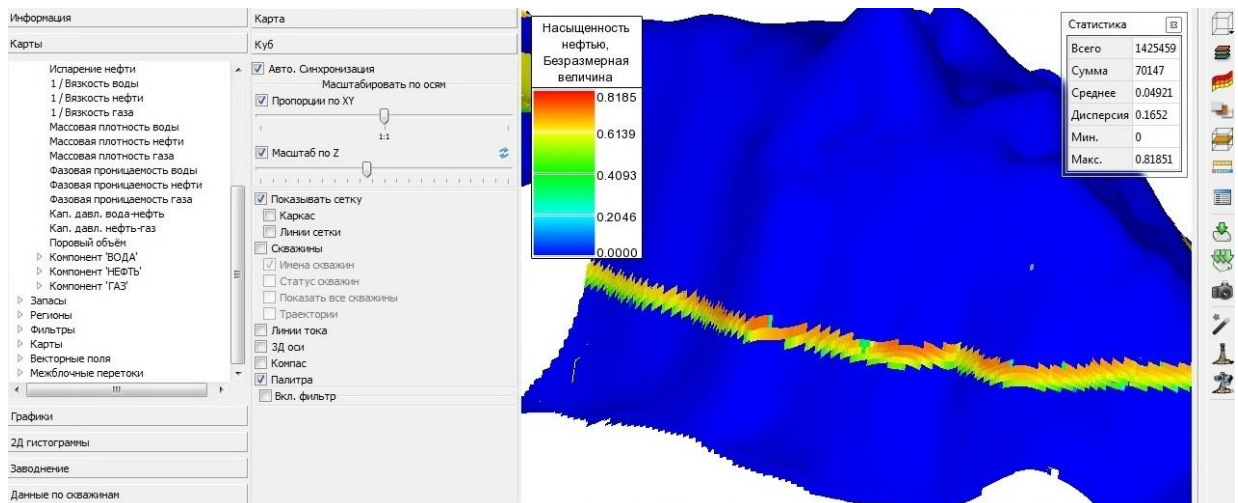


Рисунок 4.7 - Изменение нефтенасыщенности исследуемой области за 1 квартал

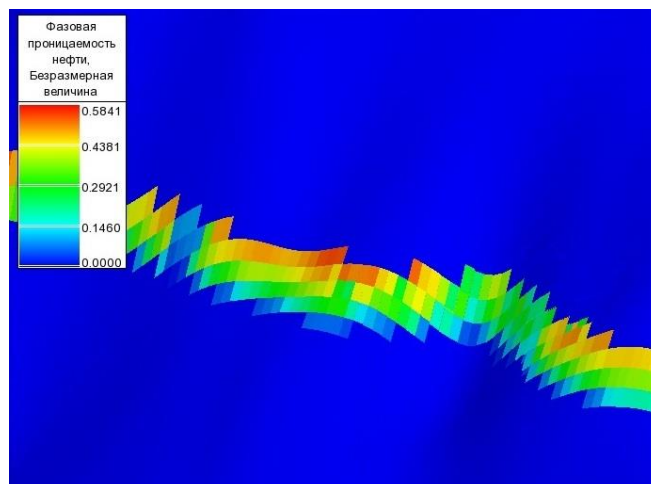


Рисунок 4.8 - Изменение проницаемости исследуемой области за 1 квартал

Средним арифметическим взвешенным для исследуемых проницаемостей взято значение  $0,054 \text{ мкм}^2$  – ограничение  $C$ , а целью исследования будет правый порог данного интервала, равный  $0,095 \text{ мкм}^2$ .

Тогда используя разработанный программный продукт «WellCalc» найдем нечеткое решение поставленной задачи. В результате построения данной функции принадлежности было получено следующее нечеткое решение (точка пересечения функций цели и ограничения):  $t_\varphi = 0,114$ , при вероятности такого исхода  $\mu(x) = 0,99$  (рисунок 4.9).

Шаг исследования для данного случая  $0,001$ . По шкале желательности (таблица 4.2), значение функции принадлежности  $\mu(x) = 0,99$  соответствует отметке «очень хорошо».

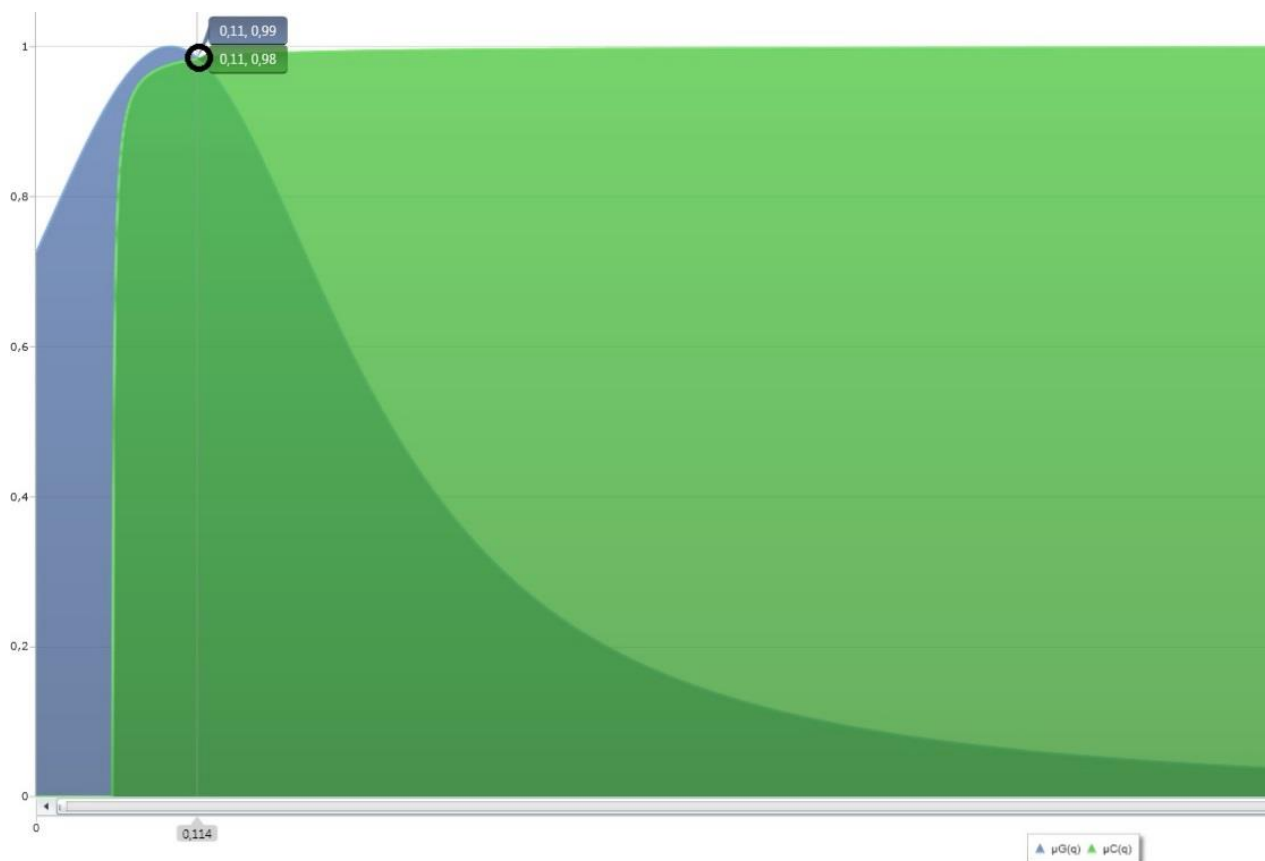


Рисунок 4.9 - Нечеткое принятие решения для оценки проницаемости (1 квартал)

Тогда  $x = 0,095 \text{ мкм}^2, \sigma = 0,01 \text{ мкм}^2, \bar{x} = 0,054 \text{ мкм}^2, t = \left| \frac{x - \bar{x}}{\sigma} \right| = \left| \frac{0,095 - 0,054}{0,01} \right| = 4,1$ .

Тогда

$$P(x) = \frac{1}{\sigma \cdot \sqrt{2\pi}} \cdot \int_0^{t_\varphi} e^{\left(-\frac{t^2}{2}\right)} dt = 40 \cdot e^{\left(-\frac{t^2}{2}\right)} \cdot t_\varphi \Big|_0^{0,114} = 40 \cdot e^{-8,405} \cdot (0,114 - 0) = 0,0010$$

Если испытываемый объем, например, в 40 раз больше рассмотренного ранее (переход от микро- к макроуровню в исследовании) при тех же параметрах  $x = 0,095 \text{ мкм}^2$ , то вероятность объемной деформации будет следующая:

$$P(x) = (1 - (1 - 0,0010)^{40}) = (1 - 0,9601) = 0,0399$$

Проведя аналогичные исследования для других трех случаев (2,3,4 кварталы) получаем следующее изменение поля проницаемости (рисунок 4.10).

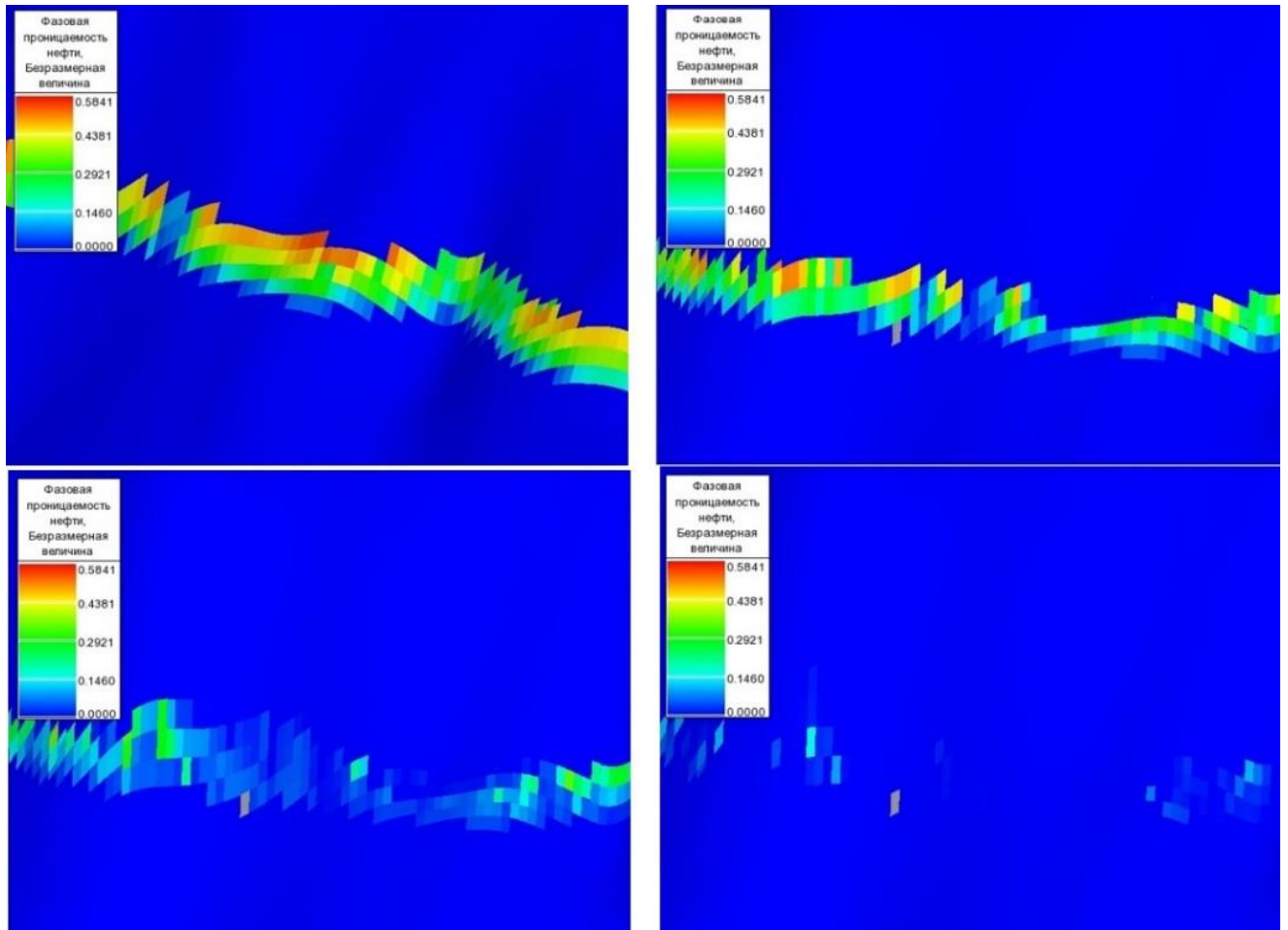


Рисунок 4.10 - Изменение проницаемости исследуемой области за 2,3,4 кварталы

Совместная визуализация полученных результатов представлена на рисунке 4.11.

С учетом данных гидродинамических моделей и используя предложенное соотношение (4.8), изменение поля проницаемости до и после реализации технологий (ВУГ, СПС) представлено на рисунке 4.12.



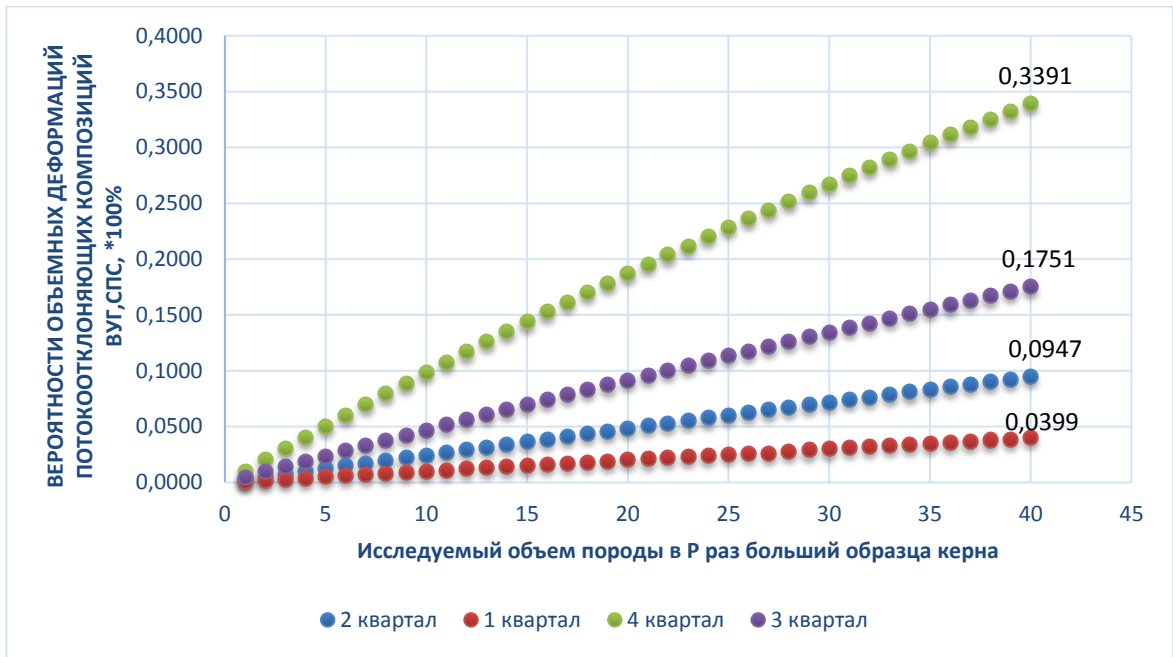


Рисунок 4.11 - Вероятности объемных деформаций потокоотклоняющих композиций (ВУГ, СПС) за базовый период – 1 год, с шагом 1 квартал

Сравнивая полученные результаты видно, что вероятность объемной деформации потокоотклоняющих композиций (ВУГ, СПС) за 2 квартал увеличилась с учетом первого на величину 5,48%, за 3 квартал - 8,04%, за 4 квартал - 16,4%.

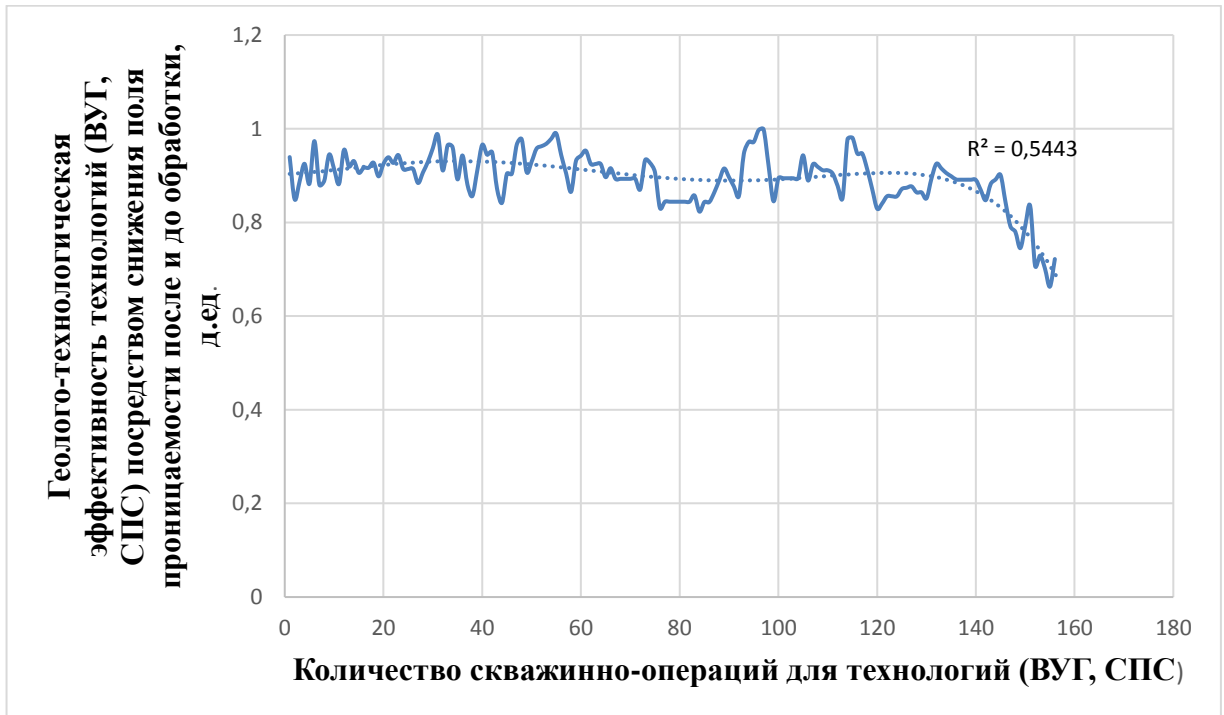


Рисунок 4.12 - Снижение поля проницаемости посредством применения технологий (ВУГ, СПС)

Из рисунка 4.12 видно, что применение (ВУГ, СПС) приводит к снижению проницаемости, что обуславливает геологическую эффективность потокоотклоняющих композиций. За 156 скважинно-обработок исследуемых скважин продуктивного пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> Лас-Еганского нефтяного месторождения, проницаемость снизилась на величину:  $\gamma^* = 1 - \gamma_{\text{ср.взвешенное}} = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n w_i \cdot f(x_i)}{\sum_{i=1}^n w_i} = 1 - 0,81 = 0,19 = 19\%$  - расчетная качественная оценка геолого-технологической эффективности технологий (ВУГ, СПС).

Снижение проницаемости обработанной зоны продуктивного пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> после применения технологий (ВУГ, СПС) определено снижением дисперсии минеральных частиц коллектора, что укладывается в логику представлений о преобразовании структуры - при химической обработке породы происходит укрепление узлов в кристаллической решетке минералов и устранение зон адсорбционного понижения прочности, что и обуславливает снижение дисперсии прочностных свойств породы.

Для расчетной количественной оценки геолого-технологической эффективности применения технологий (ВУГ, СПС) используем алгоритм для исследования процесса закачки полимерных растворов на основе математической модели многофазной многокомпонентной фильтрации флюидов для площадных систем расположения скважин на базе тестовых геолого-промысловых данных [8,28,80,82,84,90] (рисунок 4.13).

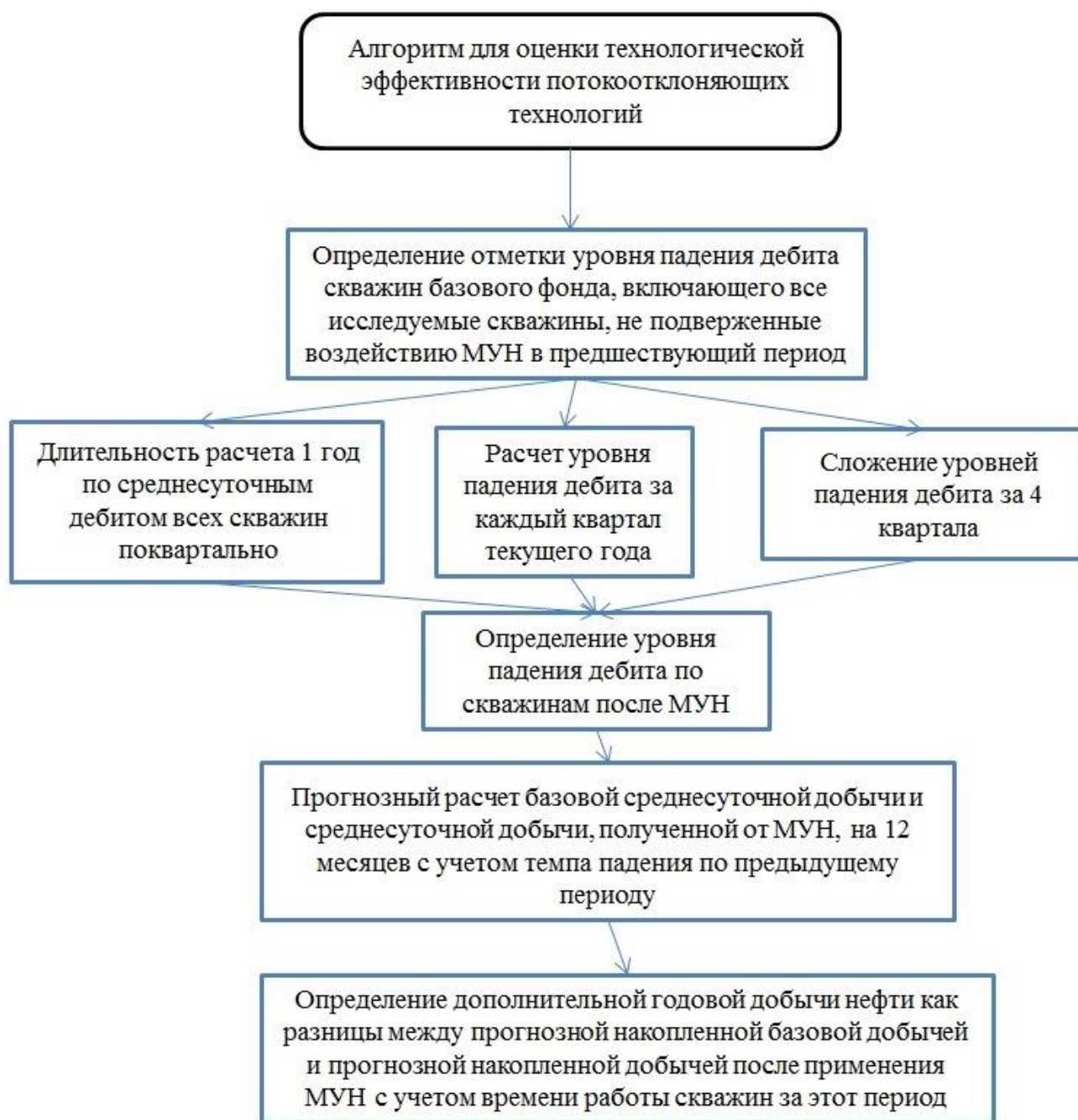


Рисунок 4.13 - Алгоритм расчетной количественной оценки геологической эффективности потокоотклоняющих технологий (ВУГ, СПС)

Необходимо оценить величину дополнительной добычи нефти при реализации технологий (ВУГ, СПС), как разницу прогнозной и фактической накопленной добычи нефти в пределе выбранного временного интервала.

Данный подход оценки геолого-технологического эффекта (в условиях роста обводненности продуктивного пласта) целесообразно применять, когда прогнозирование показателей добычи нефти осуществляется *с учетом потерь*, возникающих в процессе выработки запасов нефти.

Предполагается, что расчет потерь нефти происходит по экспоненциальной зависимости, включающей *темпа падения дебита скважин* на экстраполяционный период с учетом базовых геолого-технологических показателей предыдущего периода.

Сформируем алгоритм для получения расчетной оценки эффективности применения технологий (ВУГ, СПС) для исследуемых скважинах продуктивного пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> Лас-Еганского нефтяного месторождения [45,47].

Следует отметить, что сначала осуществляется селективное воздействие гелевой композицией (ВУГ), увеличивающей охват пласта заводнением путем перераспределения фильтрационных потоков, а затем нефтewытесняющей композицией (СПС).

1. Отметку уровня падения добычи нефти исследуемых скважин в интервале до применения (ВУГ, СПС) можно оценить по среднесуточным дебитам всех скважин поквартально в течение 1 года исследования. При этом уровень падения дебита будет рассчитывается по формуле (4.11):

$$\theta = \ln \left( \frac{Q_0}{Q_1} \right), \quad (4.11)$$

где  $Q_0$  - добыча нефти на начало расчетного периода (1 месяц текущего квартала);  
 $Q_1$  - добыча нефти на конец расчетного периода (3 месяц текущего квартала).

2. Далее складываем уровни падения добычи нефти за 4 квартала, определяя общую отметку снижения добычи нефти на конец расчетного года. Следует отметить, что при определении уровня падения дебита по 1 и 12 месяцам расчётного года, а не поквартально, погрешность расчета была бы завышенной.

3. По аналогии определяется уровень падения добычи нефти по исследуемым скважинам после применения (ВУГ, СПС).

4. Далее выполняется прогнозирование среднесуточной добычи нефти до и после (ВУГ, СПС), на 12 месяцев, с учетом темпа падения по предшествующему периоду эксплуатации.

5. В итоге, дополнительная годовая добыча рассчитывается как разница между прогнозной накопленной добычи нефти до применения технологий (ВУГ, СПС) и прогнозной накопленной добычей нефти после применения (ВУГ, СПС).

Следует отметить, основным критерием прогнозирования дополнительной добычи нефти после применения технологий (ВУГ, СПС) будет учет темпа падения дебита нефти, рассчитанный по формуле (4.11). Для исследуемых скважин продуктивного пласта ЮВ<sub>1</sub>Лас-Еганского нефтяного месторождения представлены значения дебитов ежемесячно и уровни их падения поквартально (таблица 4.3). Расчетные уровни падения дебита исследуемых скважин поквартально приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.3 - Дебит скважин и его поквартальные уровни падения до (ВУГ, СПС)

Скважина	Дебит нефти, $q$ , т/сут										$q_{ср}$ , т/сут	Уровень падения, д.ед.
	3137	3141	3189	3190	3192	3194	3244	3246	3304	7200		
Январь	3,0	10,5	40,1	23,0	28,8	39,9	4,5	15,0	44,0	25,8	14,1	0,12
Февраль	2,4	10,5	39,4	14,8	26,9	43,8	7,1	17,7	41,9	25,5	13,0	
Март	2,4	10,4	36,7	14,4	25,3	38,4	5,9	13,6	42,2	22,5	12,5	
Апрель	2,3	9,7	41,2	9,7	23,3	38,4	5,4	14,1	34,0	18,7	11,5	0,11
Май	2,2	9,2	31,4	9,5	21,1	43,3	4,5	14,3	28,0	18,6	10,6	
Июнь	2,1	8,3	44,6	8,5	20,2	44,3	4,3	13,9	23,1	18,0	10,2	
Июль	2,1	8,1	42,8	7,9	20,1	43,9	4,2	11,8	31,0	18,1	9,6	0,13
Август	2,3	8,0	39,5	7,4	19,9	40,8	5,3	11,5	19,7	18,1	8,8	
Сентябрь	1,9	7,2	34,1	6,7	16,7	39,8	9,4	11,1	22,4	18,7	8,4	
Октябрь	1,9	7,1	31,2	6,5	14,5	37,2	9,9	11,0	25,2	17,3	7,9	0,14
Ноябрь	1,7	7,0	30,7	6,5	13,8	33,3	10,1	11,2	19,3	17,2	7,4	
Декабрь	1,6	6,7	29,4	6,3	12,5	31,5	8,6	10,7	19,9	16,3	6,8	
Суммарный уровень падения дебита скважин, д.ед.												0,50

Из таблицы 4.3 видно, что уровень падения дебита по исследуемым скважинам за 1 квартал текущего года равен 12 %, за второй - 11 %, за третий - 13 %, за четвертый - 14 %, а суммарный уровень падения дебита равен 50 %.

Таблица 4.4 - Дебит скважин и его поквартальные уровни падения после (ВУГ, СПС)

Среднемесячное значение дебита нефти, т/сут	Уровень падения дебита, д.ед.
23,5	0,10
23,0	
21,2	
19,7	0,05
18,2	
18,7	
19,0	0,12
17,3	
16,8	
16,2	0,11
15,1	
14,4	
<b>Суммарный уровень падения дебита скважин, д.ед.</b>	<b>0,38</b>

Из таблицы 4.4 видно, что после применения технологий (ВУГ, СПС), уровни падения дебита по исследуемым скважинам за 1 квартал текущего года равен 10 %, за второй - 5 %, за третий - 12 %, за четвертый - 11 %, а суммарный уровень падения дебита равен 38%. Сравнивая результаты видно, что уровень падения дебита сократился на величину  $50 \% - 38 \% = 12 \%$  (рисунок 4.14).

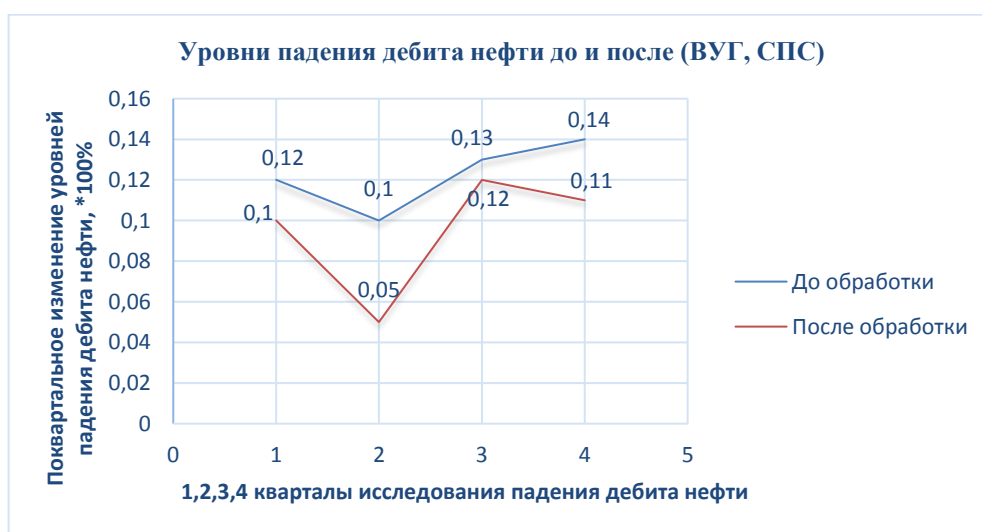


Рисунок 4.14 - Динамика уровней падения дебита нефти до и после (ВУГ, СПС)

Выполним прогнозный расчет среднесуточной добычи нефти до и после (ВУГ, СПС) на 12 месяцев с учетом темпов ее падения. Кроме того, рассмотрим величину накопленной добычи нефти до и после применения (ВУГ, СПС) на данный расчетный период.

В качестве статистического метода прогнозирования выбран метод наименьших квадратов (МНК) в стандартной постановке исходной задачи, позволяющий построить трендовые закономерности исследуемых показателей. Сделаем прогноз значений дебита нефти перед применением (ВУГ, СПС) (таблица 4.5) и сравним полученный результат с фактическими данными (рисунок 4.15). В качестве опорной базы для прогнозирования выбранных технологических параметров будут взяты значения 1 квартала текущего года.

При этом в качестве  $x_i$  выступают месяцы текущего квартала, а  $q_i$  – средние взвешенные значения дебита нефти в текущем квартале.

Таблица 4.5 - Средневзвешенные значения дебита нефти (фактические и прогнозные) до применения технологий (ВУГ, СПС)

Вид МУН	ВУГ, СПС	
	Дебит нефти, т/сут (без ВУГ, СПС, факт.)	Дебит нефти, т/сут (без ВУГ, СПС, прогноз)
Январь	14,1	14,0
Февраль	13,0	13,2
Март	12,5	12,4
Апрель	11,5	11,6
Май	10,6	10,8
Июнь	10,2	10,0
Июль	9,6	9,2
Август	8,8	8,4
Сентябрь	8,4	7,6
Октябрь	7,9	6,8
Ноябрь	7,4	6,0
Декабрь	6,8	5,2

Оценка дебита нефти (без (ВУГ, СПС), прогноз) на базе МНК была выполнена в рамках следующей модели.

$$\sum_{i=1}^3 x_i = 1 + 2 + 3 = 6;$$

$$\sum_{i=1}^3 q_i = 14,1 + 13,0 + 12,5 = 39,6;$$

$$\sum_{i=1}^3 x_i^2 = (1)^2 + (2)^2 + (3)^2 = 14;$$

$$\sum_{i=1}^3 x_i \cdot q_i = 1 \cdot 14,1 + 2 \cdot 13,0 + 3 \cdot 12,5 = 77,6.$$

Далее составляем систему уравнений:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^3 x_i \cdot q_i = a_1 \cdot \sum_{i=1}^3 x_i^2 + a_0 \cdot \sum_{i=1}^3 x_i \\ \sum_{i=1}^3 q_i = a_1 \cdot \sum_{i=1}^3 x_i + n \cdot a_0 \end{cases},$$

$$\begin{cases} 77,6 = a_1 \cdot 14 + a_0 \cdot 6 \\ 39,6 = a_1 \cdot 6 + 3 \cdot a_0 \end{cases}.$$

где  $a_0, a_1$  - неизвестные коэффициенты,  $n$  - число параметров опорной базы значений.

Из первого уравнения системы находим параметра  $a_1$  и подставляем его во второе уравнение:

$$a_1 = \frac{77,6 - a_0 \cdot 6}{14},$$

$$39,6 = \frac{6 \cdot (77,6 - a_0 \cdot 6)}{14} + 3 \cdot a_0,$$

$$a_0 = 14,8.$$

Тогда

$$a_1 = \frac{77,6 - a_0 \cdot 6}{14} = \frac{77,6 - 14,8 \cdot 6}{14} = -0,8.$$

Следовательно, искомое уравнение будет следующим (рисунок 4.15):

$$q = a_1 \cdot x + a_0 = -0,8 \cdot x + 14,8.$$

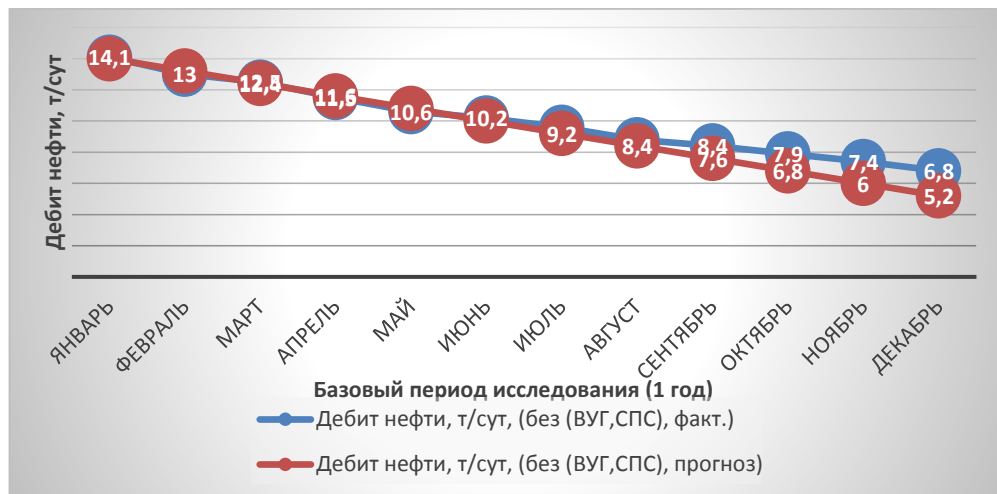


Рисунок 4.15 - Средневзвешенные фактические и прогнозные значения дебита нефти за 12 месяцев до применения технологий (ВУГ, СПС)

Тогда, по аналогии решения, значения накопленной добычи нефти (перед проведением технологии (ВУГ, СПС)) за данный период по фактическим и прогнозным данным представлены в таблице 4.6.



Таблица 4.6 - Накопленная добыча нефти (фактические и прогнозные данные) до применения технологий (ВУГ, СПС)

Вид МУН	ВУГ, СПС	
	Накопленная добыча нефти, т (без ВУГ, СПС, факт.)	Накопленная добыча нефти, т (без ВУГ, СПС, прогноз)
Январь	286	285
Февраль	525	527
Март	770	769
Апрель	989	1011
Май	1199	1253
Июнь	1387	1495
Июль	1567	1737
Август	1733	1979
Сентябрь	1882	2221
Октябрь	2024	2463
Ноябрь	2151	2705
Декабрь	2272	2947

После применения технологии (ВУГ, СПС) значения дебита нефти по исследуемым скважинам Лас-Еганского месторождения изменились в диапазонах, представленных в таблице 4.7.

Таблица 4.7 - Значения дебита нефти (фактические и прогнозные) после применения технологий (ВУГ, СПС)

Вид МУН	ВУГ, СПС	
	Дебит нефти, т/сут (после ВУГ, СПС, факт.)	Дебит нефти, т/сут (после ВУГ, СПС, прогноз)
Январь	23,5	23,7
Февраль	23,0	22,5
Март	21,2	21,4
Апрель	19,7	20,2
Май	18,2	19,1
Июнь	18,7	17,9
Июль	19,0	16,8
Август	17,3	15,6
Сентябрь	16,8	14,5
Октябрь	16,2	13,3
Ноябрь	15,1	12,2
Декабрь	14,4	11,0

Тогда накопленная добыча нефти (после проведения технологий (ВУГ, СПС)) за данный период по фактическим и прогнозным данным представлена в таблице 4.8.

Таблица 4.8 - Накопленная добыча нефти (фактические и прогнозные данные) после применения технологий (ВУГ, СПС)

Вид МУН	ВУГ, СПС	
	Накопленная добыча нефти, т (после ВУГ, СПС, факт.)	Накопленная добыча нефти, т (после ВУГ, СПС, прогноз)
Январь	437	434
Февраль	807	811
Март	1191	1188
Апрель	1539	1565
Май	1875	1942
Июнь	2179	2319
Июль	2474	2696
Август	2749	3073
Сентябрь	2998	3450
Октябрь	3238	3827
Ноябрь	3456	4204
Декабрь	3667	4581

Тогда дополнительная годовая добыча нефти будет рассчитывается как разница между прогнозной накопленной базовой добычей до и после применения технологий (ВУГ, СПС) с учетом времени работы скважин за этот период (таблица 4.9).

Таблица 4.9 - Дополнительная годовая добыча нефти после применения технологий (ВУГ, СПС)

Вид МУН	ВУГ, СПС		
	Накопленная добыча нефти, т (после ВУГ, СПС, прогноз)	Накопленная добыча нефти, т (без ВУГ, СПС, прогноз)	Дополнительная годовая добыча нефти, т
Январь	434	285	149
Февраль	811	527	284
Март	1188	769	419
Апрель	1565	1011	554
Май	1942	1253	689
Июнь	2119	1495	824
Июль	2696	1737	959
Август	3073	1979	1094
Сентябрь	3450	2221	1229
Октябрь	3827	2463	1364
Ноябрь	4204	2705	1499
Декабрь	4581	2947	<b>1634</b>

Рассматривая динамику изменения среднесуточного дебита нефти и уровней его падения дебита по продуктивному пласту, прослеживается существенное их различие, что объясняется сложным его геолого-физическим строением и его энергетическим состоянием, ведь отбор жидкости происходит на

этапе выработки запасов нефти. Таким образом, при оценке геолого-технологической эффективности технологий (ВУГ, СПС) темп падения дебита нефти целесообразно рассчитывать с привязкой к конкретному элементу разработки.

Тогда совокупный расчетный эффект от использования методов прогнозирования прочностных параметров коллекторов при реализации потокоотклоняющих технологий, а также методов вероятностной оценки эффективности потокоотклоняющих технологий (ВУГ, СПС) с использованием нечетких моделей, составил 1634 т дополнительной годовой добычи нефти (рисунок 4.16, таблица 4.9, «последнее значение в нижней правой ячейке») в сопоставлении с реальным уровнем дополнительно добытой нефти 1712 т, за базовый период исследования (12 месяцев), что составляет погрешность аппроксимации для рассмотренной нечеткой модели  $\pm 5,1\%$ . Сравнивая данное значение погрешности с учетом рассчитанной математической поправки, - расчетная количественная оценка геологической эффективности реализации технологий (ВУГ, СПС) варьируется в диапазоне [1550, 1717] т. дополнительной добытой нефти, в который входит реальное значение полученного эффекта 1712 т.

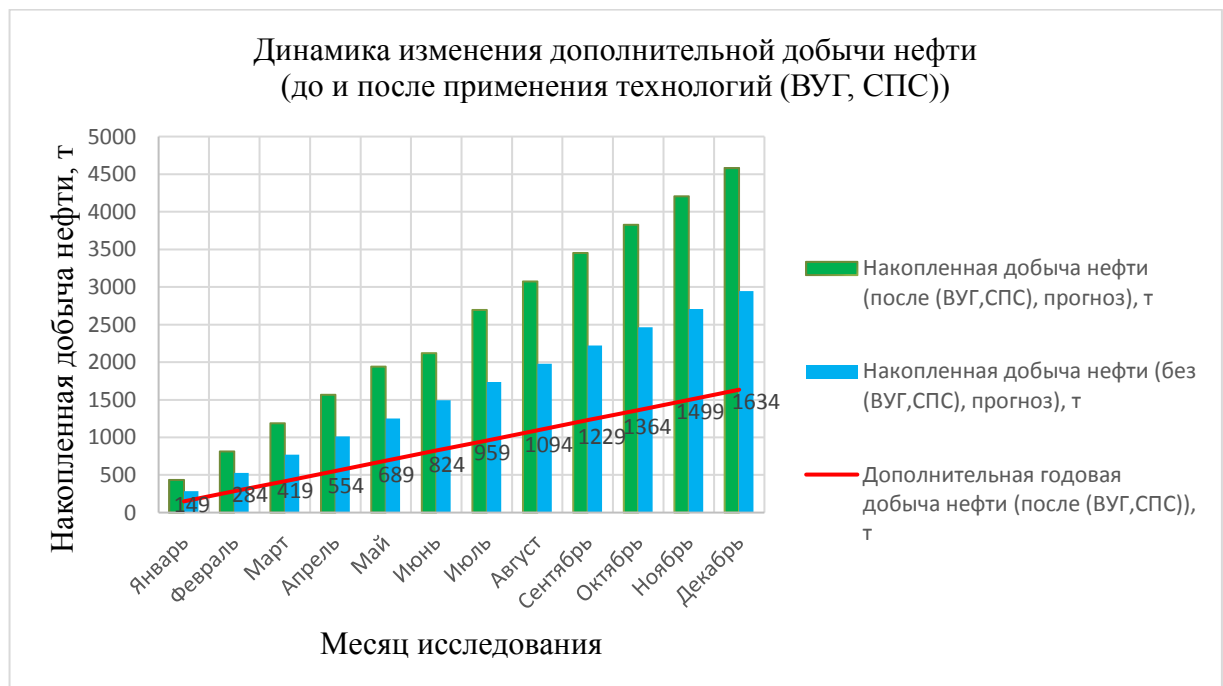


Рисунок 4.16 - Расчетная количественная оценка геолого-технологической эффективности технологий (ВУГ, СПС) в течение года

#### **Выводы по Главе 4**

1. Реализовано геолого-математическое моделирование изменения проницаемости пород-коллекторов продуктивного пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> Лас-Еганского нефтяного месторождения.

2. На базе построенных (по автору) гидродинамических моделей продуктивного пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> Лас-Еганского нефтяного месторождения реализована вероятностно-статистическая оценка геолого-технологической эффективности потокоотклоняющих технологий (на примере вязкоупругих гелей (ВУГ) и сшитых полимердисперсных систем (СПС)).

3. Доказано, что применение технологий (ВУГ, СПС) для продуктивного пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> Лас-Еганского нефтяного месторождения приводит к снижению проницаемости на величину 19% (в сравнении с исходным значением данного петрофизического параметра), что соответствует расчетной количественной оценке геолого-технологической эффективности данных технологий, в интервале допустимых значений, [1550, 1717] т. дополнительной добытой нефти.

## ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ ДИССЕРТАЦИОННОГО ИССЛЕДОВАНИЯ

Согласно поставленным основным задачам диссертационной работы получено следующее:

1. Разработана система статистических смещенных оценок прочностных параметров пород-коллекторов, на базе которой реализован вероятностно-статистический подход для исследования объемных деформаций (начало дилатансии) и разрушения коллекторов по выделенным литологическим типам.

2. Реализовано геолого-математическое моделирование для оценки геолого-технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов (на примере потокоотклоняющих технологий (ВУГ, СПС) в нечетких условиях) с учетом экспериментальных данных изменения проницаемости и пределов прочности пород-коллекторов продуктивного пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> Лас-Еганского нефтяного месторождения.

3. Показано, что с учетом прогнозирования дилатансии нефтеотдача может быть увеличена на этапе выработки запасов.

4. Для многоуровневой динамической обработки исходных геолого-промысловых данных разработаны программные продукты «IntellPro» и «WellCalc».

### *Рекомендация диссертационной работы:*

Предложенный вероятностно-статистический подход оценки объемных деформаций (прогнозирование дилатансии) будет малоэффективен, если объектом исследования будут трещиноватые коллекторы, а также пласты, сложенные слабосцементированными песчаниками, имеющих чрезвычайно высокую проницаемость.

**СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ**

<b>ВУГ</b>	вязкоупругие гели
<b>ГДИ</b>	гидродинамические исследования
<b>ДМС</b>	диссипативные мезотрещинные структуры
<b>КВУ</b>	кривая восстановления уровня
<b>КВД</b>	кривая восстановления давления
<b>КПД</b>	кривая падения давления
<b>МНК</b>	метод наименьших квадратов
<b>МУН</b>	методы увеличения нефтеотдачи
<b>ОФП</b>	относительные фазовые проницаемости
<b>ПОТ</b>	потокотклоняющие технологии
<b>СПС</b>	сшитые полимер-дисперсные системы
<b>СУБД</b>	система управления базами данных
<b>ФЕС</b>	фильтрационно-емкостные свойства

**СЛОВАРЬ ТЕРМИНОВ**

<b>вакансия:</b>	Свободный, незанятый атомом, узел кристаллической решетки
<b>гидродинамическая модель:</b>	Геолого-математическая модель, воспроизводящая физические процессы в месторождении нефти при его разработке
<b>дезинтеграция:</b>	Изменение пород под действием физических и химических процессов, приводящие к распаду породы на составные части, преимущественно под влиянием объемной деформации и физического выветривания (колебаний температуры, растрескивания и других причин)
<b>дилатация:</b>	Расширение горных пород, увеличения их пустотного пространства(пористости и разуплотнения) под воздействием разогрева горных пород глубинными источниками тепла, интенсивного насыщения водой, нефтью, газом
<b>диспергирование породы:</b>	Тонкое измельчение твёрдых тел или жидкости, в результате которого образуются дисперсные системы: порошки, суспензии, эмульсии, аэрозоли.

<b>дисперсия:</b>	Мера разброса случайной величины относительно в исследуемом множестве значений относительно математического ожидания (среднего значения)
<b>дифференциальная энтропия:</b>	Функционал (мера неопределенности), заданный на множестве непрерывных распределений вероятностей, формальный аналог понятия информационной энтропии Шеннона для случая непрерывной случайной величины
<b>коэффициент сжимаемости:</b>	Отношение относительного изменения объема к изменению давления, вызвавшему это изменение
<b>коэффициент Пуассона:</b>	Величина отношения относительного поперечного сжатия к относительному продольному растяжению
<b>литотип:</b>	Тип породы, идентифицируемый по набору литологических признаков
<b>математическая модель:</b>	Представление исследуемой реальности, позволяющее получить информацию о некоторой другой системе



<b>мезоструктура:</b>	Структура части породы, формирующаяся зернами песка, которая определяет деформативность, плотность и другие свойства
<b>междисциплинарный подход:</b>	Форма организации исследований, предусматривающая совместное использование различных дисциплин в решении комплекса проблем, относящихся к задачам исследования
<b>модуль объемного расширения (сжатия):</b>	Относительное изменение плотности жидкости (нефти) при изменении давления на единицу
<b>модуль сдвига:</b>	Физическая величина, характеризующая способность материала сопротивляться сдвиговой деформации
<b>модуль Юнга:</b>	Физическая величина, характеризующая свойства материала сопротивляться растяжению, сжатию при упругой деформации
<b>поперечная волна:</b>	Волна, распространяющаяся в направлении, перпендикулярном к плоскости, в которой происходят колебания частиц среды (в случае упругой волны)

	или в которой лежат векторы электрического и магнитного поля (для электромагнитной волны)
<b>поровый коллектор:</b>	Горная порода, содержащая пустоты (поры, каверны или системы трещин) и способная вмещать и фильтровать флюиды (нефть, газ, воду)
<b>предел прочности породы-коллектора:</b>	Механическое напряжение (пороговая величина прочности на сжатие и растяжение) выше которого происходит разрушение породы
<b>прискважинная зона пласта:</b>	Часть пласта с некоторым коэффициентом скин-эффекта и радиусом загрязнения
<b>продольная волна:</b>	Волна, в которой колебания совершаются вдоль направления распространения
<b>систематическая ошибка:</b>	Ошибка, которая постоянно вносится в исследование при смене системы расчета; о данной ошибке часто заранее известно и которую можно минимизировать
<b>суффозия:</b>	Механический вынос частиц горных пород потоком вод
<b>функция ошибок:</b>	Неэлементарная функция, возникающая в теории

**функция принадлежности:**

вероятностей, статистике и теории дифференциальных уравнений в частных производных

Обобщение индикаторной (или характеристической) функции классического множества. В нечёткой логике она представляет степень принадлежности каждого члена пространства рассуждения к данному нечёткому множеству

**эффект Ребиндера:**

Изменение механических свойств твёрдых тел вследствие физико-химических процессов, вызывающих уменьшение поверхностной (межфазной) энергии тела, что приводит к объемной деформации

**СПИСОК БИБЛИОГРАФИЧЕСКИХ ИСТОЧНИКОВ**

1. Авчан Г.М. и др. Влияние пластового давления на физические свойства песчаников. В сб. «Разведочная геофизика». М.: Недра, Выпуск 26. 1968. - С.82-92.
2. Авчан Г.М., Матвеев А.А. и др. Петрофизика осадочных пород в глубинных условиях. М.: Недра, 1975. - 144 с.
3. Алтунин А.Е., Семухин М.В. Модели и алгоритмы принятия решений в нечетких условиях. Тюмень: Изд-во ТГУ, 2000. - 352 с.
4. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений (обзор) / Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов. - Успехи химии. 2007.Т. 76. № 10. - С.1034-1052.
5. Афанасьев А.В. Использование технологии крепления призабойной зоны скважины «линк» для ограничения выноса песка //Инженерная практика №2/2010. - С.38-48.
6. Байдюк Б.В. Механические свойства горных пород при высоких давлениях и температурах. М. Гостоптехиздат. 1963. с ил. - 156 с.
7. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации / Справ. пособие: в 6 т. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. - 399 с.
8. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. М.: Недра, 1993. - 416 с.
9. Бердичевский В.Л., Седов Л.И. Динамическая теория непрерывно распределенных дислокаций, связь с теорией пластичности / В.Л. Бердичевский, Л.И. Седов / ПММ, 1967. Т.31, вып. 6. - С.981-1000.
10. Больцман Л. Избранные труды. М.: Наука. Часть 1-3. 1984. - 585 с.
11. Бурлин Ю.К., Конюхов А.И., Карнюшина Е.Е. Литология нефтегазоносных толщ. М.: Недра. 1991. - 286 с.
12. Волынский А.Л. Эффект Ребиндера в полимерах / А.Л. Волынский. -Природа, 2006. №11. - С.11-18.

13. Вязкоупругая композиция для разобобщения газовой, нефтяной и водоносной частей пласта / Патент № 2061172 от 27.05.96.
14. Газизов А.Ш. Применение полимердисперсных систем и их модификаций для повышения нефтеотдачи / А.Ш. Газизов. Нефтяное хозяйство, 1998. №2. - С.12-14.
15. Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра. 1982. - 312 с.
16. Гладков Е.А. Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа: учебное пособие / Томский политехнический университет /Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. - 99 с.
17. Глатоленков А.И. Физико-техническое обоснование разупрочнения массива горных пород взрывом / А.И. Глатоленков. - Вестник НАН РК, 1996. №1. - С.30-39.
18. Гмурман, В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика // Учеб. пособие для вузов //9-е изд., стер., М.: Высш. шк. 2003. - 479 с.
19. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. М.: Недра. 1986. - 608 с.
20. Гольдберг В.М., Скворцов Н.П. Проницаемость и фильтрация в глинах. М.:Недра, 1986. - 160 с.
21. Девис Дж. С. Статистический анализ данных в геологии / [под ред. Д. А. Родионова]. М.: Недра. 1990. - 399 с.
22. Дмитриев А.П., Гончаров С.А. Термодинамические процессы в горных породах. М.: Недра. 1989.- 312 с.
23. Добрынин В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. М.: Недра. 1970. - 239 с.
24. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика (физика горных пород). М.: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2004. - 368 с.
25. Желтов Ю.П. Деформация горных пород. М.: Недра. 1966. - 233 с.

26. Зозуля Г.П., Кузнецов Н.П., Ягафаров А.К. Физика нефтегазового пласта. ТюмГНГУ, 2006. - 249 с.
27. Зоммерфельд А.А. Механика деформируемых сред, перев. с нем., Ил. / Москва. 1954. - 491 с.
28. Ильина Г.Ф. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: учебное пособие / Г.Ф. Ильина, Л.К. Алтунина. - Томский политехнический университет. - 2-е изд., Томск: Изд-во Томского политехнического университета. 2012. - 166 с.
29. Катаев В.Н., Ерофеев Е.А. Краткий исторический обзор теоретического и практического опыта применения вероятностно-статистических методов в карстоведении /Электронный научный журнал «Современные проблемы науки и образования» № 1 за 2013 год.
30. Катанов Ю.Е. Обоснование параметров горных пород (неоднородных сред) при моделировании/Ю.Е. Катанов, Н.В. Григорьев// Международный научно-исследовательский журнал ISSN 2303-9868, ПИ № ФС 77 - 51217. - №8 (27) 2014. - Часть 1. - С. 18-21(участие автора 0,25 п.л.).
31. Катанов Ю.Е. Алгоритм прогнозирования фильтрационных характеристик пласта в системе неполноты информации/Ю.Е. Катанов//«Известия вузов. Нефть и газ». - 2011. - №6. - С. 66-71.
32. Катанов Ю.Е. Модели усталостного и лавинного разрушения горной породы/Ю.Е. Катанов, Н.В. Григорьев//Международный научно-исследовательский журнал ISSN 2303-9868, ПИ № ФС 77 - 51217. - №8 (27) 2014. - Часть 1. - С. 21-22(участие автора 0,25 п.л.).
33. Катанов Ю.Е. Математическая модель процесса накопления и пространственно-временной эволюции ансамбля элементарных повреждений как единого динамического процесса/Ю.Е. Катанов//Информационно-аналитический журнал «Нефть, газ и бизнес». - 2014. - С. 60-63.
34. Катанов Ю.Е. Методика исследования давления и дебита газовых скважин с помощью методов построения индикаторных кривых//Материалы IX

Всероссийской научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых по секции: «Моделирование и управление процессами добычи и транспорта нефти и газа». ТюмГНГУ, 2010. - С.59-60.

35. Катанов Ю.Е. Механизмы и принципы моделирования деформационно-пространственной неустойчивости горных пород/Ю.Е. Катанов// ВНИИОЭНГ, Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». - 2014. - С. 19-23.

36. Катанов Ю.Е. Модели и алгоритмы экспертных систем принятия решений по совместимости //Материалы VIII Всероссийской научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых по секции: «Моделирование и управление процессами добычи и транспорта нефти и газа». ТюмГНГУ, 2009. - С.18-20.

37. Катанов Ю.Е. Некоторые результаты исследования влияния эффективности технологий ОПЗ на показатели разработки добывающих скважин Урьевского и Лас-Еганского месторождений //Материалы VII Всероссийской научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. ТюмГНГУ, 2008. - С.71-73.

38. Катанов Ю.Е. Оценка влияния технологий обработки призабойной зоны пласта (ОПЗ) на показатели разработки добывающих скважин Урьевского и Лас-Еганского месторождений //Моделирование технологических процессов нефтедобычи; сборник научных трудов, восьмой выпуск. Тюмень, 2008. - С.80-90.

39. Катанов Ю.Е. Оценка эффективности методов принятия решений в нечетких условиях/Ю.Е. Катанов//«Известия вузов. Нефть и газ». - 2011. - №5. - С. 106-111.

40. Катанов Ю.Е. Принципы методологии технологических измерений в нефтедобывающих системах с признаками неопределенности, нечеткости и неоднородности / Ю.Е. Катанов//Научно-технологический журнал «Технологии нефти и газа» ISSN 1815-2600. - №2. - 2015. - С. 41-45.

41. Катанов Ю.Е. Программный комплекс IntellectProfessional (IntellPro)/2013/Свид. о государственной регистрации программ для ЭВМ. Рег. №2013660228 (Патент РФ).

42. Катанов Ю.Е. Программный комплекс WellsCalculation (WellCalc)/2013/Свид. о государственной регистрации программ для ЭВМ. Рег. №2013619826. (Патент РФ).
43. Катанов Ю.Е. Разработка методики экспертных оценок на основе построения функции принадлежности // Материалы IX Всероссийской научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых по секции: «Моделирование и управление процессами добычи и транспорта нефти и газа». ТюмГНГУ, 2010. - С.60-62.
44. Катанов Ю.Е. Разработка симулятора для прогнозирования параметров технологического процесса. Региональная научно-техническая конференция. Компьютерное моделирование и системный анализ в нефтегазовой отрасли и образовании. Тюмень, 29-30 ноября. 2011. - С.77-79.
45. Катанов Ю.Е. Система критериев по регулированию и принятия решения в условиях стохастической неопределенности //Региональная научно-техническая конференция. Компьютерное моделирование и системный анализ в нефтегазовой отрасли и образовании. Тюмень, 29-30 ноября. 2011. - С.73-77.
46. Катанов Ю.Е. Создание линейного симулятора для прогнозирования технологического процесса/Ю.Е. Катанов//«Известия вузов. Нефть и газ». - 2012. - №1. - С. 112-116.
47. Катанов Ю.Е. Унифицированная методика оценки технологической эффективности методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти//Региональная научно-техническая конференция. Компьютерное моделирование и системный анализ в нефтегазовой отрасли и образовании. Тюмень, 29-30 ноября. 2011. - С.70-73.
48. Катанов Ю.Е. Установление петрофизических связей пород-коллекторов пласта ЮВ1 Лас-Еганского месторождения/В.Н. Гуляев, В.А. Баракин, Ю.Е. Катанов, А.К. Ягафаров//Новая наука: стратегии и векторы развития: Международное научное периодическое издание по итогам Международной научно-практической конференции (19 апреля 2016 г, г. Ижевск). - Ч.3. - Стерлитамак: АМИ. - 2016. - С.29-33(участие автора 0,2 п.л.).



49. Катанов Ю.Е. Моделирование деформационно-пространственной нестабильности потоотклоняющих технологий в условиях стохастической неопределенности/Ю.Е. Катанов, А.К. Ягафаров//Научно-технологический журнал «Технологии нефти и газа» ISSN 1815-2600. - №2 (109). - 2017. - С.49-52 (участие автора 0,2 п.л.).
50. Катанов Ю.Е. Оценка вероятности деформации пород-коллекторов в нечетких условиях/Ю.Е. Катанов, А.К. Ягафаров//Естественные и технические науки, Геофизика, геофизические методы поиска полезных ископаемых ISSN 1684-2626. - №4 (94). - 2016. - С. 41-49 (участие автора 0,5 п.л.).
51. Катанов Ю.Е. Численное моделирование изменения проницаемости и пределов устойчивости породы/Ю.Е. Катанов, А.К. Ягафаров//Научно-технологический журнал «Технологии нефти и газа» ISSN 1815-2600. - №1 (108). - 2017. - С.40-43 (участие автора 0,2 п.л.).
52. Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г. и др. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья. М.: Недра-Бизнесцентр, 2007. - 467 с.
53. Клабуков Б.Н. Неоднородность геологической среды по данным геофизических исследований / Геология и полезные ископаемые Карелии. 2009. Выпуск 12. Петрозаводск: КарНЦ РАН. - С.160-164.
54. Козлов В.В. Ансамбли Гиббса и неравновесная статистическая механика. М.: РХД. 2008. - 208 с.
55. Лисиенко В. Г., Трофимова О. Г., Трофимов С. П., Дружинина Н. Г., Дюгай П.А. Моделирование сложных вероятностных систем // Учебное пособие, Екатеринбург: УРФУ. 2011. - 200 с.
56. Литвинский Г.Г. Аналитическая теория прочности горных пород и массивов/ Монография/ДонГТУ. Донецк: Норд-Пресс, 2008. - 207 с.
57. Маделунг О. Физика твердого тела. Локализованные состояния. М.: Наука. Главная редакция физико-математической литературы. 1985. - 184 с.
58. Методические рекомендации по изучению напряженно-деформированного состояния горных пород на различных стадиях геологоразведочного процесса/М.:ВНИИГеосистем, 1987. - С.95-109.

59. Мирзаджанзаде А.Х. Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра. 1992. - 280 с.
60. Мищенко И.Т. Расчеты в добыче. М.: Недра. 1989. - 245 с.
61. Надаи А. Пластичность и разрушение твердых тел, перев. с англ., Ил./Москва. 1954. - 647 с.
62. Недоливко Н.М., Ежова А.В. Петрографические исследования пород-коллекторов: учебное пособие//Томск: Изд-во Томского политехнического университета. 2012. - 172 с.
63. Носач А.К., Рязанцева Н.А., Бачурин Л.Л., Характер распространения трещин в слоистых осадочных горных породах// Сборник научных трудов Национальной горной академии Украины. 2002. № 13. Том 2. - С.41-46.
64. Огибалов П.М., Кийко И.А. Поведение вещества под давлением. Изд. МГУ. М., 1962. - 154 с.
65. Опанасюк А.А. Исследование закономерностей деформирования горных пород в предразрушающей области: диссертация кандидата технических наук: 25.00.20 - Владивосток, ил. РГБ ОД, 61 07-5/1332. 2006. - 164 с.
66. Осипов В.И., Соколов В.Н., Румянцева Н.А. Микроструктура глинистых пород / Под ред. академика Е.М. Сергеева. М.: Недра. 1989. - 211 с.
67. Осипов В.И., Соколов В.Н., Еремеев В.В. Глинистые покрышки нефтяных и газовых месторождений / М.: Наука. 2001. - 238 с.
68. Павлова Н.Н. Трещиноватость и разрушение горных пород. М.: Наука, 1970. - 96 с.
69. Паламарчук Т.А., Скипочка С.И., Усаченко Б.М., Яланский А.А. Теоретические предпосылки комплексного геофизического мониторинга состояния геотехнических систем с учетом масштабных эффектов в горных породах и их кластерно-иерархической структуры/ Геотехническая механика: Межвед. сб. науч. тр. - Днепропетровск: ИГТМ НАНУ, 2007. Вип. 73. - С.23-32.
70. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. Издательство: Недра-Бизнесцентр. 2000. - 653 с.

71. Пирсон С.Д. Учение о нефтяном пласте, изд. 2-е. - пер. с англ./М.: Изд-во нефтяной и горно-топливной литературы. 1961. - 570 с.
72. Поляков Е.А. Методика изучения физических свойств коллекторов нефти и газа. М.: Недра. 1981. - 182 с.
73. Прагер В. Введение в механику сплошных сред, перев. с нем., Ил./Москва. 1963. - 311 с.
74. Радченко А.В., Мартынов О.С., Матусевич В.М. Динамически напряженные зоны литосферы - активные каналы энерго-массопереноса, Тюмень. 2012. Том 2. - 255 с.
75. Ребецкий Ю.Л. Тектонические напряжения и прочность горных массивов. М.: Наука, 2007. - 406 с.
76. Ребиндер П.А. Избранные труды. Поверхностные явления в дисперсных системах. Коллоидная химия. М.: Наука. 1978. - 196 с.
77. Ржевский В.В., Новик Г.Я. Основы физики горных пород. М.: Недра, 1984. - 359 с.
78. Родионов В.Н., Сизов И.А. и др. Основы геомеханики. М.: Недра, 1986. - 301 с.
79. Румшинский Л.З. Элементы теории вероятностей / Изд. 5-е, перераб. М.:Наука. Элементы теории вероятностей. 1974. - 240 с.
80. Ручкин А.А., Ягафаров А.К. Оптимизация применения потокоотклоняющих технологий на Самотлорском месторождении. Издательство «Вектор Бук». Тюмень. 2005. - 165 с.
81. Седов Л.И. Механика сплошной среды. Том 2. Москва: Изд-во «Наука», Главная редакция физико-математической литературы. 1973. - 584 с.
82. Силин М.А., Ефимов Н.Н., Магадова Л.А., Нескин В.А., Мышенков И.В. Разработка и внедрение кремнийорганического полимерного состава для ликвидации выноса песка в скважинах ПХГ /М.А. Силин, Н.Н. Ефимов, Л.А. Магадова, В.А. Нескин, И.В. Мышенков. Материалы VIII Всероссийской научно-практической конференции «Нефтепромысловая химия» 27-28 июня 2013 года/Москва/Июнь. №8. 2013. - С.73-75.

83. Сухарев И.П. Экспериментальные методы исследования деформаций и прочности. М.: Машиностроение, 1987. - 114 с.
84. Урьев Н. Б. Высококонцентрированные дисперсные системы. М.: Химия. 1980. - 320 с.
85. Ферми Энрико, Термодинамика, Харьков. Изд-во Харьковского ун-та. 1969. - 140 с.
86. Фесик С.П. Теория прочности Мора/Справочник по сопротивлению материалов - 2-е изд. 1982. - 280 с.
87. Ханин А.А. Основы учения и породах-коллекторах нефти и газа. М.: Недра. 1965. - 310 с.
88. Ханин А.А. Петрофизика нефтяных и газовых пластов. М.: Недра. 1976. - 295 с.
89. Ханин А.А. Породы-коллекторы, нефти и газа и их изучение. М.: Недра. 1969. - 368 с.
90. Хасанов М.М., Исмагилов Т.А., Мангазеев В.П., Растрогин А.Е. и др. Применение сшитых полимерно-гелевых систем для повышения нефтеотдачи пластов. Повышение нефтеотдачи пластов: Труды международного технологического симпозиума, 13-15 марта 2002.
91. Хинчин А.Я. «Понятие энтропии в теории вероятностей» / УМН, 8:3(55) (1953 г). - С.3-20.
92. Цай Б.Н., Бондаренко Т.Т., Бахтыбаев Н.Б. О дилатансии горных пород при их разрушении / Б.Н. Цай, Т.Т. Бондаренко, Н.Б. Бахтыбаев. Вестник КазНТУ. 2008. №5. - С.21-36.
93. Цытович Н. А. Механика грунтов. Стройиздат. «Высшая школа». 1963. - 638 с.
94. Шандрыгин А.Н., Лутфуллин А.А. Основные тенденции развития методов увеличения охвата пластов воздействием в России. SPE - 117410 - РР., 2008.
95. Щукина Е. Д., Перцова Н. В. и др. Физико-химическая механика природных дисперсных систем. М.: Изд-во МГУ. 1985. - 264 с.
96. Энгельгардт В. Поровое пространство осадочных пород. М.: Недра, 1964. - 232 с.

97. Эффективность вязкоупругих композиций в осложненных технологических операциях / Изобретения и рациональные предложения в нефтегазовой промышленности. 2005. №6. - С.55-61.
98. Ямщиков В.С. Методы и средства исследования и контроля горных пород и процессов. М.: Недра, 1982. - 296 с.
99. Hashin Z. The Elastic Moduli of Heterogeneous Materials. J. Appl. Mech., March 1962. Trans. Of the ASME, Ser. E., PP. 223-227.
100. Mann R.L., Fatt I. Effect of Pore Fluids on the Elastic Properties of Sandstones. Geophysics, v. XXV, №2. 1960. - PP.744-756.
101. Nikolai G. Lehtinen «Error functions», April 2010. - 10 P.
102. Weibull W., Proc. Ing. Vetenskapsakad. Akad. 1939. - 151 P.

*Свидетельство о государственной регистрации программ для ЭВМ. Рег.  
№2013660228. Роспатент.*

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО  
о государственной регистрации программы для ЭВМ  
№ 2013660228

Intellect Professional (IntellPro)

Правообладатель: *Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет» (ТюмГНГУ) (RU)*

Автор: *Катанов Юрий Евгеньевич (RU)*

Заявка № 2013618112  
Дата поступления 10 сентября 2013 г.  
Дата государственной регистрации  
в Реестре программ для ЭВМ 29 октября 2013 г.



Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности



Б.П. Симонов

*Свидетельство о государственной регистрации программ для ЭВМ. Рег.  
№2013619826. Роспатент.*

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО  
о государственной регистрации программы для ЭВМ  
№ 2013619826  
Wells Calculation (WellCalc)

Правообладатель: *Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет» (ТюмГНГУ) (RU)*

Автор: *Катанов Юрий Евгеньевич (RU)*

Заявка № 2013618116  
Дата поступления 10 сентября 2013 г.  
Дата государственной регистрации  
в Реестре программ для ЭВМ 17 октября 2013 г.

Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности



*Б.П. Симонов*