

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Тюменский индустриальный университет»

На правах рукописи



Антипин Ярослав Олегович

**Моделирование нефтенасыщенности залежей в терригенных коллекторах с
использованием J-функции Леверетта**

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
С. Р. Бембель

Тюмень – 2019

Содержание

Содержание	2
Введение	4
1. Теоретические основы исследований	10
1.1 Трехмерное геологическое моделирование и его роль в нефтегазопромысловой геологии	10
1.2 Методы моделирования нефтенасыщенности	17
1.3 Используемая терминология	26
1.3.1 Терригенные породы-коллекторы и их свойства	26
1.3.2 Состояние переходной зоны нефть – вода	38
2. Характеристика объектов исследований (залежей в текстурно-однородных породах-коллекторах)	54
2.1 Месторождение «У»	54
2.1.1 Краткие сведения о месторождении «У»	54
2.1.2 Литостратиграфическая характеристика разреза месторождения «У»....	57
2.1.3 Нефтегазоносность месторождения «У»	59
2.2 Месторождение «А»	67
2.2.1 Краткие сведения о месторождении «А»	67
2.2.2 Литостратиграфическая характеристика разреза месторождения «А»....	68
2.2.3 Нефтеносность месторождения «А»	71
3. Авторский алгоритм построения модели нефтенасыщенности	77
4. Моделирование нефтенасыщенности в авторских трехмерных геологических моделях залежей в однородных породах-коллекторах объектов БУ ₁₆ ² и ЮВ ₁ ¹	94
4.1 Моделирование нефтенасыщенности пласта БУ ₁₆ ² месторождения «У»	94
4.2 Моделирование нефтенасыщенности пласта ЮВ ₁ ¹ месторождения «А»....	108
5. Моделирование нефтенасыщенности залежей в текстурно-неоднородных породах-коллекторах	121
5.1 Краткая характеристика объекта исследований - залежи пласта Ач месторождения «И»	121
5.1.1 Краткие сведения о месторождении «И»	121
5.1.2 Литостратиграфическая характеристика разреза месторождения «И»..	122
5.1.3 Нефтеносность месторождения «И»	126

5.2 Моделирование нефтенасыщенности залежи пласта Ач месторождения «И» в текстурно-неоднородных породах-коллекторах.....	132
Заключение	148
Список сокращений и условных обозначений.....	150
Список используемой литературы	152

Введение

Актуальность проблемы. Западная Сибирь с начала XXI века находится на новом этапе нефтегазового развития. Большинство месторождений, обеспечивающих основную добычу нефти в стране, вступили в поздние стадии разработки, кроме того происходит ухудшение качества запасов вводимых в эксплуатацию месторождений. По мнению академика А. Э. Конторовича, для обеспечения роста добычи нефти необходим переход на инновационные технологические схемы работы с целью значительного увеличения коэффициента извлечения нефти. Чтобы наладить эффективное управление процессом разработки, достигнуть проектных коэффициентов извлечения нефти для поддержания уровня добычи в целом по стране, необходимы достоверные, детальные трехмерные геологические модели. Такие модели должны давать представление о реальной структуре месторождения, адекватно отражать пространственное распределение фильтрационно-емкостных свойств и нефтегазонасыщенность пород-коллекторов.

В эпоху ускоренного развития информационных технологий модели, представляющие собой отражение строения месторождений, являются основой решения практически всех геологических задач. Этим диктуются высокие требования к детальности и точности построения моделей. Отсюда закономерным условием является совершенствование методики и приемов моделирования.

Расчет коэффициента нефтегазонасыщенности пород в ячейках трехмерной модели является одной из наиболее сложных задач геологического моделирования. Привлечение косвенной и априорной информации различных видов, включая данные капиллярметрических исследований керна, экспериментов по вытеснению нефти водой, относительных фазовых проницаемостей позволяет существенно повысить достоверность трехмерных геологических моделей нефтенасыщенности.

Степень разработанности темы исследования. В настоящий момент существует большое количество работ, освещающих проблемы геологического

моделирования, как отечественных ученых и исследователей - К. В. Абабкова, В. А. Бадьянова, В. А. Белкиной, С. И. Билибина, Ю. Я. Большакова, А. М. Волкова, А. Ф. Гималтдиновой, И. С. Гутмана, А. А. Забоевой, К. Е. Закревского, А. К. Кашика, Е. В. Ковалевского, Д. М. Майсюка, Д. Д. Сулейманова, В. Р. Сыртланова и др., так и иностранных - О. Дюбрюля, Л. Косентино, Ж. Матерона, Д. Мерриама и др.

Особенно следует отметить вклад А. Ф. Гималтдиновой в разработку алгоритма определения положения поверхности зеркала чистой воды в модели нефтенасыщенности.

Цель работы. Разработка авторского алгоритма построения модели нефтенасыщенности на основе J-функции Леверетта с учетом криволинейной по высоте поверхности зеркала чистой воды с целью повышения достоверности оценки распределения параметра нефтенасыщенности залежей пород-коллекторов при трехмерном геологическом моделировании.

Основные задачи исследования:

1. Определить пути отражения распределения нефтенасыщенности в переходной водонефтяной зоне при трехмерном геологическом моделировании, устранив неоднозначность определения положения поверхности зеркала чистой воды;
2. Внести концептуальное изменение в графическое и математическое отражение конфигурации поверхности зеркала чистой воды, а именно принять поверхность зеркала чистой воды как криволинейную по высоте (в отличие от стандартного подхода к ее определению как горизонтальной или наклонной плоскости). При этом учесть зависимость геометрии переходной водонефтяной зоны от фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов;
3. Оразить в соответствии с внесенным концептуальным изменением в определение конфигурации поверхности зеркала чистой воды строение переходной водонефтяной зоны и распределение нефтенасыщенности при трехмерном геологическом моделировании с использованием J-функции Леверетта. Сравнить достоверность распределения нефтенасыщенности в

моделях при авторском подходе к расчету и выполненной традиционным способом;

4. Провести оценку в авторской модели критических значений проницаемости для насыщения прослоев текстурно-неоднородных пород-коллекторов нефтью с учетом высоты залежи, капиллярных давлений и криволинейной по высоте поверхности зеркала чистой воды при трехмерном моделировании нефтенасыщенности с учетом параметров пород-неколлекторов и неоднородности насыщения, соответствующей природной модели резервуара, его слоистости по керну.

Методология и методы исследований. В рамках работы выполнен анализ существующих методических приемов расчета куба нефтенасыщенности в цифровых трехмерных геологических моделях. Обоснован и сконструирован авторский алгоритм создания модели нефтенасыщенности на основе J-функции Леверетта с учетом криволинейной по высоте поверхности зеркала чистой воды. Применение данного алгоритма при трехмерном моделировании нефтенасыщенности однородных пород-коллекторов, а также «полосчатой» нефтенасыщенности текстурно-неоднородных пород-коллекторов оказалось эффективным и востребованным на практике.

В работе использовался также комплексный подход к оценке геологической, геофизической и промысловой информации.

Объектами исследования стали, в частности: залежь пласта БУ₁₆² месторождения «У»; залежь пласта ЮВ₁¹ месторождения «А»; залежь пласта Ач месторождения «И» Западной Сибири.

В работе использованы материалы сейсморазведочных работ, геолого-геофизические материалы по 378 скважинам: координаты устьев, альтитуды, инклинометрии, геофизические исследования скважин (ГИС), стратиграфические отбивки геологических пластов, результаты капиллярометрических исследований керна и специальные исследования.

Научная новизна.

1. Разработка авторского алгоритма моделирования нефтенасыщенности, достигнутая путем применения J-функции Леверетта с учетом криволинейности по высоте поверхности зеркала чистой воды;
2. Оценка критических значений проницаемости для насыщения прослоев текстурно-неоднородных пород-коллекторов нефтью с учетом высоты залежи, капиллярных давлений и криволинейной по высоте поверхности зеркала чистой воды.

Положения, выносимые на защиту:

1. Представление зеркала чистой воды как криволинейной по высоте поверхности (в отличие от стандартного подхода к ее определению как горизонтальной или наклонной плоскости) обосновано для месторождений Западной Сибири, применимо в практической реализации для построения трехмерных геологических моделей распределения нефтенасыщенности;
2. Учет разработанного автором алгоритма создания модели «полосчатой» нефтенасыщенности (на основе представления поверхности зеркала чистой воды как криволинейной по высоте поверхности) в текстурно-неоднородных породах-коллекторах позволяет отразить особенности нефтенасыщения низкопроницаемых пород в соответствии с природной моделью резервуара.

Теоретическая и практическая значимость работы. Как показали результаты проведенных исследований, при трехмерном геологическом моделировании с применением авторского алгоритма проявилась возможность наиболее достоверно описать распределение параметра нефтенасыщенности в низкопроницаемых неоднородных породах-коллекторах, составляющих залежи подавляющего большинства вводимых в эксплуатацию в настоящее время месторождений. Высокая глинистость и низкая проницаемость пород-коллекторов определяют сложность строения углеводородной залежи и ее переходной зоны как по разрезу, так и по латерали.

С практической точки зрения, результаты проведенных исследований будут интересны для применения при построении трехмерных геологических моделей

залежей трудноизвлекаемых запасов нефти. Это позволит обеспечить эффективное управление процессом разработки месторождений и достижение проектного коэффициента извлечения нефти.

Степень достоверности и апробация результатов работы. Достоверность результатов исследования подтверждается соответствием расчетных показателей в построенных трехмерных геологических моделях нефтенасыщенности по авторскому алгоритму с фактическими данными работы эксплуатационных скважин.

Результаты исследований и основные положения работы докладывались и обсуждались на 5 научно-практических конференциях с участием студентов, аспирантов и молодых ученых Тюменского государственного нефтегазового университета (г. Тюмень, 2012-2019); научно-практической конференции, посвященной 40-летию ФГУП «ЗапСибНИИГГ» (г. Тюмень, 2015); конференции молодых специалистов ФГУП «ЗапСибНИИГГ» (г. Тюмень, 2016); XXII научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири» (г. Ханты-Мансийск, 2018); XIX конференции молодых ученых и специалистов филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» (г. Тюмень, 2019).

Публикации. Автором опубликовано 10 работ по теме диссертации, в том числе 6 научных статей в журналах, рекомендованных Высшей Аттестационной Комиссией (ВАК) РФ, из которых 5 научных статей в соавторстве с другими исследователями.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, 5 глав, заключения, списка сокращений и обозначений и списка литературы. Содержание работы изложено на 161 странице, включая 77 рисунков, 5 таблиц. Список литературы включает 108 наименований.

Диссертационная работа выполнена под руководством доктора геолого-минералогических наук С. Р. Бембеля.

Автор выражает благодарность за поддержку, советы, научные консультации, помощь и обсуждение результатов работы кандидату геолого-

минералогических наук, доценту ТИУ Н. В. Гильмановой, кандидату физико-математических наук, профессору ТИУ В. А. Белкиной. Также автор выражает благодарность доктору геолого-минералогических наук, профессору ТИУ Ю. Я. Большакову, кандидату геолого-минералогических наук, доценту ТИУ В. М. Александрову, кандидату геолого-минералогических наук А. Б. Сметанину, коллегам С. Н. Гончарову, Е. И. Аленниковой, А. А. Ширяеву.

1. Теоретические основы исследований

1.1 Трехмерное геологическое моделирование и его роль в нефтегазопромысловой геологии

По объемам разведанных запасов жидких углеводородов (УВ) Российская Федерация занимает второе место в мире с долей около 15 % мировых запасов, по объемам разведанных запасов газа - первое место с долей 32 % [36, 49].

В результате значительной выработки залежей многих высокопродуктивных месторождений и их высокого обводнения, открытия и ввода в эксплуатацию месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, приуроченными к породам-коллекторам с высокой геологической неоднородностью, залежам с высоковязкими нефтями и аномальными условиями залегания, развитие нефтегазовой промышленности Российской Федерации в последние годы протекает на фоне значительного ухудшения структуры запасов УВ. Так, по данным А. В. Шпунова, А. Д. Писарницкого И. П. Пуртовой, А. И. Вариченко, доля трудноизвлекаемых запасов в РФ в 2012 г. достигла 50%. В настоящее время они составляют большую часть сырьевой базы Российской Федерации [86, 36, 77].

К настоящему времени начальные, разведанные в прошлом запасы нефти в целом по стране выработаны более чем на 50 %. Структура остаточных запасов нефти характеризуется тем, что текущая добыча нефти на 77 % обеспечивается отбором из открытых ранее крупных месторождений, разработка которых ограничена периодом около 10 лет. Ухудшение качества запасов вызвало снижение средних дебитов вновь пробуренных скважин. Только с начала 2000-х годов этот показатель снизился по разным районам в 2 - 4 раза [36, 55].

В настоящее время невыполнение проектных уровней добычи нефти на некоторых месторождениях - это результат проблем различного характера процесса разработки месторождений, которые не были своевременно выявлены и решены. Исследованиями последних лет, проведенными в Западной Сибири, установлено весоное несоответствие между истинным уровнем сложности

геологического строения разрабатываемых залежей нефти и газа и упрощенными, осредненными геолого-промысловыми моделями разрабатываемых месторождений [36, 13, 70].

Для обеспечения эффективного управления процессом разработки месторождений и достижения проектного коэффициента извлечения нефти (КИН) необходимы достоверные, детальные трехмерные геологические модели (ГМ), которые дают представление о реальной структуре месторождения, адекватно отражают пространственное распределение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), параметров залежей и нефтегазонасыщенность пород-коллекторов.

По мнению Ю. Я. Большакова, моделирование – это абстрактное представление реальности, служащее способом познания определенных аспектов, свойств этой реальности, позволяющее получить ответы на вопросы в рамках поставленных задач. Моделирование позволяет изучать объекты и явления, прямой эксперимент над которыми весьма затруднен, экономически не выгоден или невозможен.

Важность роли геологической модели в вопросах определения свойств продуктивного пласта, будь то его геометрия, коллекторские, фильтрационно-емкостные свойства или коэффициент нефтегазонасыщенности, постоянно подчеркивается в научной литературе. При этом давно известно, что статистическое описание продуктивного пласта является одной из наиболее важных составляющих моделирования, позволяющих оценить динамику изменения добычи УВ на месторождении [67].

В промысловой геологии нефти и газа необходимость моделирования вызвана тем, что структура геологического пространства и происходящие в ней явления и процессы не являются полноопределенными. Это происходит потому, что геолог получает информацию о строении продуктивного пласта, его свойствах и необходимых параметрах по данным исследования скважин, пробуренных в отдельных точках, в то время как несравнимо большая часть пространства продуктивного пласта не может быть изучена. Вследствие этого основной задачей промысловой геологии является восстановление, прогнозирование, предсказание

строения, свойств и характеристик пласта, поведения насыщающих его флюидов как на начальном этапе разведки, так и на протяжении всего процесса разработки месторождения. Таким образом, пространственная структура и свойства изучаемого объекта, охарактеризованные в отдельных точках – скважинах, используются для восстановления непрерывной модели изучаемого объекта путем анализа необходимых параметров, интерполяции известных данных, составления карт и выявления зависимостей. В результате получают абстрактное полноопределенное пространство. Такой переход от неполноопределенного пространства к полноопределенному и является процедурой построения геологической модели [16, 17].

Условно историю развития геологического моделирования можно разделить на два периода: «ручной» (бумажный) и «автоматизированный».

«Ручной» период продлился до середины XX века, когда геологи признали потенциал автоматизации моделирования. Развитие теории численного анализа и его интегрирование в отрасль геологии на фоне активного внедрения электронно-вычислительных машин в научную деятельность в качестве экспериментальных установок привело к созданию пилотных симуляторов в конце 60-х - начале 70-х гг. [36, 75].

Широкое внедрение программных пакетов трехмерного моделирования началось в 1996-1997 гг. Уже при помощи первых программных продуктов создавались геологические модели, прогнозирующие развитие неоднородности исследуемого объекта в межскважинном пространстве. Первые модели использовались для изучения крупных месторождений, потенциал которых мог оправдать финансовые затраты на такие исследования [36, 75].

Последующее развитие компьютерных технологий, а вместе с ними и программных пакетов моделирования шло стремительно. За последние два десятилетия на рынке геологических программ появилось множество конкурентоспособных пакетов [36, 75].

Как правило, выделяют несколько основных этапов построения трехмерных геологических моделей (рисунок 1.1):

1. сбор, анализ, подготовка и загрузка необходимой информации;
2. создание концептуальной модели месторождения (продуктивного пласта, залежи);
3. создание структурной модели месторождения;
4. подбор и создание трехмерной сетки, осреднение скважинных данных на сетку;
5. литолого-фациальное моделирование;
6. альтернативные варианты детальной литологической модели (рисунок 1.2);
7. создание модели ФЕС;
8. создание модели насыщенности;
9. подсчет запасов углеводородов;
10. оценка неопределенностей и рисков.

Основные требования к геологической модели [36, 15, 76]:

1. соответствие исходным данным - требование, относящееся к любой ГМ вне зависимости от задач, для которых она создана;
2. детальность - требование, уровень которого повышается пропорционально сложности поставленных задач и уровню аппаратного обеспечения;
3. реалистичность - требование, отвечающее за максимальное соответствие ГМ геологическим представлениям о строении объекта моделирования (месторождения, пласта, залежи). Как показывает опыт моделирования, степень несоответствия модели и действительного строения месторождения, определяемая сопоставлением с вновь полученными данными, в общем случае зависит от сложности его геологического строения. При простом геологическом строении запасы подтверждаются с погрешностью $\pm 15\%$, а при сложном строении - до $\pm 50\%$ [36, 47, 48];
4. простота и оперативность обновления - требование, обеспечивающее итерационное развитие ГМ, предполагающее возможность обновления, уточнения, повышения детальности модели при появлении новых фактических

данных или новых методических подходов, в результате чего происходит уточнение запасов УВ и пересмотр проектных решений по разработке.

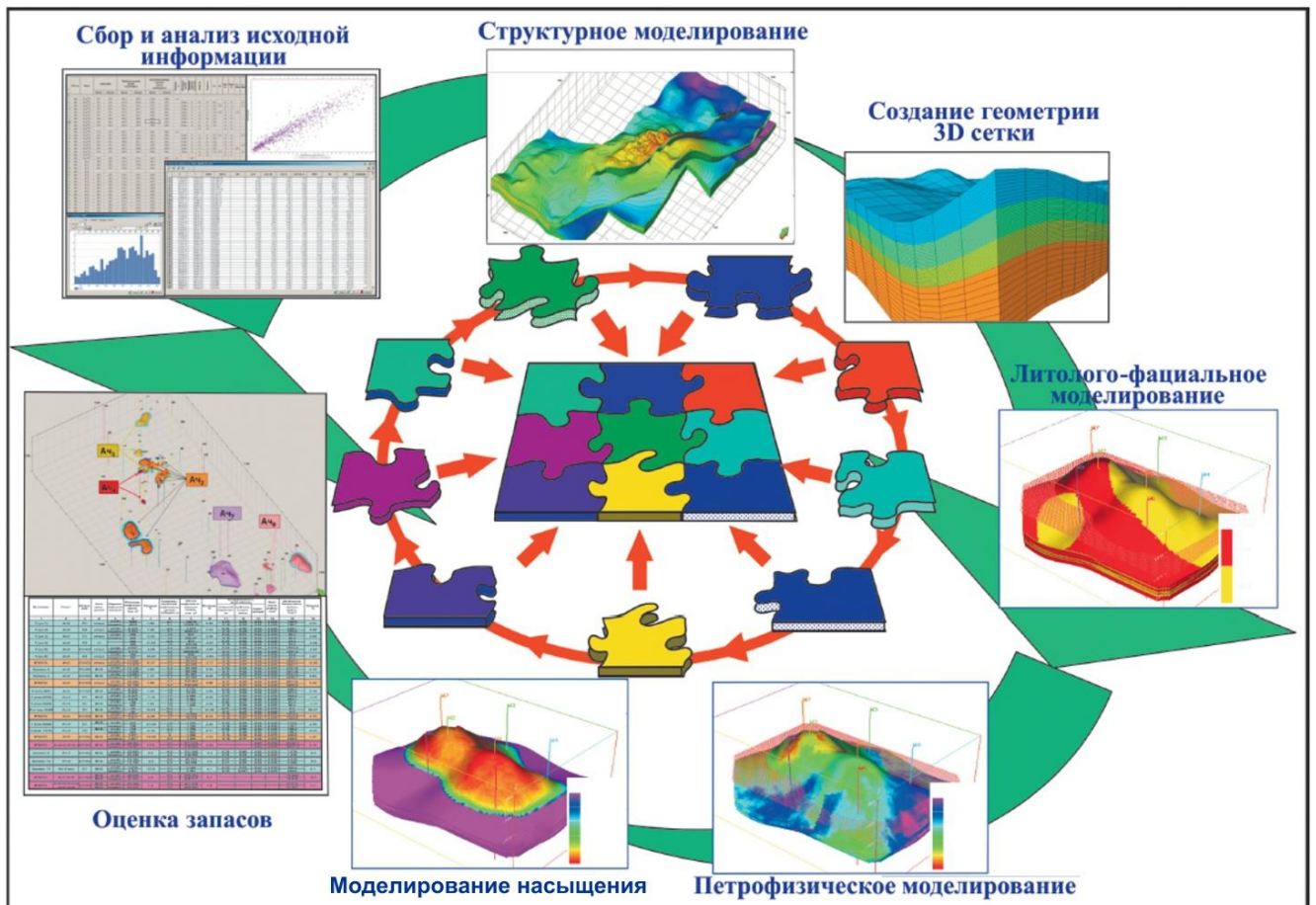


Рисунок 1.1 - Основные этапы построения цифровой геологической модели
(по К. Е. Закревскому, 2009)

Рассмотрим процесс создания литологической модели. Согласно рекомендациям к методике построения геологических моделей при подсчете запасов углеводородного сырья (М., ФБУ ГКЗ, 2014; п. 5.2) допускается два подхода литологического расчленения разреза: выделение интервалов по признаку «коллектор-неколлектор» и построение детальной литологической модели (рисунок 1.2).

При построении трехмерной литологической модели в первом случае ячейки будут содержать признак «коллектор-неколлектор» несмотря на их возможное литологическое различие (глина, карбонатизированный песчаник). То

есть в каждой ячейке содержится одно значение, характеризующее лишь один тот или иной литотип: коллектор или неколлектор (значение 1 и 0). В то же время, в нефтегазопромысловой геологии нет понятия «неколлектор», а есть слабопроницаемые и малопористые породы, то есть пропластки, которые в вышеописанной модели литологии имеют значение 0 и в пределах которых не восстанавливаются фильтрационно-емкостные свойства, физически являются проницаемыми. Поэтому во втором случае выделение различных литологических типов пород, слагающих геологический разрез, продиктовано не только необходимостью идентификации геологического разреза по комплексу геофизической информации, но и тем, что различные литологические типы пород-коллекторов обладают различным коллекторским потенциалом. Считается, что распределение литологических разностей в объеме резервуара повышает достоверность моделей. Также в литературе описано построение геологических моделей в более сложных случаях, когда построение куба литологии (значения 0-1) не смогло адекватно отразить распределение ФЕС в объеме резервуара и обеспечить воспроизведение истории разработки [38]. Таким образом, модель литологии может описывать многие литологические разности, которым впоследствии будут присвоены собственные значения параметров ФЕС. Описываемые литологические разности должны иметь также собственную закономерность пространственного распределения, соответствующую принципам генезиса и особенностям залегания данных горных пород.

Построение модели ФЕС выполняется на основе осредненных скважинных данных и трендов – карт пористости продуктивных пластов. Значения пористости ограничиваются минимальными и максимальными значениями, полученными по данным ГИС.

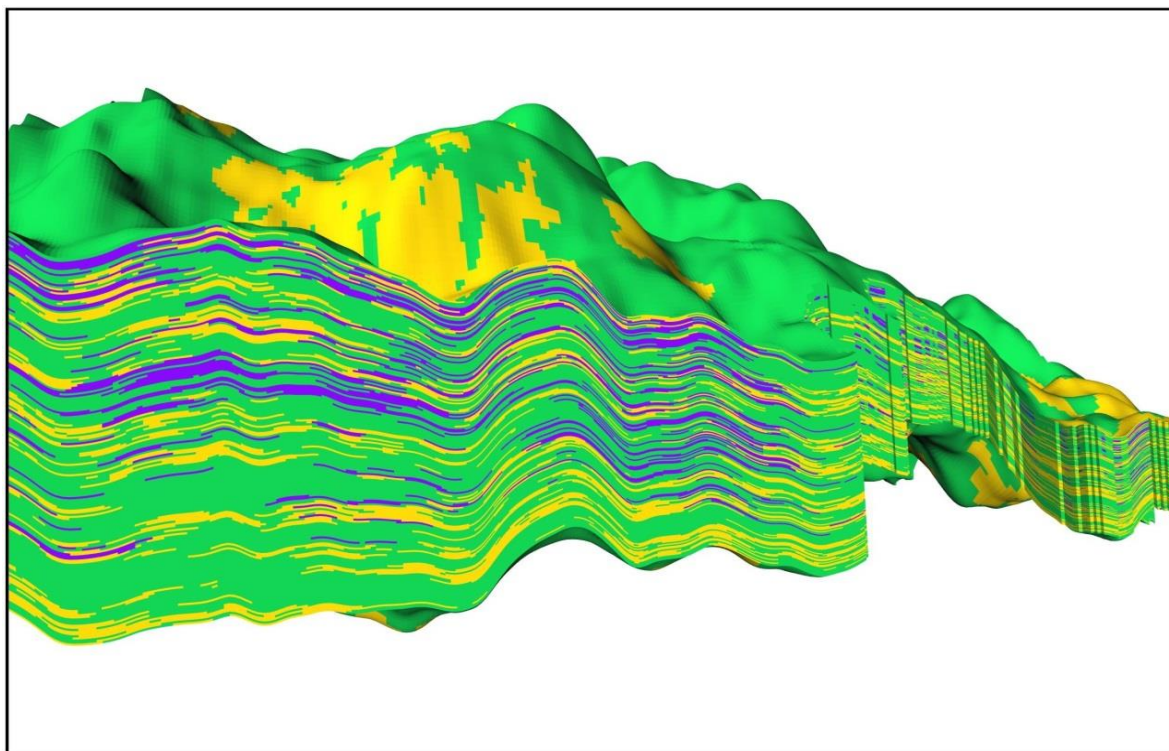


Рисунок 1.2 - Альтернативный вариант детальной литологической модели:
неколлектор (зеленый), условный неколлектор (сиреневый), коллектор (желтый)
месторождения «И»

Но все же одной из наиболее сложных и менее всего разработанных частей процесса моделирования до сих пор остается построение модели нефтегазонасыщенности [8, 103]. Правильное понимание нефтенасыщенности актуально не только с точки зрения более точной оценки запасов в целом, но и в связи с необходимостью детальной дифференциации запасов, в том числе по степени нефтенасыщенности пород для прогноза коэффициента нефтеизвлечения при проектировании разработки. Общей чертой нефтяных залежей является закономерное увеличение нефтенасыщенности пород-коллекторов вверх по разрезу от нулевого значения на зеркале чистой воды до некоторого максимального значения, зависящего от ФЕС пород коллекторов и физических свойств насыщающих их флюидов [12]. Нефтенасыщенность является комплексным петрофизическим свойством. Процесс расчета достоверного профиля нефтенасыщенности в стволах скважин сам по себе является сложной задачей, поскольку при анализе необходимо учитывать несколько различных

параметров (емкостные характеристики, удельное электрическое сопротивление (УЭС) пласта и зоны проникновения, минерализация пластовых вод и т. д.). Имея дело с пространственными моделями распределения нефтенасыщенности, мы дополнительно сталкиваемся с проблемой создания такой модели, которая способна точно отразить пространственную изменчивость этого свойства, когда приходится опираться на ограниченный набор скважинных данных.

На практике в нефтепромысловой геологии применяется целый ряд методов, позволяющих создать трехмерные модели распределения нефтенасыщенности залежи, речь о которых пойдет ниже [67].

1.2 Методы моделирования нефтенасыщенности

Рассмотрим известные на данный момент способы построения куба нефтенасыщенности (K_n) в трехмерной геологической модели для ячеек пород-коллекторов выше поверхности зеркала чистой воды (ЗЧВ), а в некоторых случаях – водонефтяного контакта (ВНК) (таблица 1.1, рисунок 1.3). Методы создания куба нефтенасыщенности расположены в таблице 1.1 в порядке увеличения сложности, видов и объема исходной информации, а, вместе с тем, и увеличения детальности получаемых кубов нефтенасыщенности.

Таблица 1.1 - Краткая характеристика методов создания куба нефтенасыщенности

Метод	Характеристики	Применение	Недостатки
Задание куба K_n константой	Задание куба нефтенасыщенности выше ВНК одним числом	При нехватке данных на ранних этапах освоения месторождения	Наименее физичный метод, весьма упрощенная модель, нет связи с ФЕС пород-коллекторов, не учтено распределение нефтенасыщенности в переходной зоне, не учтены капиллярные взаимодействия и особенности движения жидкостей в пористых средах

Горизонтальная интерполяция куба K_n по скважинным данным	Интерполяция куба нефтенасыщенности по данным ГИС некоторого количества скважин в границах горизонтальных плоскостей	Для залежей однородного строения при отсутствии связи k_n с другими ФЕС и геометрическими параметрами залежи (в реальности практически невозможно)	Упрощенная модель, нет связи с ФЕС пород-коллекторов, не учтено распределение k_n в переходной зоне, не учтены капиллярные взаимодействия и особенности движения жидкостей в пористых средах
Стратиграфическая интерполяция куба K_n по скважинным данным	Послойная интерполяция куба нефтенасыщенности по данным ГИС некоторого количества скважин в границах слоев	Для высокоамплитудных залежей, полностью расположенных в зоне предельного насыщения, также для высокопроницаемых однородных залежей с высокими ФЕС, для гидрофобных пород-коллекторов	Упрощенная модель, нет связи с ФЕС пород-коллекторов, не учтено распределение k_n в переходной зоне, не учтены капиллярные взаимодействия и особенности движения жидкостей в пористых средах
Стратиграфическая интерполяция куба K_n с использованием куба K_n и зависимостей $k_n=f(k_n)$	Послойная интерполяция куба нефтенасыщенности с использованием зависимостей нефтенасыщенности от пористости, полученных по данным изолированного керна	Для залежей предельного нефтенасыщения. Есть возможность объединения с данными ГИС	Не учтено распределение k_n в переходной зоне, не учтены капиллярные взаимодействия и особенности движения жидкостей в пористых средах
Интерполяция куба K_n с использованием зависимости $k_n=f(\Delta H)$	Интерполяция куба нефтенасыщенности с использованием зависимостей водонасыщенности от высоты над ЗЧВ	Для залежей с высокой однородностью ФЕС гидрофильных пород-коллекторов и одинаковой толщиной переходной зоны. Есть возможность объединения с данными ГИС	Нет связи с ФЕС пород-коллекторов, не учтены капиллярные взаимодействия и особенности движения жидкостей в пористых средах. Для гидрофильных пород-коллекторов
Интерполяция куба K_n с использованием зависимости $k_n=f(k_n, \Delta H)$	Интерполяция куба нефтенасыщенности с использованием зависимостей нефтенасыщенности от пористости и высоты над ЗЧВ	Более полная методика, позволяет учесть большую часть параметров, оказывающих влияние на насыщенность. Применима для гидрофильных пород-	Не учтена извилистость поровых каналов. Для гидрофильных пород-коллекторов

		коллекторов. Также есть возможность объединения с данными ГИС	
Интерполяция куба K_n с использованием зависимости Леверетта (формула (1.1))	Интерполяция куба нефтенасыщенности с использованием зависимостей нефтенасыщенности от пористости и проницаемости, капиллярных давлений, капиллярных сил и угла смачиваемости	Более полная методика, позволяет учесть практически все параметры, оказывающие влияние на насыщенность. Применима для гидрофильных пород-коллекторов. Также есть возможность объединения с данными ГИС	Для гидрофильных пород-коллекторов. Дает лучшие результаты только при наличии проницаемости, определенной альтернативным способом (с учетом $K_{во}$, $K_{гЛ}$)

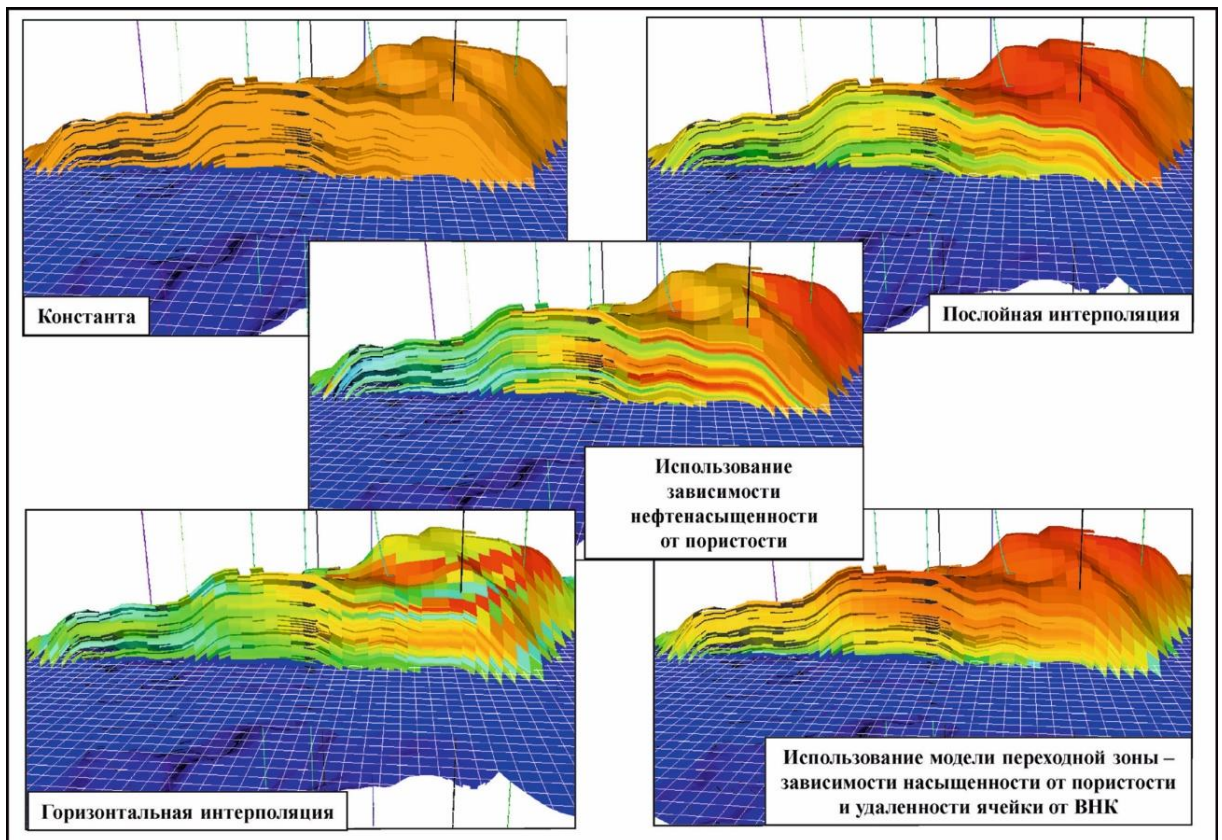


Рисунок 1.3 - Сравнение способов построения куба нефтенасыщенности
(по К. Е. Закревскому, 2009)

Простой и менее физичный — задание K_n выше ВНК одним числом (константой), используется при отсутствии необходимого количества данных для построения модели на поисковом и разведочном этапах освоения месторождения [38].

Горизонтальная интерполяция значений K_n в скважинах — также упрощенный метод моделирования. Адекватные результаты может дать только для залежей однородного строения при отсутствии связи между k_n и фильтрационно-емкостными, геометрическими характеристиками резервуара, что в реальной обстановке скорее всего невозможно [38].

Послойная (стратиграфическая) интерполяция значений K_n в скважинах — относится к упрощенным методам моделирования. Адекватные результаты этот метод может дать только для некоторых типов залежей:

1. залежей, практически полностью расположенных в зоне предельного насыщения, где удаленность от поверхности ВНК уже не влияет на величину k_n . Как правило, это высокоамплитудные залежи;
2. залежей, где также отсутствует зависимость величины k_n от удаленности от поверхности ВНК — это высокопроницаемые однородные пласты с высокими фильтрационно-емкостными характеристиками коллекторов, гидрофобными коллекторами, а также для залежей, имеющих минимальную по толщине переходную зону [38].

В реальности для переходной зоны характерна нелинейная зависимость нефтенасыщенности от глубины, поэтому вышеописанные алгоритмы интерполяции не дают результата, соответствующего реальности. Применение этих методик может привести к недооценке количества воды в переходной зоне. Кроме того, если имеющийся набор данных нефтенасыщенности, полученный при каротаже в исследуемых скважинах, не отличается согласованностью, полученная модель распределения нефтенасыщенности может изобиловать случайными ошибками, которые связаны с отсутствием коррекции исходных данных ГИС или с различиями интерпретируемых параметров.

Рассмотрим метод моделирования нефтенасыщенности, учитывающий пористость пород-коллекторов.

Послойная интерполяция K_n с использованием куба пористости (K_n) и зависимостей пористости и насыщенности $k_n=f(k_n)$, которые могут различаться для разных классов коллекторов по ФЕС. Такие зависимости получают по данным изолированного керна. Зависимость $k_n=f(k_n)$ рассчитывается из обратной зависимости $k_{во}=f(k_n)$, подразумевая, что величины коэффициентов нефтенасыщенности k_n и остаточной водонасыщенности $k_{во}$ связаны как $k_n=1-k_{во}$.

На первом этапе с использованием куба пористости K_n и зависимостей $k_n=f(k_n)$ рассчитывается куб нефтенасыщенности K_n . На втором этапе выполняется сопоставление величин k_n по РИГИС и по кубу K_n . Если сопоставление удовлетворительное (в пределах заданной погрешности), то куб K_n используется как итоговый. Если сопоставление неудовлетворительное, тогда выполняется перерасчет куба нефтенасыщенности, при котором уже созданный куб K_n используется в качестве тренда при послойной интерполяции значений нефтенасыщенности в скважинах [38].

Этот популярный метод оценки распределения нефтенасыщенности подразумевает применение зависимости нефтенасыщенности и пористости. В пластах с относительно простой системой порового пространства часто наблюдается линейное соотношение этих параметров. Метод является простым и быстрым, а также позволяет создать последовательную схему распределения нефтенасыщенности, когда могут быть определены однозначные соотношения.

В итоге три вышеописанных метода распределения нефтенасыщенности в объеме залежи не учитывают переходную водонефтяную зону. Известно множество месторождений, в залежах которых основные запасы УВ приурочены к переходным зонам. При испытании и эксплуатации нефтяных залежей из переходных зон получают притоки нефти с водой или воды с пленкой нефти [6, 104].

В настоящий момент при создании 3D ГМ часто используют зависимости изменения нефтенасыщенности пород-коллекторов как функции удаленности от ЗЧВ (в некоторых случаях ВНК) и создают модели переходных зон [29].

Рассмотрим метод моделирования нефтенасыщенности, учитывающий изменение значения нефтенасыщенности в зависимости от высоты над уровнем ЗЧВ.

Расчет куба K_n с использованием одной зависимости k_n и удаленности от поверхности ЗЧВ — $k_n=f(\Delta H)$. Значения куба K_n изменяются от максимального к минимальному граничному в зависимости от высоты над поверхностью ЗЧВ. Наиболее часто этот способ используется для построения гидродинамической модели, он предполагает однородность коллекторов залежи по ФЕС и одинаковую толщину переходной зоны. Поэтому он не рекомендуется для пластов с неоднородным строением [38].

Рассмотрим метод моделирования нефтенасыщенности, позволяющий не только более детально отразить распределение нефтенасыщенности по высоте залежи и в межскважинном пространстве в зависимости от ФЕС пород-коллекторов, но и оценить нефтенасыщенность в переходной зоне.

Интерполяция куба K_n залежей пластов неоднородного строения с гидрофильными породами-коллекторами, расположенных в зоне неопредельного насыщения с использованием зависимостей $k_n=f(k_n, \Delta H)$, то есть с учетом модели переходной зоны. Этот способ учитывает зависимость нефтенасыщенности залежи от ФЕС коллекторов при установлении капиллярно-гравитационного равновесия (КГР) [38]. Данная методика является более полной, так как позволяет учесть большую часть параметров, оказывающих влияние на нефтенасыщенность. Переходная зона обычно воспроизводится точно.

Модели распределения нефтенасыщенности могут быть получены с применением функции капиллярного давления, которая определяется с использованием методов множественной линейной регрессии. При этом подразумевается, что нефтенасыщенность зависит от петрофизических свойств породы, а также от высоты над уровнем ЗЧВ [67].

Преимущество моделей, построенных с применением функции капиллярного давления, представляется возможностью создания взаимно согласующихся схем распределения пористости и нефтенасыщенности. Кроме того, эти функции можно использовать на этапах гидродинамического моделирования, сводя к минимуму проблемы согласования геологической и гидродинамической модели залежи пласта.

Однако метод построения моделей насыщенности с применением функции капиллярного давления также не лишен некоторых недостатков. Зная, что в геометрии системы поровых каналов существует латеральная изменчивость, получаются различные соотношения пористости и нефтенасыщенности, этот факт учитывается благодаря аппроксимации в разных диапазонах с учетом значений проницаемости. Могут возникнуть и другие проблемы, связанные со сложностью создания удовлетворительной модели регрессии вследствие недостатка и несогласованности входных данных. Тем не менее, это рекомендуемый многими учеными (К. В. Абабков, Д. Д. Сулейманов, Ш. Х. Султанов и др.) метод создания модели распределения нефтенасыщенности, когда конечной целью работы является получение гидродинамической модели [67, 76, 99].

Уровень ЗЧВ представляет собой поверхность, ниже которой порода-коллектор не содержит нефти. Интервал, в пределах которого наблюдается переход от чистой воды к предельно нефтенасыщенной зоне, представляет собой переходную зону [67, 14].

В итоге для расчета значений куба K_n в трехмерной геологической модели используют методику, основанную на построении модели переходной зоны, которая включает:

1. Установление уровня ЗЧВ в пласте;
2. Построение модели переходной зоны для каждой залежи пласта, заключающееся в получении зависимостей водонасыщенности от K_n , $K_{пр}$ и высоты ΔH относительно ЗЧВ;
3. Расчет значений куба K_n в ячейках геологической сетки в зависимости от значения кубов K_n , $K_{пр}$ и высоты ΔH относительно ЗЧВ.

Исходными данными для построения модели нефтенасыщенности пород по описанной методике являются данные капиллярметрических исследований керна. Принцип исследований основан на вытеснении жидкости из поровых каналов горных пород избыточным давлением и заключается в повторении нескольких циклов с последовательным увеличением давления в камере капиллярметра и измерении остаточной водонасыщенности образца [73].

Строение порового пространства породы-коллектора оказывает большое влияние на водонасыщенность (и обратную величину – нефтенасыщенность). Распределение водонасыщенности по залежи происходит неравномерно: на одном и том же уровне значения водонасыщенности ниже в высокопроницаемых и выше в малопроницаемых породах-коллекторах. По мнению Закревского К. Е., Гималтдиновой А. Ф., эффективным методом прогноза насыщенности в модели залежи, основанным на важной роли капиллярных сил в установлении КГР и движении жидкостей в пористых средах, является использование зависимости J-функции Леверетта и коэффициента водонасыщенности.

J-функция Леверетта позволяет обобщить значения капиллярного давления по пробам с различными значениями пористости и проницаемости:

$$J = \frac{3,183 \cdot P_k \cdot \sqrt{\frac{k_{np}}{k_n}}}{\gamma \cdot \cos\theta} \quad (1.1)$$

где J - функция Леверетта; P_k – капиллярное давление, 10^5 Па; k_{np} - коэффициент проницаемости, 10^{-3} мкм²; k_n - коэффициент пористости, д. ед.; γ – поверхностное натяжение на поверхности углеводороды/пластовая вода, кг/с²; θ – угол смачиваемости, град.

В основе метода распределения значений водонасыщенности по объему нефтяной залежи пласта лежит теория равновесия гравитационных и капиллярных сил. Капиллярное давление (P_k) – это сила, которая препятствует давлению вытеснения, контролирует процесс фильтрации углеводородов в пористой среде и положение контактов флюидов; является функцией радиуса поровых каналов:

$$P_K = 2\gamma \cdot \cos\theta / r \quad (1.2)$$

где γ – поверхностное натяжение, кг/с²; r – радиус порового канала, м; θ – угол смачиваемости, град. Из анализа уравнения (1.2) следует, что капиллярное давление возрастает при уменьшении диаметра поровых каналов, увеличении поверхностного натяжения и уменьшении угла смачиваемости. С другой стороны, в терригенных гидрофильных породах-коллекторах капиллярное давление зависит от высоты ΔH над ЗЧВ, и эта зависимость имеет такой вид:

$$P_K = (\rho_B - \rho_H) \cdot 0,098 \cdot \Delta H \quad (1.3)$$

где ρ_B – плотность пластовой воды, кг/м³; ρ_H – плотность нефти, кг/м³; 0,098 – градиент давления пресной воды; ΔH – высота над ЗЧВ, м [26].

Следует отметить достижения А. А. Ханина в области исследования капиллярных сил в поровой среде и привести его вид формулы капиллярного давления P_K [91]:

$$P_K = \frac{(\rho_B - \rho_H) \cdot \Delta H}{10} \quad (1.4)$$

Рассмотрим исследование, проведенное Гималтдиновой А. Ф. по предлагаемой вышеописанной методике расчета нефтенасыщенности. По данным исследований керна Гималтдиновой А. Ф. построен график зависимости J-функции и водонасыщенности $J=f(k_e)$ (рисунок 1.4).

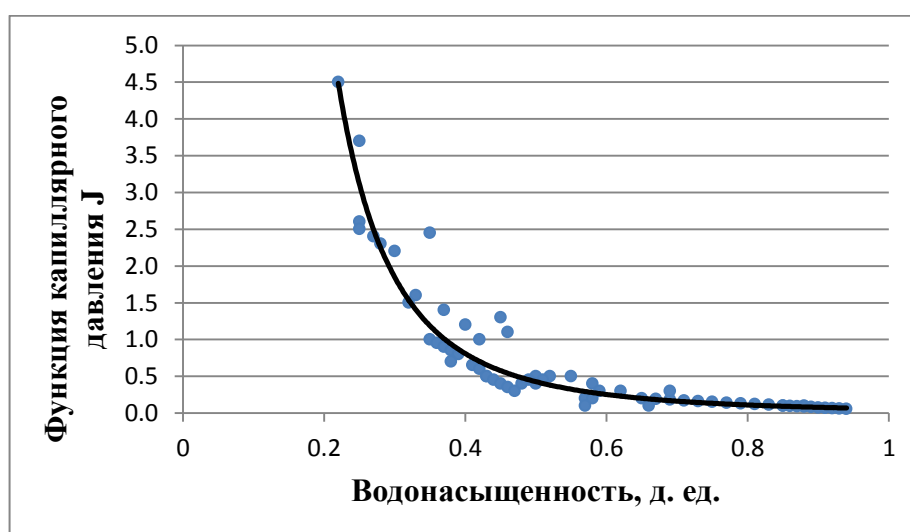


Рисунок 1.4 - Зависимость J-функции и водонасыщенности $J=f(k_e)$

(по А. Ф. Гималтдиновой, 2012)

Определив граничное значение водонасыщенности k_v , по зависимости $J=f(k_e)$ (рисунок 1.4) найдено значение J-функции, соответствующее граничному k_v на поверхности ВНК. Также найдены средневзвешенные значения k_n и k_{np} коллекторов на поверхности ВНК.

Путем подстановки всех известных значений в формулу (1.1) и выражению P_k найдено средневзвешенное значение капиллярного давления P_k , путем подстановки которого в формулу (1.3) по известным значениям плотности нефти и воды изучаемой Гималтдиновой А. Ф. залежи стало возможным определить средневзвешенное расстояние от уровня ВНК до отметки ЗЧВ, то есть толщину переходной водонефтяной зоны залежи.

Определив отметку ЗЧВ, можно рассчитать давление в системе нефть-вода. Определив давление в системе нефть-вода и зная ФЕС коллекторов, можно рассчитать значения J-функции. По зависимости $J=f(k_e)$ (рисунок 1.4) найдено значение водонасыщенности, а затем и нефтенасыщенности [26].

Для обоснования и применения той или иной методики определения и построения куба нефтенасыщенности необходимо детальное представление об объекте исследования. Таковым в данной работе являются гидрофильные терригенные породы-коллекторы (представляющие большинство залежей УВ Западной Сибири) и их свойства.

1.3 Используемая терминология

1.3.1 Терригенные породы-коллекторы и их свойства

Несмотря на огромную площадь распространения, осадочный чехол Западной Сибири формировался как единый объект. В этом отношении он является уникальным и позволяет устанавливать общие закономерности распространения свойств горных пород, характеризующих их параметры, необходимые как при изучении их как коллекторов нефти и газа, так и при оценке их как объектов нефтегазодобычи [92].

Породы-коллекторы нефти и газа обладают способностью вмещать УВ и отдавать их при разработке залежей. Они являются основными объектами поисков, разведки, изучения и разработки месторождений с помощью скважин поискового, разведочного и эксплуатационного бурения. Породы-коллекторы нефти и газа характеризуются большим количеством особенностей минерального скелета, емкостными ($k_{п}$) и фильтрационными ($k_{пр}$) свойствами и морфологией порового пространства.

Терригенные породы-коллекторы нефти и газа занимают первое место в мире по распространенности. На них приходится доля 58 % мировых запасов нефти и 77 % запасов газа. К примеру, в Западно-Сибирском бассейне практически все запасы нефти и газа находятся в терригенных породах-коллекторах.

К терригенным (обломочным) относятся породы, образованные в результате разрушения различных по происхождению горных пород, переноса исходного материала, осаждения и накопления его в седиментационном бассейне. Классификация терригенных пород проводится с учетом цементации, размера и окатанности обломков [62].

По степени цементации выделяют рыхлые (алеварит) и сцементированные (алевролит) разновидности. Согласно размеру частиц, слагающих породу, выделяют глинистые (менее 0,01 мм), мелкообломочные (от 0,1 до 1,0 мм) и крупнообломочные (более 1,0 мм) породы. Степень окатанности обломков учитывается при классификации крупнообломочных пород [62].

Большинство терригенных пород-коллекторов относятся к мелкообломочным породам: алевролитам (алеваритам) и песчаникам (пескам). Они состоят из разных видов материала:

1. обломочного (продукты механического разрушения горных пород и минералов);
2. хемогенного (продукты химических реакций, протекающих в водной, воздушной среде);

3. биогенного (фрагменты животных и растительных организмов в виде окаменелостей, растительных тканей, скелетных остатков).

Реже в них присутствует вулканогенная, коллоидная и даже космическая составляющие.

Обломочный материал представлен обломками или обломочными зернами, которые обладают замкнутой формой и хорошо выраженными ограничениями. В алевролитах и песчаных породах содержание обломочного материала всегда более 50 %, в противном случае, породы не являются песчаниками и алевролитами. Обломки могут быть представлены минералами (кварц, полевые шпаты, слюды) и горными породами магматического, метаморфического и осадочного происхождения. Они отличаются формой, окатанностью и размерами.

Хемогенный материал в основном слагает цементы, то есть вещество, заполняющее пространство между обломками. Цемент может быть сложен одним или несколькими минералами. Наиболее часто цементы имеют глинистый и карбонатный состав. Хемогенный материал слагает также прожилки и включения в породе: минеральные - конкреционные (стяжения, желваки), оолитовые и сферолитовые образования и органические - ископаемые остатки (в виде первичного - в раковинах, или вторичного - псевдоморфозы материала).

Кроме того, породы-коллекторы имеют пустотно-поровое пространство – совокупность пустот, встречающихся в породе. По особенностям строения поровых пустот терригенные коллекторы относятся преимущественно к гранулярным (поровым) коллекторам, пустотное пространство в которых представлено промежутками между обломочными зернами (гранулами). Особенностью таких пород-коллекторов является то, что в них как особенности порового пространства, так и особенности фильтрации обусловлены структурой межгранулярной пористости - межзерновыми сообщающимися порами, образующими поровые каналы. Из определения пород-коллекторов следует, что они должны обладать емкостью, то есть системой пустот — пор, трещин и каверн. Диапазон изменения объема порового пространства в терригенных коллекторах большой – от первых единиц до 40-50 % [62, 31, 59].

Различают общую, открытую, эффективную пористость. *Общая пористость* (полная, абсолютная) характеризует объем всех пустот горной породы, включая связанные и не связанные между собой поры, каверны, трещины. Соответственно коэффициент общей пористости представляет собой отношение объема всех пор к объему образца породы. *Открытая пористость* характеризует объем только сообщающихся между собой пор. Открытая пористость меньше общей на объем изолированных пор. Пористость открытая равна отношению объема связанных пор к объему образца породы. При промышленной оценке залежей нефти и газа используется открытая пористость - объем только тех пор, которые связаны и сообщаются. Терригенные коллекторы в основном являются поровыми. Значения открытой и общей пористости в песках практически совпадают [21]. В песчаниках и алевролитах открытая пористость на 5 – 6 % меньше общей.

В нефтегазопромысловой геологии наряду с понятиями общей и открытой пористости существует понятие эффективной пористости. *Эффективная пористость* – это пористость, образующаяся между зернами осадочной (терригенной, карбонатной) породы, морфология и объем которой определяются взаиморасположением слагающих породу зерен и цемента. То есть она определяется наличием таких пор, из которых УВ могут быть извлечены при разработке. Неэффективными считаются субкапиллярные и изолированные поры [52].

По величине значений эффективной пористости породы-коллекторы делятся на классы. П. П. Авдусин и М. А. Цветкова выделяют пять классов по величине эффективной пористости. Практическое значение имеют породы-коллекторы первых четырех классов (таблица 1.2). Пористость породы в сильной степени зависит от размеров пор и соединяющих их поровых каналов, которые определяются гранулометрическим составом и степенью сцементированности слагающих породу частиц.

Таблица 1.2 - Классификация терригенных пород-коллекторов по величине эффективной пористости

Класс коллектора	Эффективная пористость, %
А	> 20
В	15-20
С	10-15
Д	5-10
Е	< 5

По величине поры пород-коллекторов разделяются на три группы:

1. сверхкапиллярные – диаметром 0,5 – 2 мм;
2. капиллярные – от 0,0002 до 0,5 мм;
3. субкапиллярные – менее 0,0002 мм.

По крупным (сверхкапиллярным) порам движение флюидов происходит свободно, а по капиллярным – только при участии капиллярных сил. В субкапиллярных порах в природных условиях флюиды практически не перемещаются. Горные породы, пустотами которых являются в основном субкапиллярные поры и каналы, независимо от величины коэффициента пористости практически непроницаемы для жидкостей и газов и являются неколлекторами [41, 60, 87].

Проницаемость - важнейший показатель породы-коллектора, характеризующий свойство горной породы пропускать жидкость и газ. За единицу проницаемости (1 мкм^2) принимается проницаемость такой породы, при фильтрации через образец которой длиной 1 м и площадью 1 м^2 при перепаде давления 1 Па расход жидкости вязкостью 1 Па*с составляет $1 \text{ м}^3/\text{с}$.

Проницаемость горной породы зависит как от размеров пор, так и от состава и свойств фильтрующихся сред, которые определяют характер и интенсивность их взаимодействия с породой. Движение флюидов по капиллярам горной породы в сильной степени зависит от действия поверхностных сил на

контакте жидкость-порода. В горных породах с субкапиллярными порами определяющее влияние оказывают молекулярные силы, в результате чего жидкость остается неподвижной. Поэтому осадочные горные породы делятся на проницаемые, полупроницаемые и практически непроницаемые. ФЕС терригенных пород очень часто резко изменяются на незначительных расстояниях в пределах одного и того же пласта как по разрезу, так и по латерали [43, 27].

По величине коэффициента проницаемости $k_{пр}$ породы-коллекторы аналогично делятся на классы, как в зависимости от типа горных пород или типа фильтрующих пустот, так и не зависимо от них. Г. И. Теодорович разделил все породы-коллекторы по величине $k_{пр}$ на пять классов не зависимо от типа фильтрующих пустот (таблица 1.3).

Таблица 1.3 - Классификация пород-коллекторов по величине коэффициента проницаемости

Класс	Породы-коллекторы	Коэффициент проницаемости, мкм ²
I	Очень хорошо проницаемые	более 1
II	Хорошо проницаемые	0,1-1
III	Среднепроницаемые	0,01-0,1
IV	Слабопроницаемые	0,001-0,01
V	Непроницаемые	менее 0,001

Определение величины проницаемости горных пород основывается на представлениях о том, что жидкость, проходящая через образец породы, однородна, течение ее ламинарно, и протекающая жидкость не реагирует с пористой средой. Хотя систем со строго однородной жидкостью в естественных подземных нефтяных резервуарах встретить нельзя, но измерение величины проницаемости для однородной жидкости дает удобную и полезную основу для сравнения при изучении проницаемости многофазных систем [107].

При одновременном содержании в пористой среде породы двух и более фаз (нефти, газа, воды) проницаемость различна для каждой из фаз, более того, она зависит от доли объема пор, занимаемой каждой фазой, и от взаимодействия самих фаз. Это привело к необходимости введения понятий абсолютной, фазовой и относительной проницаемостей.

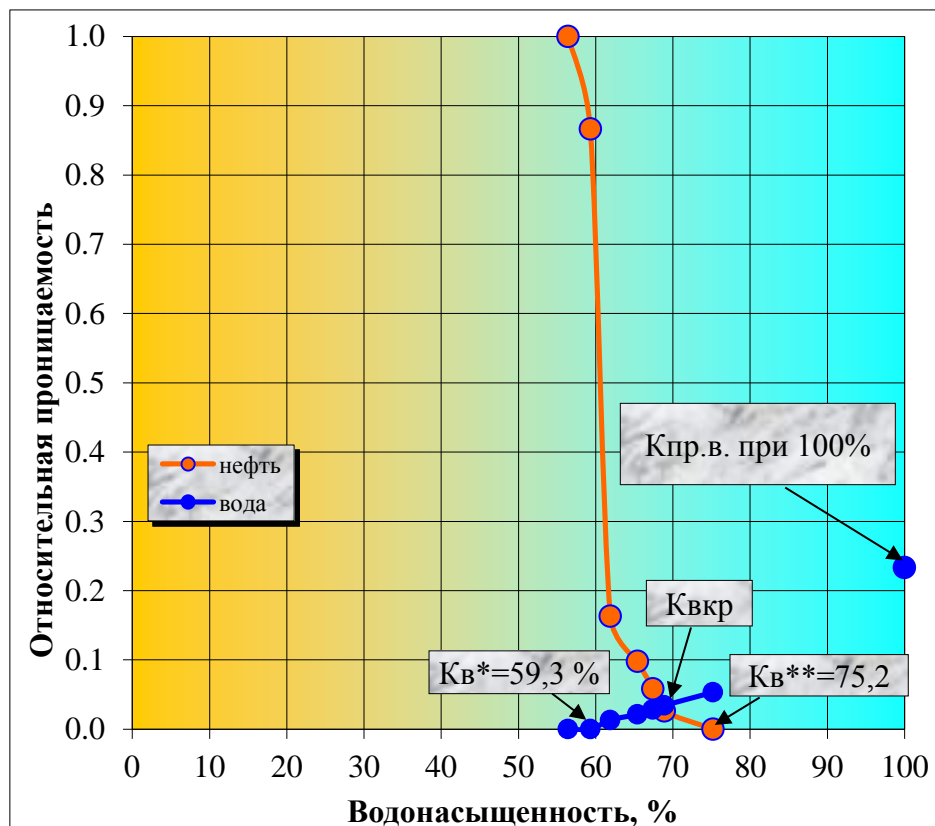
Абсолютная проницаемость – это проницаемость, характеризующая только физические свойства породы и определяемая при наличии в пористой среде одного какого-либо флюида, химически инертного по отношению к породе [22, 46].

Абсолютная проницаемость пород-коллекторов колеблется в широком диапазоне – от 0,001 до 5 мкм². Среди разрабатываемых распространены залежи со средней проницаемостью пород-коллекторов в пределах от 0,05 до 1,0 мкм². В последние годы в связи с ухудшением состояния сырьевой базы вводятся в разработку нефтяные залежи с проницаемостью менее 0,05 (вплоть до 0,001 мкм²) [41].

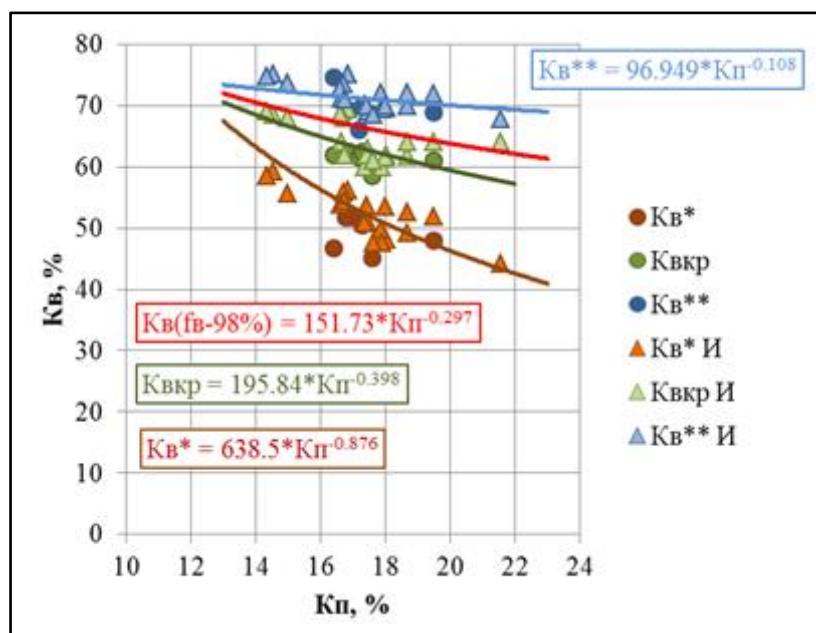
Фазовая проницаемость - это проницаемость, определенная отдельно для жидкости и газа при их одновременном движении в пористой среде. Фазовая проницаемость определяется в основном степенью насыщенности пор разными фазами. Однако существуют диапазоны изменения насыщенности пористой среды газом, водой или нефтью, в пределах которых относительные фазовые проницаемости принимаются практически постоянными. Граница этих областей характеризует либо порог подвижности флюидов, либо величины остаточных газонасыщенности, водонасыщенности, нефтенасыщенности [40, 37, 90].

Относительная проницаемость пористой среды для исследуемой фазы (ОФП) при заданной насыщенности и при заданном распределении фаз определяется отношением фазовой к абсолютной проницаемости [78, 42, 51, 50, 3, 1, 85]. Если часть пор занята в основном какой-либо одной фазой, то значение проницаемости породы для другой фазы уменьшается. Величина фазовой проницаемости оценивается степенью насыщения пор разными фазами [27, 28].

В реальности имеют место различные виды многофазных потоков, такие как движение воды и нефти, либо газированной жидкости или трехфазный поток воды, нефти и газа одновременно. Каждый вид этих потоков изучается экспериментально. Результаты исследований изображают на графиках зависимости относительных проницаемостей и степени насыщенности порового пространства коллекторов различными фазами (основного фактора, влияющего на значение относительной проницаемости). Эти зависимости используются теоретически и практически для обоснования положения ВНК, проектирования разработки и эксплуатации залежей нефтяных месторождений. На основе их анализа можно сделать выводы об особенностях притока нефти, воды и газа в скважинах. Они используются при определении дебитов скважин, планировании добычи УВ, прогнозировании поведения залежи пласта и режима работы скважин по мере эксплуатации, при проектировании процесса разработки месторождений и решении многих технологических задач эксплуатации нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений (рисунок 1.5) [27, 28].



а)



б)

Рисунок 1.5 – а) Результаты определения ОФП по пластовой воде и нефти пластов группы Ач месторождения «И»:

$K_{в*}$ - соответствует границе, разделяющей безводный поток нефти от двухфазного потока нефть-вода; $K_{вкр}$ - точка пересечения кривых ОФП по нефти и воде; $K_{прв}$ при 100 % водонасыщенности образца - соответствует зоне предельного водонасыщения; $K_{в**}$ - величина водонасыщенности, после которой осуществляется фильтрация «чистой» воды при стационарной фильтрации, соответствует зоне, содержащей остаточную нефть и воду;

б) Сопоставление $K_{в} = f(K_{п})$ для пластов группы Ач месторождения «И»

По мнению Ю. Я. Большакова, одно из наиболее важных свойств породы, влияющих на характер распределения в ней флюидов – ее смачиваемость. Понятие смачиваемости позволяет максимально просто рассмотреть и оценить характер взаимодействия воды, нефти, газа и твердой фазы (породы) как в период нефтегазонакопления, так и на этапе эксплуатации месторождения. Гидрофильность или гидрофобность поверхности поровых каналов определяют знаки капиллярных давлений в контактирующих водной и углеводородной фазах, то есть направление вектора действия капиллярных сил [16, 17].

Немаловажным фактом является то, что терригенные породы-коллекторы изучаемых в работе месторождений являются гидрофильными. Это значит, что вся поверхность минерального скелета гидрофильной породы покрыта пленкой воды. А нефть, в свою очередь, занимает межзерновые поры и каверны размером более 1 мкм.

Состояние остаточной воды и начальное распределение нефти, газа и воды в пористой среде пород-коллекторов залежи пласта определяются различными характеристиками пористой среды и пластовых флюидов, такими как структура пор и состав пород, физико-химические свойства пород и пластовых жидкостей, количество и состав остаточной воды [30].

В соответствии с распространенной гипотезой о происхождении нефтяных месторождений считается, что поры большинства нефтяных пород-коллекторов были сначала заполнены водой, а нефть, судя по всему, мигрировала в залежь пласта позднее. Вода, изначально заполнявшая поры, не могла быть вытеснена из них полностью при образовании залежи. Часть ее осталась в виде связанной воды.

Мнения ученых о видах остаточной воды, находящейся в пористой среде и других дисперсных телах, отличаются. Однако большинство из ученых приходит к заключению о наличии:

1. капиллярно связанной воды в узких капиллярных каналах, где основное влияние оказывают капиллярные силы;
2. адсорбционной воды, удерживаемой молекулярными силами на поверхности твердой фазы и прочно связанной с частицами пористой среды. При этом молекулы адсорбированной воды имеют ориентацию в пространстве (свойства адсорбированной и свободной воды значительно отличаются);
3. пленочной воды, покрывающей гидрофильные участки поверхности твердой фазы;
4. свободной воды, удерживаемой капиллярными силами в дисперсной структуре (ограничивается менисками на поверхностях раздела вода – нефть, вода – газ) [30].

В ходе анализа керна по образцу горной породы определяется общее количество остаточной воды, не беря во внимание количественную оценку ее видов. Это можно объяснить неопределенностью условий существования и классификации остаточной воды и сложностью определения ее отдельных видов [30].

Неотъемлемой характеристикой пород-коллекторов является их *неоднородность*. Под геологической неоднородностью понимают изменчивость природных характеристик нефтегазонасыщенных пород в пределах залежи. Геологическая неоднородность влияет на выбор системы разработки и на эффективность извлечения нефти из недр, то есть на степень вовлечения объема залежи в процессе дренирования. Существует два основных вида геологической неоднородности – макронеоднородность и микронеоднородность [41, 19, 84, 93, 44, 95], также стоит отметить текстурную неоднородность горных пород.

Макронеоднородность отражает особенности залегания пород-коллекторов в объеме залежи УВ, то есть описывает распределение в ней коллекторов и неколлекторов, формируется под влиянием литолого-фациальных закономерностей. Макронеоднородность проявляется в наличии в разрезе горизонта нескольких продуктивных пластов и прослоев коллекторов в разном количестве на различных участках залежей. Увеличивается вследствие выпадения из разреза некоторых пластов, уменьшения нефтегазонасыщенной толщины в водонефтяной (газовой) части залежи вследствие неучтенных нижних водоносных пластов. Соответственно макронеоднородность проявляется и в изменчивости нефтегазонасыщенной толщины горизонта в целом.

По латерали макронеоднородность изучается в каждом из выделенных в разрезе продуктивных пластов. Она показывает изменение их толщин вплоть до нуля, то есть наличие зон отсутствия коллекторов (литологического замещения или выклинивания). При этом особое значение имеет характеристика зон распространения коллекторов [41, 35, 82, 83].

Микронеоднородность продуктивных пластов выражается в изменчивости ФЕС внутри границ присутствия тонкослоистых (менее 10 см) пород-коллекторов

в пределах залежи углеводородов. Промысловой геологией определяется неоднородность по проницаемости, пористости, нефтегазонасыщенности, глинистости. Для изучения микронеоднородности используют данные определения этих параметров по керновому материалу и геофизическим данным. Микронеоднородность оказывает большое влияние на общие фильтрационные свойства пласта, на неравномерность продвижения ВНК и неодинаковый охват пласта заводнением [41, 20, 94].

Микронеоднородность также зависит от слоистости внутри границ присутствия пород-коллекторов. Тип слоистости определяется условиями формирования отложений (рисунок 1.6).



Рисунок 1.6 - Типы слоистости, встречающиеся на месторождении «И»: косая, пятнистая и волнистая слоистость

Текстурная неоднородность представляет собой совокупность признаков строения горных пород, обусловленных ориентировкой, относительным расположением и распределением составных частей горной породы.

Неокомский нефтегазоносный комплекс Западной Сибири имеет клиноформное строение, представляет собой иерархическую систему седиментационных тел, сформированных в результате проградационного заполнения бассейна обломочным материалом на фоне воздымания Сибирской платформы и Уральского складчатого сооружения.

Изучаемые отложения представляют собой достаточно сложную, литологически изменчивую толщу часто чередующихся песчаных, алевролитовых и глинистых пород. И песчаные клиноформные пласты, и разделяющие их покрышки в существенной мере являются продуктом гравитационных перемещений осадков на седиментационном склоне. В процессе схода оползневых лавин может происходить деформация, сминание или перемешивание слоев осадков, поэтому песчаники могут быть сильнорасчлененными.

На основе описания шлифов производится литологическая идентификация пород, определяются количественные и качественные характеристики вещественного состава, особенностей структуры и порового пространства.

В данной работе рассматриваются однородные и макронеоднородные терригенные породы-коллекторы (толщина прослоев более 10 см), микронеоднородные породы-коллекторы (толщина прослоев менее 10 см) затрагиваться не будут.

Терригенные породы-коллекторы залежей нефтеносных пластов изучаемых в работе месторождений характеризуются высокой неоднородностью, низкими ФЕС. Это является предпосылкой для образования значительных по толщине зон двухфазного насыщения коллекторов нефтью и водой, получивших название переходных.

1.3.2 Состояние переходной зоны нефть – вода

В процессе подсчета запасов, выбора методов испытания скважин, согласования оптимальной системы разработки залежи УВ (особенно нефти) принципиальное значение имеют характер и степень нефтегазонасыщения

продуктивного пласта. Известно, что залежи нефти имеют зональное нефтенасыщение как по разрезу, так и по латерали [88, 69, 80], где снизу вверх выделяются (укрупненно):

1. водоносная зона;
2. переходная зона;
3. зона максимального нефтенасыщения.

Мощность перечисленных зон меняется как для различных месторождений, так и в пределах одной залежи. Переходная зона имеет мощность от нескольких десятков сантиметров до первых десятков метров. Мощности недонасыщенной и предельно насыщенной зон также не являются постоянными. В залежах Среднеобской нефтегазоносной области (НГО) зона предельного нефтенасыщения в одних залежах может отсутствовать, в других достигать 60 м и более. Поэтому возможно получение воды или воды с нефтью даже из наиболее высокой в структурном отношении части ловушки [88, 69, 58].

Переходная водонефтяная зона - это часть объема нефтеносного пласта с водонасыщенностью, изменяющейся снизу-вверх от 100 % у ЗЧВ до остаточной неснижаемой водонасыщенности на верхней границе зоны с чисто нефтяной частью разреза.

Зоны с двухфазными притоками занимают значительную часть нефтеносных площадей не только в РФ, но и в мире. Так, на месторождениях Урало-Поволжья начальные геологические запасы нефти переходных зон составляют более 30 % от общих запасов. В Западной Сибири обширные площади переходных зон выявлены на многих крупных, средних и мелких месторождениях. По данным В. П. Санина, Ю. А. Чикишева и других исследователей, только для горизонта БВ₈ Мегионского месторождения Западной Сибири извлекаемые запасы нефти в зоне двухфазного насыщения составляют 75 % от запасов остальной нефтенасыщенной части залежей этого пласта [89].

Известны месторождения, в залежах которых основная доля запасов нефти приурочена к переходным зонам [64]. При испытании и эксплуатации таких залежей получают притоки нефти с водой или воды с пленкой нефти.

Вопрос о необходимости учета запасов нефти в переходных водонефтяных зонах месторождений Западной Сибири, как объектах возможной разработки и эксплуатации, возник в 1975 г. (В. П. Санин, Ю. А. Чикишев, Ю. А. Ковальчук, Н. Д. Евко и др.).

Надежность оценки запасов нефти в переходных зонах напрямую зависит от достоверного определения их границ по высоте, что, в свою очередь, зависит от разделения коллекторов по характеру насыщенности [89].

Указание на наличие переходной зоны в разрезе продуктивных пластов встречается как в нашей, так и иностранной специальной литературе.

Н. Н. Сохранов считает, что если бы влияние гравитационных сил было неограниченным, то вся реликтовая вода, содержащаяся в залежах нефтяных и газовых месторождений, стекла бы вниз к подошве подземного резервуара и образовала бы резкую горизонтальную поверхность, разделяющую воду с вышележащей нефтью. Однако в результате действия капиллярных сил естественные нефтяные подземные резервуары не имеют такого распределения жидкостей. Естественное разделение флюидов по удельным весам не может быть полным или резким.

ВНК является условной поверхностью, разделяющей в залежи пласта нефть и воду [35, 25, 3, 4]. При современной интерпретации для определения отметок ВНК существует несколько подходов. Это связано с наличием переходной зоны, возникающей в результате действия гравитационных и молекулярно-поверхностных сил и отсутствия единого общепринятого обоснования выбора положения ВНК в этой зоне. В западных компаниях, как правило, за положение ВНК принимают уровень, ниже которого получают 100 % воды. По мнению Л. Н. Дорогиницкой, отбивку ВНК следует обосновать исходя из критического значения водонасыщенности $K_v^{кр}$, получаемого по капиллярным кривым или кривым фазовой проницаемости. При этом принимается, что ниже контакта существует подвижная нефть, которая не имеет промышленного значения ввиду низких значений фазовой проницаемости при её фильтрации. В качестве критической водонасыщенности используют данные относительных фазовых

проницаемостей при 95-98 % обводненности, рассчитанной по касательной к функции Леверетта с учетом результатов экспериментов вытеснения нефти водой (рисунок 1.7, 1.8, таблица 1.4).

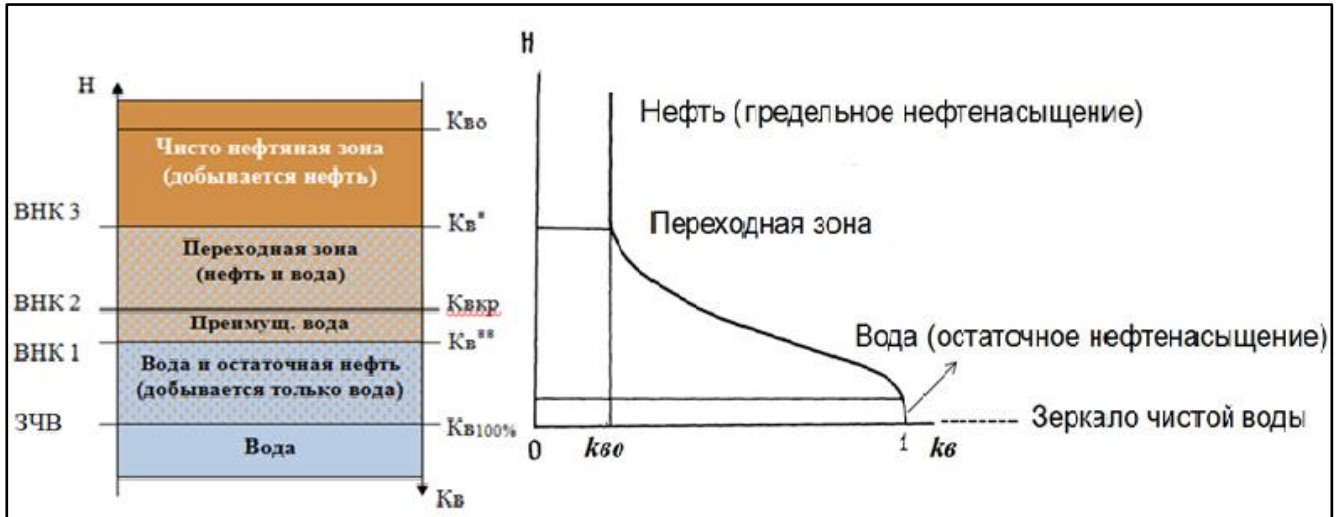


Рисунок 1.7 – Зоны нефте-водонасыщенности в однородном пласте большой мощности (по П. А. Боронину, А. Н. Михайлову)

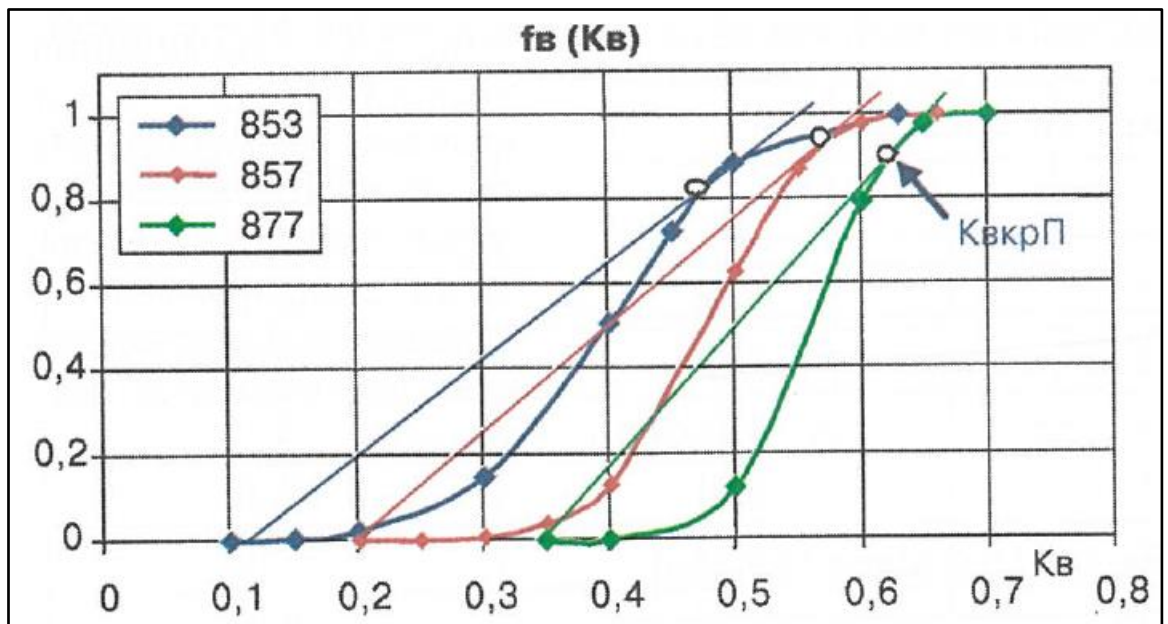


Рисунок 1.8 – Функции обводнения притока с обозначениями критической водонасыщенности С. Пирсона (по Л. Н. Дорогиницкой)

Таблица 1.4 – Значения нефте-водонасыщенностей (по С. Пирсону) на границах «нефтяного столба» и их превышения над абсолютным ВНК

(по Л. Н. Дорогиницкой)

Параметр	Пояснения к значению параметра
$K_{во}$	Определяет подошву зоны остаточной воды. Приток чистой нефти, малая вероятность обводнения
$K_{но}$	Определяет кровлю зоны остаточной нефти, подошва которой – абс. ВНК. Определяется по нулевой фазовой проницаемости по нефти
$K_{в}^{кр_1}$	Соответствует однопроцентному обводнению притока, $f_v=0,01$. Рассчитывается по функции Леверетта
$K_{в}^{кр_П}$	Определяется графически по касательной к кривой f_v или по концу основного фильтрующего кластера поровых каналов. По Пирсону – завершение фронтального вытеснения нефти водой
K_v , где $K_{прв}=K_{прн}$	Водонасыщенность, для которой фазовые проницаемости по воде и нефти равны, ниже этой отметки коллектор работает преимущественно водой

Строение переходной зоны и распределение флюидов в ее объеме определяются в основном гравитационными и капиллярными силами. Последние имеют сложную зависимость с характеристиками и составом пород-коллекторов и физико-химическими свойствами пластовых жидкостей. Разнообразие характеристик пород-коллекторов объясняет значительные изменения толщин переходной зоны в одной и той же залежи. В песчаниках с высокой проницаемостью и хорошей отсортированностью зерен толщина переходной водонефтяной зоны не превышает нескольких десятков сантиметров. В мелкозернистых песчаниках, отличающихся низкой отсортированностью зерен, ее мощность достигает 6 – 8 м [28], а в низкопроницаемых неоднородных пластах до десятков метров [61].

Для описания насыщенности залежей нефти рассмотрим также следующие термины.

Остаточная нефтенасыщенность - это значения нефтенасыщенности, выше которых нефть становится подвижной [61, 55, 56, 2].

Остаточная (реликтовая) водонасыщенность – это значения водонасыщенности, ниже которых вода становится неподвижной (в

недонасыщенных залежах реликтовая вода может обладать подвижностью) [61, 68].

Капиллярное давление (P_k) – это разница давлений, возникающих на границе раздела фаз, например, в капилляре между вытесняющей жидкостью и заполняющей его. Это избыточное давление, рассматриваемое от несмачивающей фазы. Значение капиллярного давления зависит от насыщенности каждой фазы, ее непрерывности, а также от формы и размеров пор и поровых каналов [45, 61, 23, 83].

Зеркало чистой воды (ЗЧВ) – уровень, на котором капиллярное давление P_k на границе раздела фаз равно нулю [30], характеризует неподвижное состояние нефти при подвижной воде.

Вследствие изменения свойств пород-коллекторов по площади и высоте залежи, в области ВНК формируется переходная водонефтяная зона сложного строения с переменной нефтеводонасыщенностью, зависящей от высоты залежи, и разной подвижностью воды и нефти, от подвижной только водной фазы в нижней части залежи в области ЗЧВ до подвижной только нефти в верхней части (рисунок 1.9) [61, 14].

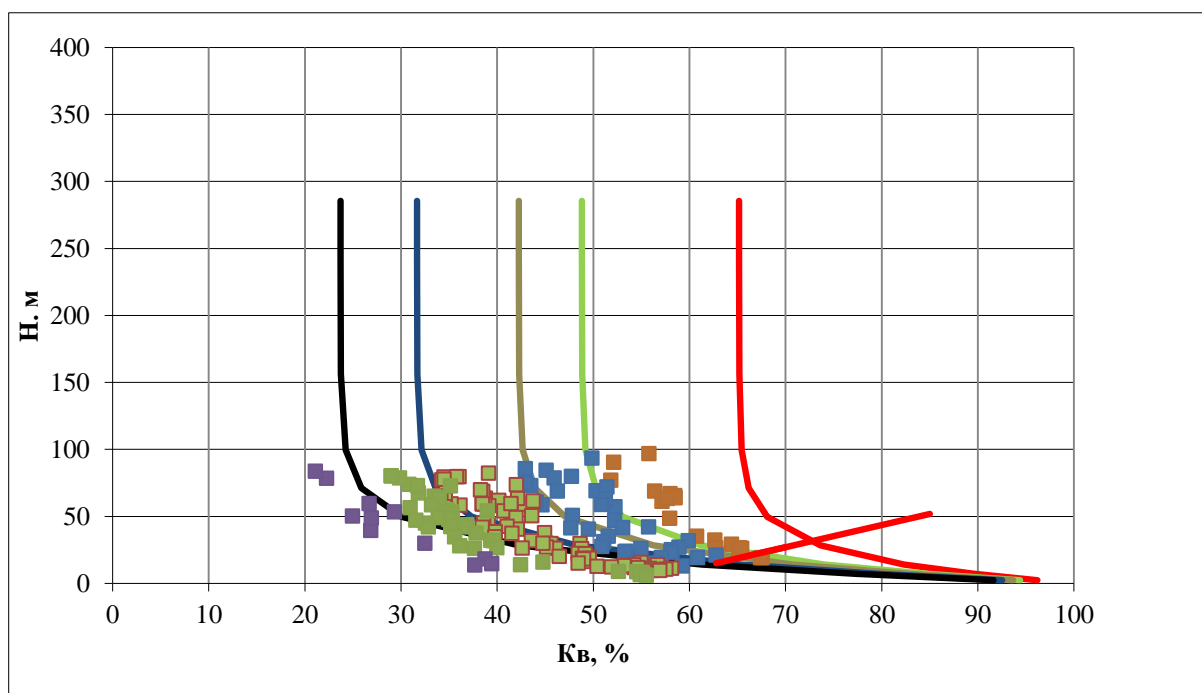


Рисунок 1.9 - Строение переходной зоны месторождения «И»

Характерными точками на кривой распределения воды в пласте (рисунок 1.7) являются высота «ЗЧВ», где капиллярное давление равно 0, коэффициент водонасыщенности k_v начинает отличаться от 1, и высота «ВНК 3» – минимальное значение высоты H , выше которой водонасыщенность пласта k_v не изменяется и остается постоянной величиной [61, 5, 74, 106, 98].

Зона предельного нефтенасыщения характеризуется максимальными значениями k_n . Внутри этой зоны вверх по разрезу происходит уменьшение количества капиллярно-удерживаемой воды, так как гравитационные силы продолжают увеличиваться и нефть начинает заполнять поры все меньшего размера. В результате, на определенной высоте от ЗЧВ k_v становится минимальным и равным остаточному неснижаемому коэффициенту остаточной водонасыщенности $k_{во}$. При испытании этой зоны получают безводные притоки нефти [61, 33, 14].

Зона недонасыщения отличается наличием капиллярно-удерживаемой, рыхло связанной воды и небольшим градиентом уменьшения k_n . Относительная фазовая проницаемость для воды остается равной нулю, но относительная проницаемость для нефти становится меньше максимальной. Коэффициент водонасыщенности k_v изменяется в следующих пределах $k_{v, \max} > k_v > k_{во}$, где $k_{v, \max}$ – граничное значение k_v на границе переходной зоны. Наличие зоны недонасыщения характерно для молодых залежей, где процесс гравитационного перераспределения нефти и воды еще не завершен. При испытании этой зоны с соблюдением всех технологий получают притоки безводной нефти. При нарушении технологии и создании слишком больших депрессий на пласт из этой зоны получают нефть с небольшим количеством воды, что объясняется переходом капиллярно-удерживаемой (рыхло связанной) воды в свободное состояние при больших перепадах давления [61, 54, 14].

Переходная зона, или зона подвижной нефти и подвижной воды, характеризуется значительным градиентом снижения k_n и подвижности нефти и увеличением k_v и подвижности воды. Это зона двухфазного течения флюидов, в которых относительные проницаемости для нефти и воды меньше единицы.

Толщина переходной зоны возрастает с уменьшением проницаемости породы и увеличением степени ее неоднородности. При испытании пластов из этой зоны получают приток нефти с водой в разных соотношениях. Именно в переходной зоне, по мнению большинства ученых, необходимо определять положение ВНК. Как уже указывалось выше, мнения исследователей расходятся в вопросе о степени обводненности продукции на уровне поверхности ВНК: от 1 % обводненности, что соответствует верхней границе переходной зоны, до 10-20 % обводненности, по мнению многих практических геологов. Скорее всего, уровню поверхности ВНК должна соответствовать такая фактическая обводненность продукции, при которой из пласта получен промышленный приток нефти, обусловленный потенциальными возможностями породы-коллектора и залежи [61, 14].

Зона остаточной нефтенасыщенности характеризуется дальнейшим снижением k_n до величины остаточной нефтенасыщенности ($k_{но}$), при которой нефть находится уже в неподвижном состоянии, то есть $k_n = k_{но}$ и k_v стремится к 1. При испытании этой зоны получают приток пластовой воды. При создании больших градиентов давлений, может быть, с пленкой нефти. Относительная проницаемость для нефти становится равной нулю, а для воды пока еще меньше максимальных значений. Нижняя отметка зоны остаточной нефтенасыщенности принимается за уровень ЗЧВ [61, 47, 14].

Так как породы-коллекторы залежей изучаемых в работе месторождений являются гидрофильными, рассмотрим положение ЗЧВ в гидрофильных коллекторах. По мнению А. Н. Михайлова, легко предположить, что в гидрофильном пласте первоначальный ВНК находится выше уровня ЗЧВ. С другой стороны, в гидрофобных коллекторах первоначальный ВНК находится ниже уровня ЗЧВ. В случае с гидрофильными породами, в соответствии с определением, уровень несвязанной (свободной) воды – это уровень, на котором исчезает капиллярное давление P_k на границе нефть-вода. Эта граница нефть-вода существует в равновесии в наблюдаемой скважине и свободна от

капиллярных эффектов. Она ниже, чем истинный ВНК, то есть P_k существует в поровой среде (рисунок 1.10).

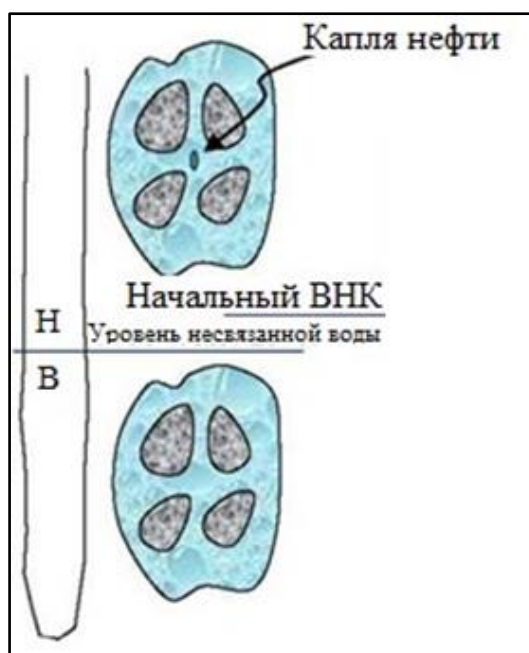


Рисунок 1.10 - Распределение нефти и воды в гидрофильных породах
(по А. Н. Михайлову, 2012)

Распределение остаточной воды в коллекторах гидрофильного однородного пласта имеет вид, показанный на рисунке 1.7.

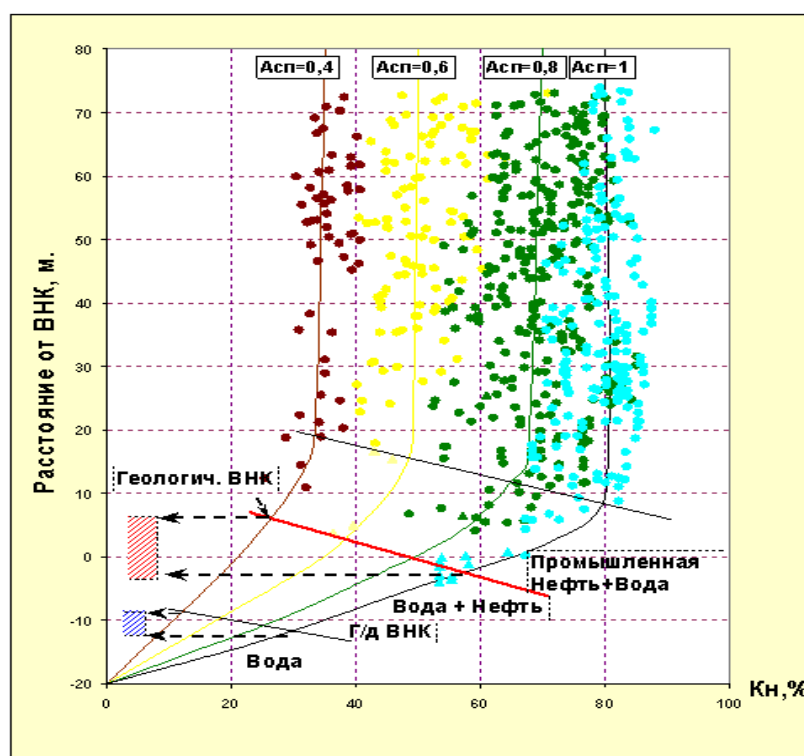
В реальных условиях в залежи пласта не существует неубывающего значения водонасыщенности k_v [102, 97, 101]. Такой вывод основан на вычислениях, проведенных для моделей грунта, в соответствии с которыми k_v в равновесной системе быстро уменьшается с ростом P_k [61].

Результатом анализа распределения нефтенасыщенности залежи продуктивного пласта является модель переходной зоны, созданная на основании фактических скважинных данных. Модель переходной зоны – это физическая закономерность изменения коэффициента начального нефтеводонасыщения по высоте ΔH залежи от уровня ВНК или от уровня ЗЧВ в зависимости от ФЕС пород-коллекторов, то есть коэффициентов k_n , $k_{пр}$. Так же немаловажное значение имеет определение геометрии переходной зоны, то есть ее верхней (поверхность ВНК) и нижней (поверхность ЗЧВ) границ,

которые в залежи неоднородного пласта имеют сложное строение, не являясь горизонтальными плоскостями, находящимися на определенных абсолютных отметках (а. о.).

Изучением переходных зон занимались многие ученые (Я. Н. Басин, С. И. Билибин, А. Н. Михайлов, Е. Е. Поляков, Р. А. Резванов и др.). Графически модель переходной зоны представляет собой палетку для каждой гидродинамической системы (рисунок 1.11). Модели переходных зон могут быть дифференцированы по емкостным, фильтрационным характеристикам, по параметрам ГИС, по структурным особенностям.

Модели переходных зон применяются для прогнозирования распределения значений k_n в прослоях малой толщины пластовых и массивных залежей, когда результаты определения удельного электрического сопротивления (УЭС) имеют низкую достоверность. Кроме того, модель переходной зоны является средством проверки правильности обработки материалов ГИС, выявления грубых ошибок в оценках k_n , k_v [61, 14].



а)

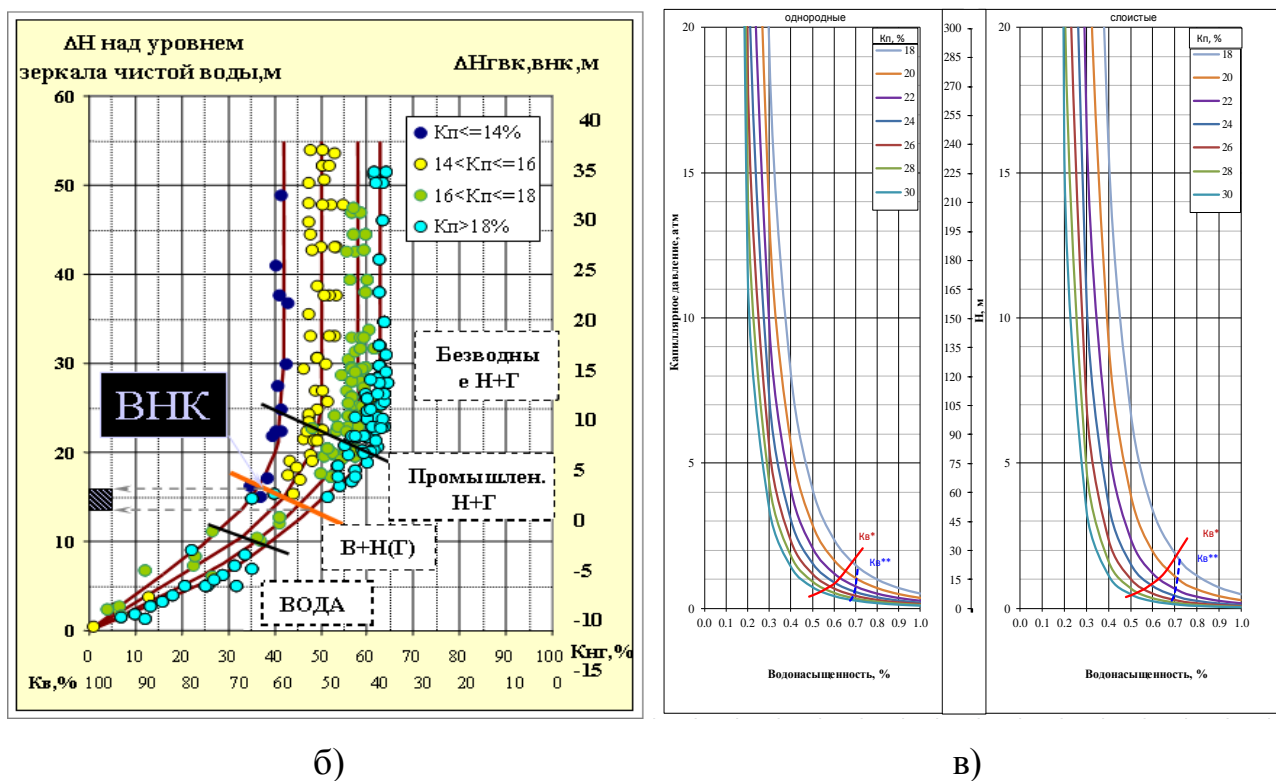


Рисунок 1.11 - Модели переходных зон залежей пластов различных месторождений (по С. И. Билибину, 2010; А. Н. Михайлову, 2012): а) группа пластов АВ Самотлорского месторождения с делением по $A_{сп}$; б) пласты $Ю_{1-2}$ Кынского месторождения с делением по $k_{п}$; в) пласт ВК Каменного месторождения для однородных слоистых пород-коллекторов

При отсутствии капиллярных исследований модели переходных зон строятся по выборке прослоев-коллекторов, значения УЭС которых определяются уверенно и характер насыщенности которых подтвержден испытаниями. Чтобы избежать ошибок, в выборку включаются вертикальные скважины, не затронутые обводнением и влиянием процесса разработки. Модель переходной зоны в сжатом виде отражает внутреннее строение залежи, дает представление о размерах зоны предельного нефтенасыщения, переходной зоны, о расстоянии от уровня ВНК до ЗЧВ и до подошвы зоны предельного насыщения (которые могут значительно отличаться для различных месторождений), величинах $k_{п}$, $k_{в}$, соответствующих разным зонам залежи. Как видно из рисунка 1.11а, для залежей пластов Самотлорского месторождения зона

предельного нефтенасыщения находится на расстоянии 25-40 м от поверхности ЗЧВ в зависимости от ФЕС пород-коллекторов для залежей пластов группы АВ. Внутри переходной зоны наблюдается резкое уменьшение значений k_n по мере приближения к уровню ВНК и ЗЧВ. На отметке ВНК величина k_n варьируется от 35 до 60 % [14, 61].

Следует отметить особенности переходной зоны для залежей викуловского пласта Каменного месторождения (рисунок 1.11в). В связи с особым строением пород залежей данного пласта, где отмечаются тонкие переслаивания алевролитов и песчаников, зона предельного нефтенасыщения достигается на больших высотах, отличающихся для однородных и слоистых пород-коллекторов. Из приведенных выше рисунков следует, что размеры переходных зон могут составлять десятки метров и их структура требует учета при подсчете запасов и проектировании процесса разработки залежи [14, 61].

Для оценки толщины и строения переходной зоны кроме геофизических методов нужно использовать регрессионные зависимости водонасыщенности от капиллярного давления, полученные в лабораторных условиях в процессе вытеснения жидкости из образцов керна [27, 28].

По этим регрессионным зависимостям можно приближенно описать распределение k_n и k_v по вертикали, а также в переходной зоне залежи пласта. При этом предполагается, что под действием капиллярных сил вода в поровых каналах породы поднимается на высоту, на которой P_k уравновесилось гидростатическим столбом воды, то есть справедливо соотношение, описанное ранее в формуле (1.4):

$$P_k = \frac{(\rho_v - \rho_n) \cdot \Delta H}{10} \quad (1.4)$$

где P_k – капиллярное давление; ρ_v и ρ_n – плотности пластовой воды и нефти соответственно; ΔH - высота над уровнем 100 % насыщения водой [28].

Исходя из того, что капиллярное давление P_k является функцией водонасыщенности $P_k = f(k_s)$, имеем:

$$\Delta H = \frac{10f(k_v)}{(\rho_v - \rho_n)} \quad (1.5)$$

Эта зависимость отличается от $P_k=f(k_g)$ только наличием постоянного множителя, а значит кривая, выражающая зависимость водонасыщенности от высоты над ЗЧВ, и зависимость $P_k=f(k_g)$ будут одинаковыми, если на оси ординат вместо P_k отложить в необходимом масштабе соответствующее данному значению P_k расстояние ΔH до ЗЧВ. Используя эту зависимость, где капиллярное давление P_k преобразовано в высоту столба ΔH , которым уравновешивается P_k , можно приближенно оценить распределение воды и нефти по вертикали в переходной зоне, а также среднее содержание воды по всей высоте залежи пласта [28].

Однако необходимо разобраться в правильности утверждения о том, что ЗЧВ обязательно должно являться горизонтальной плоскостью. Считается, что глубина ВНК может изменяться по площади залежи в связи с неоднородностью породы-коллектора, а поверхность ЗЧВ всегда горизонтальная в пределах гидравлически связанной залежи. Поэтому различие глубины ЗЧВ указывает на изолированность участков залежи [26].

Следует понимать, что в реальности распределение нефти и воды в переходной водонефтяной зоне может быть значительно сложнее из-за большого разнообразия свойств пород-коллекторов пластовой системы, особенно, если речь идет о терригенных коллекторах месторождений Западной Сибири [27, 28].

По мнению Ю. Я. Большакова, сложность эта заключается в том, что в распределении флюидов в природных ловушках наблюдаются существенные отклонения от принципов антиклинально-гравитационной концепции нефтегазонакопления. Антиклинальная концепция не учитывает силы сопротивления миграции флюидов. Этими силами являются капиллярные давления, возникающие на границе различных фаз в поровой среде.

Ю. Я. Большаковым изучено взаимодействие капиллярных и гравитационных сил при формировании залежей УВ. В результате выделен тип нетрадиционных капиллярно-экранированных залежей. Однако любая залежь УВ классического антиклинального типа находится в сфере действия капиллярных и

гравитационных сил, так как содержится в многофазной поровой среде, подверженной гравитационному воздействию.

Согласно закону Юнга-Лапласа, капиллярное давление P_k пропорционально произведению межфазного натяжения γ на кривизну межфазной поверхности $1/r$, где r – радиус порового канала:

$$P_k \approx \pm \gamma \frac{1}{r} \quad (1.6)$$

На основании этого Ю. Я. Большаковым выделено два вида капиллярных барьеров: капиллярный барьер первого порядка (наблюдается на стыках разнопоровых фаций, определяется микронеоднородностью пород-коллекторов), капиллярный барьер второго порядка (возникает вследствие изменчивости во времени межфазного натяжения). Межфазное натяжение на контакте нефть-вода в значительной степени зависит от температуры и увеличивается при ее снижении, вызывая повышение капиллярного давления. Следствием этого может явиться блокирование перемещения нефти через водонасыщенные породы, которые характеризовались удовлетворительной проницаемостью в прежних геотермических условиях. При этом происходящие после снижения пластовых температур неотектонические деформации уже не могут вызвать перетоки нефти согласно принципу сообщающихся сосудов. Очевидно, что в результате возросших значений межфазного натяжения залежи, находящиеся в коллекторах с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, будут лишены способности к перетокам нефти и газа.

По данным Ш. К. Гиматудинова [27, 28], при снижении температуры от 120 °С до 70 °С межфазное натяжение практически удваивается. Это влечет за собой увеличение капиллярного давления в поровой среде.

По данным исследований И. И. Нестерова, на севере Западной Сибири за период от палеогенового до четвертичного снижение пластовых температур составило до 50 °С. В Широтном Приобье в юрских и неокомских отложениях пластовые температуры снизились на 30-35 °С. В результате этого залежи углеводородов были стабилизированы на участках первоначального

нефтегазонакопления, а происходящие в дальнейшем неотектонические деформации не могли вызвать перетоков нефти и газа согласно принципу сообщающихся сосудов.

При формировании контакта, по мнению Ю. Я. Большакова, наиболее ярко стабилизирующая роль капиллярного барьера, возникшего вследствие снижения пластовой температуры, проявляется на газоконденсатной залежи пласта БУ₈ Ямбургского месторождения, расположенного на севере Западной Сибири. Размах отметок газоводяного (ГВК) контакта между западным и восточным крыльями достигает 300 м.

Как следует из описания газоконденсатных залежей, выявленных в пласте БУ₈ Ямбургского месторождения, из многих скважин, вскрывших пласт на гипсометрических уровнях выше ГВК, получены обильные притоки воды. Таким образом, залежи в пласте БУ₈ Ямбургского месторождения контролируются капиллярными барьерами, возникшими вследствие охлаждения газоносного резервуара на последнем этапе геологического развития. Однако следует отметить, что при составлении моделей залежи пласта БУ₈ Ямбургского месторождения геологи в угоду антиклинальной концепции ограничивают залежь с запада проблематичным глинистым линейным экраном, проходящим между скважинами, из которых западнее получены притоки воды, а восточнее – притоки газа. Сама же линейная зона распространения глин не подтверждена ни одной скважиной. Также следует отметить, что формирование линейных зон глинизации невозможно объяснить с точки зрения палеогеографии. По данным исследований А. Р. Курчикова, степень снижения пластовых температур в районе Ямбургского выступа составила не менее 40 °С.

Рассматриваемый в работе пласт группы Ач месторождения «И» характеризуется перепадом отметок ВНК более 40 м (рисунок 1.9). Охарактеризовать ЗЧВ как горизонтальную плоскость в данном случае также не представляется возможным. Аналогичными примерами являются Омбинское, Песцовое, Русско-Реченское месторождения.

Исходя из всего сказанного, автор считает необходимым учесть результаты проведенных Ю. Я. Большаковым и другими учеными исследований при моделировании нефтенасыщенности терригенных пород-коллекторов изучаемых автором месторождений Западной Сибири, речь о которых пойдет ниже.

2. Характеристика объектов исследований (залежей в текстурно-однородных породах-коллекторах)

2.1 Месторождение «У»

2.1.1 Краткие сведения о месторождении «У»

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция территориально приурочена к Западно-Сибирской плите. За сравнительно короткий срок в результате интенсивных поисковых и разведочных работ в этой провинции открыты многие месторождения нефти и газа, такие как Уренгойское, Медвежье, Заполярное, Ямбургское, Самотлорское, Мамонтовское, Усть-Балыкское, Советское, Правдинское, Федоровское и другие [24].

Объектами исследований в работе являются залежь пласта БУ₁₆² месторождения «У» и залежь пласта ЮВ₁¹ месторождения «А».

Административно месторождение «У» располагается в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа (рисунок 2.1). Месторождение находится в Уренгойском нефтегазоносном районе (НГР) Надым-Пурской НГО на границе двух типов морфоструктур: Пурской низменности и Ненецкой возвышенности.

Нефтегазоконденсатное месторождение «У» было открыто в 1966 г. Сеноманская залежь введена в эксплуатацию в 1978 г., отбор газа и конденсата из валанжинских залежей ведется с 1980 г., разработка залежей газоконденсата нижнемелового продуктивного комплекса и разработка нефтяных оторочек начата в январе 1985 г.

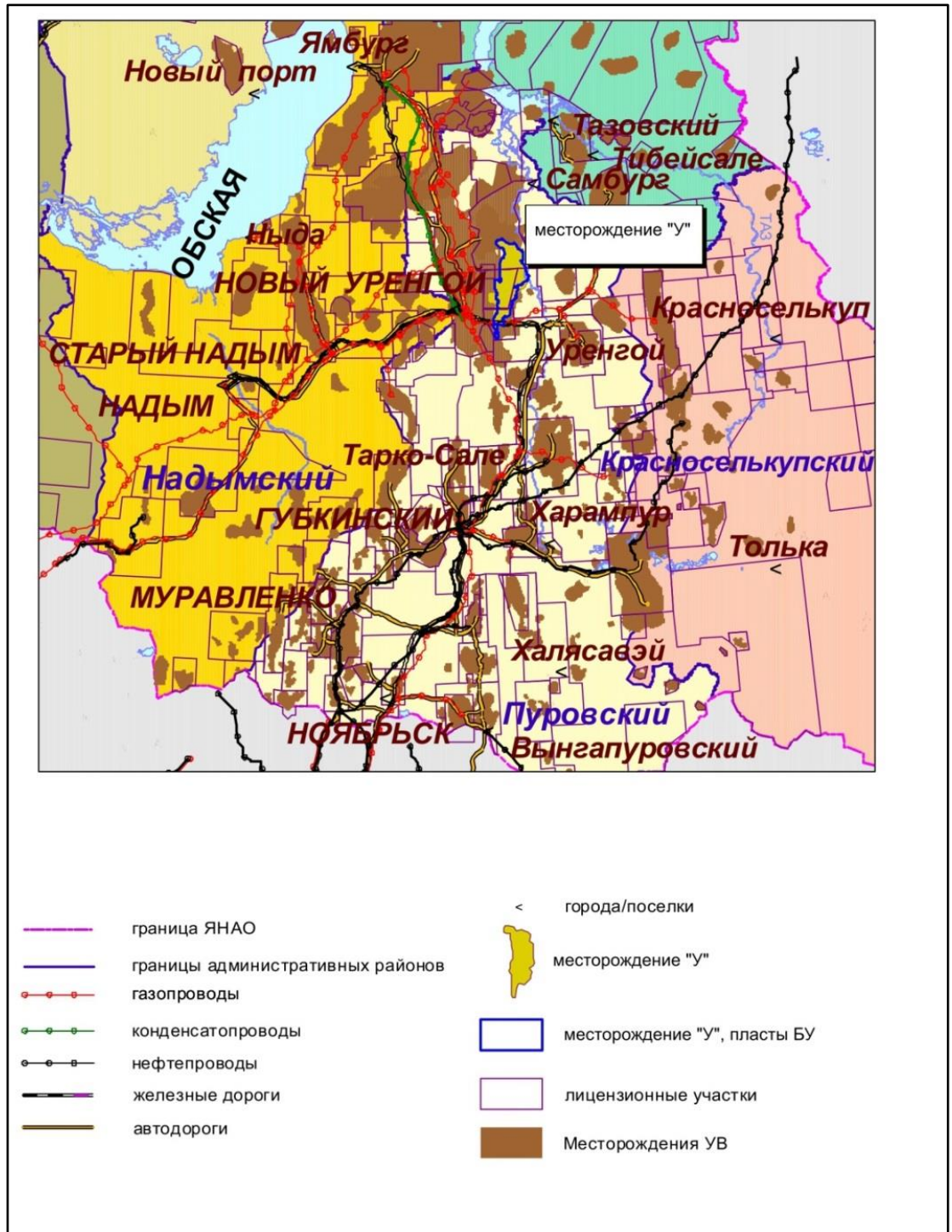


Рисунок 2.1 - Обзорная схема района исследований месторождения «У»
(ЕТСР, 2014)

Схема геолого-геофизической изученности месторождения «У» представлена на рисунке 2.2.

На месторождении «У» керн отбирался в 39 поисково-разведочных скважинах. Проходка с отбором керна составила 1191,3 м, вынесено 915,4 м керна, что составило 77,0 % от проходки и 0,7 % от общей глубины скважин.

На образцах керна продуктивных пластов месторождения «У» проведены капиллярметрические исследования в количестве 102.

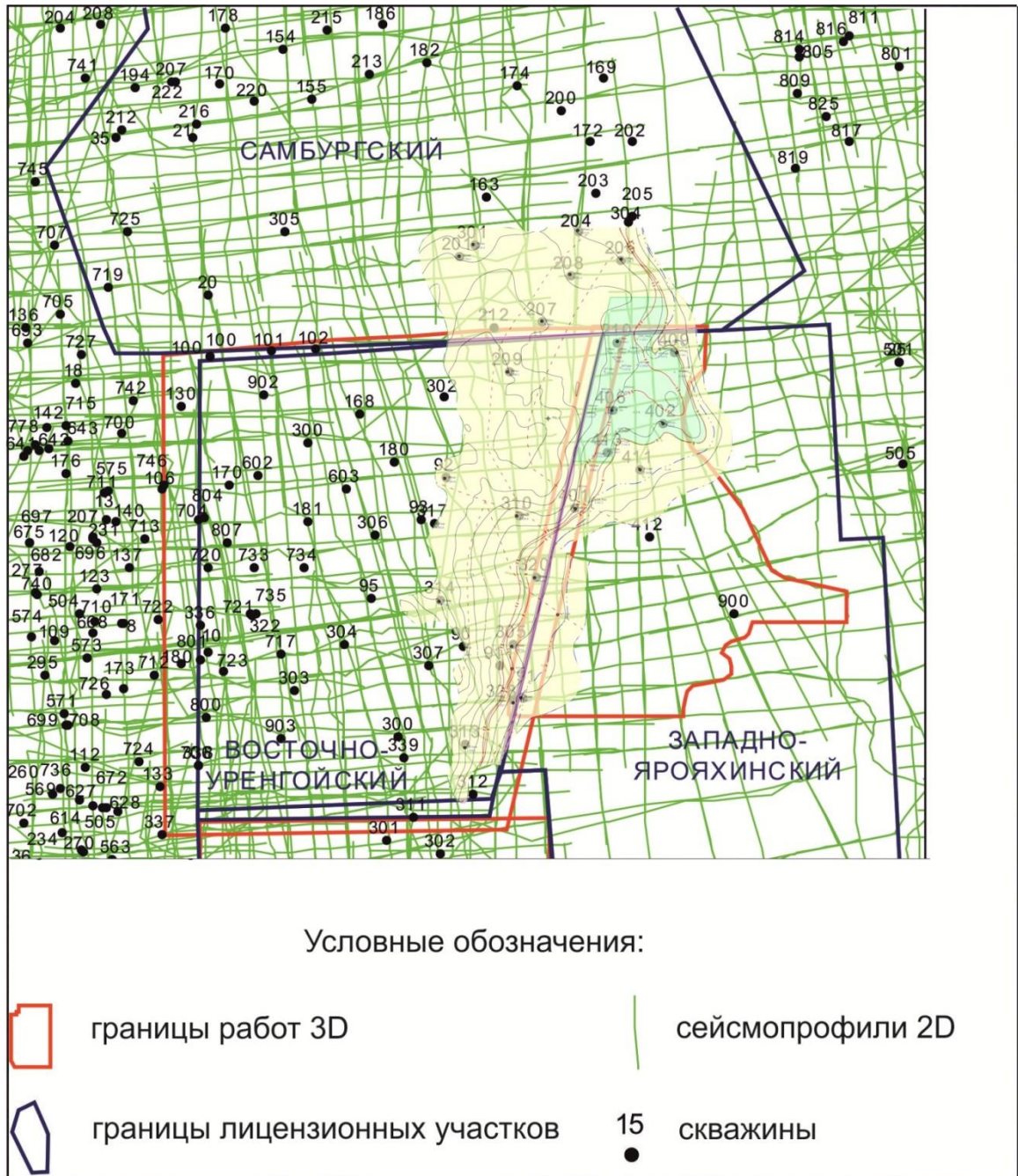


Рисунок 2.2 - Схема геолого-геофизической изученности месторождения «У»

2.1.2 Литостратиграфическая характеристика разреза месторождения «У»

В геологическом разрезе месторождения «У» присутствуют породы фундамента, представленные допалеозойскими и палеозойскими метаморфическими породами и отложениями платформенного чехла, сложенными полифациальными терригенными песчано-глинисто-алевролитовыми породами палеозойского и мезозойско-кайнозойского возрастов.

Ниже приводится краткая характеристика разреза, включающего исследуемые в работе интервалы.

Меловая система

Отложения меловой системы представлены двумя отделами: нижним и верхним. Нижний отдел представлен в объеме сортымской, тангаловской и нижней части покурской свит, верхний отдел – это верхняя часть покурской свиты, кузнецовская, березовская, ганькинская и тибейсалинская свиты.

Сортымская свита (берриас-валанжинский ярусы $K_1b - K_1v$) залегает на битуминозных аргиллитах баженовской свиты. В основании сортымской свиты отмечается ачимовская толща, которая представляет собой песчаники, алевролиты и глинистые породы. В ачимовской толще отмечены продуктивные пласты $Aч_1-Aч_6$, толщина отложений составляет 115-200 м. Перекрываются они отложениями глин аргиллитоподобных серых и темно-серых тонкоотмученных алевритовых и слоистых. В верхней части сортымской свиты выделены пласты $БУ_{10}-БУ_{18}$. Кровля пласта $БУ_{10}$ проведена по подошве чеускинской пачки, служащей выдержанным репером при корреляции разрезов скважин. Литологически чеускинская пачка представляет собой глины темно-серые тонкоотмученные алевритовые с прослоями песчаников, встречается обугленный растительный детрит. Толщина сортымской свиты составляет 777-987 м.

Тангаловская свита (валанжин-готерив-баррем-аптский ярусы $K_1v - K_1h - K_1br - K_1a$) представлена чередованием песчано-алевритовых пород и глинистых пачек, разделена тремя подсвитами: нижней, средней и верхней. Нижняя подсвита включает в себя песчаные пласты группы $БУ_{8-9}$, средняя подсвита – пласты $БУ_{7-}$

БУ₁₋₂ и верхняя подсвита – пласты АУ₁₀-АУ₆₋₇. В подошве средней подсвиты выделяется пачка глин – надежный литолого-геофизический маркирующий горизонт. Также репером является пимская пачка, которая выделяется в кровле средней подсвиты. Толщина тангаловской свиты изменяется от 496 до 1549 м.

Покурская свита (апт-альб-сеноманский ярусы К_{1a} – К_{1al} – К_{2s}) состоит из алевролитов серых разнозернистых, слабоцементированных песчаников и темно-серых глин местами опоковидных. В нижней части покурской свиты выделена евояхинская пачка (аптский ярус), сложенная песчаниками. К кровле свиты приурочен сейсмический отражающий горизонт Г. Толщина свиты составляет 549-1403 м.

Кузнецовская свита (туронский ярус К_{2t}) представляет собой глины серые и темно-серые, зеленоватые, плотные и опоковидные, включающие глауконит, многочисленные растительные остатки. Встречаются прослои алевролита. Толщина кузнецовской свиты изменяется от 22 до 117 м.

Березовская свита (коньяк-сантон-кампан-нижнемаастрихтский ярусы К_{2sp} – К_{2st} – К_{2cp} – К_{2m}) разделена двумя подсвитами. Нижняя подсвита представляет собой монтмориллонитовые глины серые и темно-серые опоковидные, верхняя подсвита – глины серые и зеленовато-серые слабоалевритистые. К кровле нижней подсвиты приурочен сейсмический отражающий горизонт С. Толщина нижней подсвиты изменяется от 46 до 251 м, верхней подсвиты – от 110 до 342 м.

Ганькинская свита (маастрихтский ярус К_{2m}) представляет собой морские глины серые, иногда зеленоватые, прослои известковистые, алевритистые, пиритизированные водоросли, единичные обломки гастропод. Толщина свиты колеблется в широких пределах от 62 до 345 м.

Перекрываются породы меловой системы мощной толщей палеогена и четвертичных отложений.

2.1.3 Нефтегазоносность месторождения «У»

Месторождение «У» находится в Уренгойском НГР Надым-Пурской НГО (рисунок 2.3).

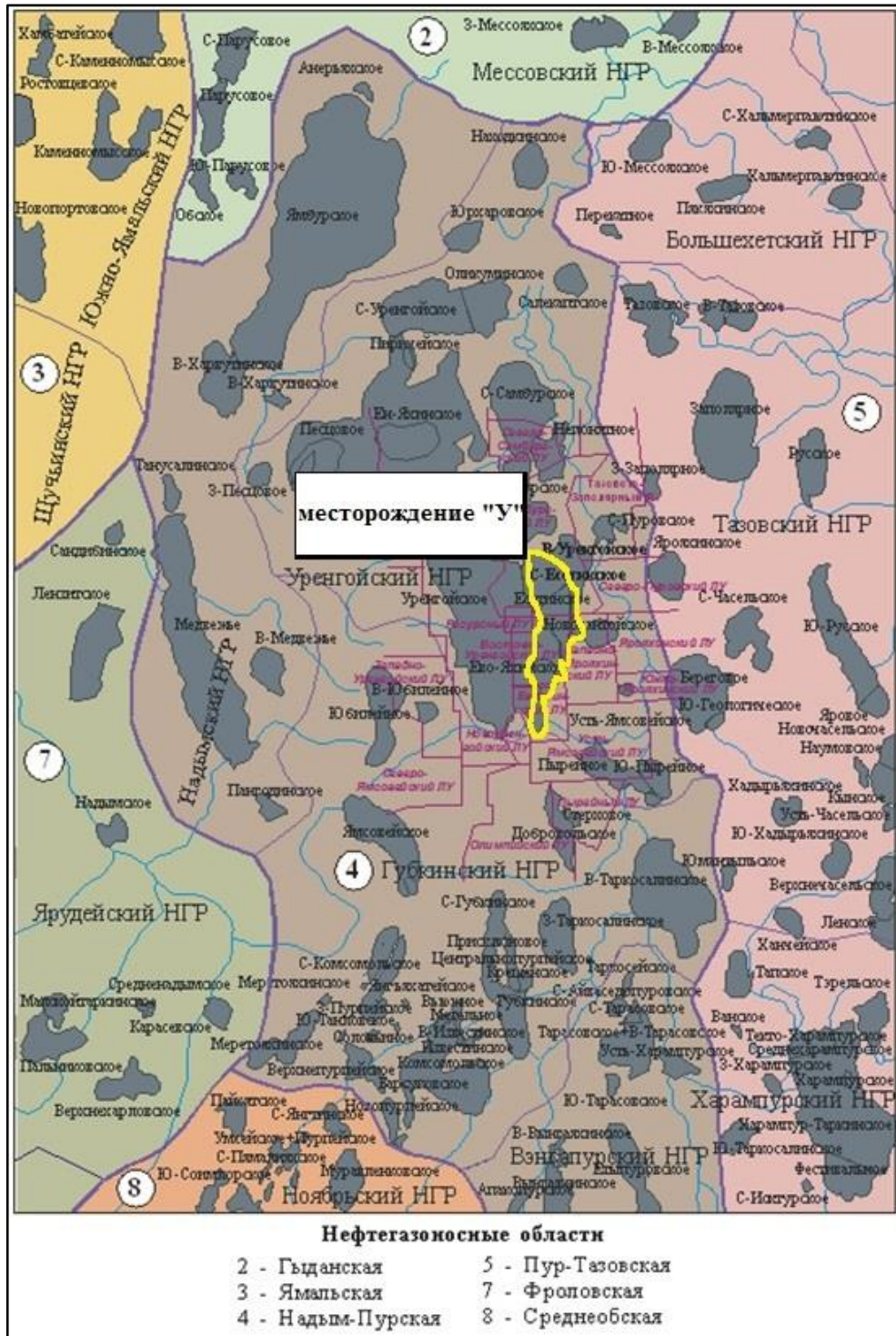


Рисунок 2.3 - Выкопировка из документа «Схема нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции»

(по А. Э. Конторовичу, 2006)

Нефтегазоносность Уренгойского НГР определена в широком диапазоне: от сеноманского яруса верхнего мела до тоарского яруса нижнеюрских отложений включительно.

По причинам сходства фациальных условий генезиса, формирования в отложениях ловушек и залежей нефти, газа и газоконденсата, обладающих схожими характеристиками в пределах указанного интервала разреза, в Уренгойском НГР выделяется снизу вверх пять нефтегазоносных комплексов: нижне-среднеюрский, верхнеюрский, ачимовский, неокомский и апт-альб-сеноманский.

На восточном склоне Центрально-Уренгойского вала и на Восточно-Уренгойской, Северо-Есетинской, Ево-Яхинской и Самбургской площадях выявлены нефтегазоконденсатные скопления в резервуарах комплексов, погружающихся в клиноформу. К ним относятся горизонты БУ₁₆, БУ₁₇ и БУ₁₈. По данным сейсморазведочных работ и результатам корреляции разрезов скважин в пределах месторождения «У» выделены следующие продуктивные пласты: БУ₁₆⁰, БУ₁₆¹⁻², БУ₁₆¹⁻³, БУ₁₆¹⁻⁴, БУ₁₆², БУ₁₇¹⁻¹, БУ₁₇¹⁻², БУ₁₇¹⁻³, БУ₁₇², БУ₁₈¹, БУ₁₈¹⁻², БУ₁₈², БУ₁₈³, БУ₁₉^c.

Ловушки расположены в основном на восточных склонах антиклинальных поднятий и экранируются по восстанию пластов вследствие того, что в неокоме Западно-Сибирский седиментационный бассейн заполнялся песчаными осадками с востока за счет Сибирской платформы. В связи с этим региональные зоны глинизации песчаных пластов, связанные с глубоководными условиями генезиса (бровки палеошельфов), ограничивают каждый песчаный пласт с запада. Они протягиваются через Западную Сибирь в направлении с юго-запада на северо-восток, последовательно смещаясь от древних к более молодым.

Структурно-литологические ловушки с односторонней глинизацией коллекторов на бровках палеошельфов, содержащих залежи УВ, установлены в пластах БУ₁₆¹⁻⁴, БУ₁₆² и БУ₁₇¹⁻².

Также в интервале пластов БУ₁₇ – БУ₁₈ выделены ловушки УВ и с двухсторонней (с запада и востока) или полной (со всех сторон) глинизацией резервуара. Это полосовидные ловушки глубокого шельфа, которые связаны с

отдельными мелкими песчаными линзами, объединенными в протяженные цепи, приуроченные к палеобровкам древних (меловых) шельфов. Ловушки имеют форму от резко вытянутой полосовидной до сравнительно изометричной (что свойственно зонам палеодельты). К ловушкам с двусторонней линией глинизации приурочены залежи углеводородов в пластах БУ₁₇¹⁻³, БУ₁₈¹ и БУ₁₈¹⁻².

В настоящей работе объектом исследования является нефтяная залежь пласта БУ₁₆² месторождения «У» (рисунок 2.4), характеристика которой дана ниже.

Пласт БУ₁₆² развит в песчаных фациях по восточному склону поднятия в пределах месторождения. Пласт состоит из ряда гидродинамически не связанных песчаных линз. Наибольшее распространение из них имеет восточная линза, выклинивающаяся к западу, к которой приурочена нефтегазоконденсатная залежь. С юга на север выделены изолированные песчаные водоносные и продуктивные тела. Нефтяная залежь вытянута в меридиональном направлении в районе скважины 446 в юго-западной части месторождения.

Эффективные нефтенасыщенные толщины в целом по пласту в скважинах изменяются от 0,8 м (скв. 205) до 7,6 м (скв. 911).

Песчанистость по скважинам изменяется от 0,04 до 0,45 д. ед., составляя в среднем – 0,19 д. ед.; расчлененность в среднем равна 3 при изменении в диапазоне от 1 до 10. Параметры рассчитаны по 43 скважинам.

В границах месторождения «У» в пласте БУ₁₆² выявлено две ловушки, вмещающие углеводороды.

Основное количество запасов нефти, газа и конденсата пласта сосредоточено в пределах большого песчаного тела, разделенного на блоки тектоническими нарушениями и ограниченного с севера и запада зоной глинизации коллекторов.

Ниже также представлены схемы корреляции неокомских шельфовых пластов (рисунок 2.5, 2.6).

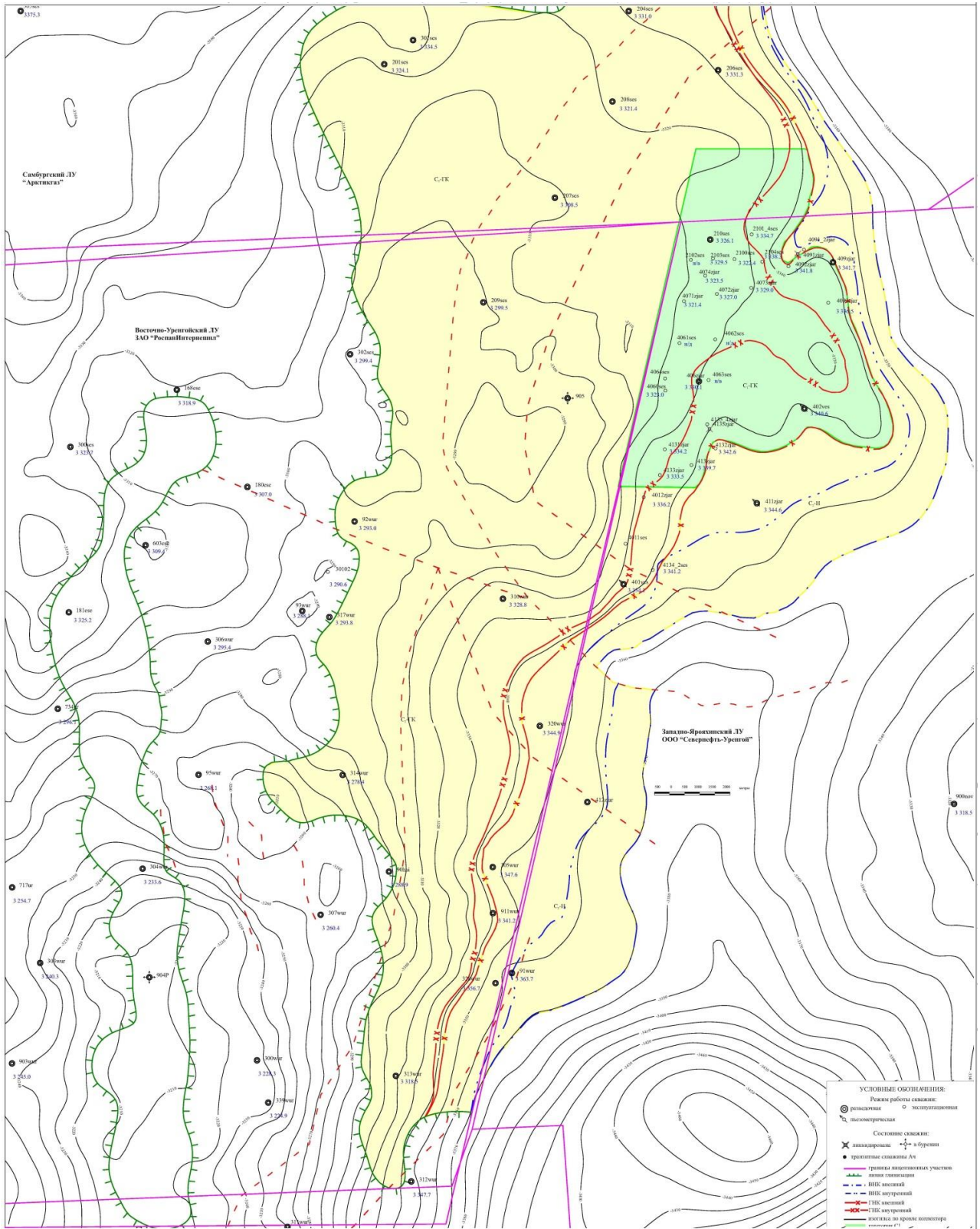


Рисунок 2.4 - Структурная карта кровли коллектора залежи пласта БУ₁₆²

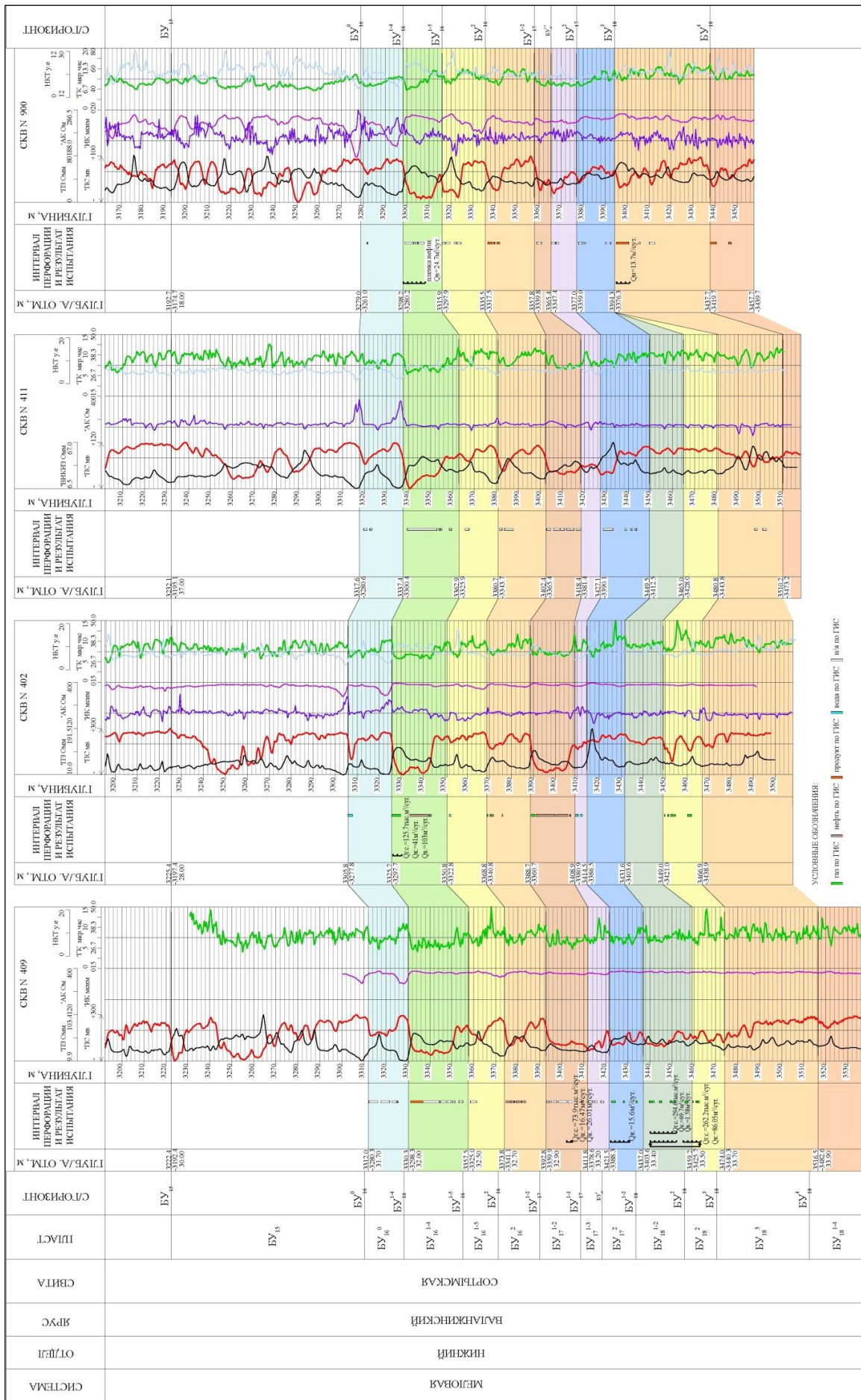


Рисунок 2.5 - Схема корреляции неокомских шельфовых пластов по линии скважин 409-402-411-900 (по И. Г. Воловниковой, 2010)

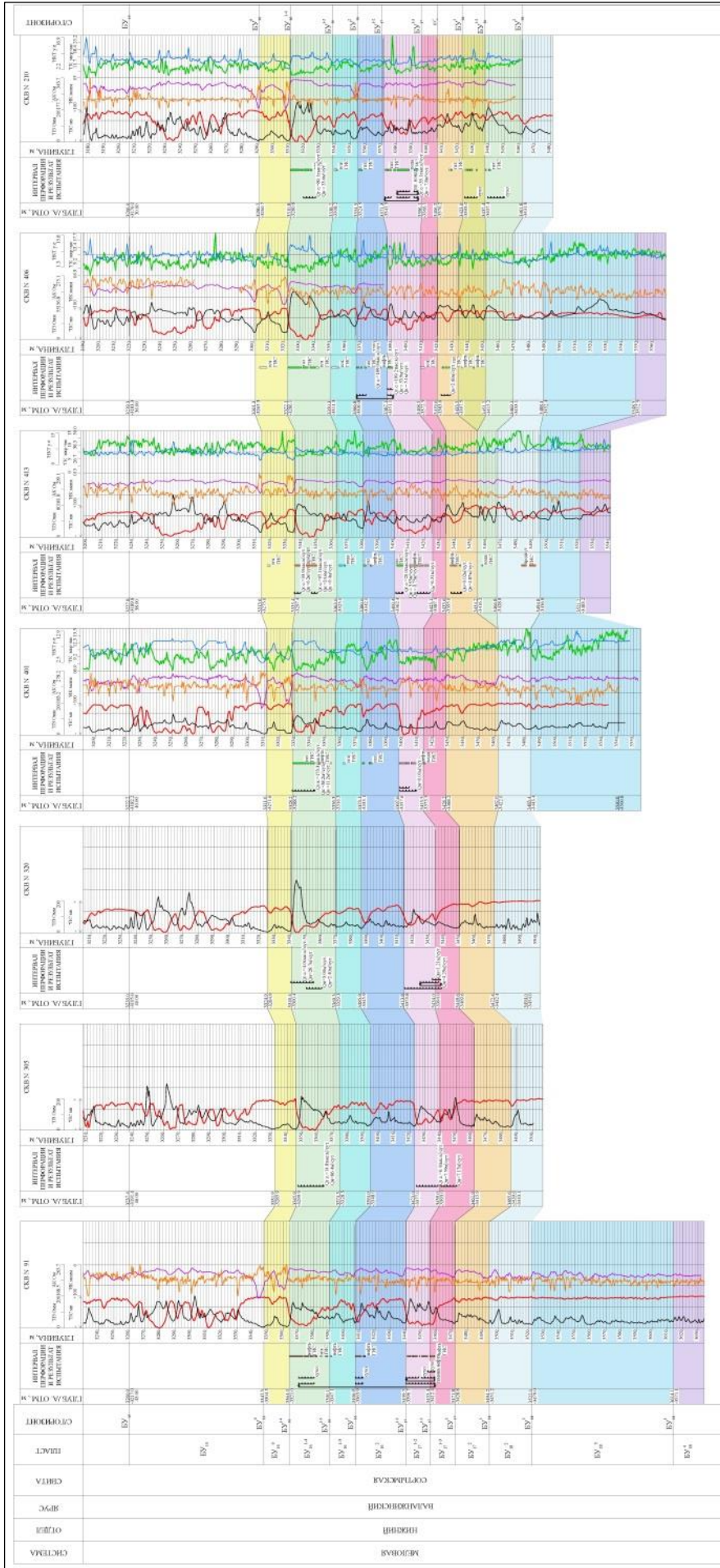


Рисунок 2.6 - Схема корреляции неомских шельфовых пластов по линии скважин 91-305-320-401-413-406-210 (по И. Г. Воловниковой, 2010)

Формирование пласта БУ₁₆² происходило вблизи палеосклона на шельфовой террасе в условиях перехода от мелководной шельфовой к относительно глубоководной депрессионной зоне (зона подводного палеосклона). Это обуславливает клиноформное залегание пластов, для внутреннего строения которых характерна косая мегаслоистость с преобладающим боковым направлением наращивания осадков. В структурно-литологическом отношении резервуары имеют одностороннюю или двухстороннюю глинизацию пород-коллекторов на бровках палеошельфов. Они простираются в основном в широтном направлении с юго-запада на северо-восток, последовательно смещаясь от древних к более молодым породам в западном направлении.

Отложения пласта формировались в разных условиях осадконакопления, на что указывают текстурные и структурные особенности пород по результатам проведенных региональных работ и лабораторных исследований кернового материала (ЕТСР, 2014), а также по результатам исследований А. Р. Курчикова, В. Н. Бородкина, Ю. Л. Попова [53]. Отложения верхней и средней части пласта характеризуются биотурбированными песчаниками и алевролитами с прослоями пологонаклонно-слоистых песчаников.

Продуктивная толща пласта БУ₁₆² характеризуется очень сложным строением, которое выражается в невыдержанности по площади и по разрезу песчано-алевролитовых пропластков. Пласт литологически неоднороден и представлен неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Продуктивные отложения представлены различными песчаниками и реже алевролитами.

По данным исследований керна скважин песчаники в основном серые, светло-серые, средне-мелкозернистые, алевроитовые, аркозовые, с глинистым, иногда с глинисто-карбонатным цементом, с преобладающим размером зерен 0,1-0,25 мм. Обломочный материал хорошо отсортирован и составляет 90-95 %. По минералогическому составу песчаники имеют аркозовый состав обломочной части: кварц 25-40 %, полевые шпаты 50-60 %, обломки пород 10-20 %, слюда 1-3 %. Зерна кварца чистые и прозрачные, иногда с редкими пылеватыми

частичками. Полевые шпаты в слабой, реже в средней, степени пелитизированные и серицитизированные, представлены калиевыми полевыми шпатами и плагиоклазами. Часто встречаются кремнистые, эффузивные, кварцевые, осадочные, сланцевые обломки пород. Размеры обломков в основном от 0,01 до 0,3 мм; примесь алевритовой фракции 10–20 %, среднезернистой песчаной фракции до 10 %, количество цемента 5–10 %. Слюда представлена единичными пластинками биотита и мусковита. Цемент порово–пленочного, участками пленочно–порового типа. Пленки хлоритовые, прерывистые, разные по толщине, развиты не повсеместно. Поры выполнены каолинитом, хлоритом, единичные поры – кальцитом (около 1 %). В общей массе песчаники с карбонатным цементом занимают малую долю, и в разрезе наблюдаются только единичные прослойки небольшой мощности. В данной части разреза из аксессуарных минералов встречаются сфен, апатит, циркон, реже гранат.

Алевриты в основном серые и темно-серые, крупнозернистые, песчаные, с глинистым цементом. Обломочный материал среднеотсортирован и составляет 60–90 %. Размеры обломков от 0,01 до 0,16 мм, примесь песчаной фракции до 5 %. Породообразующие минералы: кварц, полевые шпаты, обломки пород и слюда. Цемент пленочно–порового, порово–пленочного типа распределен неравномерно и составляет 5–10 %. Пленки хлоритовые, разные по толщине, участками прерывистые. Поры выполнены гидрослюдисто–хлоритовым материалом, реже кальцитом.

Коллекторские свойства проницаемых разностей пластов соответствуют IV - VI классу коллекторов (по А. А. Ханину).

По литологическому составу породы-коллекторы относятся к типу терригенных. Терригенные породы-коллекторы как изучаемого месторождения, так и практически всех месторождений Западной Сибири характеризуются высокой неоднородностью и резкой изменчивостью ФЕС. Высокая глинистость и низкая проницаемость терригенных пород-коллекторов определяют сложность строения углеводородной залежи и ее переходной зоны как по разрезу, так и по латерали. По типу смачиваемости породы являются гидрофильными.

2.2 Месторождение «А»

2.2.1 Краткие сведения о месторождении «А»

Нефтяное месторождение «А» располагается в Нижневартовском и Сургутском районах Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 110 км юго-западнее г. Нижневартовска (рисунок 2.7).

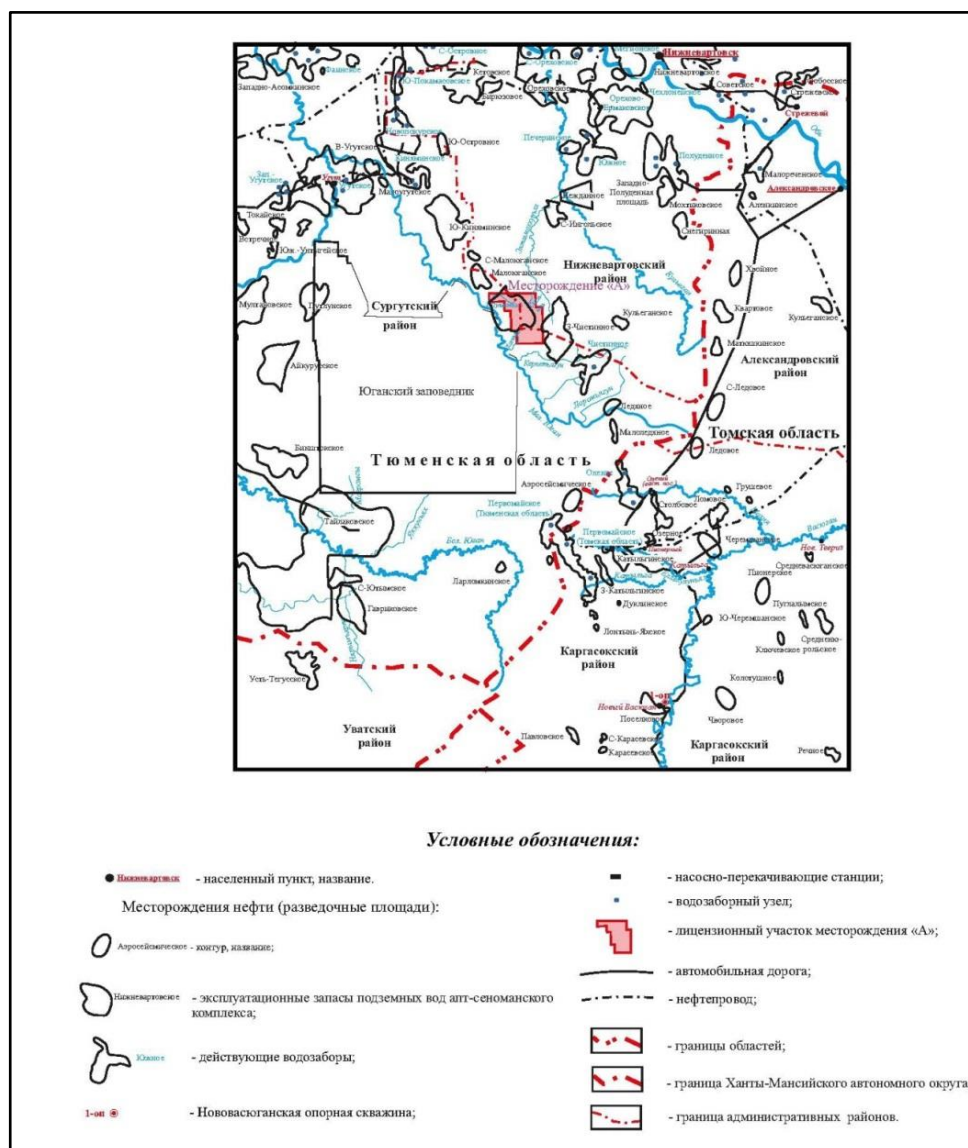


Рисунок 2.7 - Обзорная схема района исследований месторождения «А»
(ДТСП, 2015)

На образцах керн продуктивных пластов месторождения «А» проведены капиллярметрические исследования в количестве 17.

2.2.2 Литостратиграфическая характеристика разреза месторождения «А»

Геологический разрез месторождения «А» представлен палеозойским фундаментом, на котором залегает толща мезозойско-кайнозойских пород. Ниже приводится краткая характеристика разреза, включающего исследуемые в работе интервалы.

Юрская система

На изучаемой площади «А» вскрыты средний и верхний отделы юрской системы. Более древние отложения характеризуются по результатам бурения на близлежащих площадях. На Чистинной площади отложения юрской системы представлены всеми тремя отделами: нижним, средним и верхним. По аналогии с Чистинной площадью предполагается, что суммарная толщина юрских отложений в пределах изучаемой площади колеблется от 550 м в сводовой части Южно-Киняминского вала до 800 м в прогибах. По всей толщине юрские отложения Чистинной площади изучены тремя скважинами (473, 475, 485).

Нижний отдел юрской системы представлен алеврито-глинисто-песчаными породами.

Урманская свита (геттанг-синемюр-плинсбах $J_1h - J_1s - J_1p$) имеет трехуровневое строение.

В основании нижней подсвиты залегает песчано-алевритовый пласт ЮВ₁₂ делювиально-пролювиального, пролювиально-аллювиального и бассейнового генезиса с прослоями аргиллитоподобных глин серых, темно-серых с гравелитами у выступов фундамента.

Средняя подсвита представлена темно-серыми аргиллитами с пропластками алевролитов, песчаников, углей.

В верхней подсвите выделен песчаный пласт ЮВ₁₁, представленный прослоями алевролитов, содержащих филлоподы.

Тогурская свита (тоар J_1t) сложена аргиллитами темно-серыми, зеленоватыми с прослоями алевролитов.

Салатская свита (тоар-аален $J_1t - J_2a$) состоит из двух подсвит.

Нижняя подсвита представлена неоднородным песчано-глинисто-алевритовым пластом ЮВ₁₀ с остатками флоры.

Верхняя подсвита (радомская) представлена серыми аргиллитоподобными глинами, битуминозными слоями с песчано-алевритовыми прослоями. Формирование этих отложений происходило в бассейновых условиях, характерных для прибрежно-морского мелководья.

Тюменская свита (байос-бат J_{2b} – J_{2bt}) состоит из трех подсвит: нижней, средней (континентального генезиса) и верхней (мелководно-морского генезиса).

Нижняя подсвита - толькинская (низ байоса) представляет собой переслаивающуюся толщу таких пород, как аргиллиты, алевролиты, иногда угли с алевритовыми и песчано-алевритовыми пластами ЮВ₇₋₉. Отложения средней подсвиты - сандибинской (байос) включают плохо выраженные песчано-алевритовые пласты ЮВ₅₋₆, которые переслаиваются с аргиллитами, алевролитами, иногда углями. Верхняя подсвита - надымская (верхний байос-бат) характеризуется развитием песчаных и алевроито-песчаных пластов ЮВ₂₋₄, чередующихся с аргиллитами и алевролитами. В наиболее прогнутых частях площади встречаются пропластки углей.

Пахомовская пачка (пласт ЮВ₂⁰) залегает в кровле тюменской свиты. Она состоит из глауконитовых слабосцементированных песчаников и буроватых алевролитов с прослоями глин и сидеритовыми оолитами.

Васюганская свита (верхний бат-келловей-оксфорд J_{2bt} – J_{2c} – J_{3o}). Отложения нижневасюганской подсвиты являются достаточно хорошей крышкой для пластов ЮВ₂₋₄. Аргиллиты темно-серые и с буроватым оттенком тонкоотмученные и алевроитистые, плитчатые и с раковистым изломом, с ходами илоедов, пиритом, микрофауной, с редкими прослоями песчаников. В подсвите выделяют пласт ЮВ₁⁴.

В верхней подсвите васюганской свиты (оксфорд) выделяются пласты ЮВ₁³, ЮВ₁², ЮВ₁¹. Они представлены песчано-глинисто-алевритовыми отложениями с углистыми пропластками. Остатки микрофауны в этих породах

указывают на мелководно-морские условия генезиса. На Чистинной и изучаемой площади из пластов ЮВ₁¹ и ЮВ₁² получены притоки нефти.

На площади «А» угольный пласт в васюганской свите отсутствует, по-видимому, произошел размыв, так как на соседней Чистинной площади он хорошо прослеживается. Пласты ЮВ₁¹, ЮВ₁², ЮВ₁³ разделены пачками аргиллитов.

Пласт ЮВ₁¹ выдержан по площади, его толщина составляет 3-5 м. Скважины 441, 446, 449 не вскрыли пласт ЮВ₁¹.

Пласт ЮВ₁² отличается большей неоднородностью и делится на два песчаных пласта, разделенных глинистой толщей.

Завершают разрез верхней юры морские глинистые отложения георгиевской (7-13 м) и баженовской (28-33 м) свит, являющиеся покрывкой для юрских коллекторов.

Георгиевская свита (оксфорд-кимеридж-нижний титон J_{3o} – J_{3km} – J_{3tt}) представлена темно-серыми морскими аргиллитами тонкоотмученными, реже алевритистыми с глауконитом, иногда слабобитуминозными разностями. В кровле свиты присутствует горизонт конкреций. Свита отсутствует в разрезе на некоторых приподнятых участках. В подошве свиты выделена барабинская пачка (пласт ЮВ₁⁰, который местами образует единый резервуар с пластом ЮВ₁¹), представленная часто глауконитовыми серыми, зеленовато-серыми песчаниками.

Баженовская свита (средний верхний титон–нижний берриас J_{3tt} – K_{1b}) представлена аргиллитами темно-серыми до черных, буроватыми, битуминозными однородными и плитчатыми. Присутствуют кокколитофориды, ихтиодетрит и фауна фораминифер, аммонитов, стяжения и глобулы пирита, водорослевая органика. Встречаются прослои кремнистого аргиллита и глинистого известняка.

2.2.3 Нефтеносность месторождения «А»

В соответствии с нефтегеологическим районированием нефтяное месторождение «А» относится к Вартовскому району Среднеобской НГО Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. На изучаемой территории выявлена промышленная нефтегазоносность отложений от нижнемеловых до верхнеюрских включительно. Соседними с нефтяным меторождением «А» являются Малоюганское, Киньяминское и Чистинное нефтяные месторождения.

На месторождении «А» нефтеносность связана со следующими интервалами разреза:

1. Отложения мегионской свиты, пласт БВ₁₀: 1 залежь нефти в районе скв. 443;
2. Отложения мегионской свиты (ачимовская толща): 4 подсчетных объекта (пласты Ач₂¹; Ач₂²; Ач₂³; Ач₂⁴) - выделено 5 залежей нефти;
3. Отложения верхней юры (васюганская свита): 2 подсчетных объекта (пласты ЮВ₁¹; ЮВ₁²) – выделено 5 залежей нефти.

На северо-востоке лицензионного участка «А» по данным 3D сейсморазведки выявлен разлом, имеющий простирание с северо-запада на юго-восток. Разлом тектонически экранирует залежи центрального поднятия.

Пласты ЮВ₁¹, ЮВ₁² (верхняя часть васюганской свиты) – основные объекты разработки. Пласты ЮВ₁¹ и ЮВ₁² разделены выдержанной по площади глинистой перемычкой толщиной 4,8-8,4 м.

Коллекторами пластов ЮВ₁¹, ЮВ₁² являются песчаники серые, буроватые при нефтенасыщенности, мелкозернистые, среднезернистые, алевритистые.

Покрышкой пласта ЮВ₁ являются тонкодисперсные глины (георгиевская свита) и битуминозные аргиллиты (баженовская свита).

В настоящей работе изучается пласт ЮВ₁¹, описание которого дано ниже.

Пласт ЮВ₁¹ (рисунок 2.8). Основной нефтегазовый потенциал верхней юры связан с горизонтом Ю₁. Выявленные залежи УВ связаны с комбинированными ловушками. Преимущественно это сводовые ловушки, осложненные

литологическими и тектоническими экранами, в которых изменение эффективных нефтенасыщенных толщин является очень сложным и слабо контролируется структурным планом [63]. Схемы корреляции юрских отложений месторождения «А» представлены на рисунках 2.9, 2.10.

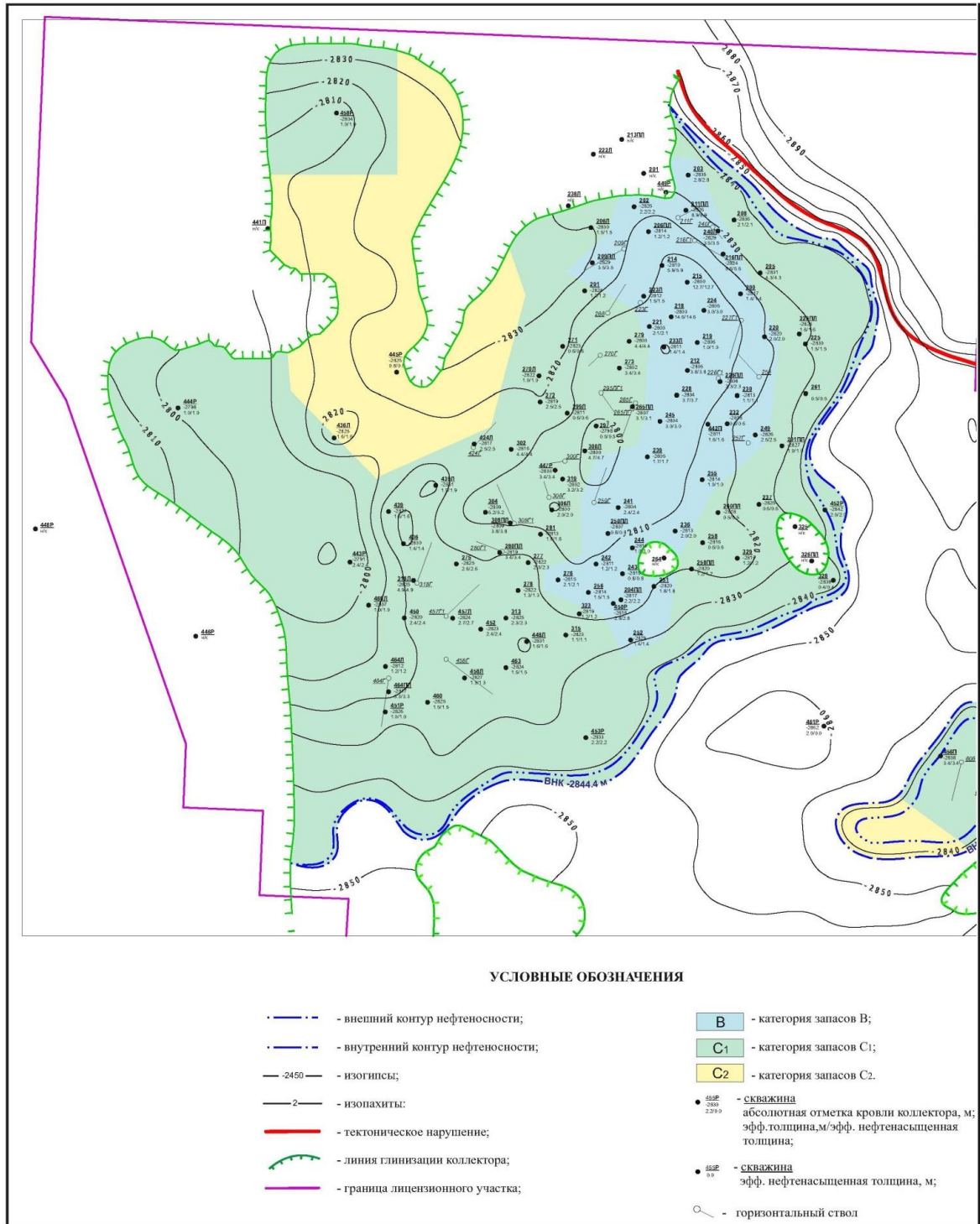


Рисунок 2.8 - Структурная карта кровли коллектора основной залежи пласта ЮВ₁¹

Основная залежь пласта ЮВ₁¹ пластовая сводовая, литологически и тектонически экранированная. Основная залежь в пределах западного и центрального поднятий ограничена зоной глинизации на северо-западе площади. Размеры залежи 12,5x12,5 км, высота 55,4 м.

Все скважины, вскрывшие пласт в контуре нефтеносности, дали притоки безводной нефти. Наиболее глубокое залегание нефти отмечено в скв. 452. Здесь пласт испытан в интервале а. о. от -2841,2 до -2845,2 м. При испытаниях в колонне на 4 мм штуцере получен фонтанирующий приток безводной нефти дебитом 10,1 м³/сут. По этой скважине принято положение ВНК центральной залежи пласта ЮВ₁¹ на а. о. -2844,4 м.

Максимальная эффективная нефтенасыщенная толщина пласта составляет 14,6 м (скв. 218), минимальная эффективная нефтенасыщенная толщина пласта составляет 0,8 м (скв. 243, 445), средняя по залежи – 2 м.

В целом по пласту ЮВ₁¹ песчаность варьируется в диапазоне 0,55-1, при среднем значении 0,91. Расчлененность варьируется в диапазоне от 1 до 9 при среднем значении 2.

Фонд скважин составляет 216 ед. В целом по залежи сетка скважин достаточно плотная, за исключением северо-западной части, разбуренной несколькими разведочными скважинами.

Породами-коллекторами пласта ЮВ₁¹ являются песчаники серые с буроватым оттенком мелкозернистые, среднезернистые и алевритистые. Структура пород-коллекторов псаммитовая и алевро-псаммитовая, текстура микрокосослоистая, волнисто-слоистая, реже горизонтально-слоистая, обусловлена изменениями зернистости, распределением сидерита, слюды, пирита, лейкоксена, растительных остатков. Непроницаемые прослои представляют собой плотные песчаники и глинистые или карбонатные алевролиты, аргиллиты.

Отсортированность песчаников чаще средняя, зерна полуугловатой, полуокатанной формы, иногда корродированные. Зерна кварца с прямым, реже волнистым погасанием, как чистые, прозрачные, так и с включениями пузырьков газа и жидкости, расположенными по трещинкам. Полевые шпаты представлены в

основном калиевыми полевыми шпатами, реже плагиоклазами и микроклином. Полевые шпаты составляют 40-60 % от объема породы.

Обломки пород составляют от 10 до 30 % и представлены кремнями, эффузивами, реже осадочными и сланцевыми разностями.

Слюдами являются мусковит, хлорит, серицит, реже биотит, их содержание в породе составляет 0,4-3 %.

Цемент преобладает поровый и пленочно-поровый, реже пленочный. Пленки тонкие прерывистые хлоритовые, хлорит-гидрослюдистые. Поры выполнены тонкораскристаллизованным каолинитом, мелкозернистым кальцитом, реже хлорит-гидрослюдистым материалом. Содержание цемента в породе – от 3 до 20 %. Присутствуют растительные остатки, тонкие углистые прослои. Флюиды в порах пород-коллекторов – нефть и вода.

Непроницаемые прослои представляют собой плотные песчаники и глинистые или карбонатные алевролиты, а также аргиллиты.

По литологическому составу породы-коллекторы относятся к типу терригенных. Терригенные породы-коллекторы как изучаемого месторождения, так и практически всех месторождений Западной Сибири характеризуются высокой неоднородностью и изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств. Высокая глинистость и низкая проницаемость терригенных пород-коллекторов определяют сложность строения углеводородной залежи и ее переходной зоны как по разрезу, так и по латерали. По типу смачиваемости породы являются гидрофильными.

3. Авторский алгоритм построения модели нефтенасыщенности

Породами-коллекторами изучаемых месторождений являются глинистые песчаники, характеризующиеся невысокими ФЕС и их слабой согласованностью, высокой неоднородностью. Высокая глинистость и низкая проницаемость терригенных коллекторов определяют сложность строения углеводородной залежи и ее переходной зоны как по разрезу, так и по латерали. По типу смачиваемости породы являются гидрофильными. Эти факторы определяют схожесть пород-коллекторов этих месторождений.

Для построения моделей изучаемых месторождений имеются данные ГИС, на образцах керна пород-коллекторов изучаемых месторождений проведены капиллярметрические исследования.

При создании трехмерных геологических моделей нефтенасыщенности залежи пласта БУ₁₆² месторождения «У» и залежи пласта ЮВ₁¹ месторождения «А» в рамках проектных документов не учитывались зависимости коэффициента нефтенасыщенности от ФЕС, капиллярных сил и высоты над уровнем ЗЧВ. Данные модели нефтенасыщенности построены простым методом интерполяции скважинных данных РИГИС без учета переходной водонефтяной зоны.

Для месторождений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна отмечается тесная статистическая зависимость коэффициента нефтенасыщенности от высоты над уровнем ВНК и значений капиллярных сил в пористых средах [8].

Кроме данных ГИС при построении моделей необходимо использовать также данные капиллярметрических исследований. Привлечение косвенной и априорной информации различных видов позволяет заметно повысить точность 3D ГМ.

В соответствии с исходными данными и поставленными задачами для построения авторской модели нефтенасыщенности следует выбрать самую полную методику, позволяющую учесть практически все параметры, оказывающие влияние на нефтенасыщенность терригенных гидрофильных пород-

коллекторов (таблица 1.1). Методика должна позволить построить модель геометрии переходной зоны, адекватно отразить нефтенасыщенность пород-коллекторов в переходной зоне залежей как по разрезу, так и по латерали.

Выбранной автором методикой является интерполяция куба нефтенасыщенности с учетом зависимостей нефтенасыщенности от пористости и проницаемости, капиллярных давлений, капиллярных сил и угла смачиваемости в зависимости от высоты над уровнем ЗЧВ с использованием J-функции Леверетта.

Однако даже в таком широко известном алгоритме интерполяции куба нефтенасыщенности с использованием зависимостей J-функции Леверетта существует ряд сложностей.

Согласно М. А. Грищенко, при построении трехмерных геологических моделей для согласования геологических и гидродинамических расчетов нефтегазонасыщенность должна быть рассчитана не до уровня геологического ВНК, а до ЗЧВ с постепенным уменьшением k_n от $k_n^{гр}$ до 0, где $k_n^{гр}$ - граничное значение k_n на ВНК [29, 100]. При создании таких моделей наиболее трудной является задача определения положения ЗЧВ, то есть оценки геометрии переходной водонефтяной зоны.

Задача определения положения ЗЧВ решена в работах А. Ф. Гималтдиновой (глава 1.2). Однако, по мнению автора, в методике А. Ф. Гималтдиновой следует изменить представление о ЗЧВ как о горизонтальной плоскости (в частности для месторождений Западной Сибири). Следует определить толщину переходной водонефтяной зоны не как средневзвешенную величину, а создать модель геометрии переходной зоны, в которой ЗЧВ является криволинейной по высоте поверхностью и зависит от свойств пород-коллекторов. На втором этапе методом интерполяции с учётом модели переходной водонефтяной зоны и с привлечением в качестве косвенной информации одномерного вертикального тренда J-функции Леверетта вычислить куб нефтенасыщенности в пределах от ЗЧВ до верхней границы зоны предельного насыщения залежи. Это согласует методику А. Ф. Гималтдиновой с результатами исследований, проведенных Ю. Я. Большаковым, И. И. Нестеровым, А. Р. Курчиковым и другими учеными (глава 1.3.2).

Рассмотрим авторское решение задач построения цифровой трехмерной геологической модели нефтенасыщенности терригенных гидрофильных пород-коллекторов месторождений Западной Сибири подробнее.

Как известно, $k_n = 1 - k_g$. На характер водонасыщенности и нефтенасыщенности большое влияние также оказывает строение порового пространства породы-коллектора. Распределение водонасыщенности по пласту неравномерно: на одном и том же уровне водонасыщенность меньше в высокопроницаемых и больше в малопроницаемых породах. Исходя из этого, по мнению К. Е. Закревского, более корректно построение зависимостей изменения водонасыщенности под влиянием уровня ЗЧВ от эквивалентного радиусу поровых каналов параметра $\sqrt{\frac{K_{np}}{K_{п}}}$, как это делается при использовании функции Леверетта [38]. J-функция Леверетта позволяет обобщить значения капиллярного давления по пробам с различными значениями пористости и проницаемости:

$$J = \frac{3,183 \cdot P_K \cdot \sqrt{\frac{k_{np}}{k_{п}}}}{\gamma \cdot \cos\theta} \quad (1.1)$$

где J - функция Леверетта;

P_K – капиллярное давление, 10^5 Па;

k_{np} - коэффициент проницаемости, 10^{-3} мкм²;

k_n - коэффициент пористости, %;

γ – поверхностное натяжение углеводороды/пластовая вода, кг/с²;

θ – угол смачиваемости, град.

Основой метода оценки распределения нефтенасыщенности в пласте является классическая теория равновесия между гравитационными и капиллярными силами. Капиллярное давление (P_K) – это сила, которая препятствует давлению вытеснения, контролирует процесс фильтрации углеводородов в пористой среде и положение контактов флюидов; является функцией радиуса поровых каналов:

$$P_K = 2\gamma \cdot \cos\theta / r \quad (1.2)$$

где γ – поверхностное натяжение, кг/с²;

r – радиус порового канала, м;

θ – угол смачиваемости, град.

Из анализа уравнения (1.2) следует, что капиллярное давление возрастает при уменьшении диаметра поровых каналов, увеличении поверхностного натяжения и уменьшении угла смачиваемости [28]. С другой стороны, капиллярное давление зависит от высоты ΔH над ЗЧВ, и эта зависимость имеет такой вид:

$$P_K = (\rho_B - \rho_H) \cdot 0,098 \cdot \Delta H \quad (1.3)$$

где ρ_B – плотность пластовой воды, кг/м³;

ρ_H – плотность нефти, кг/м³;

0,098 – градиент давления пресной воды;

ΔH – высота над ЗЧВ, м [26].

Исходными данными для расчета нефтенасыщенности пород по описанной методике являются данные капиллярометрических исследований керна. Принцип исследований основан на вытеснении жидкости из поровых каналов горных пород избыточным давлением и заключается в повторении нескольких циклов с последовательным увеличением давления в камере капилляриметра и измерении остаточной водонасыщенности образца [73]. По результатам исследований образцов керна в скважинах для каждой залежи пласта строится зависимость $J=f(k_e)$ или $J=f(k_{e_норм})$. Из формулы (1.7) находим $k_{B_норм}$:

$$k_{B_норм} = \frac{k_B - k_{B^*}}{1 - k_{B^*}} \quad (1.7)$$

где $k_{e_норм}$ – нормированная водонасыщенность;

k_e – водонасыщенность;

k_e^* – критическая водонасыщенность на границе раздела фильтрации нефть и нефть-вода.

Весь алгоритм построения авторской модели нефтенасыщенности с учетом геометрии переходной водонефтяной зоны имеет такой вид:

1. По экспериментальным данным находится регрессионная зависимость $J=f(k_e)$ или $J=f(k_{e_норм})$;

2. Строится карта ВНК (по данным геофизических исследований скважин и результатов ОФП);
3. Из найденной зависимости $J=f(k_e)$ или $J=f(k_{e_норм})$ вычисляется значение J-функции, соответствующее принятому уровню ВНК. Из формулы (1.1) рассчитывается капиллярное давление P_k в переходной зоне от ЗЧВ до ВНК, то есть строится куб параметра P_k переходной зоны. Для этого используются кубы коэффициентов пористости K_n и проницаемости $K_{пр}$;
4. Из формулы (1.3), используя куб капиллярного давления P_k переходной зоны, рассчитывается расстояние от принятого ВНК до ЗЧВ – ΔH ;
5. Строится карта ЗЧВ и куб ΔH – параметр толщин переходной зоны, рассчитывается куб капиллярных давлений P_k от ЗЧВ до верхней границы залежи, то есть строится куб параметра P_k всей системы нефть-вода;
6. По значениям капиллярного давления P_k всей системы и ФЕС пород-коллекторов рассчитывается куб значений параметра J-функции по формуле (1.1);
7. По зависимости $J=f(k_e)$ или $J=f(k_{e_норм})$ рассчитывается значение куба K_v^{TP} (куб водонасыщенности трендовый);
8. По данным РИГИС в скважинах с учетом тренда K_v^{TP} методом кригинга строится куб K_v , затем находится куб K_n по формуле $K_n=1-K_e$ [26].

Процесс создания цифровых трехмерных геологических моделей нефтенасыщенности выполняется с помощью программных комплексов IRAP RMS (Rohar) и Petrel (Schlumberger), расчеты алгоритмов, не предусмотренных стандартными модулями данных программных комплексов, выполняются в Microsoft Office Excel и в модуле Parameter Calculator IRAP RMS (Rohar), в модуле Calculator Petrel (Schlumberger).

Рассмотрим процесс подробнее. Нахождение регрессионной зависимости $J=f(k_e)$ или $J=f(k_{e_норм})$ по данным капиллярометрических исследований керна осуществляется с использованием Microsoft Office Excel путем наложения тренда зависимости на облако точек, расположенных на диаграмме (рисунок 3.1). Диаграмма в свою очередь отображает общую для всех образцов керна скважин исследуемой залежи таблицу значений водонасыщенности и соответствующих им

рассчитанных значений J-функции. Значения J-функции рассчитываются по формуле (1.1) в Microsoft Office Excel, используя параметры, замеренные в петрофизической лаборатории для каждого конкретного образца керна: пористость, проницаемость, поверхностное натяжение углеводороды/пластовая вода, угол смачиваемости. Каждому повторению цикла с последовательным увеличением давления в камере капилляриметра и изменением остаточной водонасыщенности образца соответствует определенное значение рассчитанной J-функции.

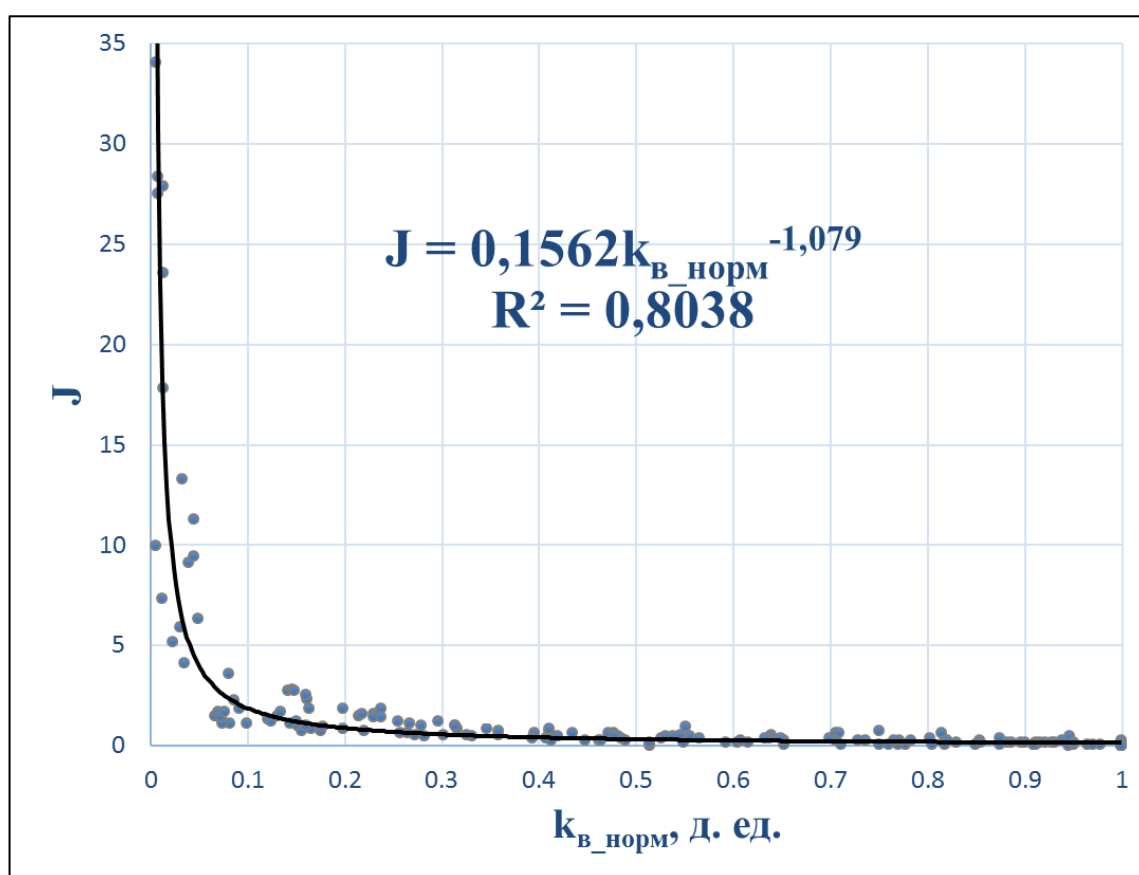


Рисунок 3.1 - График зависимости $J=f(k_{в_норм})$

Из найденной зависимости $J=f(k_{в_норм})$ или $J=f(k_в)$ с помощью Microsoft Office Excel вычисляется значение J-функции, соответствующее принятому уровню ВНК, определенному по ГИС и соответствующему граничному значению водонасыщенности.

На следующем шаге анализируется изменчивость коэффициента пористости по латерали в нижнем слое ячеек над ВНК. Значения коэффициентов пористости и проницаемости в пределах указанного слоя ячеек залежи могут значительно меняться. Для того, чтобы оценить эту изменчивость, создаем в программных комплексах IRAP RMS (Rohar) и Petrel (Schlumberger) параметр объема в нижнем слое ячеек модели над ВНК, ограниченный снизу ВНК, а сверху поверхностью, отстающей по глубине от поверхности ВНК на максимальную толщину ячейки модели. К примеру, а. о. поверхности ВНК составляет -3120 м, максимальная толщина ячейки модели равна 0,4 м, соответственно, поверхность, ограничивающая сверху искомый объем ячеек модели, будет иметь а. о. на уровне -3119,6 м. Теперь, указав верхнюю и нижнюю границы необходимого интервала, а также указав границы распространения залежи по латерали (внешний контур ВНК, граница зоны отсутствия пород-коллекторов), создаем трехмерный куб объема необходимого интервала. Куб параметра объема в нижнем слое ячеек над ВНК создается в пространственном гриде (Grid) и включает все параметры грида, в том числе кубы пористости и проницаемости.

Далее нужно активировать фильтр грида (Filter) в пределах найденного куба объема в нижнем слое ячеек над ВНК и статистически оценить диапазон изменения коэффициентов пористости и проницаемости.

Затем, указав в формуле (1.1) значение J-функции, соответствующее принятому уровню ВНК, и, определив диапазон изменения коэффициентов пористости и проницаемости в нижнем слое ячеек модели над ВНК, вычисляется значение капиллярного давления P_k переходной зоны в интервале от ЗЧВ до ВНК, то есть строится куб параметра P_k переходной зоны. Для этого используются кубы коэффициентов пористости K_p и проницаемости $K_{пр}$ из модели. Эта операция выполняется в модуле Parameter Calculator IRAP RMS (Rohar) (рисунок 3.2) и в модуле Calculator Petrel (Schlumberger) (рисунок 3.3).

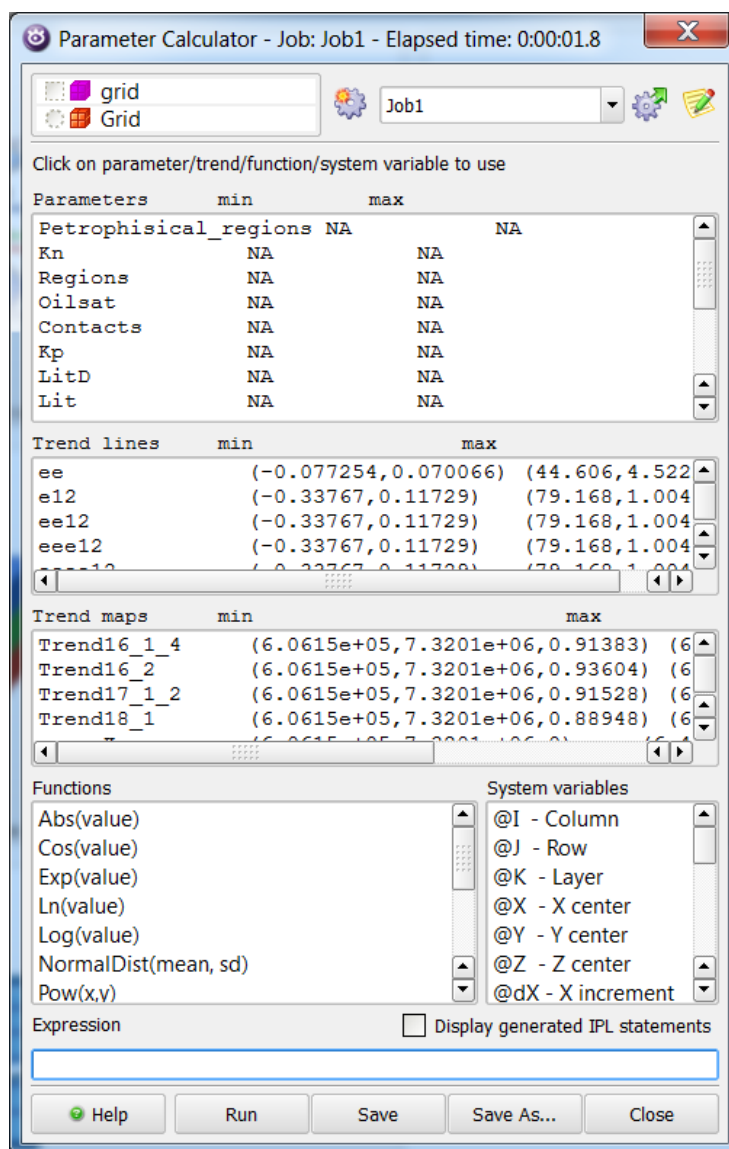


Рисунок 3.2 - Модуль Parameter Calculator программного комплекса IRAP RMS (Roxar)

Данные модули позволяют производить практически любые математические действия с трехмерными кубами параметров. Уточним, что в данных программных комплексах по цифровому трехмерному геологическому моделированию отсутствуют стандартные модули расчета капиллярных давлений.

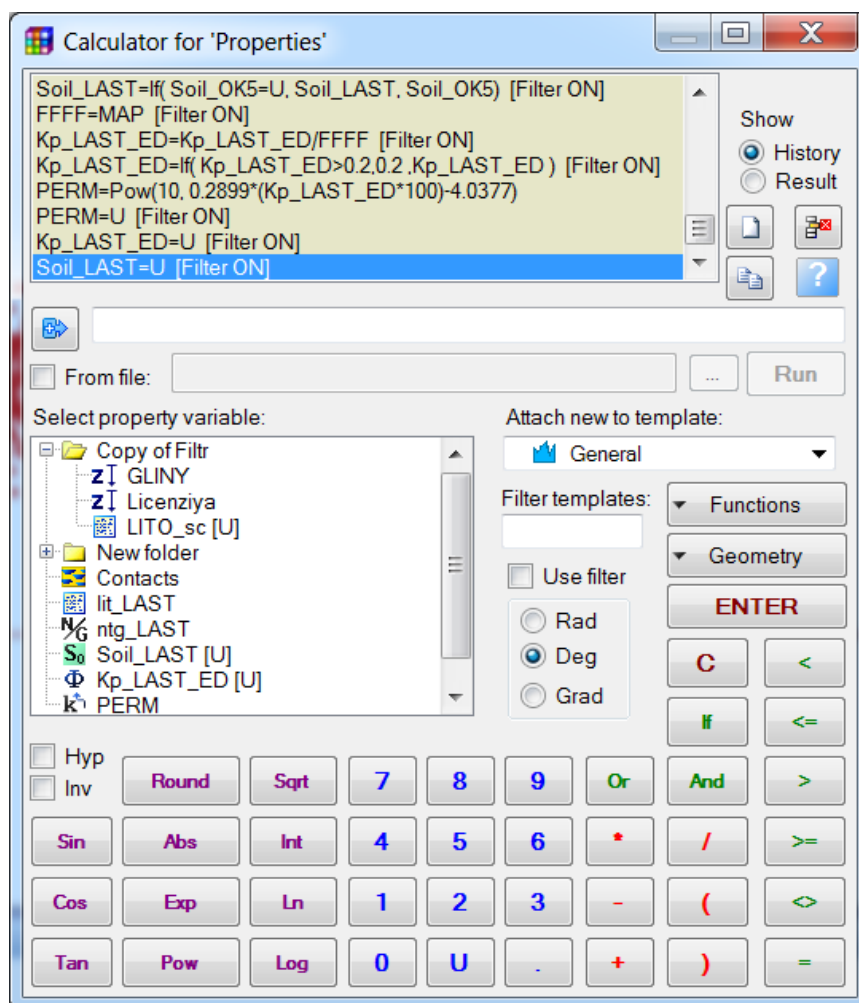


Рисунок 3.3 - Модуль Calculator программного комплекса Petrel (Schlumberger)

Далее путем выражения ΔH из формулы (1.3), используя рассчитанный куб капиллярного давления P_k переходной зоны, вычисляется расстояние от ВНК до ЗЧВ, то есть рассчитывается куб параметра толщин переходной зоны в интервале от ВНК до ЗЧВ. Эта операция тоже выполняется в вспомогательных модулях Parameter Calculator и Calculator программных комплексов IRAP RMS (Rohar) и Petrel (Schlumberger) по той причине, что данные программные комплексы не имеют стандартных модулей расчета куба толщин переходных зон.

В итоге, получив с куба параметра толщин переходной зоны ΔH карту толщин и отняв ее от карты абсолютных отметок поверхности ВНК (либо прибавив ее к карте абсолютных отметок поверхности ВНК в случае, если процесс выполняется в программном комплексе IRAP RMS (Rohar), по

умолчанию не имеющем знака « - » перед значениями абсолютных отметок), получим карту абсолютных отметок поверхности ЗЧВ. Рассчитанная поверхность ЗЧВ не будет плоскостью (согласно исследованиям Ю. Я. Большакова, И. И. Нестерова, А. Р. Курчикова и др., описанным в главе 1.3.2). Тем самым получим обоснованную для месторождений Западной Сибири трехмерную модель геометрии переходной водонефтяной зоны (рисунок 3.4, 3.5).

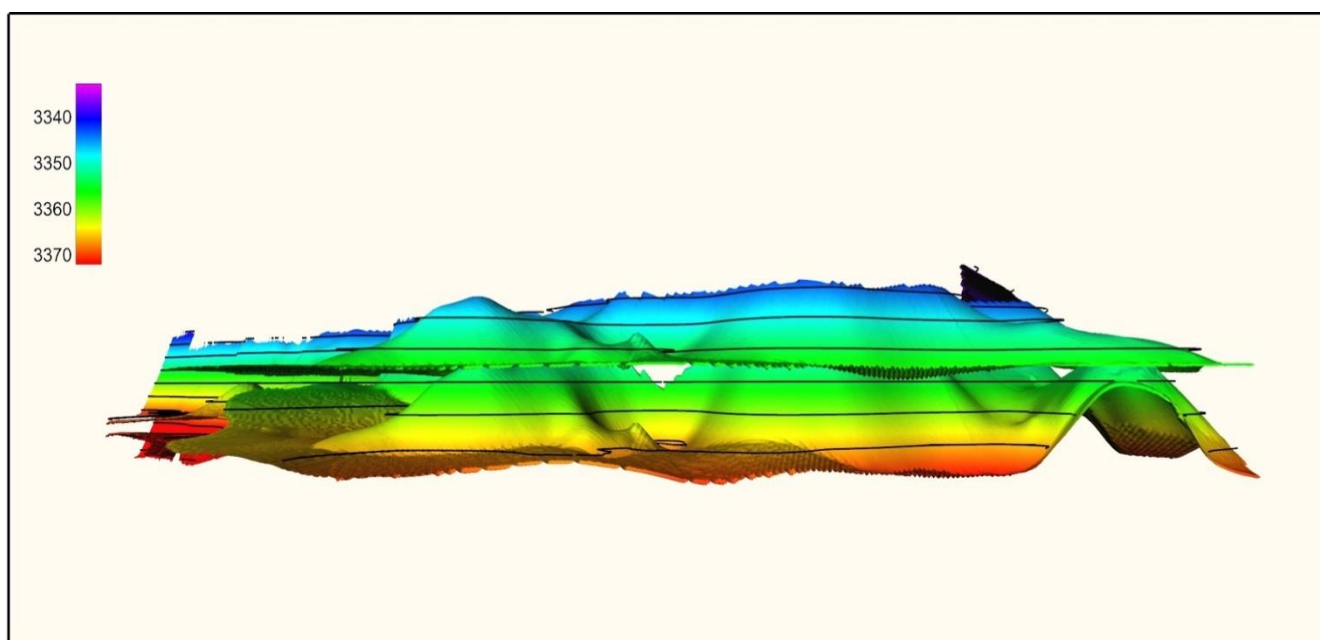


Рисунок 3.4 - Модель поверхности ВНК (вверху) и ЗЧВ (внизу) пласта БУ₁₆² месторождения «У»

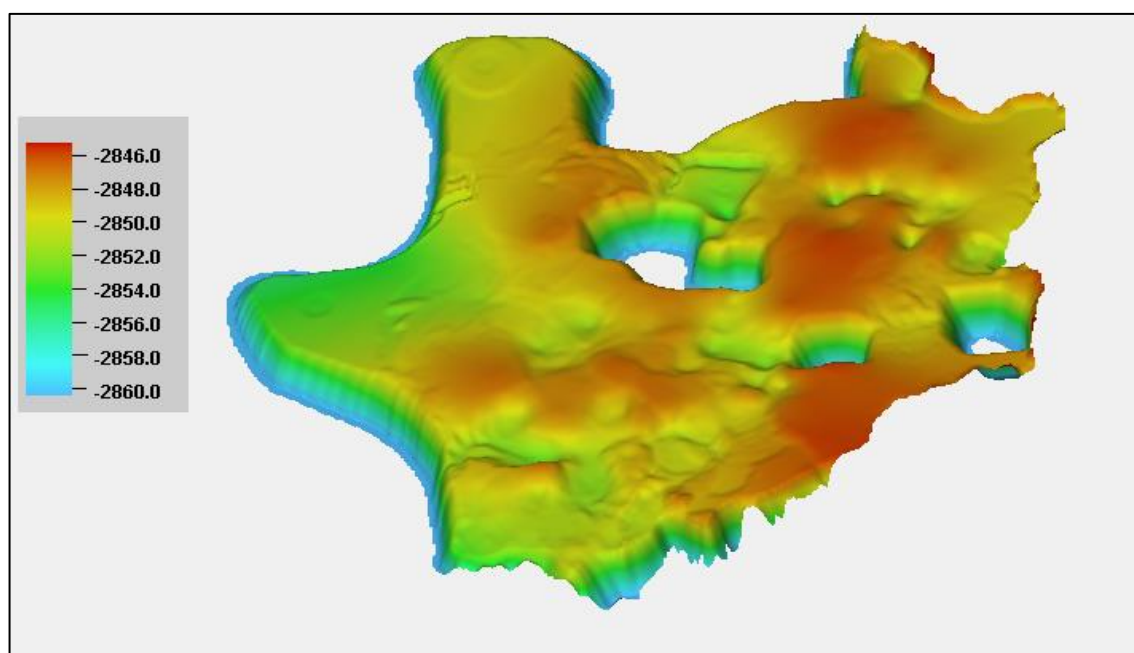


Рисунок 3.5 - Модель поверхности ЗЧВ пласта ЮВ₁¹ месторождения «А»

Далее, используя абсолютные отметки поверхности ЗЧВ, рассчитывается куб капиллярных давлений P_k от ЗЧВ до верхней границы залежи, то есть строится куб параметра P_k всей залежи. На следующем этапе по значениям капиллярного давления P_k в системе нефть-вода и фильтрационно-емкостным свойствам породы рассчитывается куб значений параметра J-функции по формуле (1.1). Операция выполняется аналогично в модулях Parameter Calculator и Calculator программных комплексов IRAP RMS (Rohar) и Petrel (Schlumberger).

На следующем шаге по зависимости $J=f(k_v)$ или $J=f(k_{v_норм})$ рассчитывается значение куба K_v^{TP} (куб водонасыщенности трендовый). В программном комплексе IRAP RMS (Rohar) эта операция реализована в стандартном модуле Water Saturation Modelling (рисунок 3.6). На вкладке General предлагается выбрать моделируемые пласты, отдельные регионы моделирования, фации и другие необходимые параметры в зависимости от сложности строения углеводородной залежи. Вкладка Variables позволяет указать тип применяемой зависимости и все участвующие в ней параметры.

Отдельно стоит обратить внимание на параметр FWL – зеркало чистой воды (рисунок 3.7). В стандартный модуль Water Saturation Modelling необходимо загрузить поверхность ЗЧВ, но в программном комплексе IRAP RMS (Rohar) нет стандартного алгоритма для расчета этой поверхности. Если же оставить окно, в которое загружается поверхность ЗЧВ пустым, программа выдаст ошибку при расчетах параметра водонасыщенности.

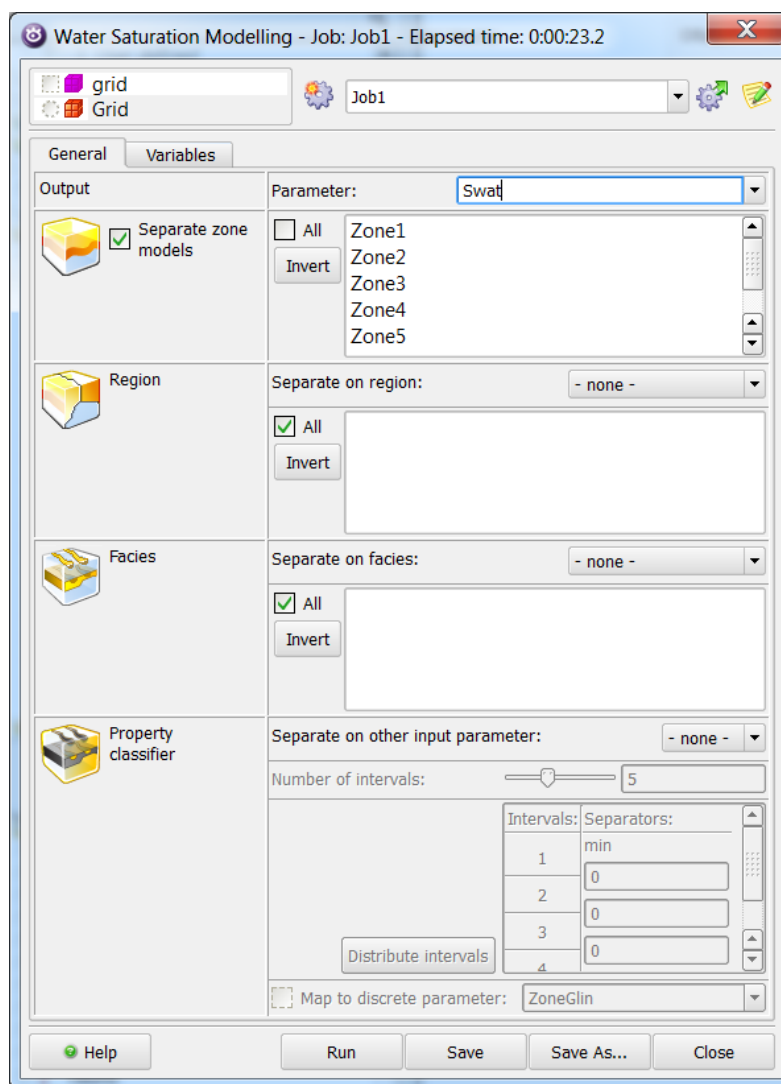


Рисунок 3.6 - Модуль Water Saturation Modelling программного комплекса IRAP RMS (Roxar), вкладка General

Это говорит о том, что геолог, пользующийся данным программным комплексом, не имеет возможности адекватно рассчитать положение поверхности ЗЧВ с использованием стандартных алгоритмов, так как это не предусмотрено разработчиками. На практике геолог, разрабатывающий цифровую трехмерную геологическую модель нефтенасыщенности, вынужден привлекать результаты различного рода исследований для определения положения ЗЧВ [26, 29, 96].

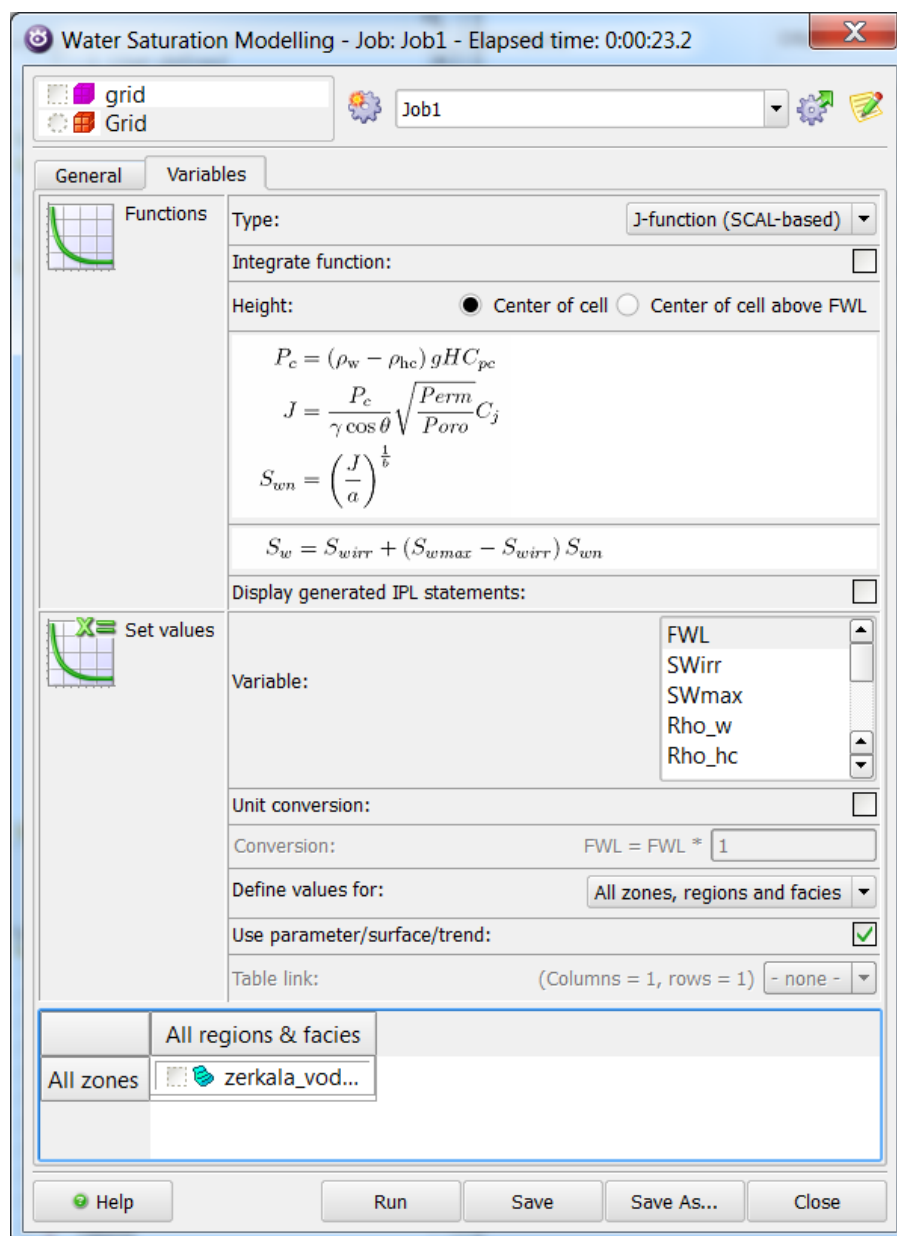


Рисунок 3.7 - Модуль Water Saturation Modelling программного комплекса IRAP RMS (Roxar), вкладка Variables

К таким исследованиям относятся (по Я. В. Кузнецовой, 2016):

1. Результаты интерпретации гидродинамического каротажа (позволяют по результатам измерения пластовых давлений по разрезу определить положение флюидных контактов);
2. Результаты прямых исследований керна скважин;
3. Кривые относительных фазовых проницаемостей (получаемые за счет преобразования зависимости водонасыщенности от капиллярного давления в

зависимость распределения водонасыщенности по высоте нефтяной залежи. Графики позволяют устанавливать положение флюидных контактов на основе результатов исследований скважин, вскрывших пласт выше уровня контакта).

4. Результаты испытаний скважин и фотоколометрических исследований.

Однако далеко не на всех моделируемых месторождениях проведены вышеописанные исследования, в результате чего представление геолога о положении и конфигурации поверхности ЗЧВ остается весьма примитивным.

Вследствие таких проблемных вопросов и недоработок программных комплексов геолог теряет большое количество времени и, в конечном счете, может допустить немало ошибок при определении положения поверхности ЗЧВ.

В нашем случае поверхность ЗЧВ рассчитана с помощью авторского алгоритма.

Предпоследний пункт авторского алгоритма заключается в построении куба параметра K_v по данным РИГИС в скважинах с учетом тренда K_v^{TP} методом кригинга. Необходимо отметить, что в программных комплексах IRAP RMS (Rohar) и Petrel (Schlumberger) петрофизическое моделирование куба параметра K_v методом кригинга осуществляется с помощью соответствующих стандартных модулей (рисунок 3.8, 3.9).

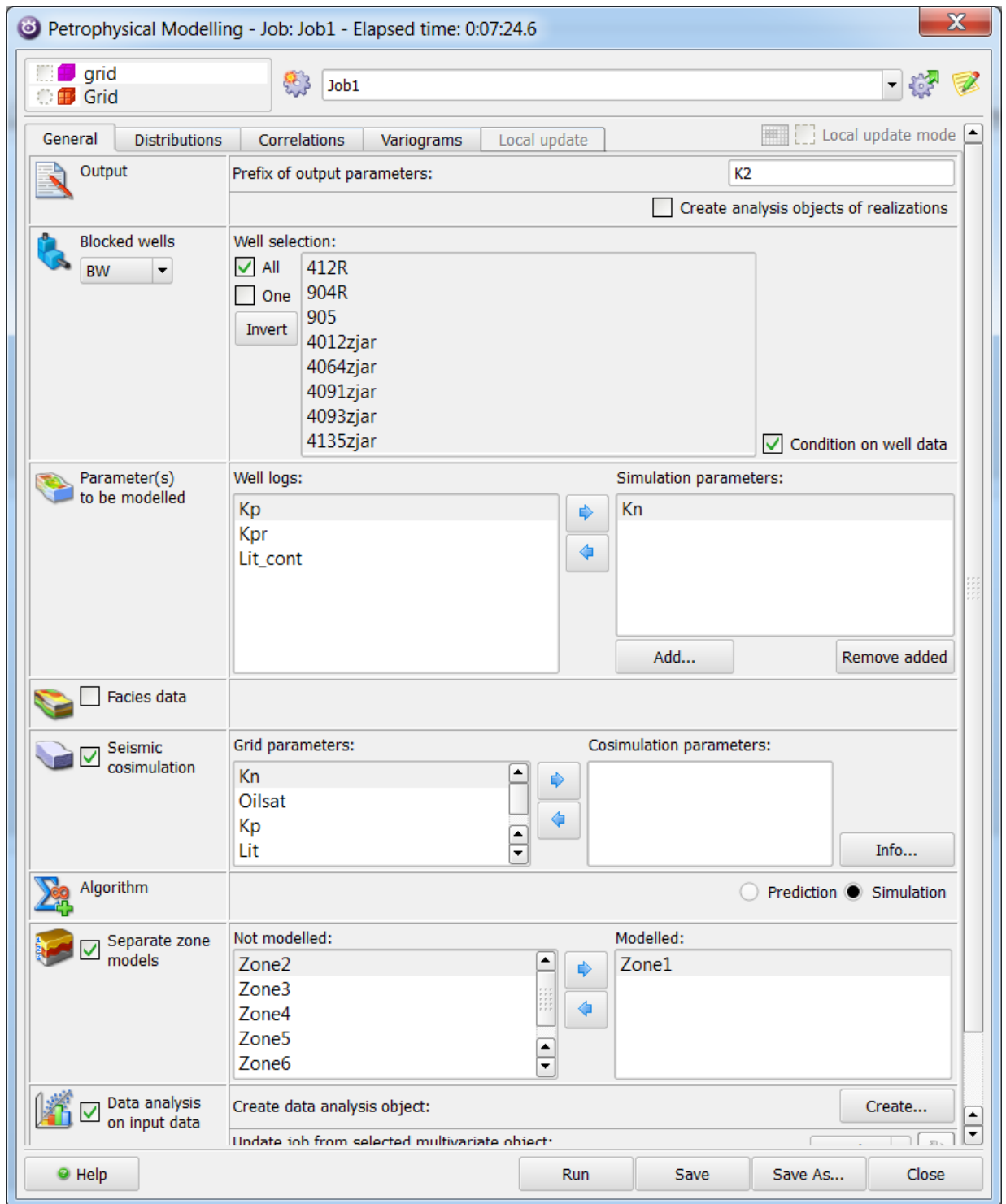


Рисунок 3.8 - Модуль Petrophysical Modelling программного комплекса IRAP RMS (Roxar)

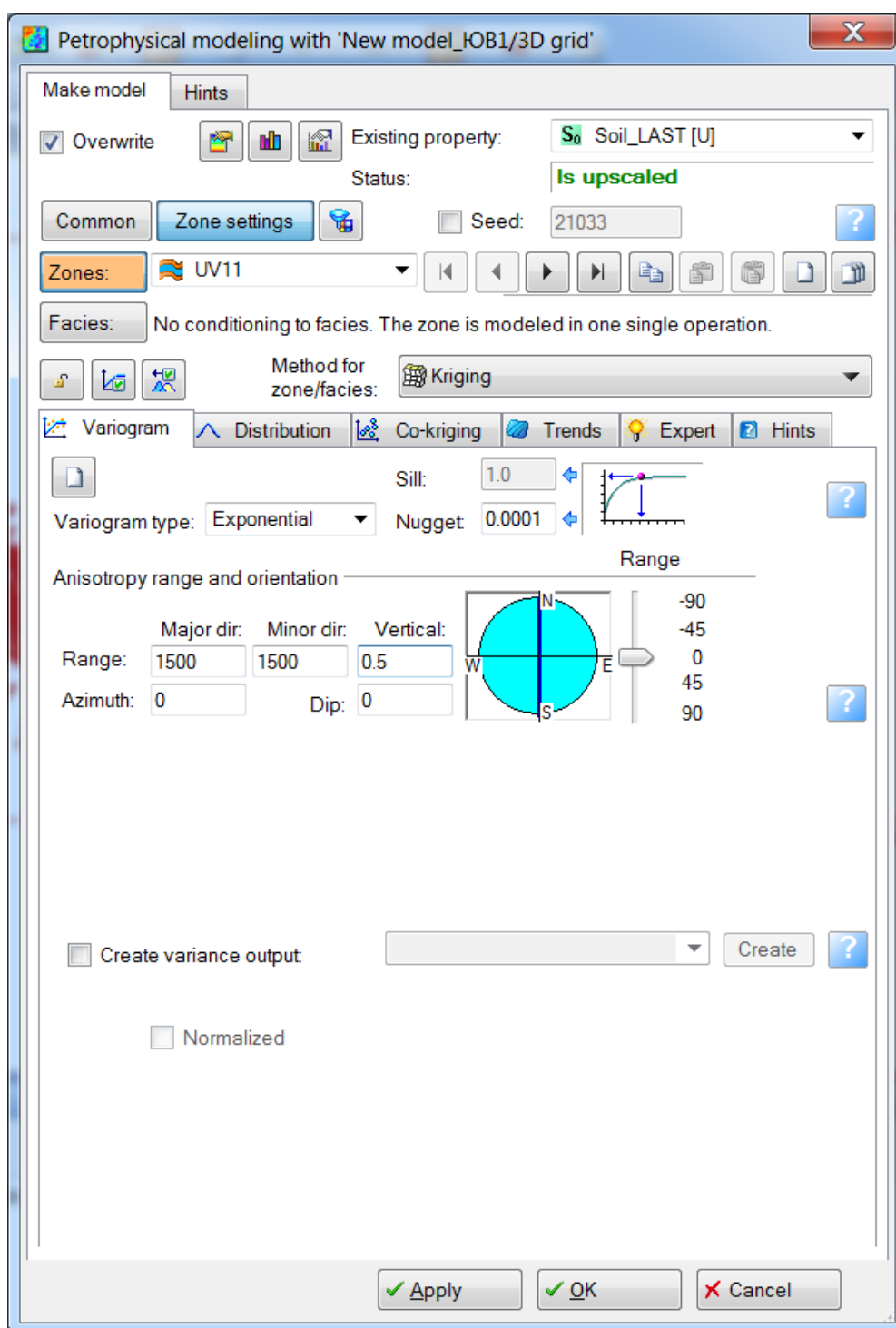


Рисунок 3.9 - Модуль Petrophysical Modeling программного комплекса Petrel (Schlumberger)

Затем находится куб K_H по формуле $K_H = 1 - K_g$. Эта операция в обоих программных комплексах осуществляется с использованием описанного выше модуля Calculator.

Результатом выполненной работы будет цифровая трехмерная геологическая модель нефтенасыщенности, включающая в себя трехмерную модель геометрии переходной водонефтяной зоны с обоснованным распределением параметра нефтенасыщенности. Модель будет соответствовать как скважинным данным, так и зависимостям распределения водонасыщенности в терригенных породах-коллекторах, полученным по результатам капиллярметрических исследований керна скважин. Основным отличием модели, полученной по авторскому алгоритму от моделей, разработанных по стандартному алгоритму, является подошва переходной водонефтяной зоны – ЗЧВ, являющаяся криволинейной по высоте поверхностью, что согласуется с результатами исследований, проведенных Ю. Я. Большаковым, И. И. Нестеровым, А. Р. Курчиковым и др.

Отдельно необходимо подчеркнуть то, что разработчиками программных комплексов IRAP RMS (Rohar) и Petrel (Schlumberger) не реализован алгоритм вычисления положения и конфигурации поверхности ЗЧВ.

Исходя из этого, можно сделать вывод о том, что техническая база и программное обеспечение цифрового трехмерного геологического моделирования требует доработки и развития, создания стандартных модулей, работающих по представленным выше алгоритмам расчетов с учетом предъявляемых требований к точности и детальности цифровых трехмерных геологических моделей.

4. Моделирование нефтенасыщенности в авторских трехмерных геологических моделях залежей в однородных породах-коллекторах объектов БУ₁₆² и ЮВ₁¹

4.1 Моделирование нефтенасыщенности пласта БУ₁₆² месторождения «У»

Геологическая модель пласта БУ₁₆² месторождения «У» создана в программном комплексе IRAP RMS («Rohar», Норвегия) на основе детальной обработки, интерпретации и комплексного анализа всей имеющейся геолого-геофизической, промысловой информации.

Исходные данные для геологического моделирования:

1. Координаты устьев, инклинометрии и альтитуды скважин;
2. Координаты пластопересечений;
3. Данные геофизических исследований скважин ГИС;
4. Данные капиллярметрических исследований керна скважин;
5. База данных недропользователя.

В построении модели участвовали 132 скважины.

Геологическая модель пласта БУ₁₆² месторождения «У» прошла процедуру актуализации в соответствии с данными новых скважин. Актуализация кубов параметров (литологии, пористости, проницаемости) в модели проводилась путем согласования старого куба (параметра), который являлся трендом, с новыми данными в пределах обновляемой зоны (в районе новых скважин). Для этого определялась зона влияния (зона обновления) каждой новой скважины.

Моделирование нефтенасыщенности автором решено проводить с использованием капиллярметрических исследований образцов керна скважин, используя зависимости J-функции Леверетта по авторскому алгоритму, описанному в главе 3.

По данным 102 исследований образцов керна в 8 скважинах месторождения «У» была построена зависимость $J=f(k_{в_норм})$ для залежи пласта БУ₁₆². Зависимость $J=f(k_{в_норм})$ для залежи пласта БУ₁₆² месторождения «У» представлена на рисунке 4.1.

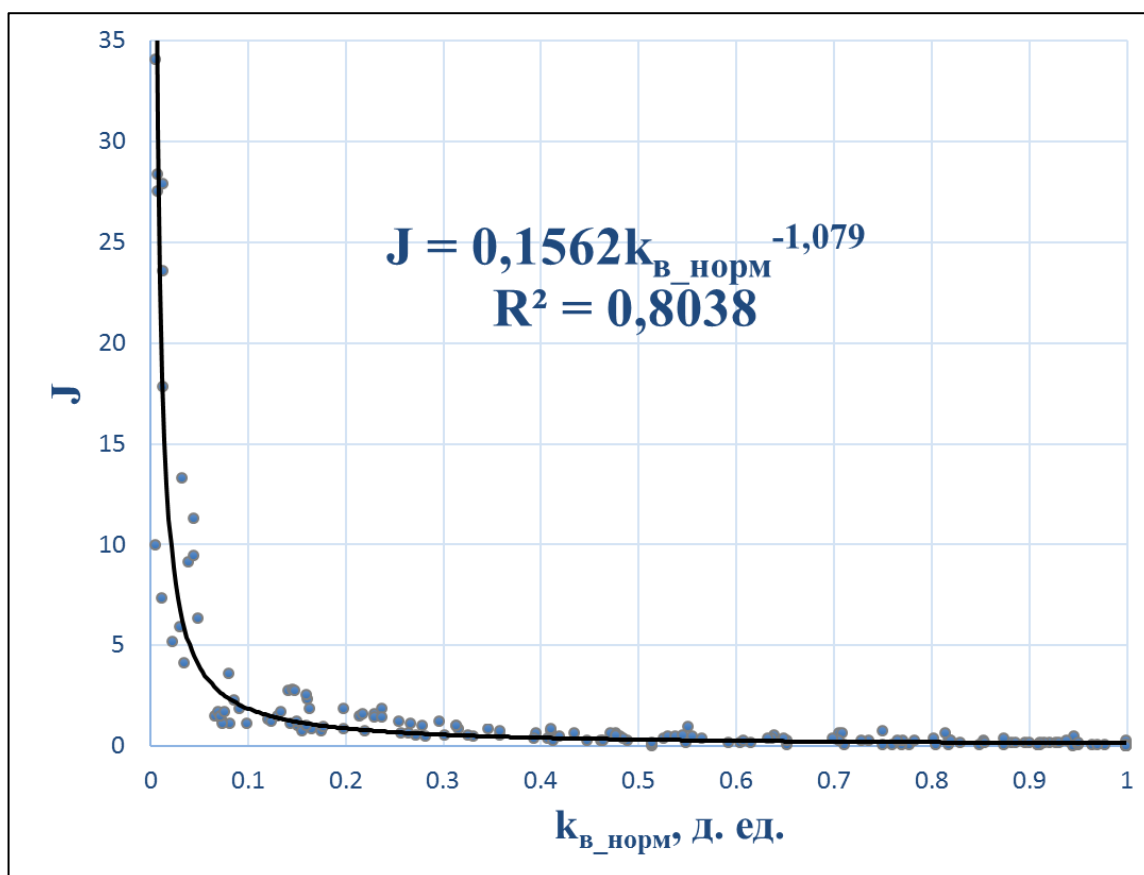


Рисунок 4.1 - Зависимость $J=f(k_{в_норм})$
 для залежи пласта БУ₁₆² месторождения «У»

Принятым в подсчете запасов граничным значением коэффициента водонасыщенности (k_v) для залежи пласта БУ₁₆², соответствующим ВНК, является значение $k_v=0,72$ д. ед.

По зависимости $J=0,1562k_{в_норм}^{-1,079}$ вычислим значение J-функции, получим $J=0,19$.

Далее была проанализирована изменчивость $k_{п}$ по латерали в нижнем слое ячеек над ВНК. Значения коэффициента пористости в пределах указанного слоя ячеек залежи изучаемого пласта изменяется от 11,2 до 17,8 %. Таким образом, можно сделать вывод о значительной изменчивости $k_{п}$ (рисунок 4.2).

По зависимости коэффициента проницаемости от коэффициента пористости, принятой в подсчете запасов месторождения «У» и ЕТСР 2014 г., рассчитываем диапазон изменения значений коэффициента проницаемости ($k_{пр}$). Используя формулу (1.1) для расчета значения капиллярного давления по

известным значениям J-функции и ФЕС пород коллекторов, определены пределы изменения капиллярного давления (P_k) на поверхности ВНК: от $0,02 \times 10^5$ до $0,25 \times 10^5$ Па.

Как известно, значение капиллярного давления зависит от высоты ΔH над уровнем ЗЧВ. Согласно формуле (1.3), расстояние от уровня ВНК до ЗЧВ для данного диапазона P_k и фиксированных значений плотности пластовой воды и нефти изменяется от 1 до 16 м. Это указывает на то, что ВНК и ЗЧВ не являются горизонтальными плоскостями, а значит и толщина переходной зоны не постоянна. Учёт этого факта в модели насыщенности повысит её точность.

Таким образом, на основе имеющихся замеров капиллярных давлений с использованием значений плотностей нефти и воды, можно определять на какой высоте от уровня ЗЧВ встречается рассчитанное давление. Эти величины позволяют оценить расстояние между поверхностями ВНК и ЗЧВ для залежи, то есть толщину переходной водонефтяной зоны (рисунок 3.4, 4.3).

Расчет и построение поверхности ЗЧВ как нижней границы переходной зоны основан на том, что на поверхности ЗЧВ $P_k=0$ [30].

Карта толщин переходной водонефтяной зоны ($h_{пз}$) имеет сложное геометрическое строение, она существенно неоднородна.

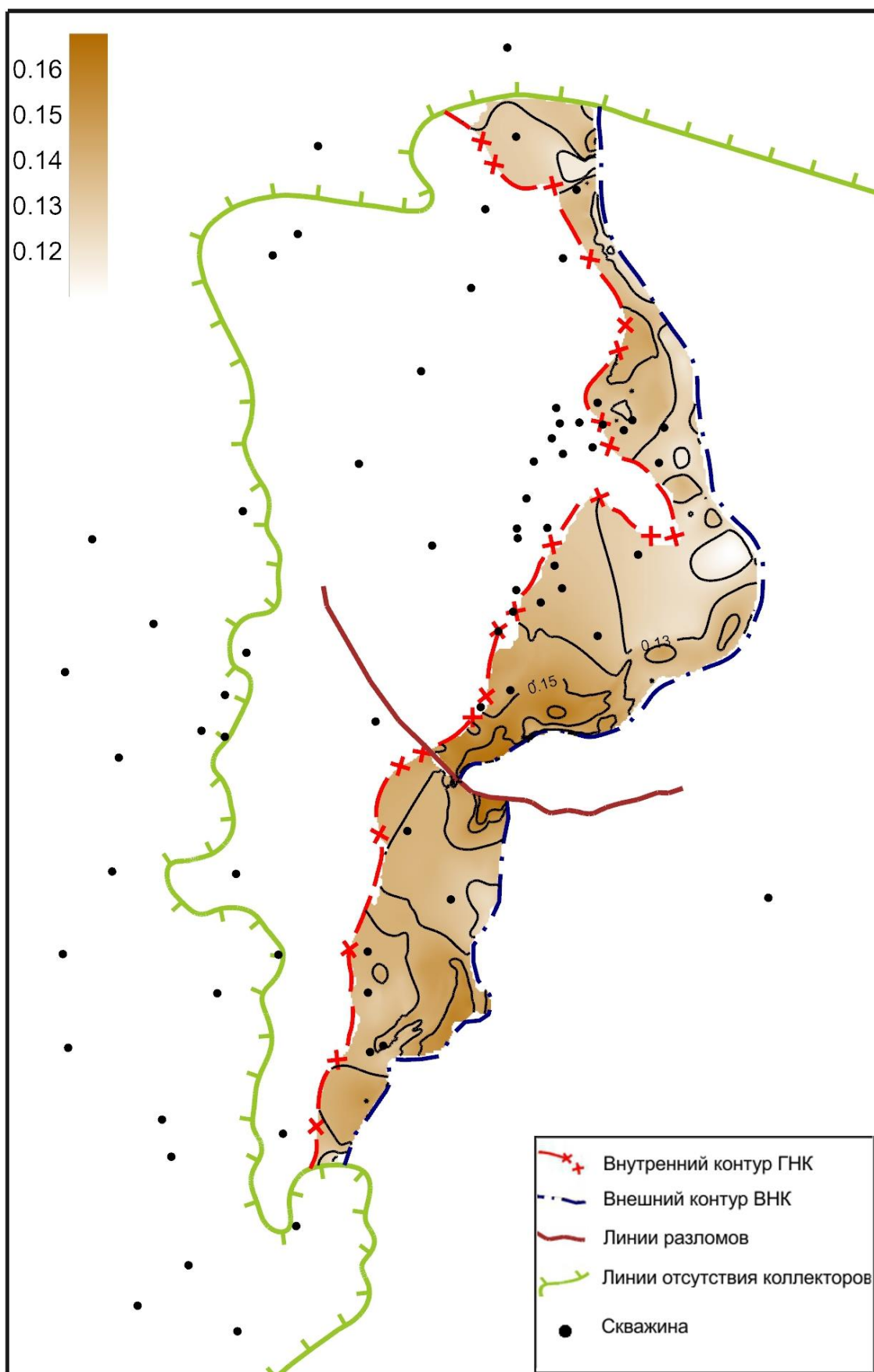


Рисунок 4.2 - Карта коэффициента пористости k_p в нижнем слое ячеек над ВНК залежи пласта БУ₁₆²

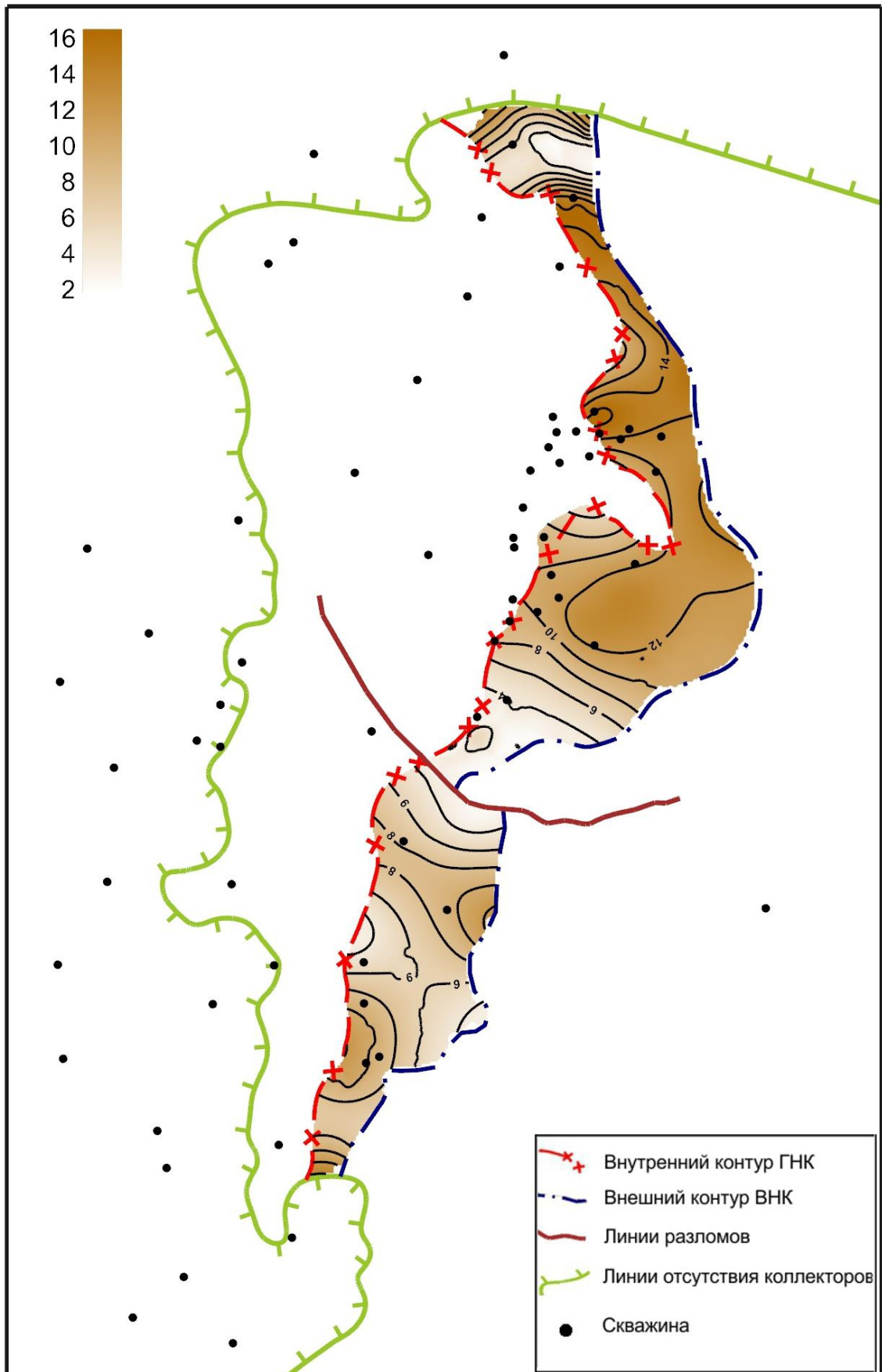


Рисунок 4.3 - Карта толщин переходной водонефтяной зоны $h_{пз}$
 залежи пласта $БУ_{16}^2$

Анализ карты толщин переходной зоны (рисунок 4.3) позволяет сделать вывод о том, что диапазон изменения глубины ЗЧВ действительно существенный, причем в значительной степени зависит от коэффициента пористости $k_{п}$ (рисунок 4.4). Полученные результаты привели к заключению о том, что в зонах с высокими значениями $k_{п}$ нефтенасыщенных пород-коллекторов залежи пласта БУ₁₆² толщина переходной зоны наименьшая (толщина снижается вплоть до 1 м), а в зонах с низкими значениями $k_{п}$, соответственно, наибольшая (толщина увеличивается до 16 м) (рисунок 4.4, 4.5).

Полученные результаты хорошо согласуются с капиллярно-гравитационной концепцией нефтегазонакопления [16, 17].

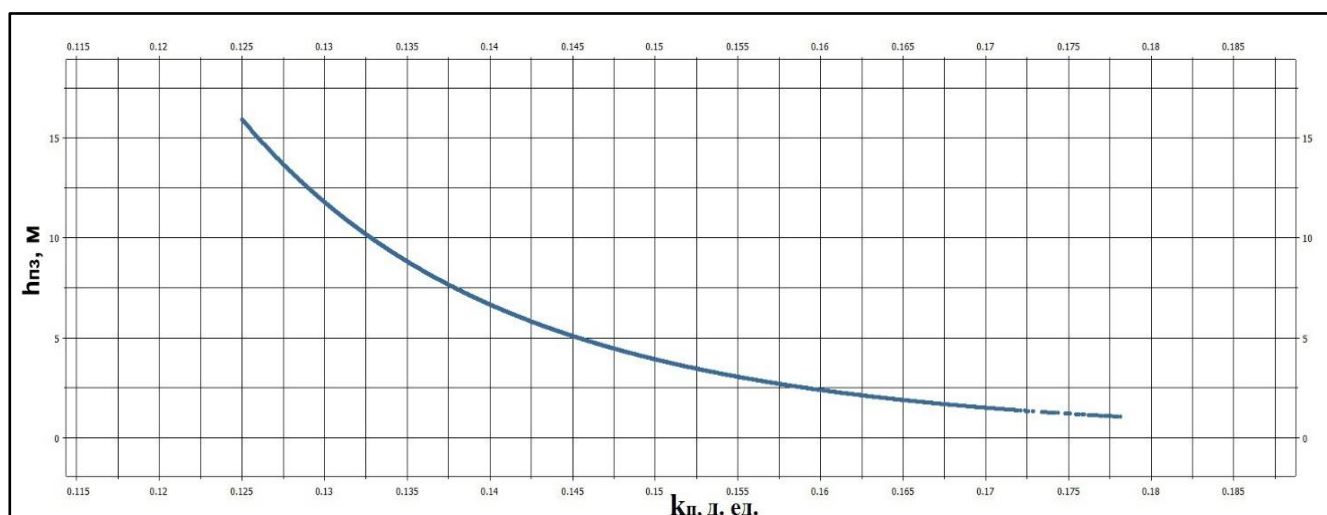


Рисунок 4.4 - График зависимости толщины переходной зоны $h_{пз}$ от $k_{п}$ в залежи пласта БУ₁₆²

Для построения регрессионной зависимости толщины переходной зоны ($h_{пз}$) от $k_{п}$ в залежи пласта БУ₁₆² (рисунок 4.4) использованы данные, интерполированные в ячейки трехмерных кубов параметров толщины переходной зоны $h_{пз}$ и коэффициента пористости $k_{п}$.

Построение модели нефтенасыщенности проводилось по авторскому алгоритму, описанному в главе 3.

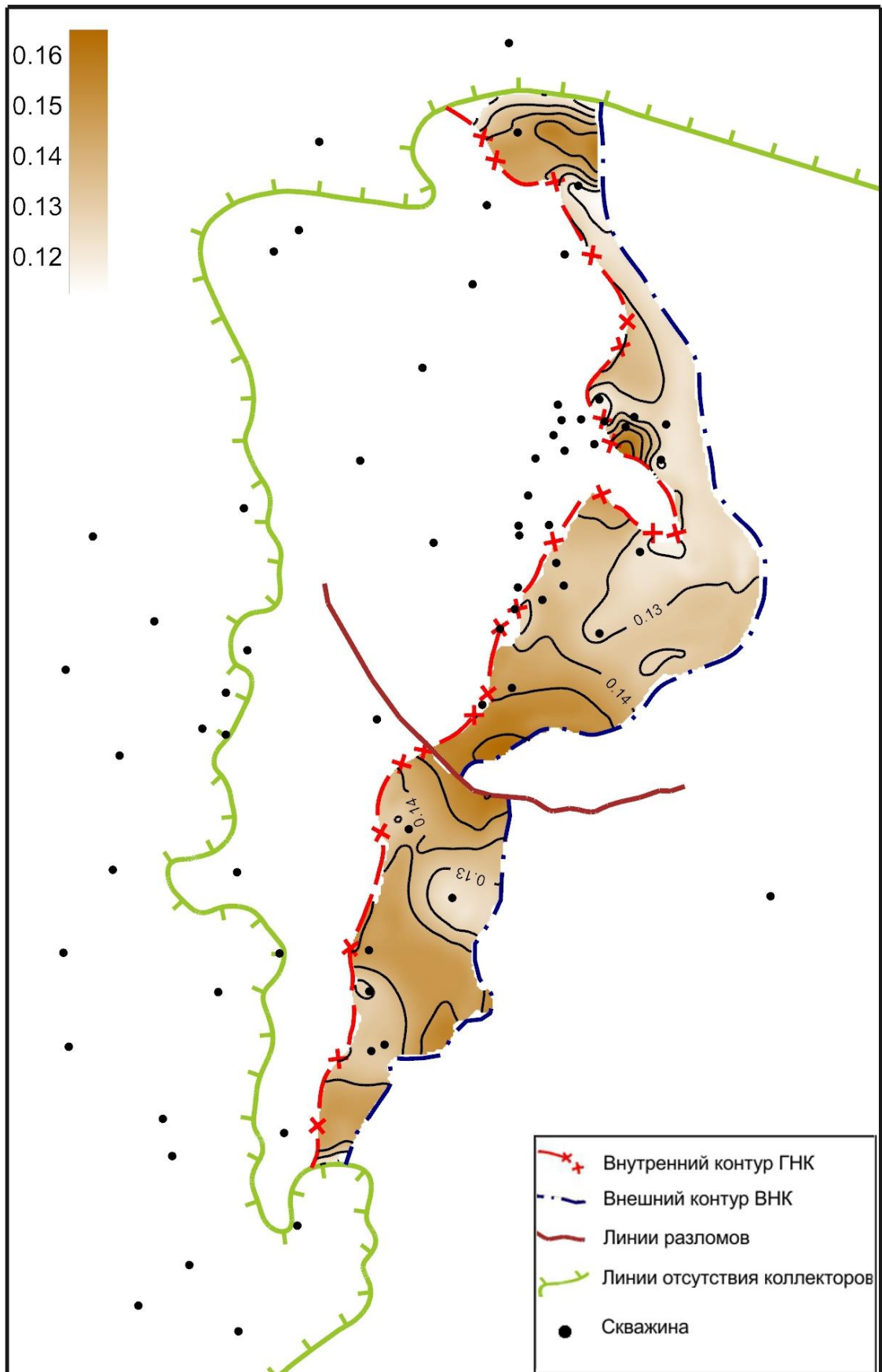


Рисунок 4.5 - Карта коэффициента пористости k_p залежи пласта БУ₁₆²

В результате куб нефтенасыщенности геологической модели залежи пласта БУ₁₆² создан с использованием в качестве одномерного тренда зависимости J-функции Леверетта, построенной по данным капиллярметрических исследований. Создана модель геометрии переходной водонефтяной зоны, подошва которой - поверхность ЗЧВ является криволинейной по высоте. Такое усовершенствование реализации известных подходов построения куба K_n на основании анализа геологического строения и исходных данных позволяет учесть зависимость нефтенасыщенности от строения порового пространства породы и уровня ЗЧВ, то есть учесть переходную водонефтяную зону.

Для сравнения трехмерной геологической модели залежи пласта БУ₁₆² месторождения «У», созданной автором, и модели, созданной в рамках подсчета запасов, приведены карты нефтенасыщенности, полученные по соответствующим кубам K_n (рисунок 4.6, 4.7).

Уточним, что интерполяция куба нефтенасыщенности K_n в модели предыдущего подсчета запасов залежи пласта БУ₁₆² месторождения «У» проведена на основе только скважинных данных РИГИС без привлечения косвенной информации (рисунок 4.6). Такой метод интерполяции не позволяет адекватно отразить нефтенасыщенность пород-коллекторов в межскважинном пространстве на мало разбуренных площадях, как по разрезу, так и по латерали, а также в зонах, не охарактеризованных ГИС. Естественно, этот метод не позволяет оценить параметры переходной водонефтяной зоны залежи. Отметим, что карта нефтенасыщенности авторской модели более детальная (рисунок 4.7).

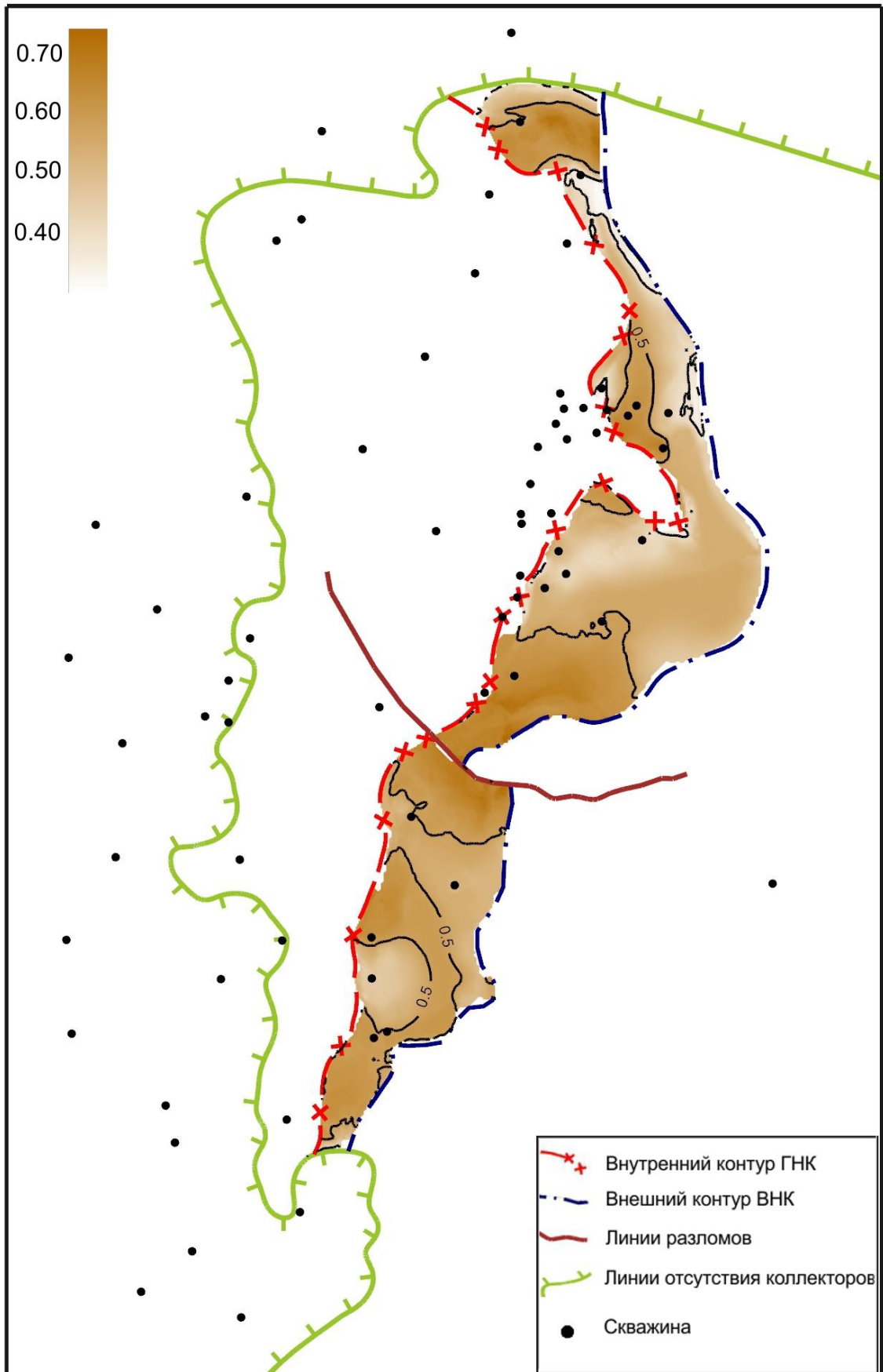


Рисунок 4.6 - Карта нефтенасыщенности по кубу K_n залежи пласта BU_{16}^2 месторождения «У» (модель подсчета запасов)

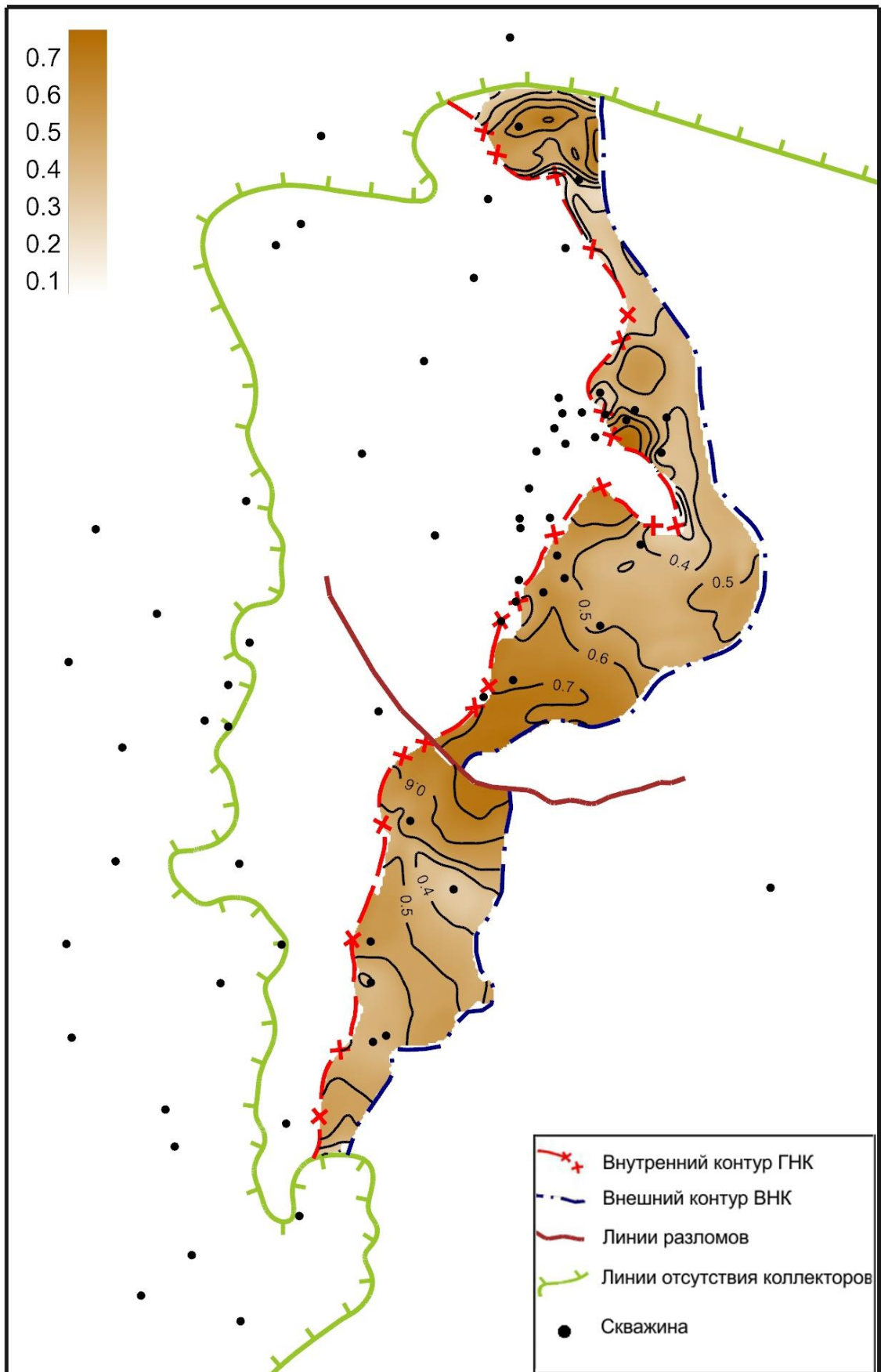


Рисунок 4.7 - Карта нефтенасыщенности по кубу K_n залежи пласта $БУ_{16}^2$ месторождения «У» (авторская модель)

Сопоставление значений коэффициента нефтенасыщенности k_n по данным РИГИС и интерполированного с использованием зависимости J-функции Леверетта по авторскому алгоритму куба K_n показало, что предлагаемый метод позволяет отразить насыщенность пород-коллекторов в зонах, не охарактеризованных ГИС (рисунок 4.8).



Рисунок 4.8 - Сопоставление k_n по РИГИС и K_n , рассчитанного по авторскому алгоритму

Как видно из рисунка, данные коэффициента нефтенасыщенности k_n по РИГИС неполные и отсутствуют для большинства пропластков толщиной менее 2 м. Известно, что для пропластков менее 2 м значения k_n при подсчете запасов, как правило, не рассчитываются, так как это определение считается некорректным. Также k_n по данным РИГИС неожиданно начинает снижаться в зоне предельного нефтенасыщения, которая должна характеризоваться максимальными значениями k_n , что подчеркивает разрез куба K_n в авторской модели, приведенный на рисунке 4.9. Внутри этой зоны вверх по пласту происходит уменьшение содержания капиллярно-удерживаемой воды, так как гравитационные силы продолжают увеличиваться, и нефть заполняет поры все меньшего размера [61]. Именно куб K_n , интерполированный с использованием авторского алгоритма адекватно

описывает распределение нефтенасыщенности в залежи пласта БУ₁₆², а также характеризуется зависимостью от коэффициента пористости (рисунок 4.10).

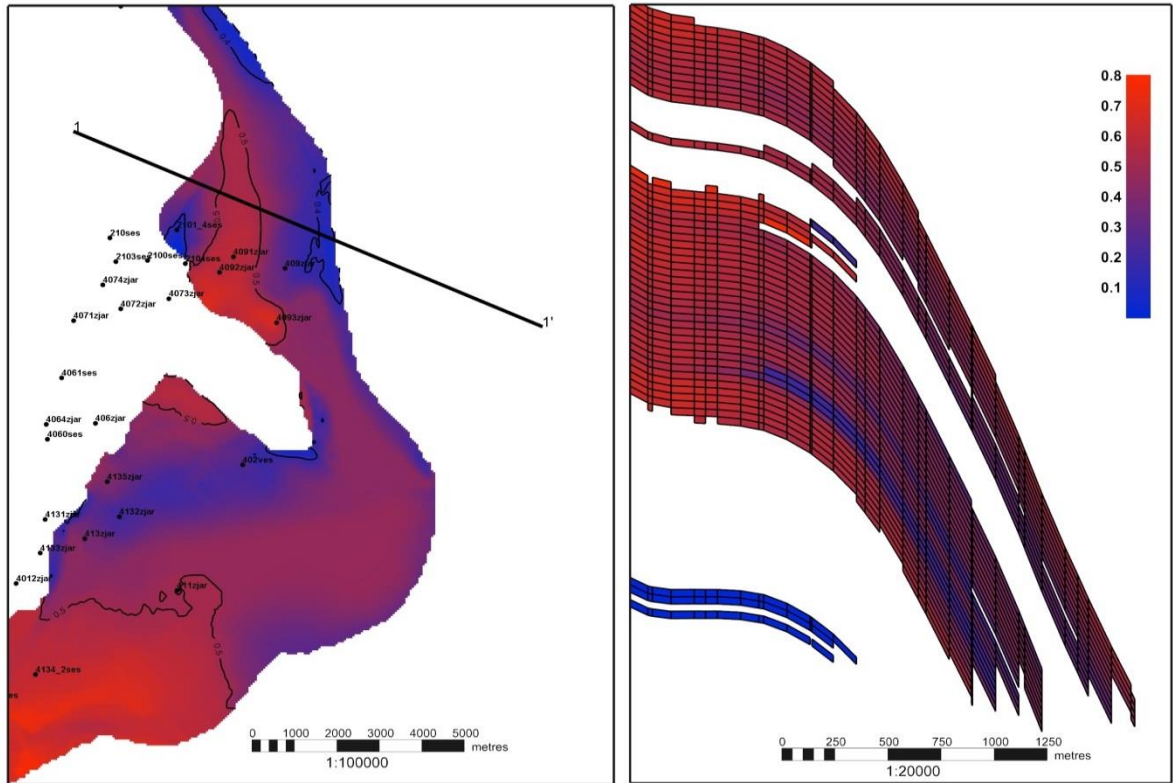


Рисунок 4.9 - Разрез куба нефтенасыщенности K_H (авторская модель)

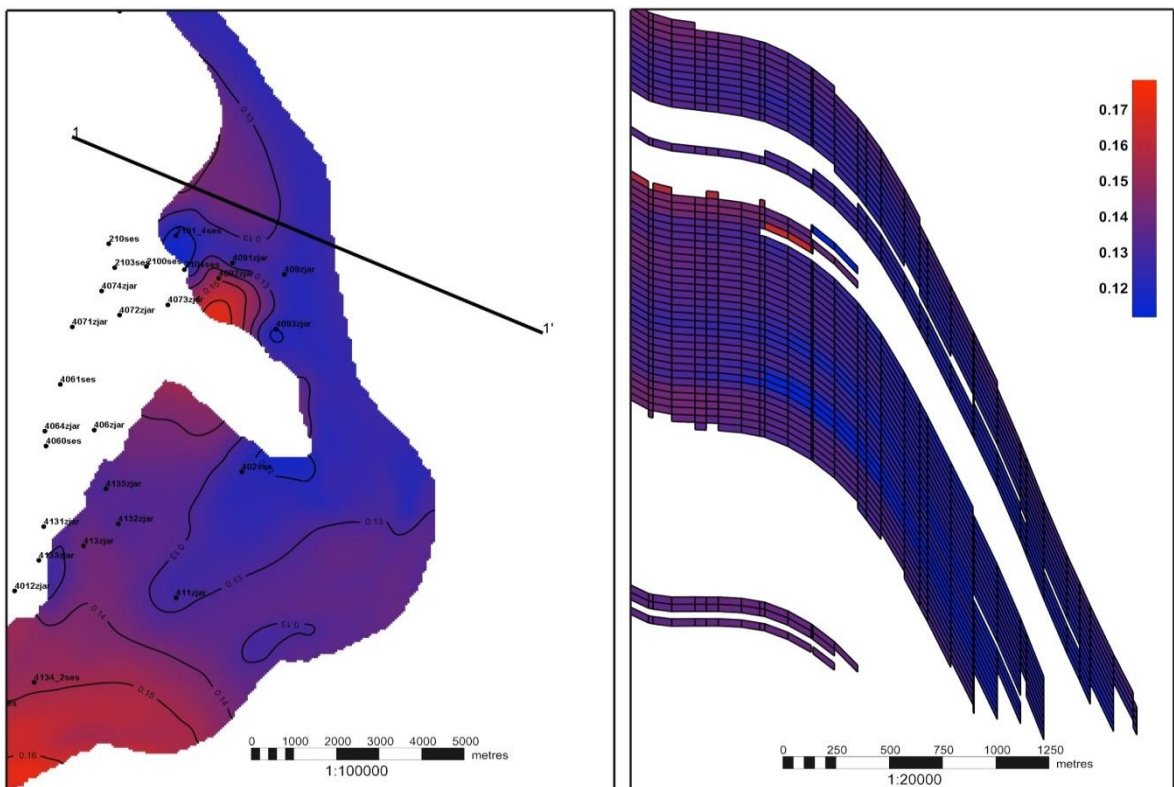


Рисунок 4.10 - Разрез куба пористости K_n (авторская модель)

Ниже представлены гистограммы распределения коэффициента нефтенасыщенности k_n по данным РИГИС и куба K_n , рассчитанного по авторской методике (рисунок 4.11). Также представлено сопоставление значений пористости и нефтенасыщенности по данным РИГИС и кубам авторской модели (рисунок 4.12). Как видно из рисунков, согласованность значений хорошая.

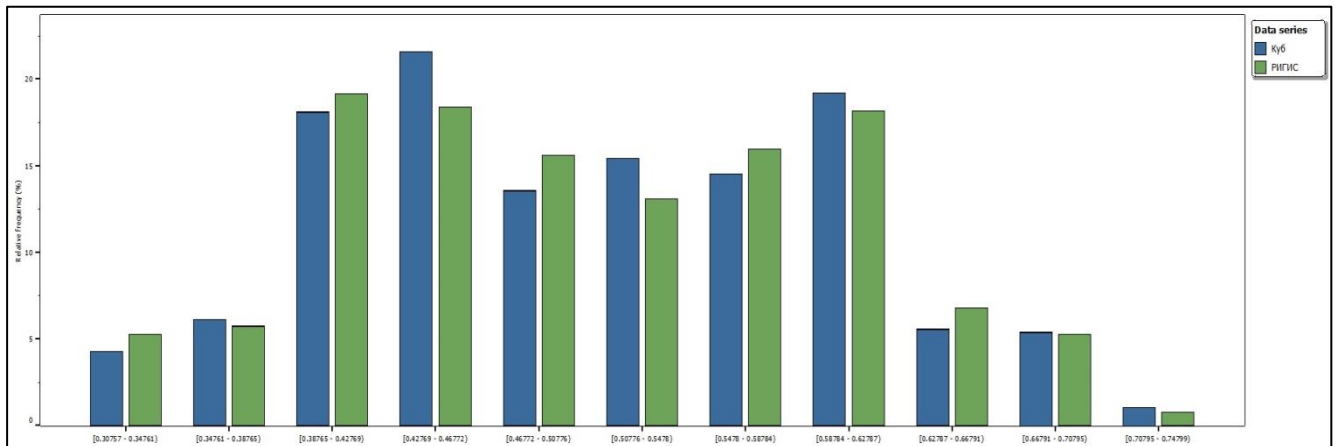


Рисунок 4.11 - Гистограммы распределения k_n по данным РИГИС и куба K_n , вычисленного по авторской методике

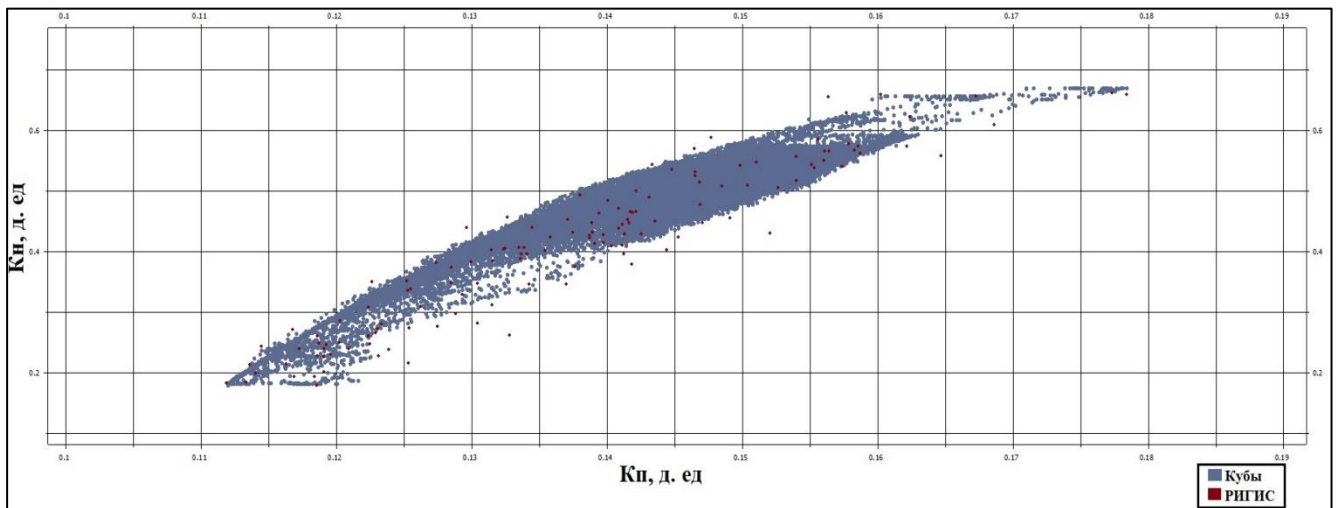


Рисунок 4.12 - Сопоставление значений k_n и k_p по данным РИГИС и кубов K_n и K_p , вычисленных по авторской методике

Нефтяная часть пласта $БУ_{16}^2$ изучаемого месторождения не разрабатывается, поэтому проверка непротиворечивости модели исходным

данным проводилась путем анализа значений k_n в одном и том же пропластке нефтенасыщенного коллектора пласта БУ₁₆² в разных скважинах по данным РИГИС. Как видно из данных таблицы 4.1, чем больше толщина рассчитанной переходной зоны $h_{пз}$, тем выше значения k_n по данным РИГИС в пропластке над ВНК. Этот факт хорошо согласуется с принятыми представлениями о строении переходных водонефтяных зон (В. И. Петерсилье и др., 1976) [71, 72]. К сожалению, объём выборки (брак, отсутствие РИГИС в базе данных) не позволяет говорить о закономерности, а только о тенденции.

Таблица 4.1 - Анализ значений k_n по РИГИС в зависимости от рассчитанной $h_{пз}$

№ скв.	320	411	4091
k_n , д. ед.	0,45	0,54	0,77
$h_{пз}$, м	7	12	14,5

Оценка начальных геологических запасов в цифровой трехмерной геологической модели залежи пласта БУ₁₆² месторождения «У», построенной по авторскому алгоритму, показала увеличение геологических запасов нефти до 10 % за счет учета запасов в переходной водонефтяной зоне от поверхности ЗЧВ до ВНК.

По результатам выполненных исследований и построений можно сделать следующие выводы:

1. Применен авторский алгоритм моделирования нефтенасыщенности на основе J-функции Леверетта с учетом криволинейной по высоте поверхности зеркала чистой воды, состоящий из двух этапов. На первом этапе отстраивается модель геометрии переходной водонефтяной зоны с учетом поверхности ЗЧВ, являющейся криволинейной по высоте поверхностью. На втором этапе методом интерполяции с учётом полученной модели переходной водонефтяной зоны и с привлечением в качестве косвенной информации

одномерного вертикального тренда J-функции Леверетта вычисляется сам куб нефтенасыщенности [65, 66, 8].

2. Создание модели нефтенасыщенности с учетом переходной водонефтяной зоны залежи пласта БУ₁₆² месторождения «У» по описанной методике позволило обосновать толщину переходной водонефтяной зоны, рассчитать и построить поверхность ЗЧВ, учитывая строение порового пространства пород-коллекторов.
3. Выполнена оценка начальных геологических запасов нефти в переходной зоне от поверхности ЗЧВ до ВНК.
4. Построенный по предложенной методике куб нефтенасыщенности дает прогнозную нефтенасыщенность на тех участках разреза, где определение коэффициента нефтенасыщенности осложнено рядом причин (толщина пропластков продуктивных коллекторов менее 2 м, брак данных ГИС и др.), а также в переходной водонефтяной зоне, где определение коэффициента нефтенасыщенности по общепринятым методикам является затруднительным [29].

4.2 Моделирование нефтенасыщенности пласта ЮВ₁¹ месторождения «А»

Геологическая модель пласта ЮВ₁¹ месторождения «А» создана в программном комплексе Petrel (Schlumberger) на основе детальной обработки, интерпретации и комплексного анализа всей имеющейся геолого-геофизической, промысловой информации.

Исходные данные для геологического моделирования:

1. Координаты устьев, инклинометрии и альтитуды скважин;
2. Координаты пластопересечений;
3. Поверхности сейсмических отражающих горизонтов;
4. Данные геофизических исследований скважин ГИС;
5. Данные капиллярметрических исследований кернa скважин;
6. База данных недропользователя.

В построении модели участвовали 216 скважин.

При построении авторской 3D модели пласта ЮВ₁¹ с учетом данных по новым скважинам были пересмотрены зоны отсутствия коллекторов.

Применим авторский алгоритм для построения модели нефтенасыщенности залежи пласта ЮВ₁¹ месторождения «А».

J-функция для пласта ЮВ₁¹ месторождения «А», построенная по данным 189 измерений 16 проб керна в 8 скважинах, приведена на рисунке 4.13.

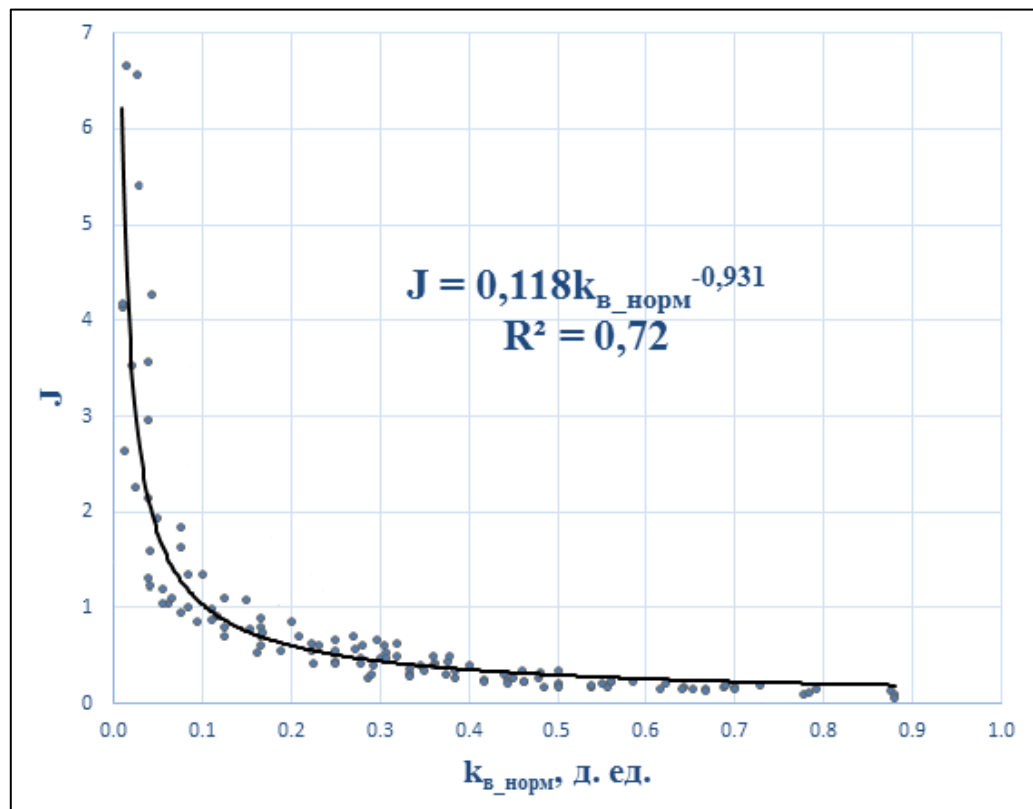


Рисунок 4.13 - Зависимость $J=f(k_{B_норм})$ для пласта ЮВ₁¹ месторождения «А»

Принятое в подсчете запасов граничное значение коэффициента водонасыщенности (k_B) в залежи пласта ЮВ₁¹, соответствующее ВНК, равно $k_B=0,70$ д. ед. Тогда значение J-функции, вычисленное по полученной зависимости $J = 0,118k_{B_норм}^{-0,931}$, равно $J=0,17$.

Далее проанализируем изменчивость пористости по латерали в нижнем слое ячеек над ВНК. Значения коэффициента пористости k_p в пределах указанного слоя ячеек изучаемой залежи значительно изменяются: от 13,1 до 23,5 %

(рисунок 4.14). Это указывает на то, что ВНК и ЗЧВ не являются горизонтальными плоскостями, а значит и толщина переходной зоны не постоянна.

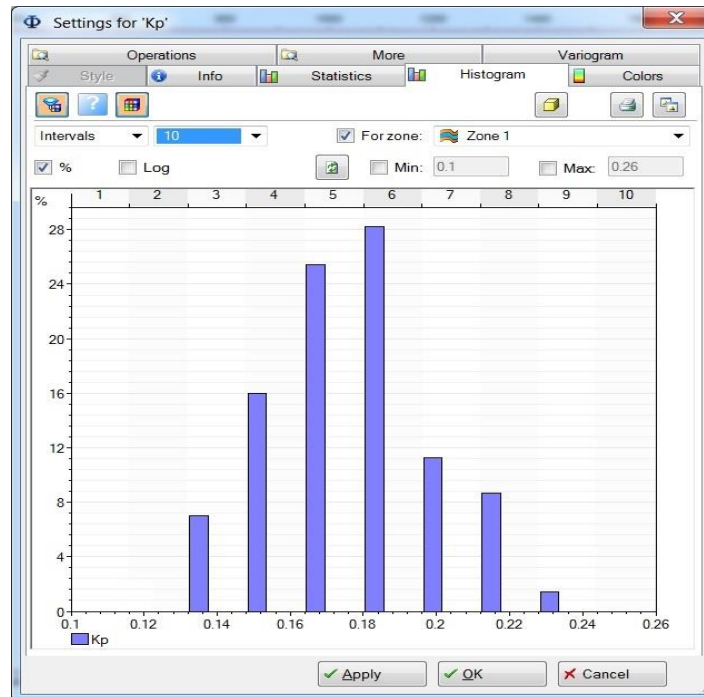


Рисунок 4.14 - Гистограмма распределения значений коэффициента пористости в нижнем слое ячеек над ВНК залежи пласта ЮВ₁¹

По зависимости $f=k_{np}(k_n)$ (ДТСР, 2015) находим диапазон изменения значений проницаемости k_{np} .

Используя формулу (1.1) для расчета значений капиллярного давления P_k по известным значениям J-функции и ФЕС пород-коллекторов, определяются пределы изменения капиллярного давления на поверхности ВНК: от $0,01 \times 10^5$ до $0,22 \times 10^5$ Па.

Как известно, значение капиллярного давления зависит от высоты над уровнем ЗЧВ. Согласно формуле (1.3), расстояние от уровня ВНК до ЗЧВ для данного диапазона P_k и фиксированных значений плотности пластовой воды и нефти изменяется от 0,8 до 16 м (выражаем ΔH из формулы 1.3).

Расчет и построение поверхности ЗЧВ как нижней границы переходной зоны основан на том, что на поверхности ЗЧВ $P_k=0$ [30].

Оценим толщину переходной водонефтяной зоны (рисунок 4.15).

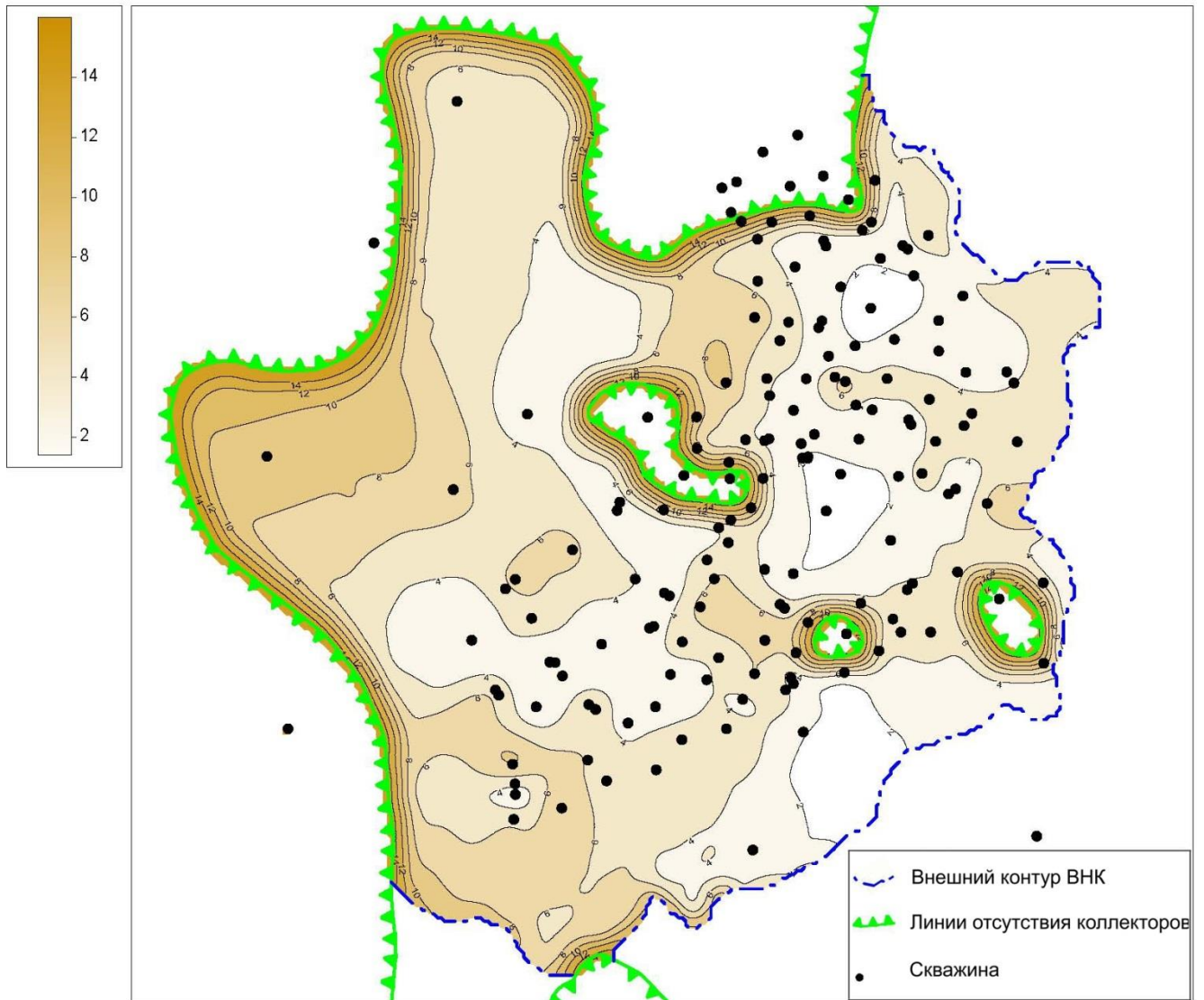


Рисунок 4.15 - Карта толщин переходной водонефтяной зоны залежи пласта ЮВ₁¹ месторождения «А»

Анализируя приведенную карту толщин переходной водонефтяной зоны (рисунок 4.15) делаем вывод о том, что интервал изменения глубины ЗЧВ существенный (до 16 м), и в значительной степени зависит от коэффициента пористости $k_{п}$ (рисунок 4.16).

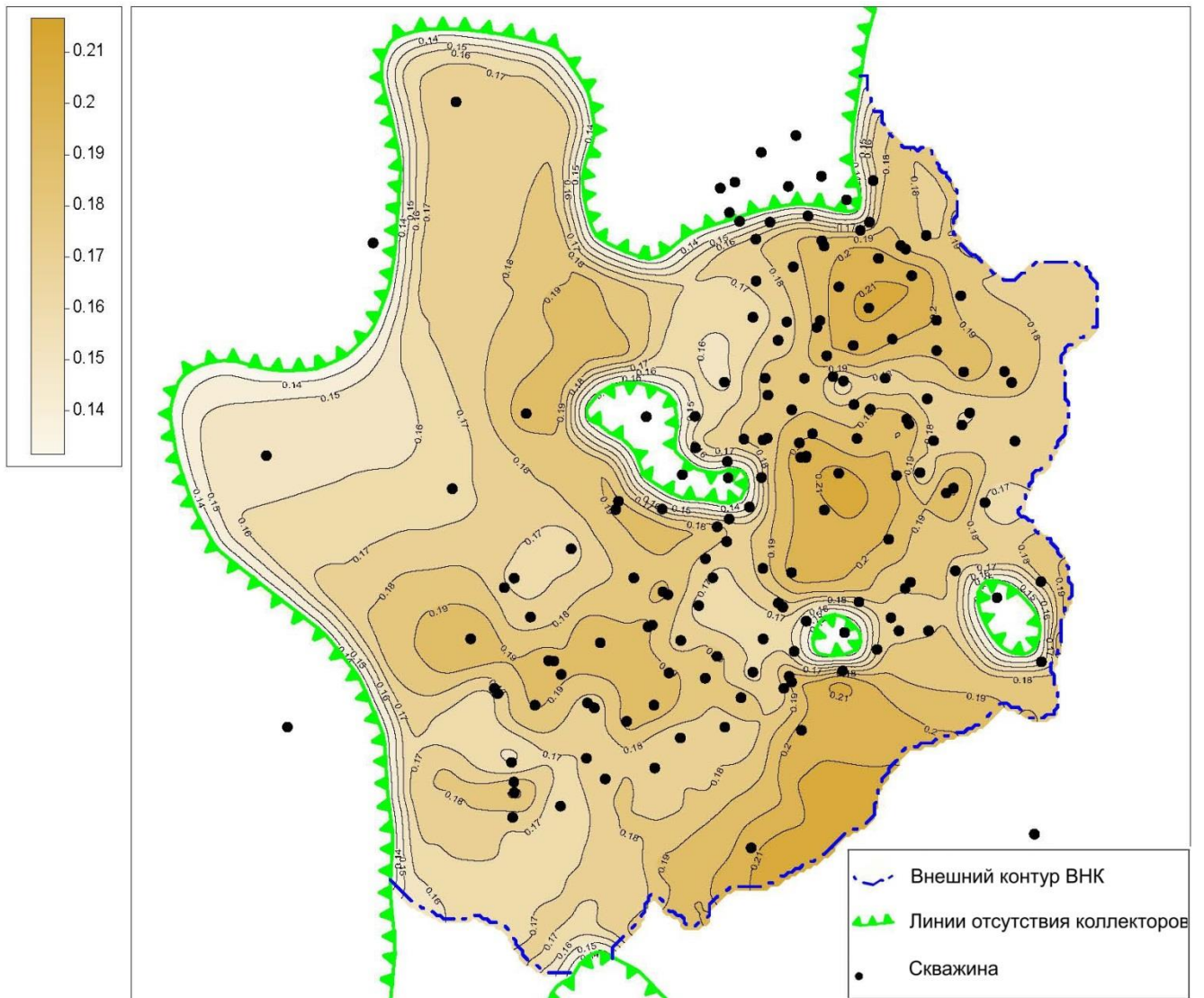


Рисунок 4.16 - Карта коэффициента пористости залежи пласта ЮВ₁¹ месторождения «А»

Как видно из сопоставления карт на рисунках 4.15 и 4.16, в зонах с высокими значениями k_p нефтенасыщенных пород-коллекторов толщина переходной зоны наименьшая (уменьшается вплоть до 1 м), а в зонах с низкими значениями k_p , соответственно, наибольшая (до 16 м). Полученные результаты хорошо согласуются с капиллярно-гравитационной концепцией нефтегазонакопления [16, 17].

В результате куб нефтенасыщенности залежи пласта ЮВ₁¹ создан по авторскому алгоритму с использованием в качестве одномерного тренда

зависимости J-функции Леверетта, построенной по данным капиллярметрических исследований.

Сопоставление значений k_n по данным РИГИС и интерполированного куба K_n показало, что данный метод позволяет адекватно оценить насыщенность коллекторов (рисунок 4.17). Как значения k_n по данным РИГИС скважины 602, так и значения интерполированного куба K_n плавно увеличиваются по направлению к зоне предельного нефтенасыщения, которая характеризуется максимальными значениями нефтенасыщенности k_n . Внутри этой зоны вверх по пласту происходит уменьшение содержания капиллярно-удерживаемой воды, так как гравитационные силы продолжают расти, и нефть заполняет поры все меньшего размера [61]. В итоге куб K_n , построенный по авторскому алгоритму, адекватно описывает нефтенасыщенность в залежи пласта ЮВ₁¹, а также характеризуется зависимостью от коэффициента пористости (рисунок 4.18, 4.19).

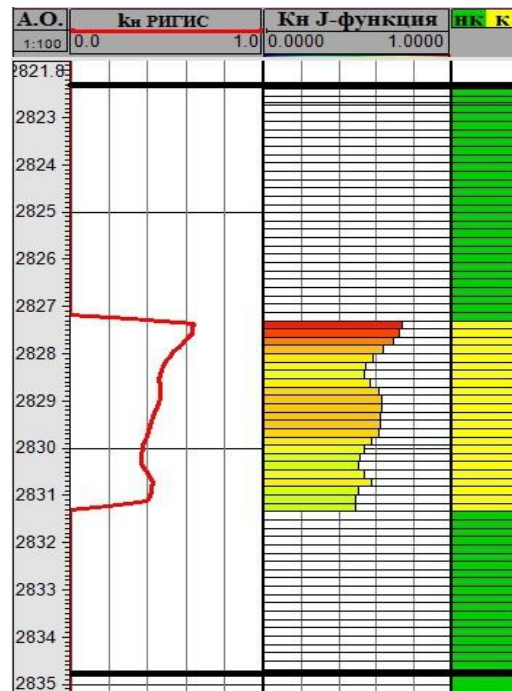


Рисунок 4.17 - Сопоставление k_n по РИГИС и куба K_n , построенного по авторскому алгоритму

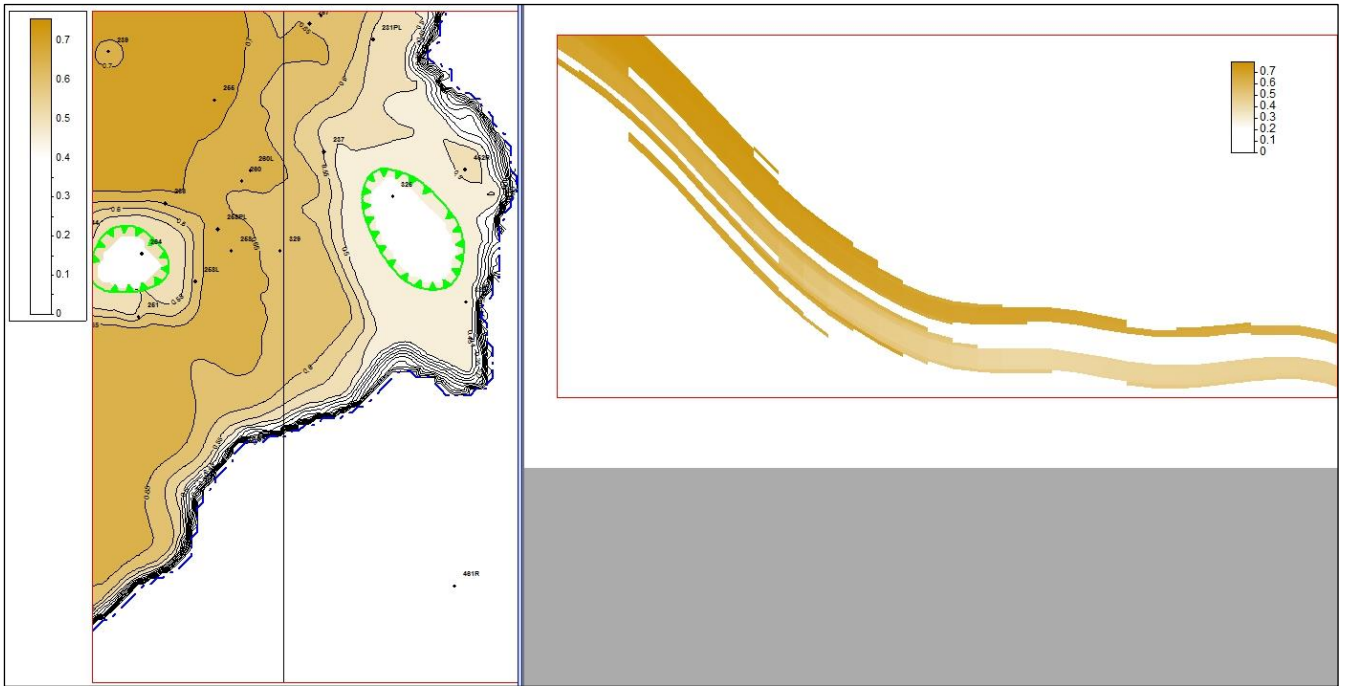


Рисунок 4.18 - Разрез куба нефтенасыщенности K_n (авторская модель)

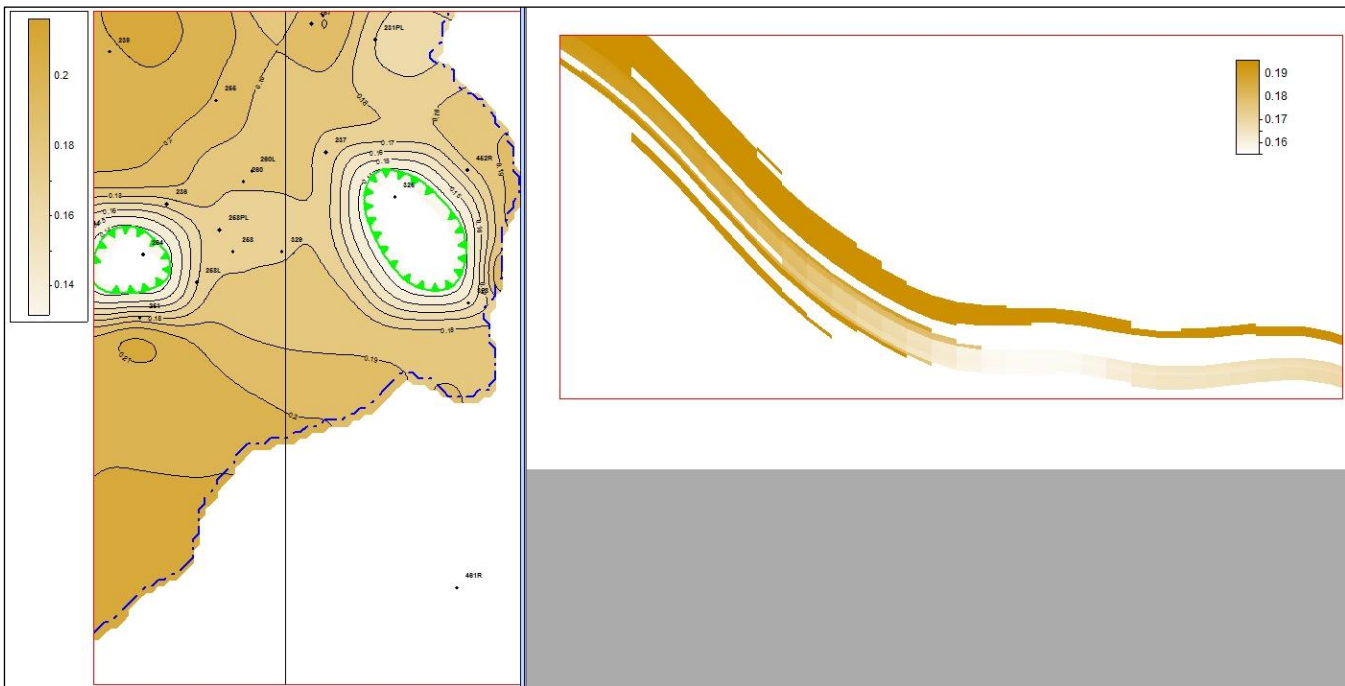


Рисунок 4.19 - Разрез куба пористости K_p (авторская модель)

Анализ гистограмм распределения коэффициента нефтенасыщенности k_n по данным РИГИС и куба K_n , рассчитанного с помощью авторского алгоритма, показал хорошую согласованность полученного куба со скважинными данными (рисунок 4.20).

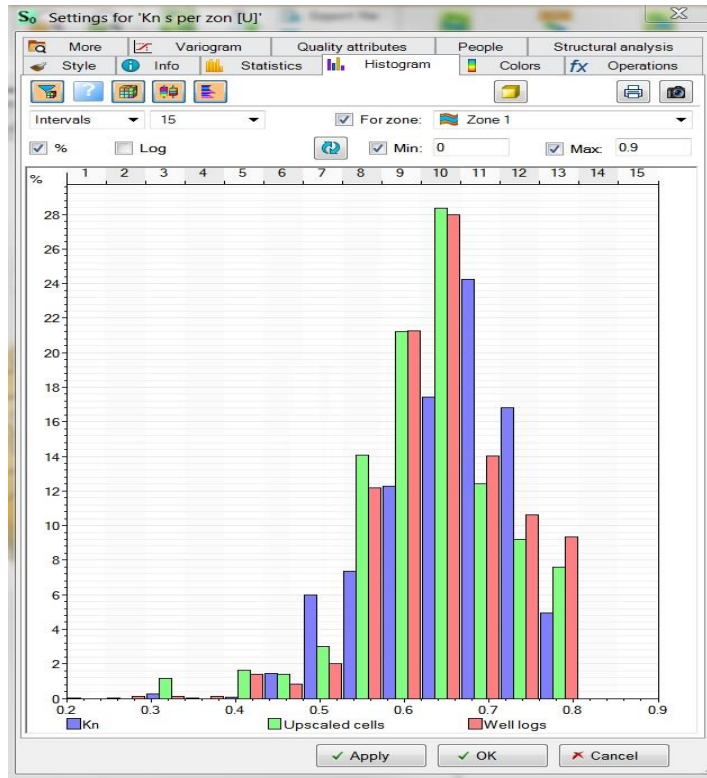


Рисунок 4.20 - Гистограммы распределения k_n по РИГИС, оцифрованным скважинным данным и куба K_n , вычисленного по авторскому алгоритму

Кросс-плот значений пористости и нефтенасыщенности по данным РИГИС и кубам авторской модели также показал хорошую согласованность значений (рисунок 4.21).

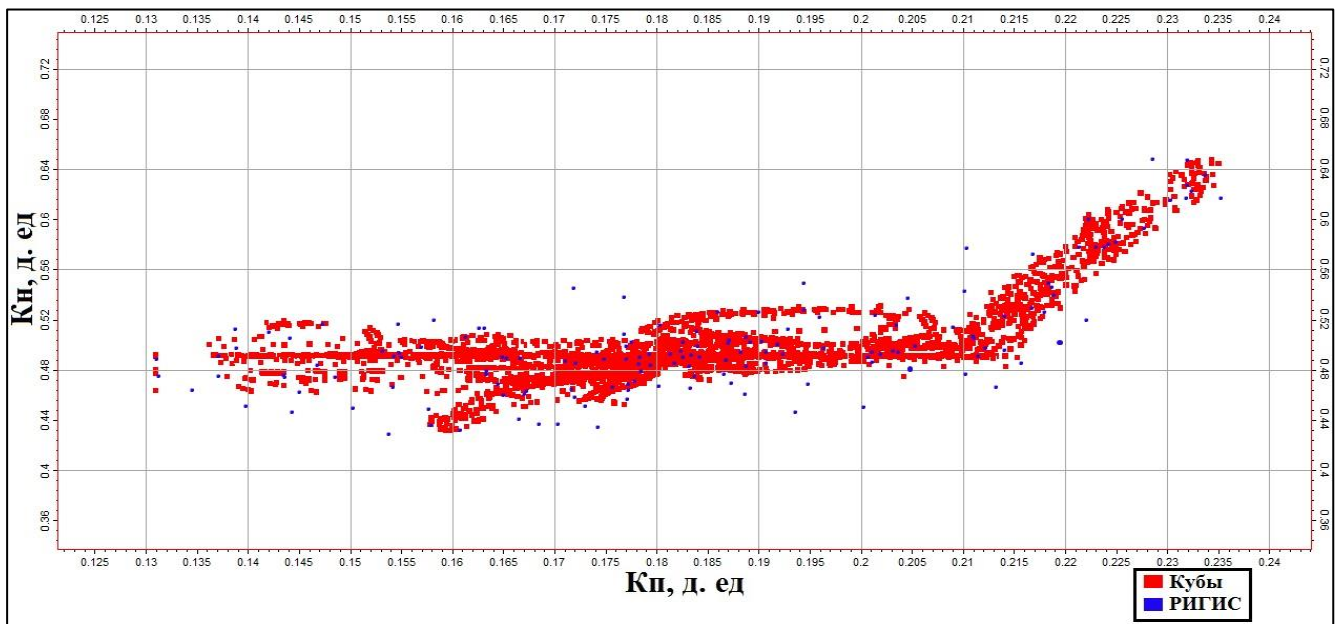


Рисунок 4.21 - Сопоставление значений k_n и $k_{п}$ по данным РИГИС и кубов K_n и $K_{п}$ в авторской модели

Проверка непротиворечивости авторской модели нефтенасыщенности данным работы эксплуатационных скважин проводилась путем анализа коэффициента обводненности $k_{обв}$ по скважинам в зависимости от толщины рассчитанной переходной зоны ($h_{пз}$) в каждой анализируемой скважине. Таким образом, устанавливалась связь между фактической обводненностью продукции и толщиной переходной водонефтяной зоны (рисунок 4.22).

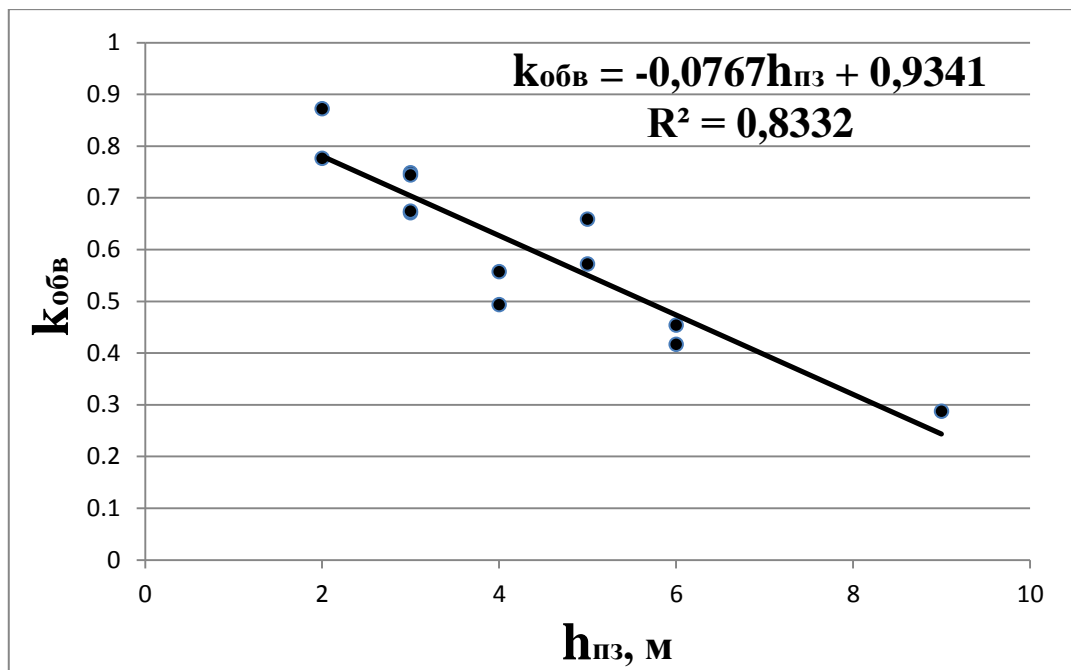


Рисунок 4.22 - График зависимости коэффициента обводненности нефти $k_{обв}$ от толщины переходной зоны $h_{пз}$ залежи пласта ЮВ₁¹ месторождения «А»

Из рисунка 4.22 видно, что зависимость $f=k_{обв}(h_{пз})$ линейная обратная и тесная. Это говорит о том, что с увеличением расстояния от нижней границы интервала перфорации до поверхности ЗЧВ содержание воды в продукции скважины уменьшается.

Для сравнения авторской трехмерной геологической модели залежи пласта ЮВ₁¹ месторождения «А» и модели, созданной в рамках предыдущего подсчета запасов, приведены карты построенного куба нефтенасыщенности K_n (рисунок 4.23, 4.24).

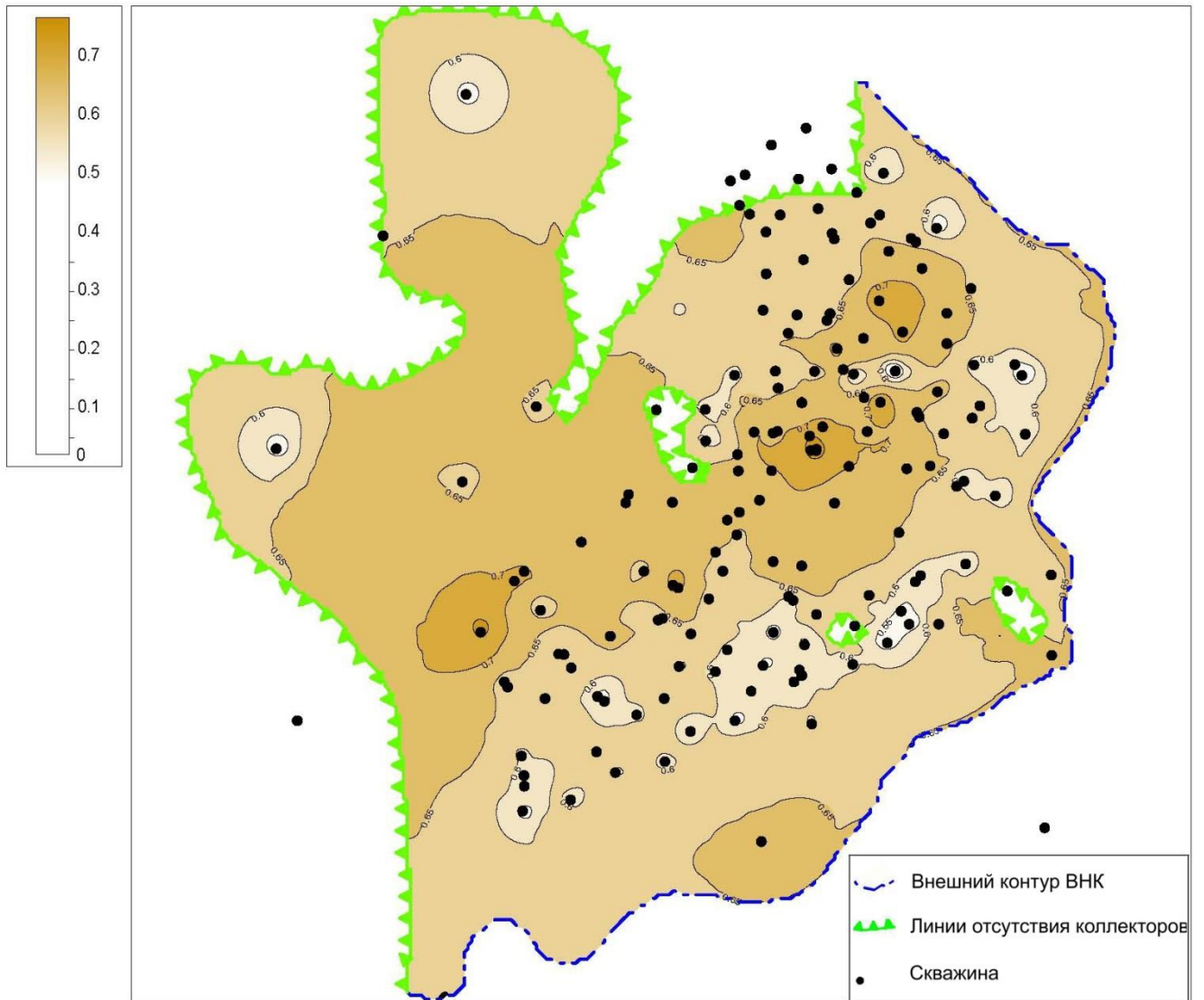


Рисунок 4.23 - Карта нефтенасыщенности по кубу K_n залежи пласта ЮВ₁¹ месторождения «А» (модель, созданная в рамках подсчета запасов)

Границы распространения пород-коллекторов в авторской модели пересмотрены с учетом данных по новым скважинам. Уточним, что интерполяция куба K_n в предыдущей модели залежи пласта ЮВ₁¹ месторождения «А» проведена только на основе скважинных данных РИГИС (рисунок 4.23). Такой метод интерполяции не позволяет адекватно отразить нефтенасыщенность пород-коллекторов в межскважинном пространстве на мало разбуренных площадях, как по разрезу, так и по латерали, а также в зонах, не охарактеризованных ГИС. Естественно, этот метод не дает представления о переходной водонефтяной зоне

залежи. Отметим, что карты нефтенасыщенности предыдущей и авторской моделей значительно отличаются.

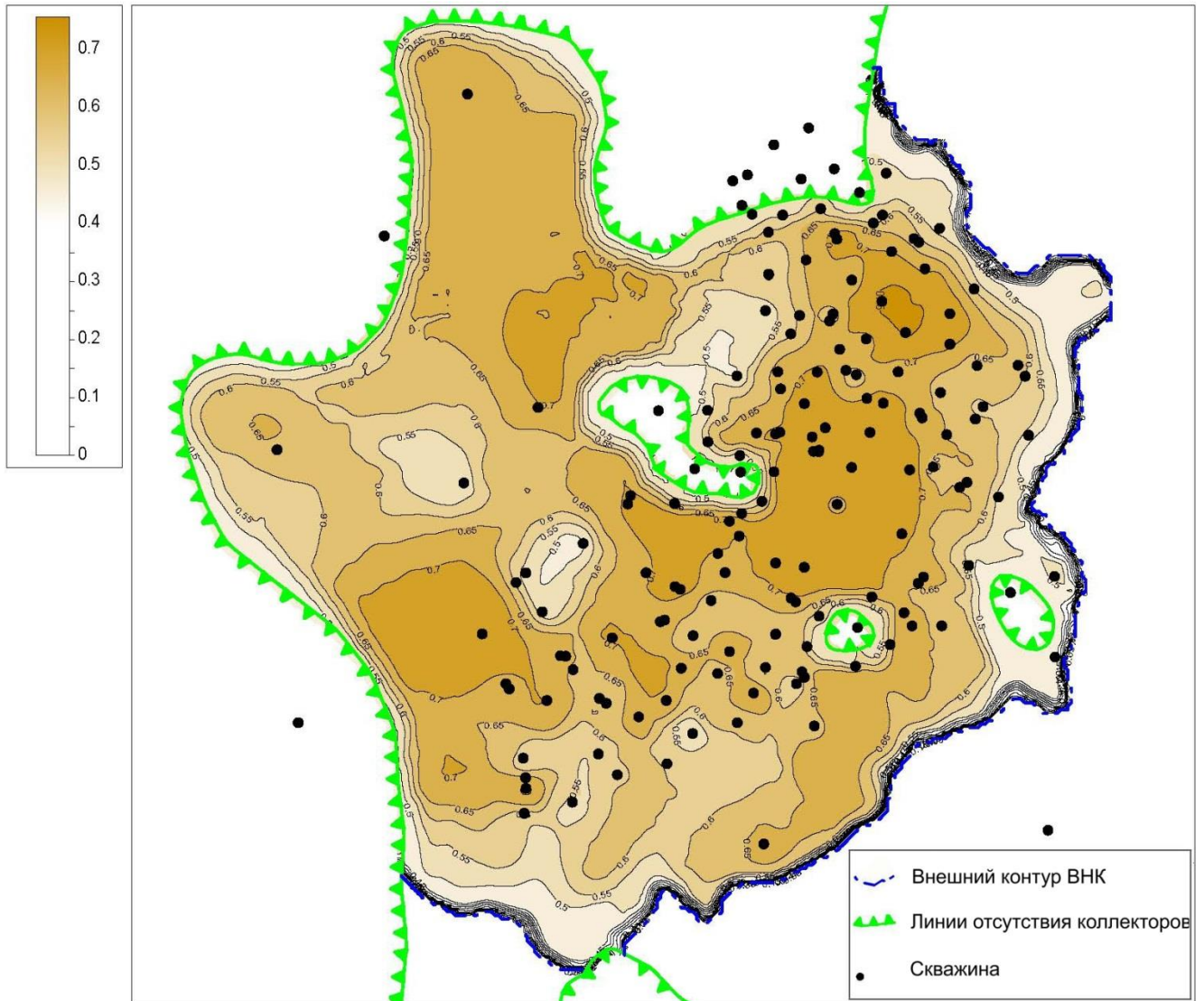


Рисунок 4.24 - Карта нефтенасыщенности по кубу K_n залежи пласта ЮВ1¹ месторождения «А», построенному по авторскому алгоритму

Отметим хорошее сопоставление значений куба K_n в авторской модели с дебитами эксплуатационных скважин в первый месяц работы (рисунок 4.25). Скважины, отобранные для исследования, имеют одинаковую толщину нефтенасыщенного коллектора, одинаковый интервал перфорации.

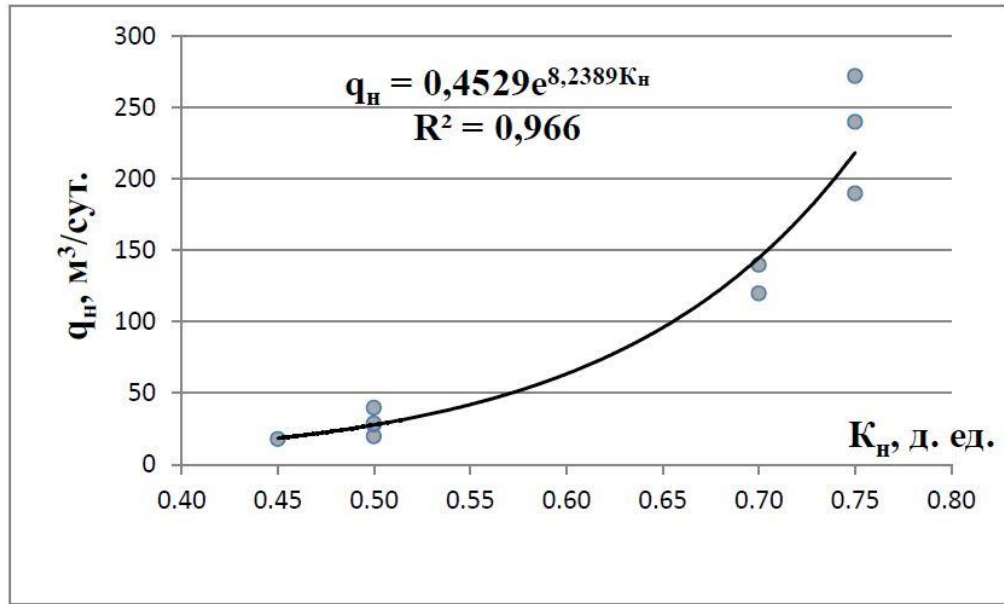


Рисунок 4.25 - График зависимости дебита нефти скважин q_n от куба K_n авторской модели

Оценка геологических запасов в авторской трехмерной геологической модели залежи пласта ЮВ₁¹ месторождения «А» показала увеличение геологических запасов нефти до 6 % за счет учета запасов в переходной водонефтяной зоне от поверхности ЗЧВ до ВНК.

В целом по работе над моделированием нефтенасыщенности залежи пласта ЮВ₁¹ месторождения «А» можно сделать следующие выводы:

1. Применен авторский алгоритм моделирования нефтенасыщенности на основе J-функции Леверетта с учетом криволинейной по высоте поверхности зеркала чистой воды, состоящий из двух этапов. На первом этапе отстраивается модель геометрии переходной водонефтяной зоны с учетом поверхности ЗЧВ, являющейся криволинейной по высоте поверхностью. На втором этапе методом интерполяции с учётом рассчитанной переходной водонефтяной зоны и с привлечением в качестве косвенной информации капиллярного давления, фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов и одномерного вертикального тренда J-функции Леверетта вычисляется куб нефтенасыщенности [9].

2. Модель нефтенасыщенности, учитывающая переходную водонефтяную зону залежи пласта ЮВ₁¹ месторождения «А», созданная по предложенному алгоритму, позволила построить поверхность зеркала чистой воды, обосновать толщину переходной водонефтяной зоны, адекватно отразить нефтенасыщенность, провести оценку начальных геологических запасов нефти в переходной зоне от поверхности ЗЧВ до ВНК.
3. Показано, что построенный по предложенной методике куб нефтенасыщенности дает прогнозные значения коэффициента нефтенасыщенности на тех участках разреза залежи, где его определение затруднено по ряду причин (толщина пропластков менее 2 м, отсутствие ГИС, низкая плотность сетки скважин и др.), а также в переходной зоне, где определение k_n по общепринятым методикам затруднительно [29].

Разработанные автором трехмерные геологические модели залежей месторождений «У», «А» приняты в ГКЗ в составе соответствующих проектных документов, обеспечили формулировку рекомендаций для дальнейшего управления разработкой месторождений «У», «А».

Модели нефтенасыщенности коллекторов, построенные с использованием зависимости коэффициента нефтенасыщенности от высоты залежи над уровнем ЗЧВ, а также с учетом воздействия капиллярных сил в пористых средах и созданных моделей переходных водонефтяных зон, более детальны и наиболее полно отвечают современным требованиям трехмерного геологического и гидродинамического моделирования [96].

5. Моделирование нефтенасыщенности залежей в текстурно-неоднородных породах-коллекторах

5.1 Краткая характеристика объекта исследований - залежи пласта Ач месторождения «И»

5.1.1 Краткие сведения о месторождении «И»

В административном отношении участок работ находится на территории Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа - Югры. Ближайшими населенными пунктами являются пос. Холмогорский, находящийся в 30 км к северо-востоку. Районный центр г. Сургут находится в 198 км южнее (рисунок 5.1).

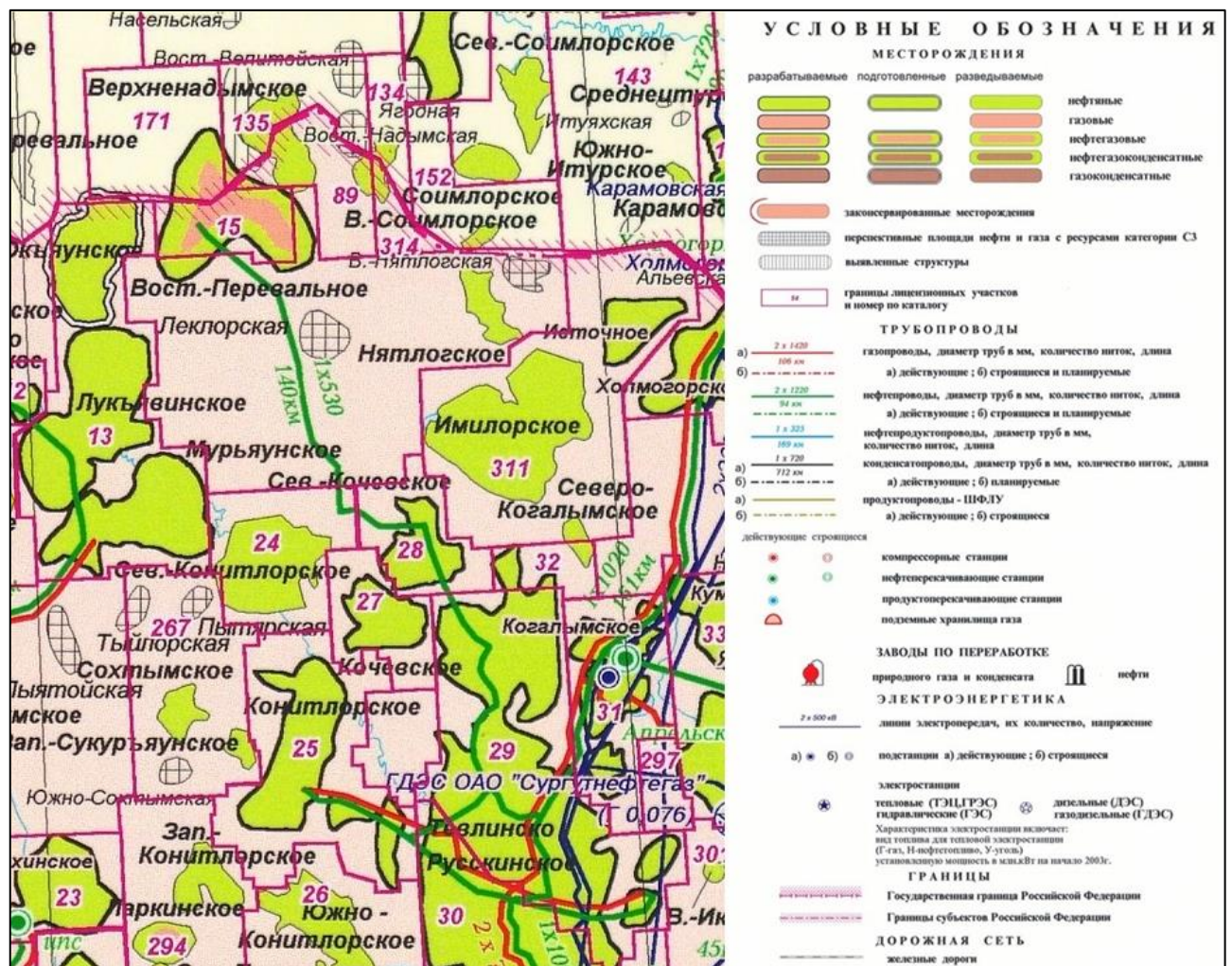


Рисунок 5.1 - Обзорная схема района исследований

Нефтяное месторождение «И» было открыто в 1987 г. поисковой скважиной 515П, расположенной в присводовой части одноименного поднятия. По состоянию изученности на 01.01.2017 г. в пределах месторождения пробурено 84 поисковых и разведочных скважины. Расстояние между скважинами варьируется от 2 км до 4,5 км и в среднем составляет 2,9 км. Общий метраж в пределах лицензионных участков составляет 257304 погонных метра, средняя глубина скважин составляет 3060 м, поисковый метраж (20 скважин) - 62800 м, разведочный - 194504 м. Скважины 151П, 501П и 153П общим метражом 9240 м пробурены за пределами лицензионного участка.

Наибольшая интенсивность буровых работ приходится на 1990 г., когда было пробурено 56170 м и закончено строительством 18 скважин.

На образцах керна продуктивных пластов месторождения «И» проведены капиллярметрические исследования.

5.1.2 Литостратиграфическая характеристика разреза месторождения «И»

Геологический разрез изучаемой площади представлен песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского возраста, которые подстилаются метаморфизованными породами доюрского основания. Породы фундамента не вскрыты. Отложения осадочного чехла на максимальной глубине (3522 м) вскрыты скв. 540П.

Ниже приводится краткая характеристика разреза, включающего исследуемые в работе интервалы.

Меловая система

Отложения меловой системы представлены двумя отделами: нижним и верхним.

В нижнем отделе выделены следующие свиты:

Сортымская свита (нижний берийский-нижневаланжинский ярусы K_1b - K_1v) залегает на битуминозных аргиллитах баженовской свиты, а в скв. 549Р - на отложениях георгиевской свиты. Низ свиты представлен отложениями

подачимовской пачки, сложенными аргиллитами темно-серыми до черных плотными и в нижней части слабобитуминозными. Выше по разрезу залегает регионально невыдержанная Ачимовская толща, представленная песчаниками и аргиллитами. Песчаники и алевролиты серые мелкозернистые слюдистые, известковистые, глинистые с включениями углистого детрита. С песчаниками Ачимовской толщи на месторождении «И» связана промышленная нефтеносность.

Аргиллиты темно-серые до черных, реже голубовато-серые слюдистые слоистые с остатками растительного детрита по наслоению. Глубина залегания толщи 2840-3019 м. Толщина отложений изменяется от 37 до 215 м.

Выше по разрезу залегает толща аргиллитов темно-серых и серых крепких с линзовидно-горизонтальной слоистостью, ступенчатым изломом, со следами оползания осадков. В верхней части свиты выделяются песчаные пачки, к которым приурочены продуктивные пласты БС₁₀-БС₁₁. Песчаники и алевролиты серые слюдистые с глинистым и карбонатным цементом.

Разрез сортымской свиты заканчивается чеускинской глинистой пачкой, толщина которой на изучаемой площади составляет от 14 до 40 м. Общая толщина отложений свиты варьируется в диапазоне от 320 до 466 м.

Усть-балыкская свита (валажинский-нижнеготеривский ярусы К_{1v} - К_{1g}) залегает на глубинах 2210-2444 м. Отложения представлены мелководно-морскими, ритмично чередующимися глинистыми и песчаными породами с двумя регионально выдержанными глинистыми пачками: сармановской (нижняя подсвита) и пимской (верхняя подсвита). Границей раздела подсвит является сармановская пачка.

Пимская пачка выделяется в кровле усть-балыкской свиты и служит границей раздела между пластами групп АС и БС. Нижняя подсвита состоит из двух пачек. Нижняя пачка преимущественно песчаная. Песчаники серые с прослоями аргиллитов серых до темно-серых. Верхняя (сармановская) пачка представлена аргиллитами преимущественно тонкоотмученными слюдистыми.

Низ верхней подсвиты представлен песчаниками (пласты БС₁-БС₆) серыми, ритмично чередующимися с подчиненными прослоями уплотненных серых глинистых пород. Завершается разрез усть-балыкской свиты пимской пачкой глин темно-серых преимущественно тонкоотмученных. Толщина отложений свиты изменяется от 245 до 319 м.

Сангопайская свита (готеривский-барремский ярусы К_{1g} - К_{1br}), отложения которой представлены чередованием в сложном сочетании песчаников, глин и алевролитов. По своему литологическому составу свита делится на нижнюю и верхнюю подсвиты.

Нижняя подсвита - песчано-глинистая (пласты АС₇ - АС₁₂), верхняя - преимущественно песчано-алевритовая (пласты АС₄ - АС₆). По кровле нижней подсвиты проходит граница между готеривом и барремом. Песчаники и алевролиты серые, зеленовато-серые, чередующиеся с глинами аргиллитоподобными серыми, зеленовато-серыми комковатыми слюдистыми с зеркалами скольжения. В верхней части нижней подсвиты залегает быстринская пачка аргиллитоподобных глин серых до темно-серых тонкоотмученных. Толщина ее на изучаемой площади изменяется от 5 до 10 м.

В отложениях верхней подсвиты встречаются единичные прослои пестроцветов. Толщина отложений нижней подсвиты составляет 122-154 м, верхней – 49-68 м.

Алымская свита (нижний аптский ярус К_{1a}) представляет собой толщу преимущественно глинистых пород серого и темно-серого цвета, аргиллитоподобных плотных тонкоотмученных плитчатых с тонкими прослоями глинистых алевролитов и известняков, условно подразделяется на нижнюю и верхнюю подсвиты. Нижняя подсвита на отдельных участках опесчанивается, к ней приурочены пласты АС₁ - АС₃.

Песчаники и алевролиты серые до темно-серых слюдистые мелкозернистые с глинистым и карбонатным цементом, с включениями растительного детрита. Толщина отложений нижней подсвиты изменяется от 92 до 135 м, верхней – от 25 до 52 м.

Покурская свита (средний аптский-альбский-сеноманский ярусы K_{1a} - K_{1al} - K_{2s}). К отложениям свиты относятся континентальные и прибрежно-морские осадки апт-альбского и сеноманского ярусов. Покурская свита условно разделена на три толщи.

В нижней части преобладают песчаники и алевролиты серые, грязно-серые, иногда с буроватым, реже зеленоватым оттенком и окатышами глин. Характерен растительный детрит, стяжения сидерита, прослой бурых углей.

Средняя часть более глинистая. Глины преимущественно темно-серого цвета от алевритовых до тонкоотмученных, в отдельных прослоях с буроватым, зеленоватым оттенком, чередующиеся в сложном сочетании с уплотненными песками, песчаниками и алевролитами серыми и светло-серыми, иногда каолинизированными. Характерен растительный детрит, сидерит, янтарь.

В верхней части преобладают уплотненные пески и алевролиты серые, в отдельных частях с зеленоватым и буроватым оттенком с разнообразными типами слоистости. Отмечаются прослой конгломератов, трещины усыхания, ходы илоедов. Характерен растительный детрит, стяжения сидерита, пирит, окатыши глин, янтарь. Толщина свиты изменяется от 787 до 878 м.

Кузнецовская свита (турон-нижний коньяк K_{2t} - K_{2k}) начинает цикл морских осадков верхнего мела. Литологически свита представлена глинами серыми и зеленовато-серыми с зернами глауконита и тонкими прослоями светло-серых песчаников и алевритов слабо отсортированных. По всему разрезу отмечаются остатки пиритизированных водорослей, чешуя рыб, фауна фораминифер и аммонитов туронского возраста. Толщина свиты составляет 19 - 31 м.

Березовская свита (нижний коньякский-сантонский-верхний кампанский ярусы K_{2k} - K_{2st} - K_{2km}) подразделяется на две подсвиты.

Нижняя сложена опоками серыми, голубовато-серыми, глинами темно-серыми и черными монтмориллонитового состава, прослоями опокovidными. В породах фауна радиолярий, фораминифер коньяк-сантонского возраста. Толщина отложений нижней подсвиты варьируется от 71 до 97 метров.

Верхняя подсвита сложена серыми, зеленовато-серыми глинами слабо-алевритистыми с прослоями опоковидных глин и опок, содержащими конкреции пирита и сидерита. Толщина отложений верхней подсвиты 60-87 м.

Общая толщина отложений березовской свиты изменяется от 141 до 169 м.

Ганькинская свита (верхний кампанский-маастрихский-нижний датский ярусы $K_2km - K_2m - P_1d$) завершает разрез отложений меловой системы и начинает разрез отложений палеогеновой системы. Свита представлена глинами известковистыми серыми, реже светло-серыми с зеленоватым оттенком с прослоями алевролитов, с пиритизированными водорослями, стяжениями сидерита, обломками раковин. Толщина отложений ганькинской свиты составляет 90-134 м.

5.1.3 Нефтеносность месторождения «И»

Исследуемый участок расположен в пределах Сургутского НГР Среднеобской НГО.

Нефтяное месторождение «И» открыто в 1987 г. поисковой скважиной 515П, в которой получен приток нефти из пласта $Aч_6$. По результатам геолого-геофизических исследований поисково-разведочных и эксплуатационных скважин, сейсморазведочных работ 2D и 3D построены геологические модели продуктивных пластов месторождения. Выявлены залежи нефти в пластах васюганской свиты, аномального разреза бажендовской свиты и сортымской свиты. На месторождении выделена 101 залежь нефти, которая связана с 25 продуктивными пластами.

Основными продуктивными отложениями являются пласты $ЮС_1$ васюганской свиты и пласты $Aч_1$ и $Aч_4$ Ачимовской толщи. Продуктивные пласты характеризуются значительной литолого-фациальной неоднородностью, выражающейся как в высокой расчлененности разреза, так и в замещении проницаемых прослоев непроницаемыми разностями. Все пласты характеризуются сложным распространением пород-коллекторов как по площади,

так и по разрезу, резким изменением величин эффективных нефтенасыщенных толщин.

По извлекаемым запасам нефти месторождение отнесено к категории «крупных». По фазовому состоянию все залежи нефтяные.

В настоящей работе объектом исследования является нефтяная залежь пласта Ач месторождения «И» (рисунок 5.2).

Пласт Ач относится к сортымской свите берриасского яруса нижнего мела, отложения которой накапливались преимущественно в морских условиях и имеют клиноформное строение. В ее литологическом составе преобладают песчаники мелкозернистые, алевритовые, карбонатные, слюдистые и алевролиты мелко-крупнозернистые, песчаные, карбонатистые, слюдистые. Во всех вышеописанных породах встречаются включения остатков растительного детрита, реже битуминозного вещества. Фильтрационно-емкостными свойствами пласт охарактеризован в 49 скважинах. Средние значения охарактеризованности общих толщин керном около 34 %.

По результатам петрографического описания шлифов структура преимущественно псаммо-алевритовая, текстура микрослоистая. Тип цемента кварцево-регенерационный, плёночно-поровый. По составу поровый цемент представлен сидеритом, доломитом, гидрослюдистым материалом, каолинитом, кальцитом. Вторичные изменения: карбонатизация, пелитизация, регенерация зерен кварца в виде прерывистых каемок, слюды интенсивно гидратированы, хлоритизированы, редко сидеритизированы (рисунок 5.3). В шлифах проницаемые интервалы представлены аркозами, кварцевыми граувакками и полевошпатовыми граувакками (рисунок 5.4).

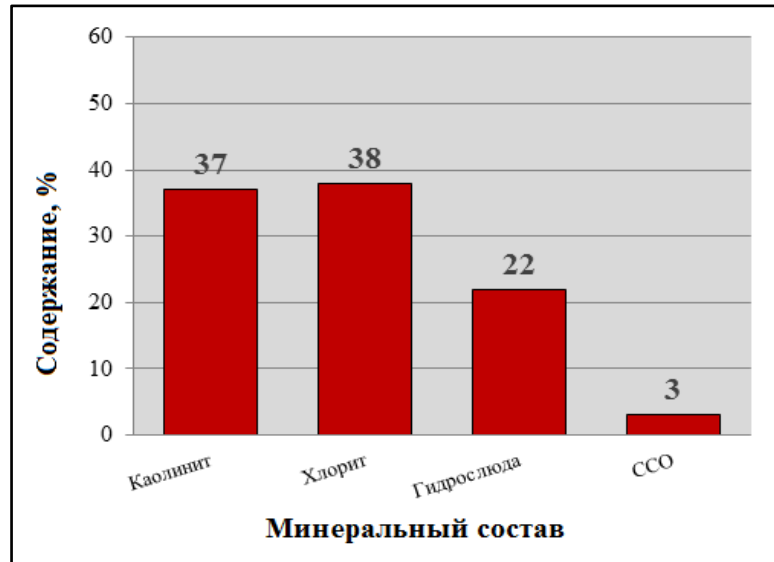


Рисунок 5.3 – Результаты рентгеноструктурного анализа минералов глинистого цемента коллекторов пласта Ач месторождения «И»

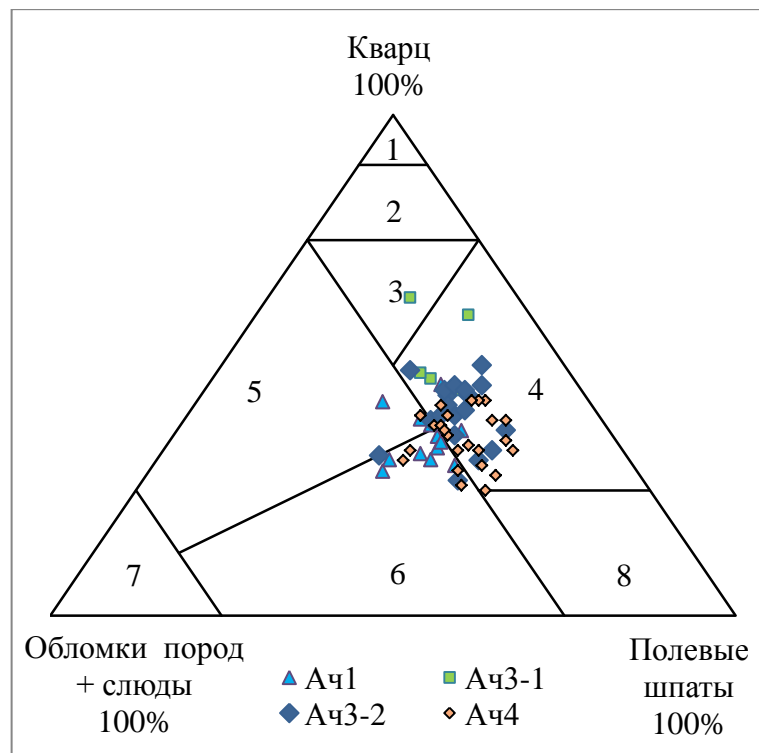


Рисунок 5.4 - Состав пород продуктивных Ачимовских пластов.

Классификационная диаграмма В. Д. Шутова

Кварцевая группа: 1 – кварцевые, 2 – олигомиктовые, 3 – мезомитовые;

Аркозовая группа: 4 – аркозы;

Граувакковая группа: 5 – кварцевые граувакки, 6 – полевошпатовые граувакки, 7 – собственно граувакки, 8 – полевошпатовые

По размеру зерен породы пласта состоят из алевритовой (48 %), песчаной (37 %) и глинистой (5 %) фракций, содержание карбонатного материала не превышает 10 % (рисунок 5.5).

Пористость (керосинонасыщением) пород-коллекторов пласта Ач исследована на 1676 образцах, среднее по выборке значение – 15,05 %. Проницаемость оценена по 1489 образцам, среднее значение – $0,4 \cdot 10^{-3}$ мкм². Водоудерживающая способность изучена на 1083 образцах, среднее – 62,4 %.

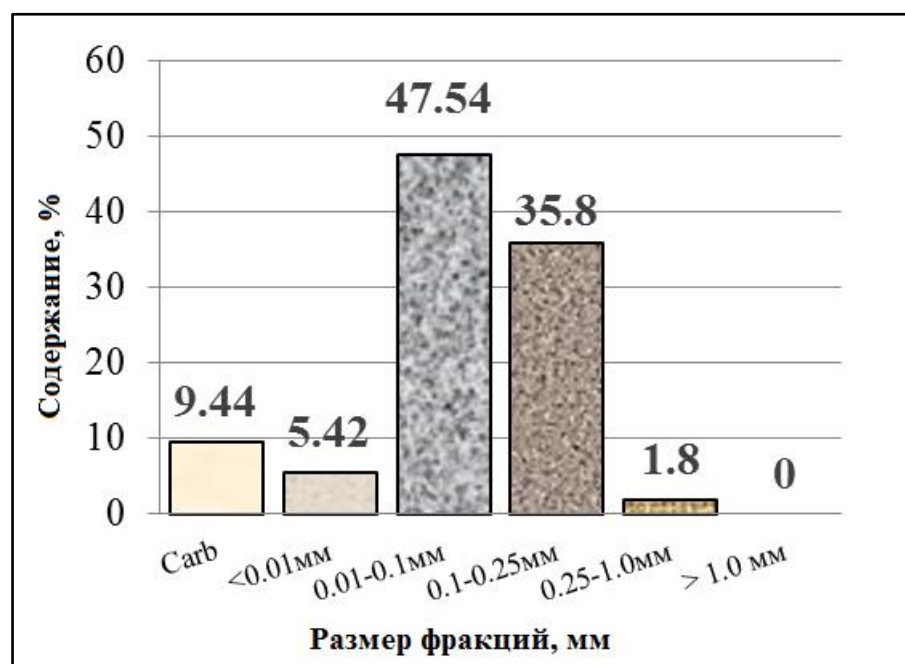


Рисунок 5.5 – Распределение размеров зерен пород по фракциям для пласта Ач месторождения «И»

Породы-коллекторы в пласте Ач по классификации А. А. Ханина относятся к IV-V-VI классам проницаемости, при этом 41 % составляют коллекторы VI класса, 51 % составляют коллекторы V класса.

Граничное значение проницаемости для пласта Ач составило $0,14 \cdot 10^{-3}$ мкм² и было обосновано петрофизическим способом при использовании стандартных графиков $f=K_n^{\text{эф}}(K_n^{\text{д}})$, $f=K_n(K_n^{\text{эф}})$, $f=K_{np}(K_n)$ с заданными значениями $K_{\text{во}}$ и $K_{\text{но}}$.

Указанное граничное значение проницаемости получено при анализе однородных образцов алевролитов и песчаников и не учитывает текстурную неоднородность пород-коллекторов.

Покрышкой для Ачимовских отложений служит толща темно-серых плотных слюдистых аргиллитов сортымской свиты, мощность которых может достигать 70-150 м. Глинистая перемычка керном не охарактеризована.

Пачки аргиллитов, разделяющие продуктивные пласты, изменяют свою мощность от 2 до 20 м. Кроме аргиллитов присутствуют темно-серые аркозовые алевролиты преимущественно с карбонатным и глинисто-карбонатным цементом пленочно-порового и порово-базального типа. Содержание цемента составляет 30-35 %.

В целом пласт Ач представляет из себя оползневое тело и имеет сложную и неустойчивую внутреннюю структуру: множественные глинистые перемычки, зоны перемешивания и карбонатизации коллекторов.

Верхняя часть резервуара более однородна и обладает более высокими коллекторскими свойствами, нижняя часть изменчива. Разделяющая их глинистая перемычка имеет толщину от 2 до 5 м.

Пласт включает в себя одну залежь. Общая толщина пласта Ач изменяется от 68 м до 84 м, при среднем значении 76 м. Эффективные толщины изменяются от 4,8 до 23,5 м, составляя в среднем 12,9 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,34 д.ед., изменяясь от 0,15 до 0,47. Залежь по типу массивная, литологически экранированная небольшой высоты.

Пласт охарактеризован 33 поверхностными пробами нефти (11 проб – отбракованы) и 19 глубинными пробами.

Исследования нефти выполнены специализированными службами в лабораториях ОАО Тюменская Центральная Лаборатория, ТО «СургутНИПИнефть» и ЦИКиПФ Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть».

5.2 Моделирование нефтенасыщенности залежи пласта Ач месторождения «И» в текстурно-неоднородных породах-коллекторах

В данной главе будут рассмотрены три принципиально разные модели нефтенасыщенности пласта Ач месторождения «И»:

1. стандартная модель (с учетом двух укрупненных литотипов «коллектор и неколлектор»);
2. модель с учетом параметров пород-неколлекторов, но без учета неоднородности насыщения;
3. модель с учетом параметров пород-неколлекторов и неоднородности насыщения.

Геологические модели пласта Ач месторождения «И» созданы в программном комплексе IRAP RMS («Rohar», Норвегия) на основе детальной обработки, интерпретации и комплексного анализа всей имеющейся геолого-геофизической, промысловой информации по 30 скважинам.

В соответствии с авторским алгоритмом, на первом этапе отстраивается модель геометрии переходной водонефтяной зоны с учетом поверхности ЗЧВ, не являющейся горизонтальной плоскостью. На втором этапе методом интерполяции с учётом рассчитанной переходной водонефтяной зоны и с привлечением в качестве косвенной информации капиллярного давления, фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов и одномерного вертикального тренда J-функции Леверетта (рисунок 5.6) вычисляется куб нефтенасыщенности.

Алгоритм создания авторских моделей подробно рассмотрен в главах 3, 4, поэтому останавливаться на нем в данной главе не будем.

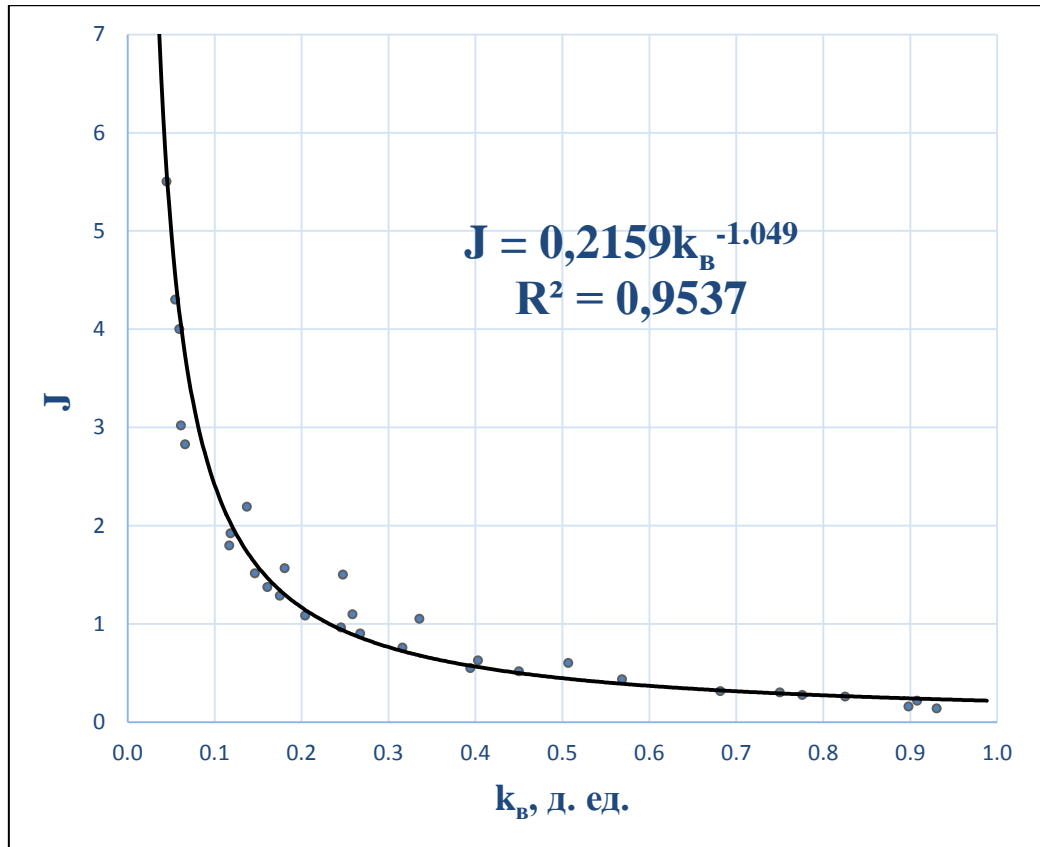


Рисунок 5.6 - Зависимость $J=f(k_B)$ для пласта Ач месторождения «И»

Согласно «Рекомендациям к методике построения геологических моделей при подсчете запасов углеводородного сырья» допускается два подхода литологического расчленения разреза: выделение интервалов по признаку «коллектор-неколлектор» и построение детальной литологической модели.

При построении трехмерной литологической модели в первом случае ячейки содержат признак «коллектор - неколлектор», несмотря на их возможное литологическое различие (глина, карбонатизированный песчаник). То есть в каждой ячейке содержится одно значение, характеризующее лишь один тот или иной литотип: коллектор или неколлектор (набор 1 и 0) (рисунок 5.7, 5.8).

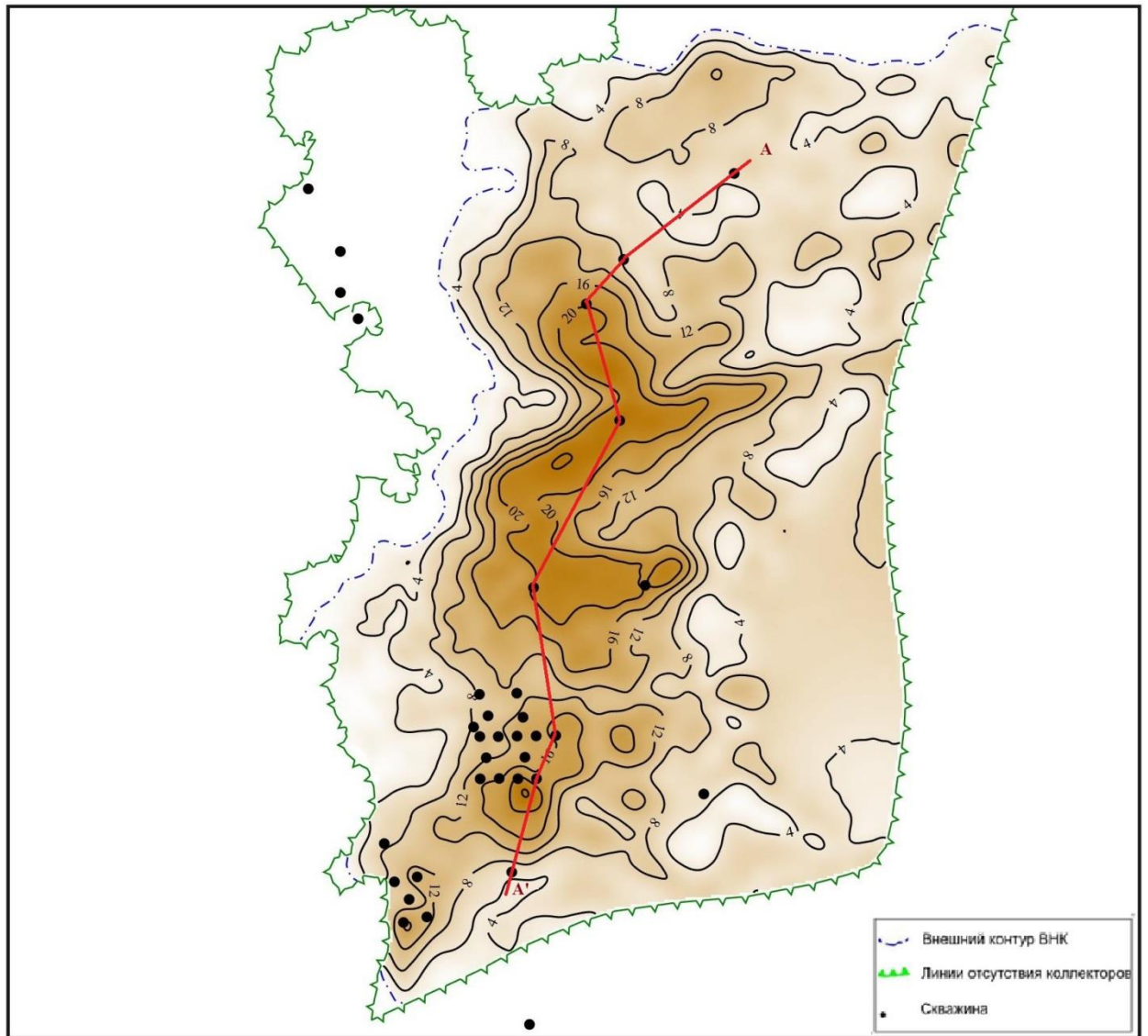


Рисунок 5.7 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин залежи пласта Ач (первая модель)

Геологический разрез, на котором показан коэффициент нефтенасыщенности пород-коллекторов по этой модели, имеет стандартный вид (рисунок 5.9).

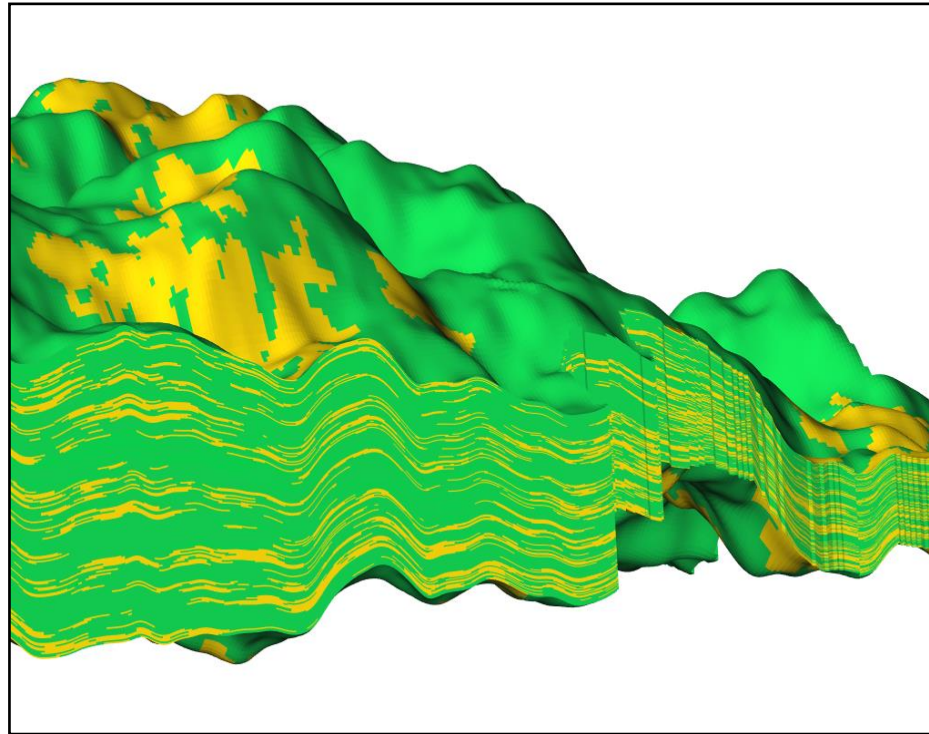


Рисунок 5.8 – Куб параметра литологии (первая модель)

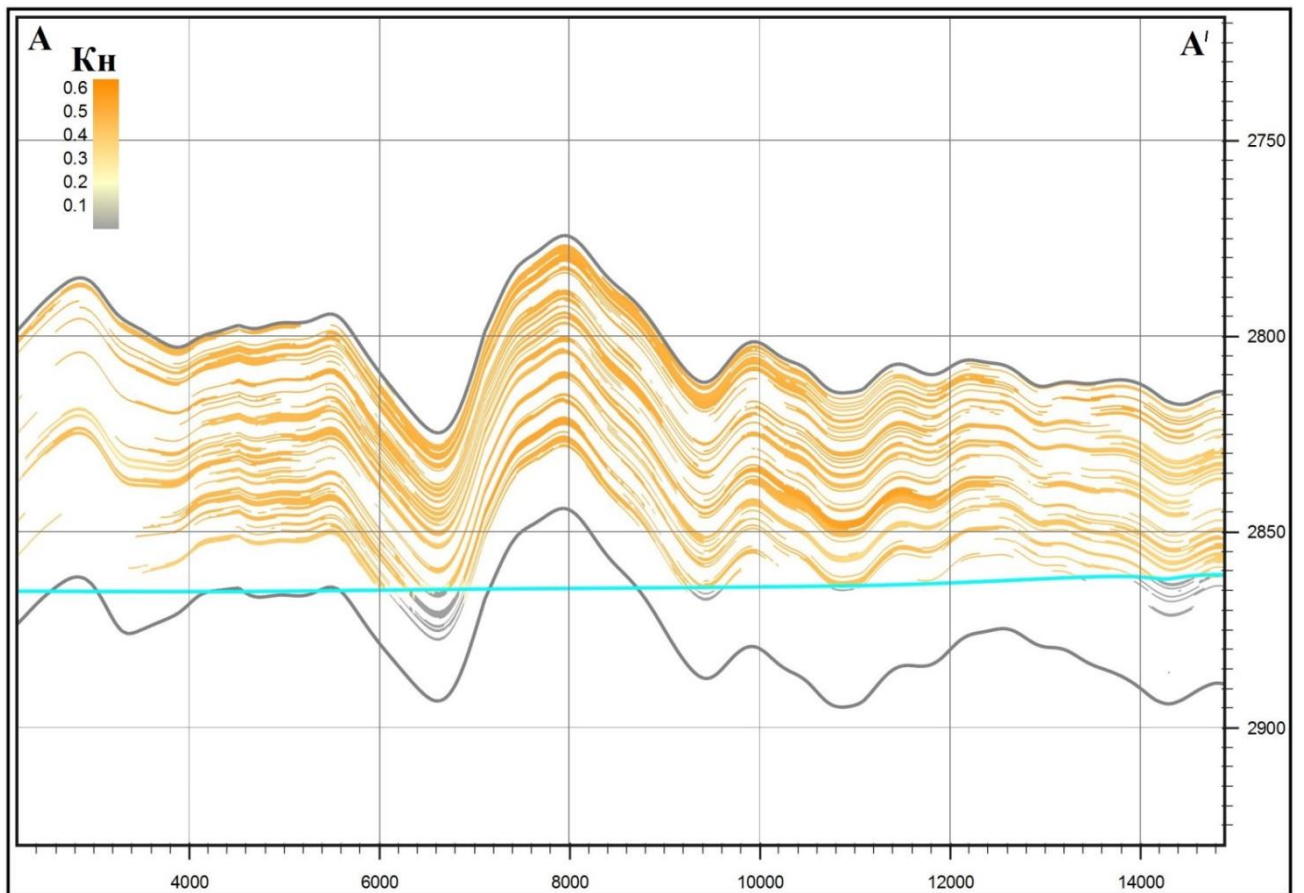


Рисунок 5.9 – Геологический разрез залежи пласта Ач (первая модель) по линии А-А'

В итоге при проведении гидродинамических расчетов на полученной модели выяснилось, что вариант литологической модели, учитывающий только два литотипа, отличается низкой интегральной входной обводненностью скважин в сравнении с фактическими данными (Н. Н. Снытко, В. А. Черноскулова, Е. С. Баженова, 2017).

Для залежи пласта Ач месторождения «И» с большой высотой над ВНК реализован подход создания геологической модели со значениями литотипа, включающими в себя кроме стандартного набора (коллектор и неколлектор) еще и алевролиты. Для алевролитов заданы значения параметров $K_{п}$ и $K_{пр}$, равные граничным значениям 12,1 % и $0,14 \cdot 10^{-3}$ мкм² соответственно и 100 % водонасыщенность (рисунок 5.10).

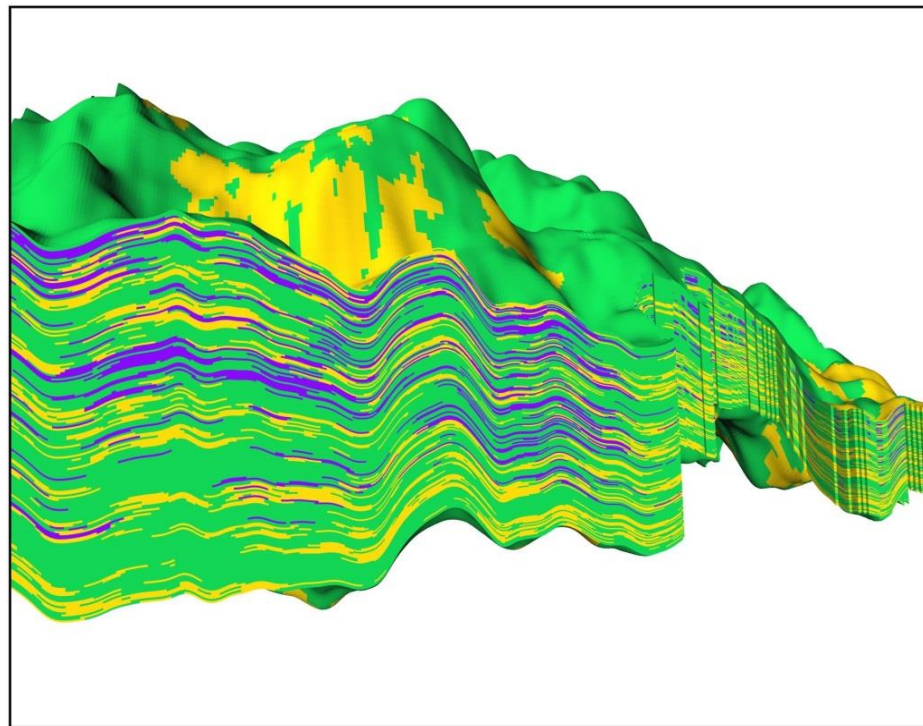


Рисунок 5.10 – Куб параметра литологии (вторая модель)

Геологический разрез коэффициента нефтенасыщенности модели с учетом параметров неколлекторов включает в себя также литотип алевролитов, показанный фиолетовым цветом, участвующий в фильтрации в гидродинамической модели и не влияющий на запасы нефти (рисунок 5.11).

Таким образом, с учетом указанных параметров алевролиты начинают участвовать в процессе фильтрации флюидов, добавляя в гидродинамической модели 10-15 % обводненности. Для залежей пласта Ач этого оказалось недостаточно.

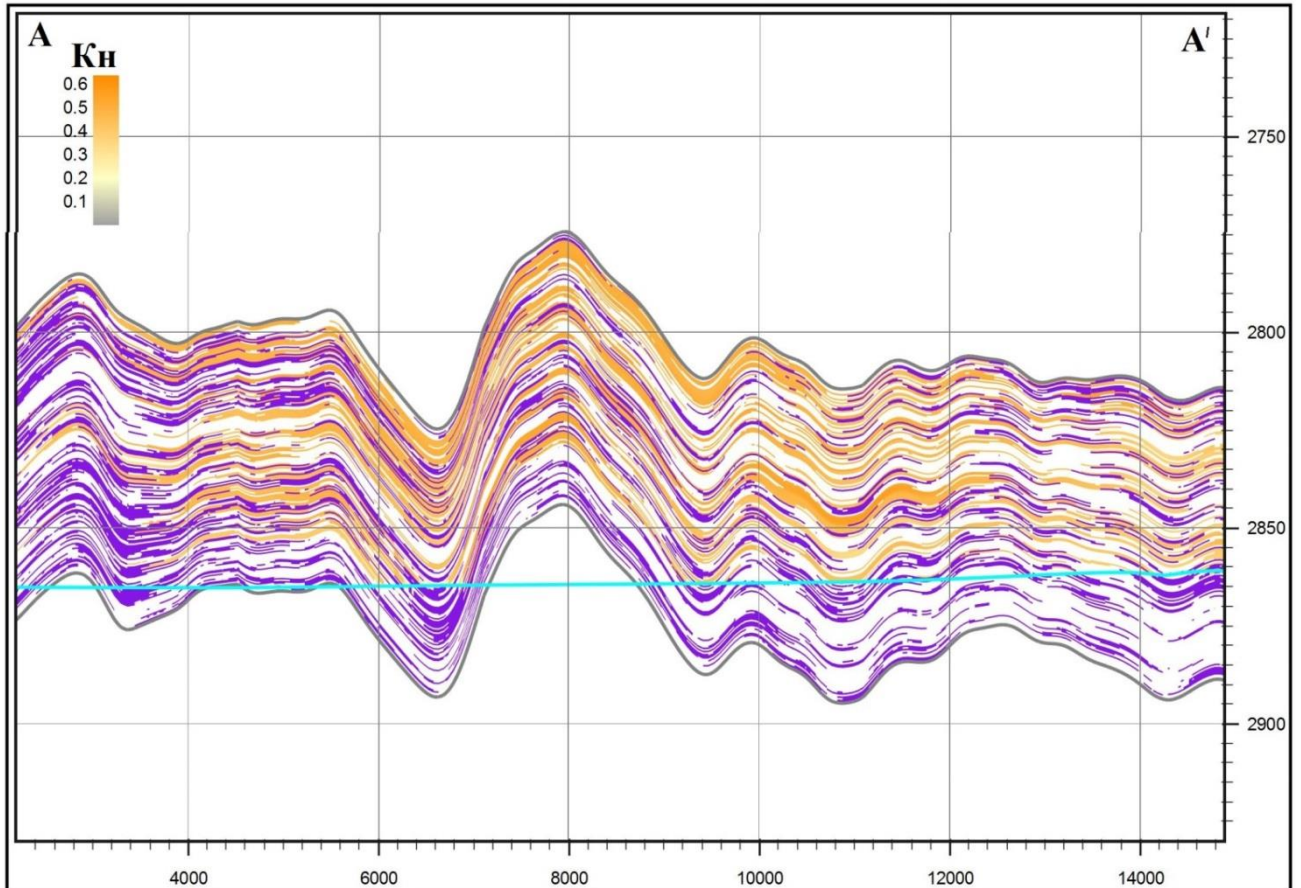


Рисунок 5.11 – Геологический разрез залежи пласта Ач (вторая модель) по линии А-А'

По результатам гидродинамического моделирования получено, что первая модель (коллектор-неколлектор) не дает в расчетах значительной входной обводненности (4,5 %), тогда как модель с учетом параметров пород-неколлекторов позволяет добиться обводненности до 40 % (при фактических данных по эксплуатационным скважинам – 56 %), но при этом относительная фазовая проницаемость для алевролитов была задана индивидуально.

По результатам исследований Н. Н. Снытко, учет водонасыщенных прослоев алевролитов позволяет осуществить более точную адаптацию

гидродинамической модели на историю разработки месторождения (рисунок 5.12).

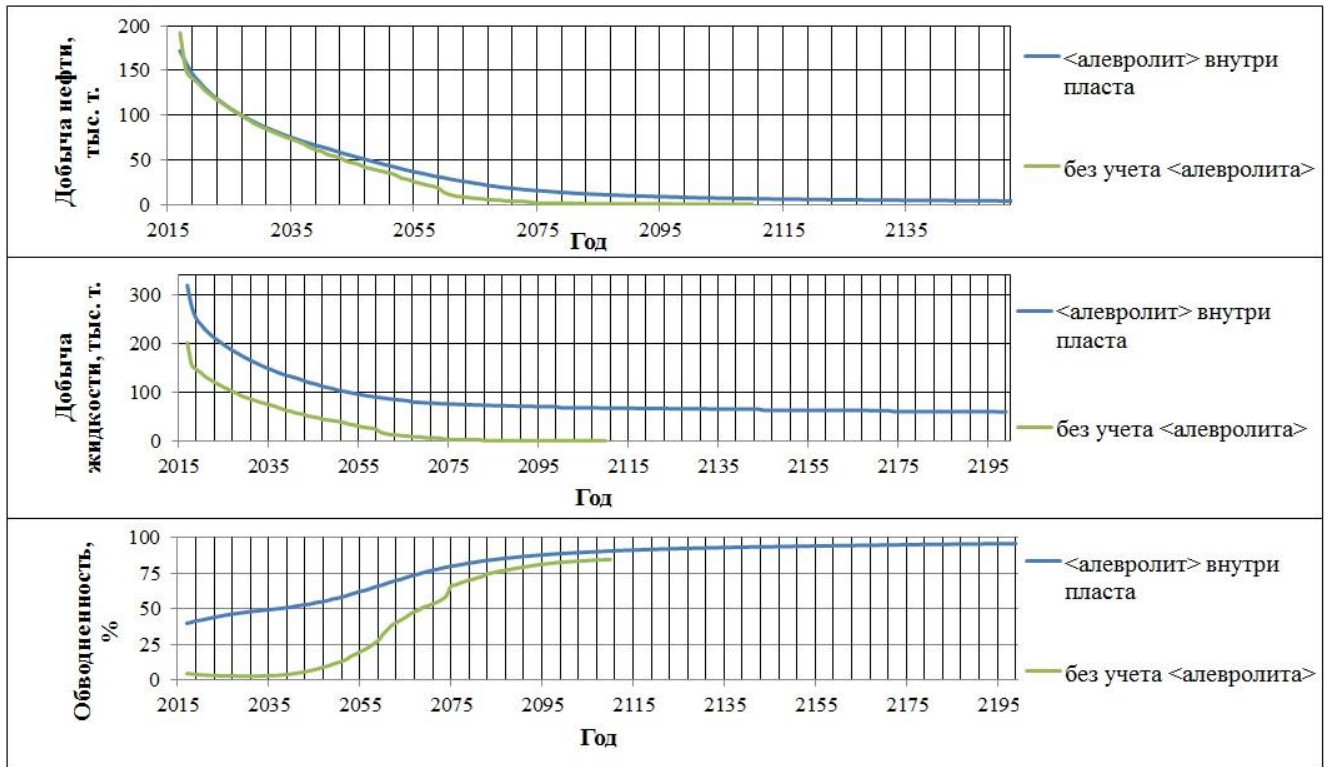


Рисунок 5.12 – Прогнозные показатели пласта Ач месторождения «И»

Третья (авторская) модель нефтенасыщенности пласта Ач месторождения «И», речь о которой пойдет ниже, учитывает также особенности формирования залежи в текстурно-неоднородных породах-коллекторах.

В литологическом плане пласты ачимовской толщи имеют как массивные структуры, так и субгоризонтально-слойчатые за счет включения вкраплений углистого материала. Также характерны прослойки сильно глинистых мелкозернистых алевролитов. Породы могут иметь как сплошное, так и «пятнистое» нефтенасыщение.

При выделении эксплуатационных объектов крайне важно решить вопрос о кондиционных пределах параметров пород-коллекторов. Для решения этого вопроса различными учеными было предложено, обосновано и использовано множество методик с привлечением геофизической и геологической информации.

Обычно кондиционным пределом служит величина минимальной проницаемости пород-коллекторов. Для обоснования граничных значений ачимовских пластов применялись расчетные значения динамической пористости при средних значениях остаточной нефтенасыщенности 25,9 %. С целью увеличения выборки значений остаточной водонасыщенности был применен пересчет водоудерживающей способности по данным ультрацентрифугирования образцов.

Влияние текстурной неоднородности на флюидонасыщение пород-коллекторов по разрезу освещалось в работах Д. А. Асташкина, А. В. Акиньшина, В. А. Ефимова, М. Л. Сургучева и др.

В настоящей работе сохранена преемственность подхода вышеуказанных авторов. При исследованиях выполнен анализ интенсивности свечения керн в ультрафиолетовом свете (УФ), фильтрационных свойств и результатов испытаний пластов.

По фотографиям керн были определены мощности: суммарного долбления, отсутствия свечения, «слабого» свечения и «сильного» свечения. Для всех анализируемых интервалов выполнялось сопоставление средневзвешенных по прослоям значений пористости и проницаемости с шифром интенсивности свечения (Н. В. Гильманова, Р. З. Ливаев, Е. С. Баженова, 2018). Пример интенсивности свечения керн в УФ приведен на рисунке 5.13.

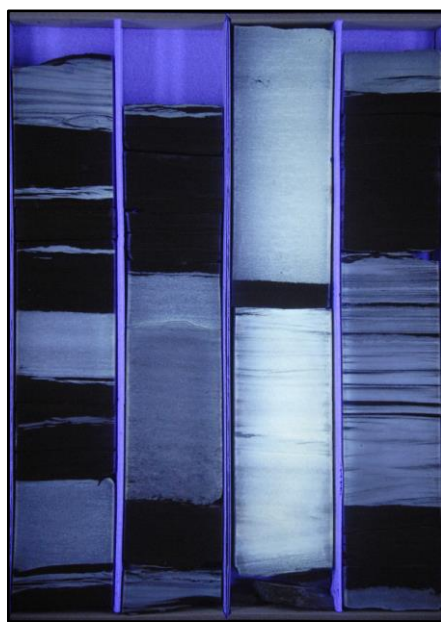


Рисунок 5.13 – Пример «сильного» и «слабого» свечения керн в УФ

В целом проанализированный материал по скважинам месторождения «И» в первоначальном варианте может быть сгруппирован в три крупных условных блока флюидонасыщения по разрезу: «первые метры» от ВНК, «высота 50 м» и «высота 100 м».

Пример геолого-геофизической характеристики с высотой интервала над уровнем ВНК более 40 м приведен на рисунке 5.14. Прослой с отсутствием свечения керна в УФ имеют высокие значения водоудерживающей способности и низкие значения проницаемости (в пределах погрешности от граничных значений, полученных при сопоставлениях стандартных ФЕС). Прослой идентифицированы как неколлектор.

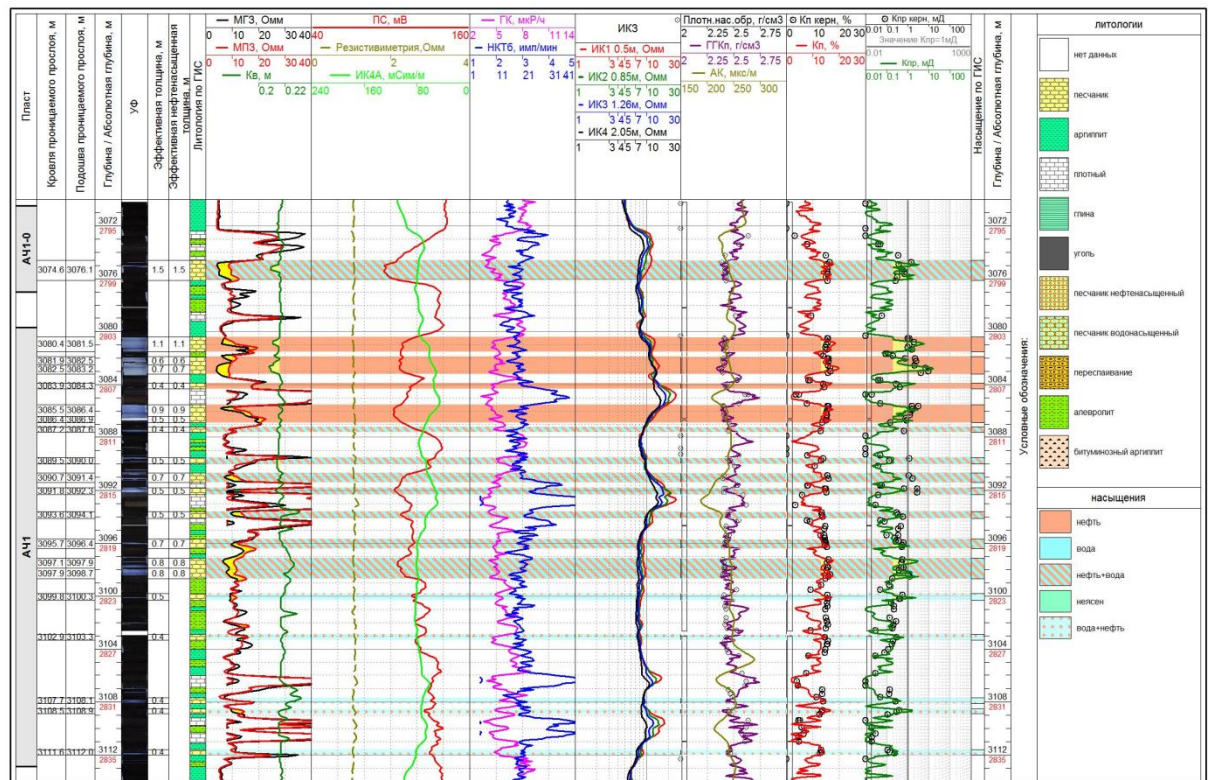


Рисунок 5.14 – Геолого-геофизическая характеристика ачимовских отложений с высотой над ВНК более 40 м

Пример геолого-геофизической характеристики с высотой интервала над уровнем ВНК «первые метры» приведен на рисунке 5.15. Прослой с отсутствием свечения керна в УФ имеют средние значения водоудерживающей способности и

значения проницаемости выше граничных. Прослои идентифицированы как коллектор, по данным промыслово-геофизических исследований (ПГИ) работают водой.

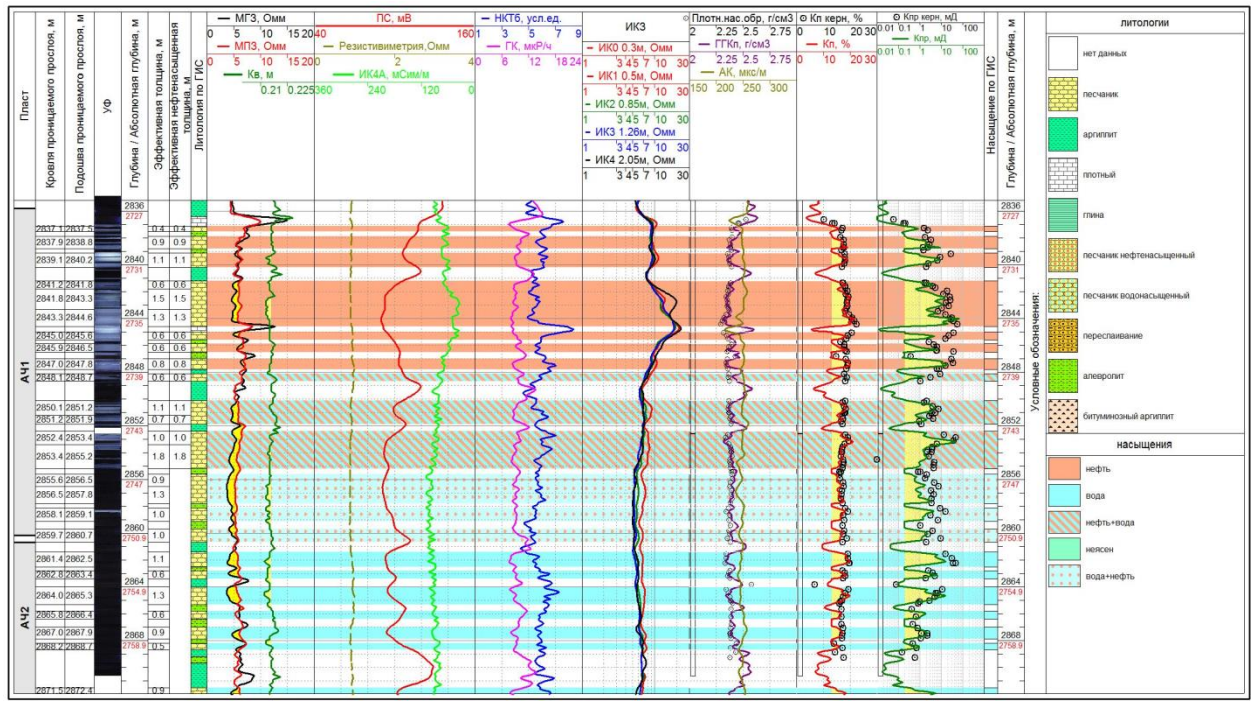


Рисунок 5.15 – Геолого-геофизическая характеристика ачимовских отложений с присутствием ВНК в разрезе

На имеющемся материале (по 15 скважинам) путем построения распределений было получено ориентировочное граничное значение проницаемости для условия нефтенасыщения пород-коллекторов. Для продуктивных пластов ачимовской толщи оно составляет порядка $1,3 \cdot 10^{-3}$ мкм², с учетом зоны неоднозначности $0,2 \cdot 10^{-3} - 3 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Большой диапазон зоны неоднозначности связан с отсутствием учета на данном распределении высот интервалов над ВНК (при построении распределений с учетом высот залежей нарушается требование к репрезентативности выборки). Поэтому была предпринята попытка построения сопоставления проницаемости и пористости для разных высот залежей, при этом фиксируется наклон разделяющей линии для насыщенных и ненасыщенных

пород-коллекторов (рисунки 5.16-5.18), связанный с изменением в данном диапазоне значений $K_{вс}$ и $K_{пэф}$.

На рисунках 5.16-5.18 отмечено, что со снижением высоты прослоя над поверхностью ВНК граничное значение проницаемости для нефтенасыщения прослоев увеличивается.

Полученный вывод можно использовать для обоснования снижения нефтенасыщенных толщин в интервалах, близких к ВНК или для определения эффективных нефтенасыщенных толщин слоистых коллекторов (чтобы избежать завышения запасов).

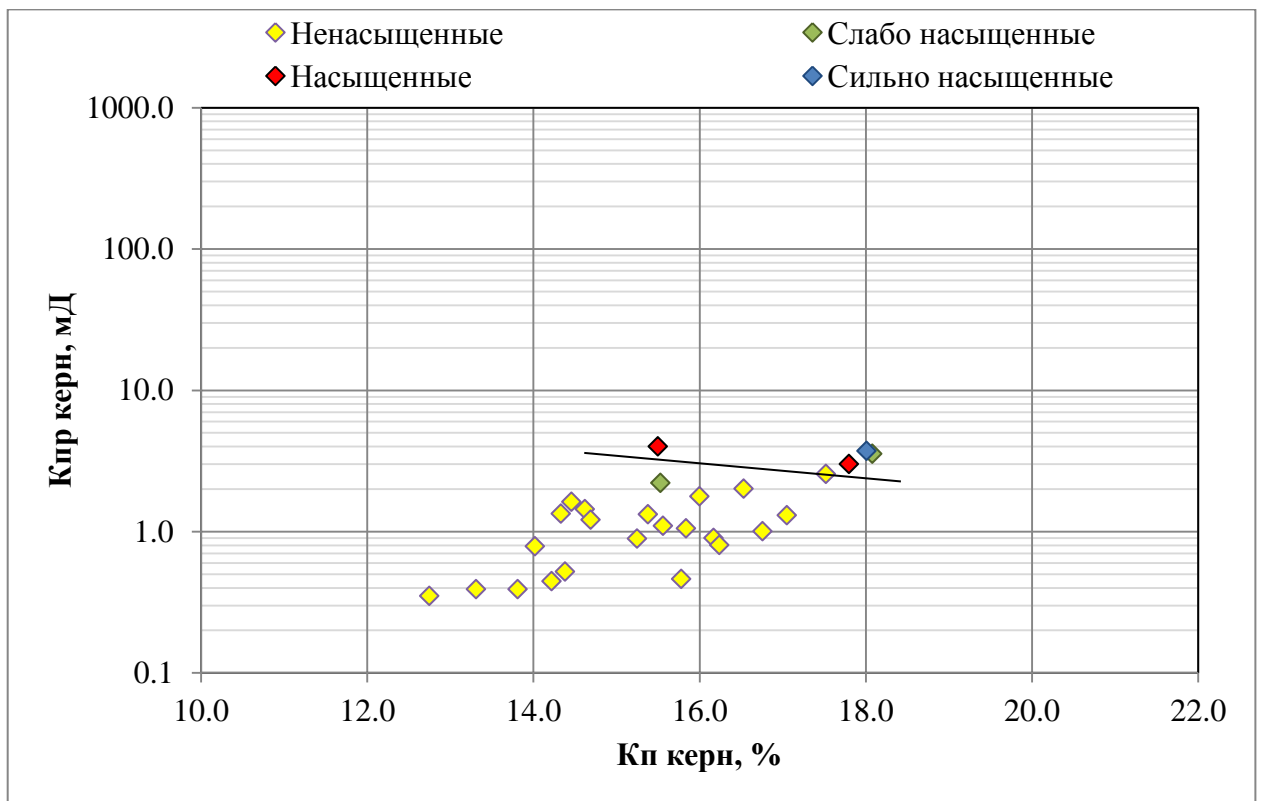


Рисунок 5.16 – Граничные значения проницаемости для нефтенасыщенных прослоев при высоте залежи над ВНК до 10 м

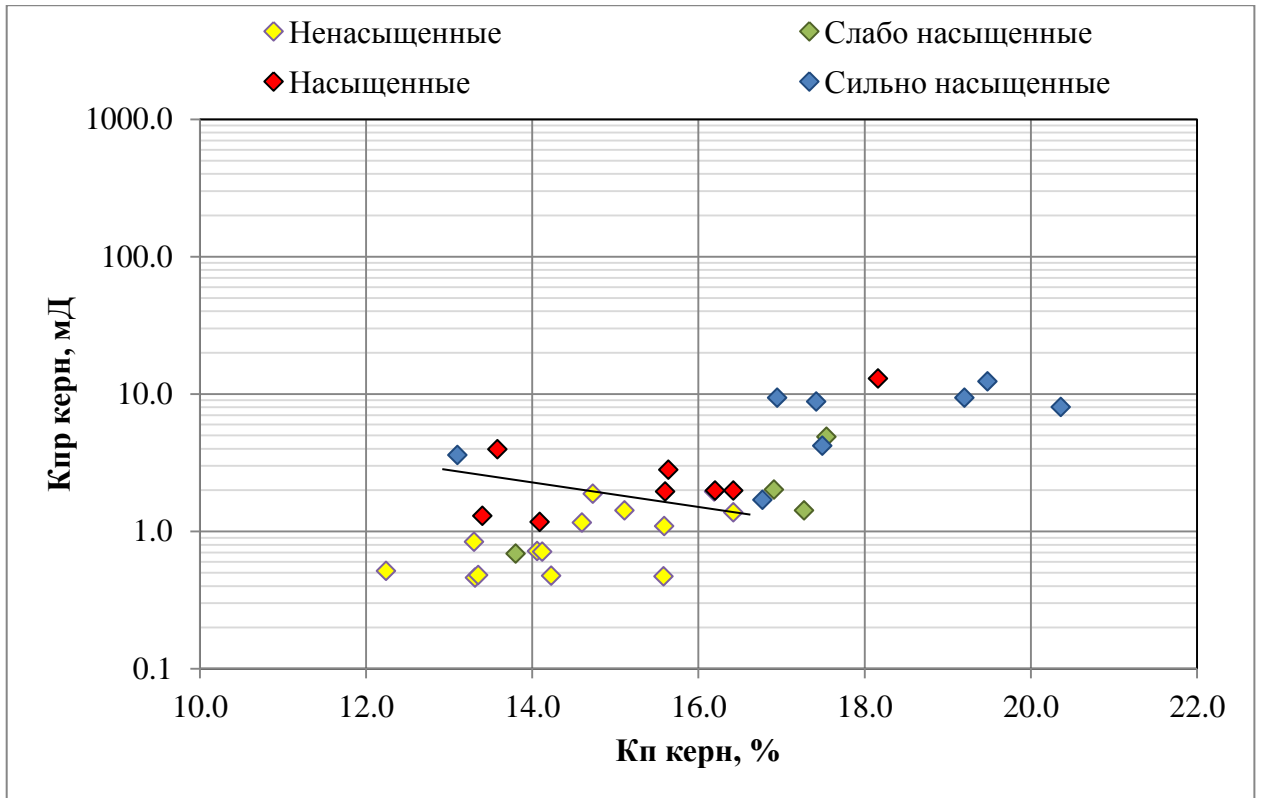


Рисунок 5.17 – Граничные значения проницаемости для нефтенасыщенных прослоев при высоте залежи над ВНК до 50 м

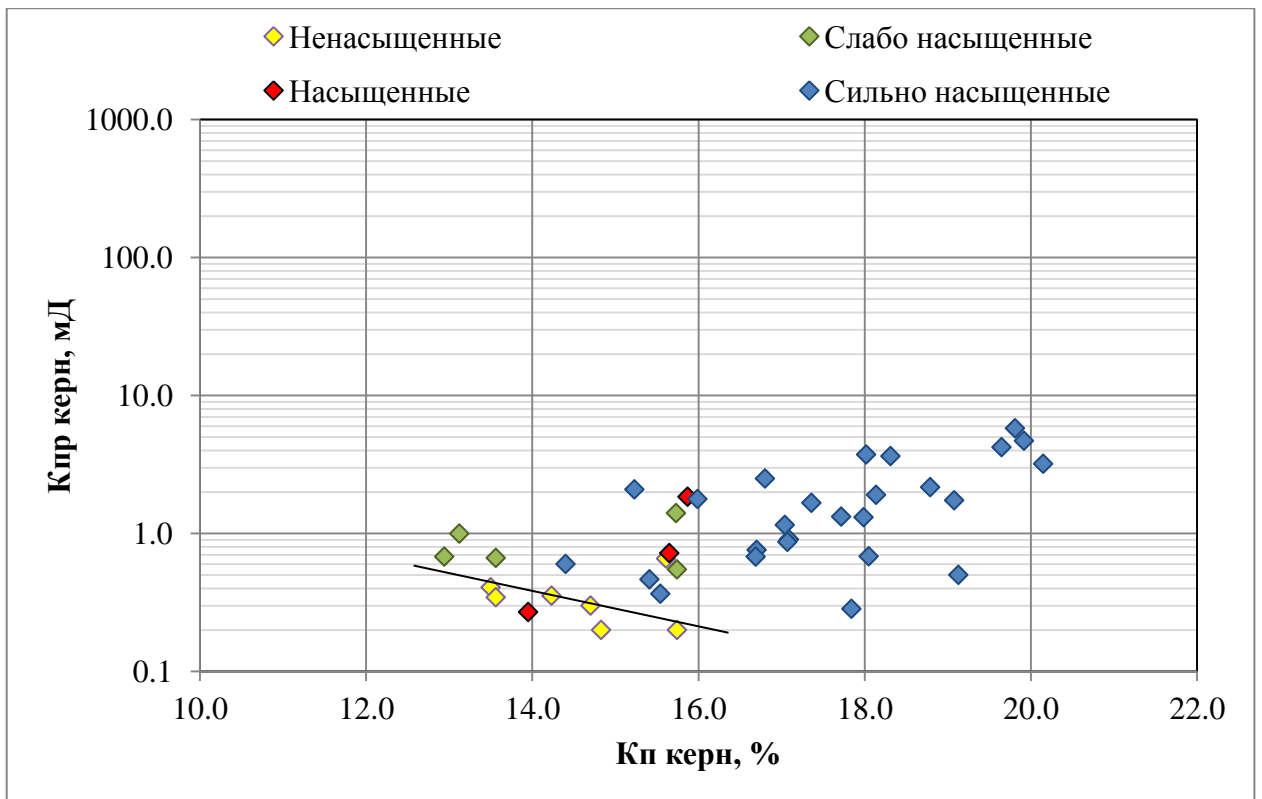


Рисунок 5.18 – Граничные значения проницаемости для нефтенасыщенных прослоев при высоте залежи над ВНК до 100 м

С учетом результатов вышеприведенных исследований по авторскому алгоритму, описанному в главе 3, построена третья (авторская) трехмерная модель нефтенасыщенности пласта Ач месторождения «И» с учетом параметров пород-неколлекторов и неоднородности насыщения (рисунок 5.19).

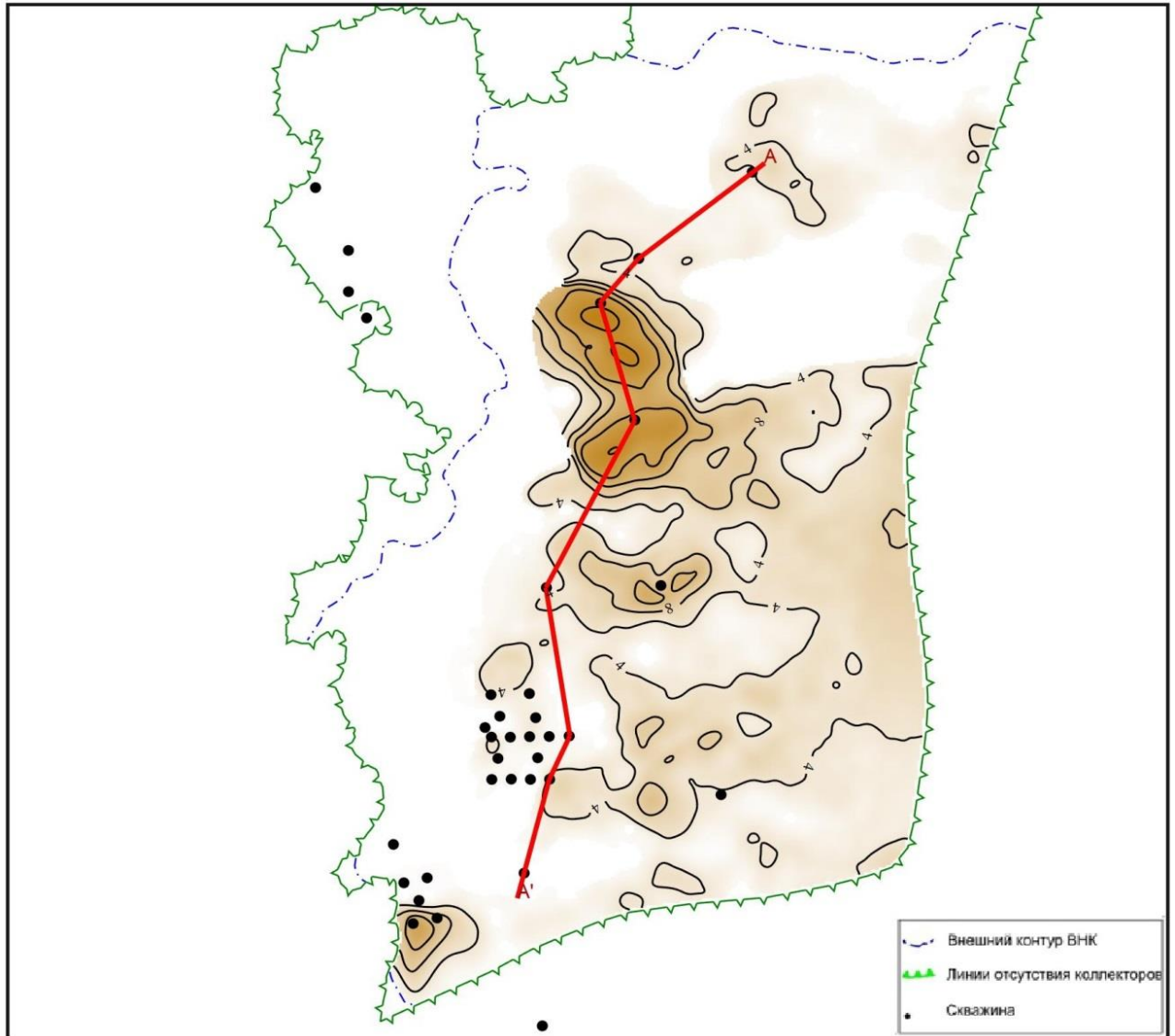


Рисунок 5.19 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин залежи пласта Ач (третья авторская модель) с линией разреза А-А'

За основу взята вторая модель, в которой учтены параметры пород-неколлекторов.

Модель нефтенасыщенности залежи пласта Ач учитывает граничные значения проницаемости для условия нефтенасыщения находящихся на уровне до

10 м над поверхностью ВНК пород-коллекторов – $3 \cdot 10^{-3}$ мкм², для находящихся на уровне от 10 до 50 м над ВНК пород-коллекторов – $1,3 \cdot 10^{-3}$ мкм² и для находящихся на уровне выше 50 м над ВНК – $0,2 \cdot 10^{-3}$ мкм².

В результате нефтяные пропластки, находящиеся на данных высотах над ВНК и отличающиеся проницаемостью менее соответствующих граничных значений, переведены в «воду». На геологическом разрезе это проявляется в виде «полосчатого насыщения» пород-коллекторов выше поверхности контакта (рисунок 5.20).

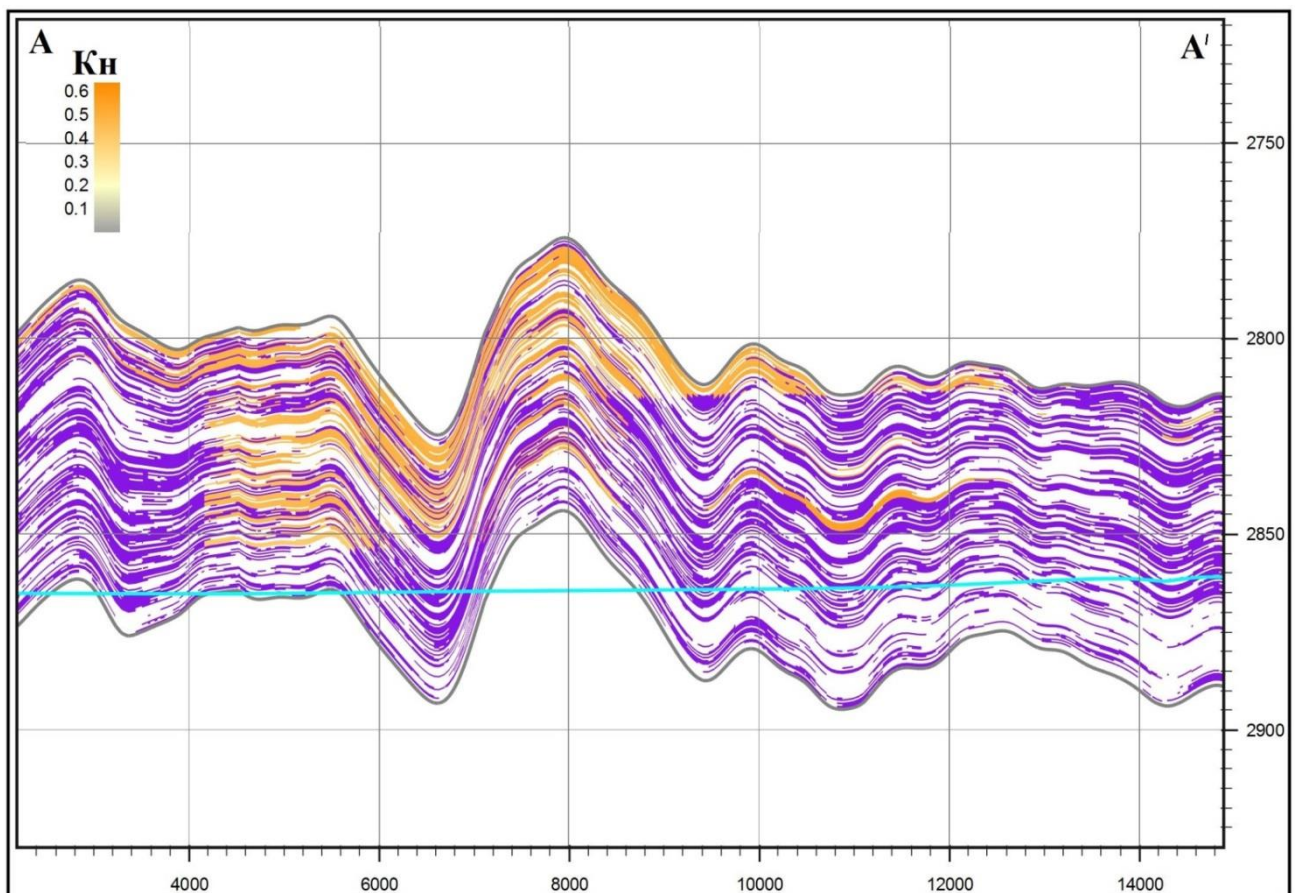


Рисунок 5.20 – Геологический разрез залежи пласта Ач (третья авторская модель) по линии А-А'

Для трех полученных моделей посчитана функция обводненности (формула 1.7) без корректировки относительных фазовых проницаемостей, давшая следующие результаты: модель стандартная – 4,5 %; модель с учетом параметров

неколлекторов – 40 %; модель с учетом параметров неколлекторов и неоднородности насыщения – 55 % (при среднем значении по скважинам – 56 %).

$$f_B = 1 / \left(1 + \frac{K_{пр\ no} \cdot \mu_B}{K_{пр\ во} \cdot \mu_H} \right) \quad (1.7)$$

где f_B – функция обводненности;

$K_{пр\ no}$ – коэффициент проницаемости по нефти;

$K_{пр\ во}$ – коэффициент проницаемости по воде;

μ_B – вязкость воды;

μ_H – вязкость нефти.

Анализ гистограмм распределения коэффициента нефтенасыщенности k_H по данным РИГИС и куба K_H третьей авторской модели показал хорошую согласованность полученного куба со скважинными данными (рисунок 5.21).

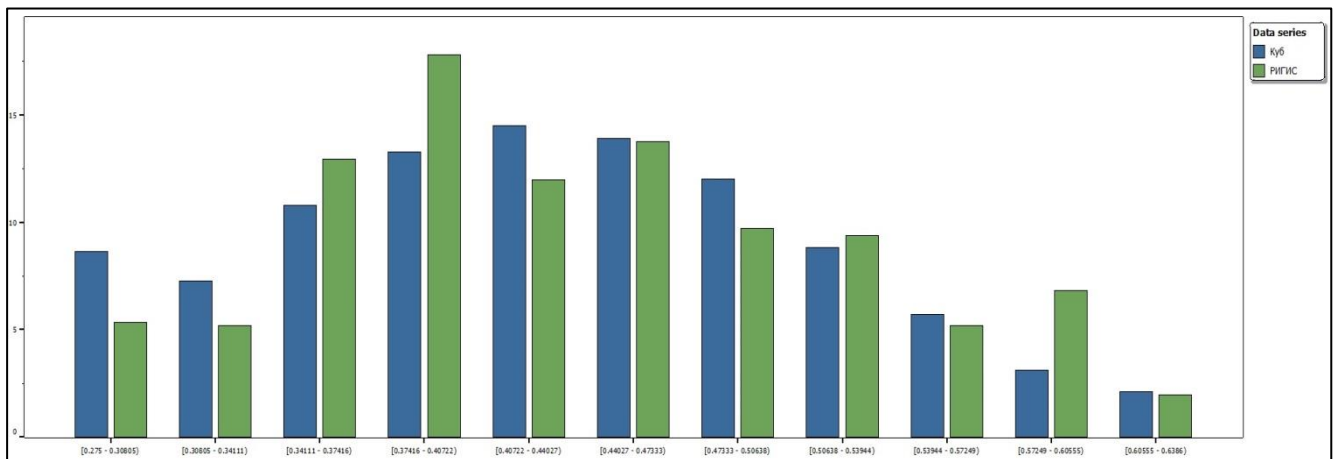


Рисунок 5.21 - Гистограммы распределения k_H по данным РИГИС и куба K_H (третья авторская модель)

Кросс-плот значений пористости и нефтенасыщенности по данным РИГИС и кубам третьей авторской модели также показал хорошую согласованность значений (рисунок 5.22).

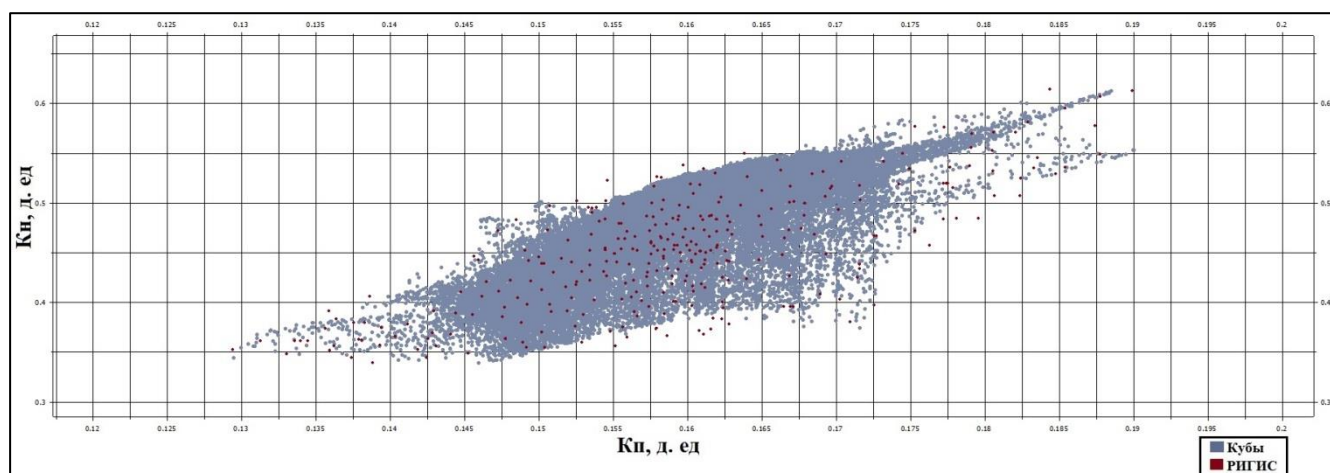


Рисунок 5.22 - Сопоставление значений k_n и k_n по данным РИГИС и кубов K_n и K_n (третья авторская модель)

По результатам моделирования нефтенасыщенности залежи пласта Ач месторождения «И» по авторскому алгоритму можно сделать следующие выводы:

1. Учет водонасыщенных прослоев и неоднородности насыщения позволяет осуществить более точную адаптацию на историю разработки месторождения. Модель с учетом параметров пород-неколлекторов соответствует природной модели резервуара, его текстурной неоднородности по керну;
2. Перевод пород-коллекторов с проницаемостью ниже граничных значений для условий насыщения нефтью при соответствующей высоте над поверхностью ВНК в водонасыщенные прослои привел к сокращению геологических запасов нефти залежи пласта Ач месторождения «И» на 59 % в сравнении с первой моделью;
3. Модель нефтенасыщенности, созданная по авторскому алгоритму, на этапе гидродинамических расчетов демонстрирует не требующие корректировок относительных фазовых проницаемостей показатели фактической и рассчитанной обводненности эксплуатационных скважин в отличие от стандартных подходов к расчету исходных кубов нефтенасыщенности. Авторский подход позволяет добиться текущей обводненности по данной залежи 55 % при фактическом значении – 56 %.

Заключение

Диссертация является научной квалификационной работой, в которой на основании выполненных исследований решена научная задача разработки авторского алгоритма построения модели нефтенасыщенности на основе J-функции Леверетта с учетом криволинейной по высоте поверхности зеркала чистой воды, параметров пород-неколлекторов и неоднородности насыщения с целью повышения достоверности оценки распределения параметра нефтенасыщенности залежей пород-коллекторов при трехмерном геологическом моделировании.

Основные результаты исследования:

1. На основе проведенного анализа всей имеющейся информации найдены пути по устранению неоднозначности определения положения зеркала чистой воды путем внесения концептуального изменения в графическое и математическое отражение конфигурации поверхности зеркала чистой воды – поверхность принята в работе как криволинейная по высоте, в отличие от стандартного подхода к ее определению как горизонтальной или наклонной плоскости;
2. Разработан авторский алгоритм моделирования нефтенасыщенности на основе J-функции Леверетта с учетом внесенного концептуального изменения – криволинейной по высоте поверхности зеркала чистой воды;
3. Отражено (с помощью авторского алгоритма) строение переходной водонефтяной зоны и распределение нефтенасыщенности при трехмерном геологическом моделировании на примере трех месторождений Западной Сибири;
4. В авторской модели проведена оценка критических значений проницаемости для насыщения прослоев текстурно-неоднородных пород-коллекторов нефтью по авторскому алгоритму с учетом высоты залежи, капиллярных давлений и криволинейной по высоте поверхности зеркала чистой воды при трехмерном моделировании нефтенасыщенности с учетом параметров

пород-неколлекторов и неоднородности насыщения, соответствующей природной модели резервуара, его слоистости по керну.

С практической точки зрения, результаты проведенных исследований будут интересны для применения при построении трехмерных геологических моделей залежей трудноизвлекаемых запасов нефти. Это позволит обеспечить эффективное управление процессом разработки месторождений и достижение проектного коэффициента извлечения нефти.

В будущем предполагается дальнейшее изучение вопроса моделирования нефтенасыщенности, а именно: проведение дополнительных исследований, расчетов и экспериментов, тестирование иных способов и методик построения моделей для различных типов пород-коллекторов.

Список сокращений и условных обозначений

а. о. – абсолютная отметка высоты

ВНК – водонефтяной контакт

ГВК – газоводяной контакт

ГИС – геофизические исследования скважин

ГМ – геологическая модель

ГТМ – геолого-технологические мероприятия

ДТСР – дополнение к технологической схеме разработки

ЕТСР – единая технологическая схема разработки

ЗЧВ – зеркало чистой воды

КГР – капиллярно-гравитационное равновесие

КИН – коэффициент извлечения нефти

МОВ – метод отраженных волн

МОГТ – метод общей глубинной точки

НГО – нефтегазоносная область

НГР – нефтегазоносный район

ОФП – относительные фазовые проницаемости

ПГИ – промыслово-геофизические исследования

ПЗ – подсчет запасов

ППД – поддержание пластового давления

РИГИС – результаты интерпретации геофизических исследований скважин

УВ – углеводороды

УЭС – удельное электрическое сопротивление

УФ – ультрафиолетовый свет

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

2D - двумерный

3D – трехмерный

$h_{пз}$ – толщина переходной зоны

k_v – коэффициент водонасыщенности

$k_{в_норм}$ – коэффициент водонасыщенности нормированный

$k_{во}$ – коэффициент остаточной водонасыщенности

$k_{н}$ – коэффициент нефтенасыщенности

$k_{но}$ – коэффициент остаточной нефтенасыщенности

$k_{п}$ – коэффициент пористости

$k_{пр}$ – коэффициент проницаемости

$K_{н}$ – куб параметра нефтенасыщенности

$K_{п}$ – куб параметра пористости

$K_{пр}$ – куб параметра проницаемости

$K_{в}^{тр}$ – куб тренда водонасыщенности

$P_{к}$ – капиллярное давление

ΔH – расстояние от искомой точки до поверхности ЗЧВ (в некоторых случаях ВНК)

Список используемой литературы

1. Абдулин Ф. С. Добыча нефти и газа/ Ф. С. Абдулин. - М.: Недра, 1983. – 256 с.
2. Алишаев М. Г. Неизотермическая фильтрация при разработке нефтяных месторождений/ М. Г. Алишаев, М. Д. Розенберг, Е. В. Теслюк. – М.: Недра, 1985. – 271 с.
3. Амелин И. Д. Особенности разработки нефтегазовых залежей/ И. Д. Амелин. – М.: Недра, 1978. – 136 с.
4. Амелин И. Д. Эксплуатация и технология разработки нефтяных и газовых месторождений/ И. Д. Амелин. – М.: Недра, 1978. – 356 с.
5. Амикс Дж. Физика нефтяного пласта/ Дж. Амикс, Д. Басс, Р. Уайтинг. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 572 с.
6. Антипин Я. О. Обоснование методов трехмерного геологического моделирования нефтегазонасыщенности залежей продуктивных пластов/ Я. О. Антипин, С. Н. Гончаров, Е. И. Аленникова// Недропользование XXI век. - 2015. - №3. – с. 144-150.
7. Антипин Я. О. Трехмерное геологическое моделирование нефтенасыщенности залежей продуктивных пластов на основе J-функции Леверетта/ Я. О. Антипин// Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. - №1. – с. 7-10.
8. Антипин Я. О., Белкина В. А. Моделирование нефтенасыщенности залежей в полимиктовых коллекторах с использованием J-функции Леверетта/ Я. О. Антипин, В. А. Белкина// Территория нефтегаз. – 2016. - №2. – с. 51-57.
9. Антипин Я. О., Белкина В. А. Моделирование нефтенасыщенности залежей с учетом переходной водонефтяной зоны на примере месторождения «А»/ Я. О. Антипин, В. А. Белкина// Территория нефтегаз. – 2016. - №5. – с. 22-29.
10. Апельцин И. Э. Опреснение воды/ И. Э. Апельцин, В. А. Клячко. – М.: Издательство литературы по строительству, 1968. – 222 с.
11. Атлас литолого-палеогеографических карт Юрского и Мелового периодов Западно-Сибирской равнины в масштабе 1:5000000 / под ред. Нестерова И. И. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1976. – 87 с.

12. Бадьянов В. А. Методы компьютерного моделирования в задачах нефтепромысловой геологии/ В. А. Бадьянов. – Шадринск: ОГУП «Шадринский дом печати», 2011. – 184 с.
13. Бембель С. Р. Моделирование сложнопостроенных залежей нефти и газа в связи с разведкой и разработкой месторождений Западной Сибири/ С. Р. Бембель. - Шадринск: ОГУП «Шадринский Дом Печати», 2010. - 153 с.
14. Билибин С. И. Технология создания и сопровождения трехмерных цифровых геологических моделей нефтегазовых месторождений: автореф. дис. на соиск. учен. степ. док. тех. наук (25.00.10)/ Билибин Святослав Игоревич; РГГРУ. – Москва, 2010. – 45 с.
15. Болотник Д. Н. Постоянно действующие геолого-математические модели месторождений. Задачи, возможности, технологии/ Д. Н. Болотник, Е. С. Макарова, А. В. Рыбников, Г. Г. Саркисов// Нефтяное хозяйство. – 2001. - №3. – с. 7-10.
16. Большаков Ю. Я. Динамическое моделирование залежей нефти и газа: Курс лекций/ Ю. Я. Большаков. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2003. – 66 с.
17. Большаков Ю. Я. Теория капиллярности нефтегазонакопления/ Ю. Я. Большаков. – Новосибирск: Наука Сиб. изд. фирма, 1995. – 184 с.
18. Бородкин В. Н. Стратиграфическая основа сейсмогеологического моделирования нижнемеловых отложений Пур-Тазовской нефтегазоносной области севера Западной Сибири/ В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков, Ю. Л. Попов// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. - №8. – с. 24-32.
19. Быков Н. Е. Справочник по нефтепромысловой геологии/ Н. Е. Быков, А. Я. Фурсов. – М.: Недра, 1981. – 525 с.
20. Василевский В. Н. Исследование нефтяных пластов и скважин/ В. Н. Василевский. – М.: Недра, 1973. – 346 с.
21. Габриэлянц Г. А. Геология нефтяных и газовых месторождений/ Г. А. Габриэлянц. – М.: Недра, 1984. – 287 с.

22. Гафаров Ш. А. Физика нефтяного пласта (типовые расчеты)/ Ш. А. Гафаров. – Уфа: Издательство УГНТУ, 1998. – 141 с.
23. Геология и геохимия нефти и газа/ О. К. Баженова, Ю. К. Бурлин, Б. А. Соколов, В. Е. Хаин. – М.: Изд-во МГУ, 2000. – 384 с.
24. Геология нефти и газа Западной Сибири/ А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов и др. – М.: Недра, 1975. – 680 с.
25. Геофизические методы контроля разработки нефтяных месторождений/ Ю. В. Коноплев, Г. С. Кузнецов, Е. И. Леонтьев и др. – М.: Недра, 1986. – 221 с.
26. Гималтдинова А. Ф. Комплексные геофизические исследования разноуровневых водонефтяных контактов малоамплитудных залежей Западной Сибири: автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. геол. – мин. наук (25.00.10)/ Гималтдинова Айгуль Фадисовна; МГУ. – Москва, 2012. – 25 с.
27. Гиматудинов Ш. К. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений/ Ш. К. Гиматудинов, И. И. Дунюшкин, В. М. Зайцев и др. – М.: Недра, 1988. – 302 с.
28. Гиматудинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта/ Ш. К. Гиматудинов. - М.: «Недра», 1971. – 312 с.
29. Грищенко М. А. Современные подходы к моделированию нефтенасыщенности сложнопостроенных залежей с целью создания гидродинамических моделей/ М. А. Грищенко // Геология нефти и газа. – 2008. - №5. – с. 75-80.
30. Гудок Н. С. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород/ Н. С. Гудок, Н. Н. Богданович, В. Г. Мартынов. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 592 с.
31. Гужов С. С. Как ищут и добывают нефть и газ/ С. С. Гужов. – М.: Недра, 1973. – 144 с.
32. Дешененков И. С. Повышение информативности моделирования нефтяных залежей на основе учета динамических свойств коллекторов (на примере неокомских залежей Западной Сибири): автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд.

- техн. наук (25.00.17)/ Дешененков Иван Сергеевич; РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина. – Москва, 2013. – 25 с.
33. Дьяконов Д. И. Общий курс геофизических исследований скважин/ Д. И. Дьяконов, Е. И. Леонтьев, Г. С. Кузнецов. – М.: Недра, 1984. – 432 с.
34. Дюбрьоль О. Геостатистика в нефтяной геологии/ О. Дюбрьоль. - Москва, Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2009. - 256 с.
35. Жданов М. А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа/ М. А. Жданов. – М.: Недра, 1970. – 488 с.
36. Забоева А. А. Разработка методик трехмерного геомоделирования в условиях неоднородности и неравномерности геолого-геофизической информации (на примере месторождений Западной Сибири): дис. канд. геол. – мин. наук: 25.00.12/ Забоева Александра Александровна; ТюмГНГУ. - Тюмень, 2012. – 167 с.
37. Задора Г. И. Оператор по добыче нефти и газа/ Г. И. Задора. М.: Недра, 1980. – 250 с.
38. Закревский К. Е. Геологическое 3D моделирование/ К. Е. Закревский. – М.: ООО «ИПЦ Маска», 2009. – 376 с.
39. Закревский К. Е. Оценка качества 3D моделей/ К. Е. Закревский, Д. М. Майсюк, В. Р. Сыртланов. - М.: Изд-во ООО «ИПЦ Маска», 2008. – 272 с.
40. Иванов С. И. Газоотдача газовых и газоконденсатных месторождений/ С. И. Иванов. М.: Недра, 2005. – 229 с.
41. Иванова М. М. Нефтегазопромысловая геология/ М. М. Иванова, И. П. Чоловский, Ю. И. Брагин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 414 с.
42. Кабиров М. М. Основы скважинной добычи нефти/ М. М. Кабиров. – Уфа: Издательство УГНТУ, 1994. – 96 с.
43. Калинин А. Г. Технология бурения разведочных скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые/ А. Г. Калинин, А. З. Левицкий. - М.: Недра, 1988. – 373 с.
44. Каналин В. Г. Интерпретация геолого-промысловой информации при разработке нефтяных месторождений/ В. Г. Каналин. – М.: Недра, 1984. – 185 с.

45. Каплан Л. С. Оператор по добыче нефти и газа/ Л. С. Каплан. – Уфа: Б. И., 2005. – 553 с.
46. Каспарьянц К. С. Проектирование обустройства нефтяных месторождений/ К. С. Каспарьянц. – Самара: ПО «Самвен», 1994. – 415 с.
47. Кашик А. С. Новые технологии при построении цифровых геологических моделей месторождений углеводородов/ А. С. Кашик, С. И. Билибин, Г. Н. Гогоненков, С. А. Кириллов // Технологии ТЭК. - 2003. - №3. - с. 12-17.
48. Кашик А. С. Решение геологических задач в четырехмерном многопараметровом пространстве/ А. С. Кашик, С. А. Кириллов, В. Л. Ческис// Геофизика. Специальный выпуск «Технологии сейсморазведки - II». - 2003. - с. 3-16.
49. Клещев К. А. Ресурсная база углеводородного сырья - основа развития топливно-энергетического комплекса страны и концепция региональных работ на нефть и газ в России до 2010 г/ К. А. Клещев, М. И. Лоджевская, Ю. П. Мирончев// Отечественная геология. - 2004. - №1. - с. 59-61.
50. Котяхов Ф. И. Физика нефтяных и газовых коллекторов/ Ф. И. Котяхов. – М.: Недра, 1977. – 287 с.
51. Кошляк В. А. Изучение нефтеотдачи пластов методами промысловой геофизики/ В. А. Кошляк. – М.: Недра, 1986. – 192 с.
52. Кудинов В. И. Основы нефтегазопромыслового дела/ В. И. Кудинов. – Ижевск: Издательство Удмуртского университета, 2004. – 720 с.
53. Курчиков А. Р. Стратиграфия и палеогеография берриас-нижнеаптских отложений Западной Сибири в связи с клиноформным строением разреза/ А. Р. Курчиков, В. Н. Бородкин// Геология и геофизика. – 2011. – т. 52. - №8. – с. 1093-1106.
54. Леонтьев Е. И. Моделирование в петрофизике/ Е. И. Леонтьев. – М.: Недра, 1978. – 125 с.
55. Лысенко В. Д. Разработка малопродуктивных нефтяных месторождений/ В. Д. Лысенко, В. И. Грайфер. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. - 562 с.

56. Лысенко В. Д. Разработка нефтяных месторождений. Теория и практика/ В. Д. Лысенко. – М.: Недра, 1996. – 367 с.
57. Матерон Ж. Основы прикладной геостатистики/ Ж. Матерон. - Москва, Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамики», 2009. - 460 с.
58. Мелик-Пашаев В. С. О так называемой переходной зоне при определении водонефтяного контакта/ В. С. Мелик-Пашаев// Геология нефти и газа. – 1959. - №2. – с. 45-49.
59. Мирзаджанзаде А. Х. Физика нефтяного и газового пласта/ А. Х. Мирзаджанзаде, И. М. Ахметов, А. Г. Ковалев. – М.: Недра, 1992. – 271 с.
60. Мироненко В. А. Динамика подземных вод/ В. А. Мироненко. – М.: МГГУ, 2001. – 519 с.
61. Михайлов А. Н. Основные представления о переходных зонах и водяных контактах в неоднородных пластах/ А. Н. Михайлов// Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. – 2012. - №1(5). – с. 150-160.
62. Недоливко Н. М. Петрографические исследования терригенных и карбонатных пород-коллекторов/ Н. М. Недоливко, А. В. Ежова. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 172 с.
63. Нежданов А. А. Геологическая интерпретация сейсморазведочных данных: Курс лекций/ А. А. Нежданов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2000. – 133 с.
64. Нефедова Н. И. Определение нефтегазонасыщения терригенных коллекторов/ Н. И. Нефедова, Н. Л. Пих. – М.: Недра, 1989. – 167 с.
65. Нефть и газ Западной Сибири. Материалы Международной научно-технической конференции, посвященной 90-летию со дня рождения Косухина Анатолия Николаевича. Т. 1/ ред. П. В. Евтин, Д. В. Пяльченков, Р. Н. Абдрашитова, А. М. Олейник, В. Н. Пермьяков, М. В. Омельчук. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 280 с.
66. Новые технологии - нефтегазовому региону. Материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. Т. 1/ ред. О. А. Новоселов, П. В. Евтин, Р. Н.

- Абдрашитова, М. В. Омельчук, Л. Н. Бакановская. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 372 с.
67. Основы трехмерного цифрового геологического моделирования/ К. В. Абабков, Д. Д. Сулейманов, Ш. Х. Султанов и др. – Уфа: Нефтегазовое дело, 2010. – 198 с.
68. Отбор кернa из стенок скважины/ А. А. Молчанов, М. Р. Мавлютин, Г. Н. Филиди, В. Ф. Малинин. – М.: Недра, 1984. – 152 с.
69. Панченко Л. Т. Характер нефтенасыщения коллекторов Среднеобской нефтегазоносной области/ Л. Т. Панченко, Н. Ф. Береснев// Геология нефти и газа. – 1980. - №6. – с. 10-14.
70. Перспективы развития сырьевой базы и основные резервы увеличения добычи нефти в Западной Сибири на период до 2020 года/ И. В. Шпуров, С. А. Рыльков, С. В. Прозоров, Я. В. Роженас// Сборник материалов международной академической конференции «Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири». – Тюмень, 2007. - с. 14-25.
71. Петерсилье В. И. К вопросу оценки параметров переходной зоны с использованием кривых капиллярного давления/ В. И. Петерсилье, Ю. Я. Белов, М. Ф. Веселов, С. П. Горбуновоя. – М.: ВНИГНИ, 1976. - Вып. 242. – с. 63-70.
72. Петерсилье В. И. Опыт определения коэффициента остаточной водонасыщенности пород-коллекторов Астраханского газоконденсатного месторождения/ В. И. Петерсилье, Е. С. Умнов, В. В. Никишов, В. А. Тихонов// Геология нефти и газа. – 1988. - №4. – с. 45-48.
73. Петрофизические методы исследования кернового материала. Учебное пособие в 2-х книгах. Кн. 2: Лабораторные методы петрофизических исследований кернового материала/ М. К. Иванов, Г. А. Калмыков, В. С. Белохин, Д. В. Корост, Р. А. Хамидуллин. – М.: Изд-во Моск. Ун-та, 2008. – 114 с.
74. Пирсон С. Д. Учение о нефтяном пласте/ С. Д. Пирсон. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – 570 с.

75. Рагех Г. М.-А. Введение в проблему и прогнозирование развития трехмерного цифрового геологического картирования/ Г. М.-А. Рагех// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2004. - №11. - с. 51-54.
76. Регламент по созданию постоянно-действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39.0-047-00. – М. - 2000. – 164 с.
77. Ресурсная база: «сливки» закончились// «Нефтегазовая вертикаль». - 2010. - №5. - с. 14-35.
78. Савина З. А. Справочник по эксплуатации нефтяных месторождений. Том второй/ З. А. Савина. – М.: Недра, 1965. – 993 с.
79. Санькова Н. В. Дискретно-непрерывные модели в задаче прогноза флюидодинамических характеристик коллекторов/ Н. В. Санькова, А. А. Дорошенко, В. А. Белкина// Наука и ТЭК. – 2012, №3. – с. 55-60.
80. Снарский А. Н. Геологические основы физики нефтяного пласта. – Киев: Гостехиздат. – 1961. – 248 с.
81. Сохранов Н. Н. О переходной зоне и определении водонефтяного контакта по геофизическим измерениям/ Н. Н. Сохранов// Геология нефти и газа. – 1960. - №5. – с. 55-59.
82. Сургучев М. Л. Методы контроля и регулирования процесса разработки нефтяных месторождений/ М. Л. Сургучев. – М.: Недра, 1968. – 301 с.
83. Сургучев М. Л. Физико-химические микропроцессы в нефтегазоносных пластах/ М. Л. Сургучев, Ю. В. Желтов, Э. М. Симкин. – М.: Недра, 1984. – 215 с.
84. Токарев М. А. Комплексный геолого-промысловый контроль за текущей нефтеотдачей при вытеснении нефти водой/ М. А. Токарев. – М.: Недра, 1990. – 273 с.
85. Требин Г. Ф. Фильтрация жидкостей и газов в пористых средах/ Г. Ф. Требин. – М.: Гостоптехиздат, 1959. – 160 с.
86. Трудноизвлекаемые запасы нефти Российской Федерации. Структура, состояние, перспективы освоения/ И. В. Шпуров, А. Д. Писарницкий, И. П. Пуртова, А. И. Вариченко. – Тюмень: ФГУП «ЗапСибНИИГГ», 2012. – 256 с.

87. Усачев П. М. Гидравлический разрыв пласта/ П. М. Усачев. – М.: Недра, 1986. – 165 с.
88. Фартуков М. М. Причины зонального нефтенасыщения коллекторов/ М. М. Фартуков// Геология нефти и газа. – 1990. - №08. – с. 40-45.
89. Фоменко В. Г. Критерии для разделения коллекторов по насыщенности и прогнозирования состава ожидаемых из них притоков при испытаниях/ В. Г. Фоменко // Геология нефти и газа. – 1993. - №5. – с. 50-55.
90. Хавкин А. Я. Гидродинамические основы разработки залежей нефти с низкопроницаемыми коллекторами/ А. Я. Хавкин. – М.: МО МАНПО, 2000. – 525 с.
91. Ханин А. А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение/ А. А. Ханин. – М.: Недра, 1969. – 368 с.
92. Хафизов Ф. З. Анализ запасов нефти/ Ф. З. Хафизов; науч. ред. академик РАН А. Э. Конторович. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. - 360 с.
93. Чеботарев В. В. О комплексной оценке нефтеотдачи неоднородных пластов при анализе разработки нефтяных месторождений/ В. В. Чеботарев, М. Ш. Каримов. – Уфа: Изд-во Уфимского нефтяного института, 1987. – 89 с.
94. Чоловский И. П. Спутник нефтегазопромыслового геолога/ И. П. Чоловский. – М.: Недра, 1989. – 377 с.
95. Шарбатова И. Н. Циклическое воздействие на неоднородные нефтяные пласты/ И. Н. Шарбатова, М. Л. Сургучев. – М.: Недра, 1988. – 117 с.
96. Щергин В. Г. Восстановление полей нефтегазонасыщенности залежей методами 3D моделирования/ В. Г. Щергин, Е. А. Щергина// Бурение и нефть. – 2012. - №06-07. – с. 22-25.
97. Advanced in interpretation of geological processes: refinement of multi-scale data and integration in numerical modelling/ Spalla M. I., Marotta A. M., Gosso G. – London: Geological society, 2010. – p. 231.
98. Berg R. R. Capillary pressure in stratigraphic traps/ Berg R. R.// AAPG Bull. – 1975. – Vol. 59. – p. 939-956.

99. Clayton V. Deutsch. Geostatistical reservoir modeling/ Clayton V. Deutsch. – Oxford, 2002. – 384 p.
100. Forster A. Geologic modeling and mapping/ Forster A., Merriam Daniel F. – New York and London: Plenum press, 1996. – p. 334.
101. Houlding Simon W. 3D geoscience techniques for geological characterization/ Houlding Simon W. – Springer, 1994. – p. 309.
102. Leverett M. C. Capillary behavior in porous solids/ Leverett M. C.// Trans. AIME. - 1941. - Vol. 142. - p. 152.
103. Mallet Jean-Laurent. Geomodeling/ Mallet Jean-Laurent. – Oxford: University press, 2002. – p. 613.
104. Merriam Daniel F. Geologic modeling and simulation sedimentary systems/ Merriam Daniel F., Davis John C. – New York: Springer-Science Business Media, 2001. – p. 352.
105. Miall Andrew D. The geology of stratigraphic sequences. 2nd edition/ Miall Andrew D. – Springer, 2010. – p. 522.
106. Morrow N. R. The retention of connate water in hydrocarbon reservoirs/ Morrow N. R.// J. Canad. Petrol. Technol. – 1971. - January-March. – p. 40-45.
107. Muskat Morris. Physical principles of oil production/ Muskat Morris. New York, Toronto, London: McGraw-Hill Book Company, 1949. – 606 p.
108. Rider M. The geological interpretation of well log. 2nd edition/ Rider M. – Scotland: Published by Rider-French Consulting Ltd., 2006. - p. 281.