

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

На правах рукописи

Кузнецова Яна Владиславовна

**МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ПЛАСТОВ,  
ЗАЛЕГАЮЩИХ ПОД НЕФТЕМАТЕРИНСКИМИ ПОРОДАМИ  
(на примере верхнеюрских отложений Западной Сибири)**

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

Диссертация на соискание ученой степени  
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:  
доктор геолого-минералогических наук,  
профессор Большаков Ю. Я.

Тюмень – 2016

## ОГЛАВЛЕНИЕ

	ВВЕДЕНИЕ.....	5
1	ТРЕХМЕРНОЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ КАК ИНСТРУМЕНТ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ И ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	13
	1.1 Трехмерная геологическая модель как основа подсчета запасов и проектирования разработки нефтяных месторождений.....	13
	1.2 Теоретические аспекты создания модели нефтенасыщенности.....	16
	1.2.1 Теории распределения флюидов в резервуаре.....	16
	1.2.1.1 Основы антиклинально-гравитационной теории распределения флюидов.....	16
	1.2.1.2 Основы капиллярно-гравитационной теории распределения флюидов.....	19
	1.2.2 Строение нефтяных залежей, понятие переходной зоны....	23
	1.2.3 Понятия водонефтяного контакта и зеркала чистой воды и определение их положения.....	25
	1.3 Обзор методик моделирования нефтенасыщенности.....	30
2	РЕКОНСТРУКЦИЯ ИСТОРИИ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ КАК ОСНОВА МОДЕЛИРОВАНИЯ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ.....	37
	2.1 Изучение нефтяных систем как основа реконструкции истории формирования залежей.....	37
	2.1.1 Понятие нефтяной системы в аспекте реконструкции истории формирования залежей.....	37
	2.1.2 Верхнеюрская нефтяная система Западной Сибири.....	40
	2.2 Миграция нефти.....	45
	2.2.1 Механизмы первичной миграции и эмиграции нефти.....	45
	2.2.2 Факторы вторичной миграции нефти.....	47

2.3	Реконструкция истории формирования нефтяных залежей верхнеюрских отложений Западной Сибири.....	48
3	ОСОБЕННОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НЕФТИ В ПЛАСТАХ, ЗАЛЕГАЮЩИХ ПОД НЕФТЕМАТЕРИНСКИМИ ПОРОДАМИ.....	55
3.1	Особенности механизмов вторичной миграции углеводородов при локализации нефтематеринской породы над резервуаром.....	55
3.1.1	Гравитационные силы как фактор, влияющий на распределение нефти в резервуаре при заполнении коллектора в направлении сверху вниз.....	55
3.1.2	Капиллярное давление как фактор, влияющий на распределение нефти в резервуаре при заполнении коллектора в направлении сверху вниз.....	58
3.2	Характеристики пласта-резервуара, определяющие распределение нефти в коллекторе, локализованном под нефтематеринской породой.....	88
3.2.1	Фильтрационно-емкостные свойства пласта-резервуара....	89
3.2.2	Угол наклона пласта-резервуара.....	98
3.2.3	Стратиграфическая и эффективная толщина пласта-резервуара.....	102
3.3	Особенности строения переходных зон залежей, локализованных под нефтематеринскими породами.....	104
4	МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ПЛАСТОВ, ЗАЛЕГАЮЩИХ ПОД НЕФТЕМАТЕРИНСКИМИ ПОРОДАМИ.....	122
4.1	Методика моделирования нефтенасыщенности пластов, залегающих под нефтематеринскими породами.....	122
4.2	Сравнение моделей, созданных на основе методики моделирования нефтенасыщенности пластов, залегающих под нефтематеринскими породами, с моделями, построенными по стандартной методике.....	129

4.3 Результаты применения методики моделирования нефтенасыщенности пластов, залегающих под нефтематеринскими породами, при подсчете начальных геологических запасов нефти и прогнозе показателей разработки..	140
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	144
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	146

## ВВЕДЕНИЕ

### **Актуальность темы исследования**

Многие нефтегазоносные бассейны мира характеризуются наличием залежей, сформировавшихся за счет вертикальной миграции углеводородов из нефтематеринских пород в расположенные ниже пласты, обладающие коллекторскими свойствами. Примером являются верхнеюрские отложения, широко распространенные на всех континентах. Крупные залежи известны на территориях Западно-Сибирского бассейна, Персидского и Мексиканского заливов, Северного моря. К нефтематеринским породам, являющимся источником нефти указанных залежей, относят верхнеюрские глинистые разности морского генезиса.

В практике геологического моделирования распределение параметра нефтенасыщенности в пластах, залегающих под нефтематеринскими породами, выполняется с использованием методик, разработанных для залежей, сформировавшихся за счет вертикальной миграции нефти вверх, несмотря на то, что механизмы заполнения резервуара при движении углеводородов вверх и вниз от нефтематеринской породы имеют принципиальные различия.

Отсутствие дифференцированного подхода к моделированию нефтенасыщенности в зависимости от истории формирования залежей оказывает негативное влияние на достоверность распределения флюидов в поровом пространстве коллектора, и, следовательно, на достоверность подсчета запасов нефти и прогноза показателей разработки.

Результаты испытаний и опробований продуктивных пластов, локализованных под нефтематеринскими породами, зачастую не соответствуют общепринятой капиллярно-гравитационной концепции нефтенакопления, а именно, из интервалов, находящихся на одинаковой высоте над уровнем зеркала чистой воды и характеризующихся идентичными фильтрационно-емкостными свойствами, получают продукцию различной степени обводненности. Согласно результатам интерпретации данных геофизических исследований скважин,

коэффициент нефтенасыщенности в указанных интервалах варьирует в достаточно широком диапазоне. Следует отметить, что применение капиллярно-гравитационной теории при моделировании переходных зон пластов, расположенных над нефтематеринскими породами, демонстрирует высокую достоверность прогноза распределения флюидов в поровом пространстве коллектора. Следовательно, общепринятая концепция не учитывает различия истории формирования залежей и особенности механизмов вторичной миграции углеводородов при заполнении резервуаров, различно расположенных по отношению к продуктивной нефтематеринской породе.

Принимая во внимание, что в настоящее время к постоянно действующим геолого-технологическим моделям предъявляются высокие требования в аспекте их детальности и достоверности, разработка методики моделирования нефтенасыщенности пластов, локализованных под продуктивными нефтематеринскими породами, с учетом особенностей механизмов заполнения резервуара в зависимости от пространственного положения элементов нефтяной системы может стать важной составляющей процесса повышения качества моделей.

### **Степень разработанности темы исследования**

Изучением вопросов моделирования нефтенасыщенности и строения переходных зон в разное время занимались Д. Б. Дженнингс, С. Д. Пирсон, В. И. Петерсилье, Ф. З. Хафизов, Ю. Я. Большаков, С. И. Билибин, Т. Ф. Дьяконова, А. М. Дубина, Т. Г. Исакова, Е. А. Юканова, И. С. Закиров, М. А. Грищенко и другие [15-17, 37-41, 44, 60, 107, 111, 139, 151]. Перечисленными исследователями созданы принципы моделирования, реализуемые при построении геолого-технологических моделей. Однако до настоящего времени отсутствует дифференцированный подход к распределению нефтенасыщенности в зависимости от взаимного расположения элементов нефтяной системы, в частности, от положения резервуара по отношению к нефтематеринской породе.

Таким образом, в интересах повышения качества постоянно действующих геолого-технологических моделей необходимо изучить закономерности

распределения нефти в залежах, сформировавшихся за счет вертикальной миграции углеводородов вниз, и разработать на основе установленных закономерностей методику моделирования параметра нефтенасыщенности пластов, локализованных под нефтематеринскими породами.

### **Цель работы**

Повышение детальности трехмерных геологических моделей на основе разработанной методики моделирования нефтенасыщенности пластов, залегающих под нефтематеринскими породами, с целью уточнения объемов начальных геологических запасов нефти, их пространственного распределения и повышения достоверности прогноза показателей разработки.

### **Основные задачи исследования**

1. Идентификация закономерностей распределения нефти в залежах, сформировавшихся за счет вертикальной миграции углеводородов вниз от продуктивных нефтематеринских пород.

2. Разработка методики моделирования нефтенасыщенности пластов, залегающих под нефтематеринскими породами, учитывающей особенности истории формирования залежей углеводородов.

3. Создание моделей нефтенасыщенности продуктивных пластов верхнеюрских отложений месторождений Западной Сибири с использованием разработанной методики и выявление на основе созданных моделей особенностей пространственного распределения запасов нефти с целью повышения достоверности оценки объемов углеводородов и прогноза показателей разработки.

### **Научная новизна**

1. Идентифицированы закономерности распределения нефти в залежах, локализованных под продуктивными нефтематеринскими породами. Выявленные закономерности позволили объяснить различные значения коэффициента нефтенасыщенности на равной высоте над зеркалом чистой воды при равных значениях фильтрационно-емкостных параметров пласта, что ранее не представлялось возможным с позиций капиллярно-гравитационной теории нефтенакпления.

2. Разработана методика моделирования нефтенасыщенности пластов, залегающих под продуктивными нефтематеринскими породами, учитывающая особенности истории формирования залежей углеводородов. В отличие от применяемых в настоящее время методик на основе использования зависимости коэффициента нефтенасыщенности от высоты над поверхностью зеркала чистой воды и от фильтрационно-емкостных свойств резервуара, предложенная методика позволяет учесть особенности механизмов вторичной миграции углеводородов при заполнении ловушки в направлении сверху вниз и детализировать распределение нефти в поровом пространстве коллектора.

3. На основе разработанной методики созданы модели нефтенасыщенности продуктивных пластов верхнеюрских отложений трех месторождений Западной Сибири, позволившие детализировать распределение флюидов в резервуаре, уточнить объемы начальных геологических запасов нефти, повысить достоверность прогноза показателей разработки.

#### **Теоретическая значимость работы**

В результате выполненной работы уточнена капиллярно-гравитационная теория нефтенакпления применительно к залежам, локализованным под продуктивными нефтематеринскими породами.

#### **Практическая значимость работы**

Результаты исследования позволили объяснить особенности распределения нефти в пластах, локализованных под продуктивными нефтематеринскими породами, что ранее не представлялось возможным с позиций капиллярно-гравитационной теории без учета истории формирования залежей.

Разработанная методика моделирования позволяет реализовать в процессе создания геолого-технологических моделей особенности распределения нефти в залежах, сформировавшихся за счет вертикальной миграции углеводородов вниз от нефтематеринских пород, повышая достоверность оценки объемов начальных геологических запасов нефти и прогноза показателей разработки.

Созданные на основе разработанной методики модели нефтенасыщенности продуктивных пластов верхнеюрских отложений трех месторождений Западной

Сибири позволили детализировать распределение флюидов в резервуаре, уточнить объемы начальных геологических запасов нефти, повысить достоверность прогноза показателей разработки.

### **Объект исследования**

Объектом исследования являются нефтяные залежи пласта ЮВ<sub>1</sub> трех месторождений Западной Сибири.

### **Фактический материал**

В работе использованы данные исследований 105 скважин месторождения А, 24 скважин месторождения В, 74 скважин месторождения С, а именно: координаты устьев, значения альтитуды, данные инклинометрии, геофизических исследований скважин, результатов интерпретации геофизических исследований скважин, результатов испытаний пластов. Также использованы данные 3D сейсморазведки в виде кубов амплитуд месторождений А, В, С, Х, У.

### **Методология и методы исследования**

В работе реализован комплексный подход к оценке геологической, геофизической и промысловой информации. Методы исследований включают интерпретацию 3D сейсмических данных (прослеживание отражающих горизонтов, интерпретацию дизъюнктивных дислокаций, атрибутивный анализ), одномерное моделирование нефтяной системы, реконструкцию истории формирования залежей, трехмерное геологическое моделирование. В рамках работ по трехмерному геологическому моделированию выполнен анализ существующих методических приемов создания куба нефтенасыщенности, анализ результатов интерпретации геофизических исследований скважин, результатов испытаний скважин.

### **Положения, выносимые на защиту**

1. На основе реконструкции истории формирования залежей выявлены закономерности распределения нефти в пластах, локализованных под продуктивными нефтематеринскими породами: на равной высоте над зеркалом чистой воды при равных низких значениях фильтрационно-емкостных параметров резервуара наблюдается линейное уменьшение коэффициента нефтенасыщенности

в направлении от стратиграфической кровли к стратиграфической подошве пласта; на равной высоте над зеркалом чистой воды при равных высоких значениях фильтрационно-емкостных параметров резервуара наблюдаются равные значения коэффициента нефтенасыщенности ввиду латерального перераспределения флюидов в поровом пространстве коллектора при установлении капиллярно-гравитационного равновесия.

2. Разработана методика моделирования нефтенасыщенности пластов, залегающих под нефтематеринскими породами, учитывающая особенности истории формирования залежей углеводородов. Методика заключается в моделировании куба параметра на основе зависимости коэффициента нефтенасыщенности не только от высоты над уровнем зеркала чистой воды и фильтрационно-емкостных свойств породы, что широко применяется в настоящее время, но также от расстояния от стратиграфической кровли пласта.

3. Созданные на основе разработанной методики модели нефтенасыщенности продуктивных пластов верхнеюрских отложений трех месторождений Западной Сибири позволили детализировать пространственную структуру запасов нефти с целью повышения достоверности оценки объемов углеводородов и прогноза показателей разработки.

### **Соответствие диссертации паспорту научной специальности**

Область диссертационного исследования включает изучение особенностей распределения нефти в пластах, локализованных под продуктивными нефтематеринскими породами, а также разработку новой методики моделирования нефтенасыщенности указанных пластов, позволяющей реализовать в кубе параметра идентифицированные особенности с целью уточнения объемов начальных геологических запасов углеводородов и повышения достоверности прогноза показателей разработки.

Указанная область исследования соответствует паспорту специальности 25.00.12 – «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений», а именно, пунктам:

1. Происхождение и условия образования месторождений нефти и газа:

- условия формирования скоплений нефти и газа в земной коре;
  - миграция углеводородов.
2. Прогнозирование, поиски, разведка и геолого-экономическая оценка месторождений:
    - методология прогнозирования, оценки ресурсов и подсчет запасов нефти и газа.
  3. Геологическое обеспечение разработки нефтяных и газовых месторождений.

### **Степень достоверности и апробация результатов работы**

Достоверность результатов исследования подтверждается фактическими скважинными данными, в соответствии с которыми с помощью разработанной методики приведены модельные значения коэффициента нефтенасыщенности пластов, локализованных под нефтематеринскими породами.

Результаты и основные положения работы докладывались и обсуждались на городской научно-практической конференции молодых специалистов (г. Радужный, 2012 г.), на региональной научно-практической конференции молодых специалистов (г. Нижневартовск, 2012 г.), на городской научно-практической конференции студентов, аспирантов и ученых «Актуальные проблемы современной техники и технологии в нефтегазовой отрасли» (г. Нижневартовск, 2014 г.), на XIV конференции молодых специалистов, работающих в организациях, осуществляющих деятельность, связанную с использованием участков недр на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры (г. Ханты-Мансийск, 2014 г.).

### **Публикации**

По теме диссертации опубликовано 12 статей, в том числе 6 статей в изданиях, рекомендованных ВАК РФ. В соавторстве с другими исследователями написано 3 работы.

### **Структура и объем работы**

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения и списка литературы. Работа изложена на 163 страницах машинописного текста,

включая 82 рисунка и 2 таблицы. Список литературы насчитывает 159 наименований.

### **Благодарности**

Диссертационная работа выполнена под руководством доктора геолого-минералогических наук, профессора кафедры геологии месторождений нефти и газа ТИУ Большакова Юлия Яковлевича, которому автор выражает признательность и благодарность за консультационную поддержку, ценные замечания и рекомендации.

Автор выражает благодарность кандидату геолого-минералогических наук, директору АУ ХМАО-Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпильмана» Шпильману Александру Владимировичу за проявленный интерес к работе и ценные советы.

За помощь в процессе подготовки диссертации автор признателен доктору геолого-минералогических наук, профессору ТИУ Кузнецову Владиславу Ивановичу и кандидату геолого-минералогических наук, доценту ТИУ Семеновой Татьяне Владимировне.

# **1 ТРЕХМЕРНОЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ КАК ИНСТРУМЕНТ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ И ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

## **1.1 Трехмерная геологическая модель как основа подсчета запасов и проектирования разработки нефтяных месторождений**

Трехмерная геологическая модель, представляя собой сформированную систему знаний о геологическом объекте, согласованную с набором геолого-геофизических и промысловых данных, полученных к определенному моменту времени, является сегодня общепринятой основой для эффективной и рациональной работы с нефтяным месторождением [4, 13, 23, 32, 34, 52, 71, 92, 103, 109, 114, 126]. Как базовый элемент постоянно действующей геолого-технологической модели геологическая модель используется при составлении проектных документов, для изучения природно-технологических объектов и оптимизации процессов эксплуатации месторождений, в связи с чем ее создание специально оговаривается в лицензионных соглашениях [114].

Основными функциями геологической модели являются описание и прогноз [14]. При реализации первой функции модель служит инструментом сбора и анализа исходной геолого-геофизической и промысловой информации, при реализации второй функции модель рассматривается как инструмент для прогноза различных параметров пласта в зонах, не изученных бурением.

В настоящее время в нефтедобывающих компаниях внедрены в практику компьютерные технологии, позволяющие работать с геологической и технологической информацией в трехмерном пространстве с учетом ее изменений во времени, что дает возможность оперативно актуализировать модель пласта и корректировать систему разработки на каждом этапе изучения месторождения.

К задачам, решаемым с помощью трехмерных геологических моделей, относятся следующие [52, 109, 126]:

1. проектирование геологоразведочных работ,
2. подсчет запасов углеводородов,

3. проектирование разработки,
4. планирование геолого-технических мероприятий,
5. оптимизация технологических решений,
6. оценка неопределенностей и рисков,
7. создание основы для гидродинамического моделирования,
8. подготовка и технико-экономическое обоснование инвестиционных проектов.

Эффективность решения перечисленных задач напрямую зависит от качества используемых геологических моделей. На стадии разведки от качества модели зависит точность оценки объемов углеводородов и, следовательно, анализ рентабельности введения месторождения в разработку. На стадии разработки геологическая модель, являясь основой для гидродинамических расчетов, определяет качество проектирования скважин и проведения геолого-технических мероприятий, локализации остаточных запасов, анализа неопределенностей и рисков и выполнения текущей оценки инвестиционной привлекательности проекта.

Несмотря на то, что требуемое качество модели определяется задачами, которые планируется решать с ее помощью, существует ряд общих требований, которым должна соответствовать модель и которые прописаны в Регламенте по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений [114]. Такая стандартизация процедуры создания трехмерных геологических моделей в процессе изучения месторождения обусловлена, с одной стороны, повышением сложности строения объектов разработки, а с другой – новыми технологиями добычи, для которых требуется детальная проектная основа [52].

Согласно ряду авторов, основными требованиями, которым должна соответствовать трехмерная геологическая модель, являются [109]:

1. соответствие исходным данным – требование, необходимое для сохранения вертикальной дифференциации разреза, наличие которой отличает

трехмерную модель от двухмерной и определяет возможность адекватного проектирования геолого-технических мероприятий;

2. детальность – определяется решаемыми на основе модели задачами и возрастает прямо пропорционально их сложности;

3. реалистичность – максимальное соответствие концептуальной модели строения геологического объекта;

4. многовариантность – наличие нескольких вариантов модели, согласующихся с исходными данными;

5. простота и оперативность обновления – требование, соответствие которому дает возможность актуализировать модель на определенный момент времени, то есть позволяет ей быть постоянно действующей.

Опыт разработки месторождений Западной Сибири демонстрирует явное несоответствие между фактическим геологическим строением пластов и представлениями об их строении, реализованными в моделях, созданных на основе упрощенных принципов и универсальных концептуальных решений [10, 37]. Так, в процессе изучения залежей верхнеюрских отложений площадь нефтеносности в реальности имеет тенденцию к увеличению по сравнению с прогнозируемой на основе моделей, при этом в чисто нефтяных зонах стартовая обводненность продукции достигает 40 %. Очевидно, что геологические модели, на основе которых не представляется возможным выполнить прогноз распространения контура нефтеносности и распределения флюидов в поровом пространстве коллектора, не могут быть использованы для подсчета запасов, проектирования разработки, планирования геолого-технических мероприятий и оценки рентабельности проектов ввиду высоких геологических рисков. Принимая во внимание вышеизложенное, можно сделать вывод, что существующие методики требуют уточнений с целью повышения прогнозных качеств геологических моделей, используемых в качестве основы как при подсчете запасов, так и при прогнозе показателей разработки.

## 1.2 Теоретические аспекты создания модели нефтенасыщенности

### 1.2.1 Теории распределения флюидов в резервуаре

#### 1.2.1.1 Основы антиклинально-гравитационной теории распределения флюидов

В течение длительного времени в нефтегазовой отрасли господствующей являлась антиклинально-гравитационная теория распределения флюидов в поровом пространстве коллектора. Основоположником теории является американский полковник М. Дрейк, который в 1859 г. в Пенсильвании обнаружил связь нефтяных залежей с антиклинальными структурами [15]. В основе антиклинально-гравитационной теории распределения флюидов лежит разность плотностей нефти и воды.

Разность плотностей флюидов проявляется в виде давления вытеснения [17]:

$$P_{\text{в}} = (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}) * g * h, \quad (1.1)$$

где  $P_{\text{в}}$  – давление вытеснения,

$\rho_{\text{в}}$  – плотность воды,

$\rho_{\text{н}}$  – плотность нефти,

$g$  – градиент давления пресной воды,

$h$  – высота над зеркалом чистой воды.

На рисунке 1.1 представлено графическое изображение давления вытеснения, которое определяется разностью плотностей нефти и воды и высотой над зеркалом чистой воды.

Принимая во внимание, что плотность нефти меньше плотности воды, в пределах залежи нефть локализуется на более высоких гипсометрических отметках. Таким образом, согласно рассматриваемой теории, единственным фактором, определяющим значение коэффициента нефтенасыщенности в каждой точке залежи, является высота над зеркалом чистой воды (рисунок 1.2):

$$K_{\text{н}} = f(\Delta H_{\text{зчв}}), \quad (1.2)$$

где  $K_{\text{н}}$  – коэффициент нефтенасыщенности,

$f$  – функция,

$\Delta H_{\text{зчв}}$  – высота над уровнем зеркала чистой воды.

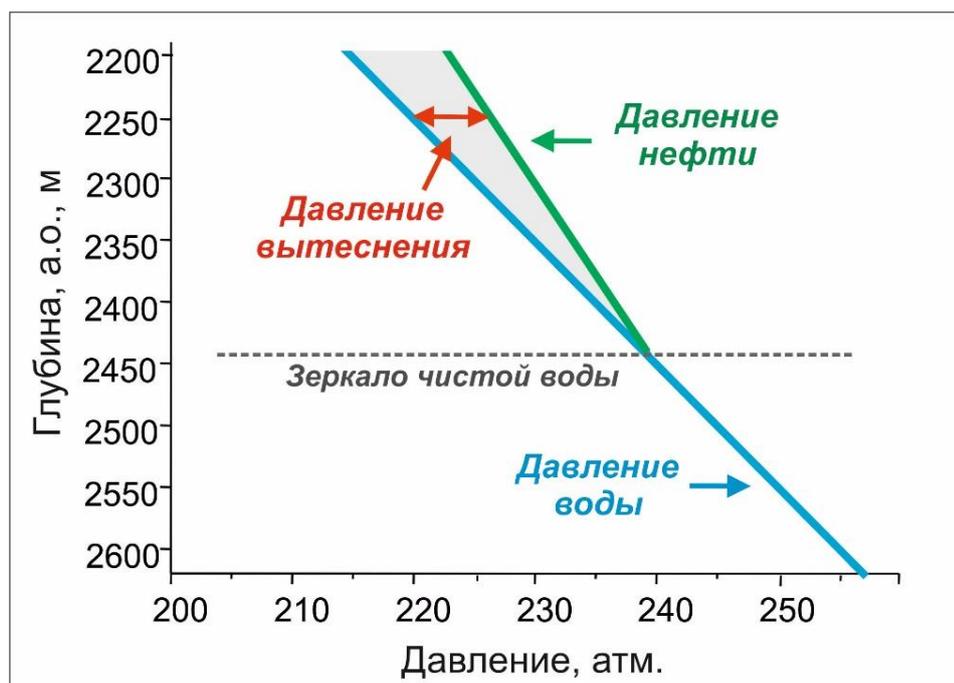


Рисунок 1.1 – Схема формирования давления вытеснения

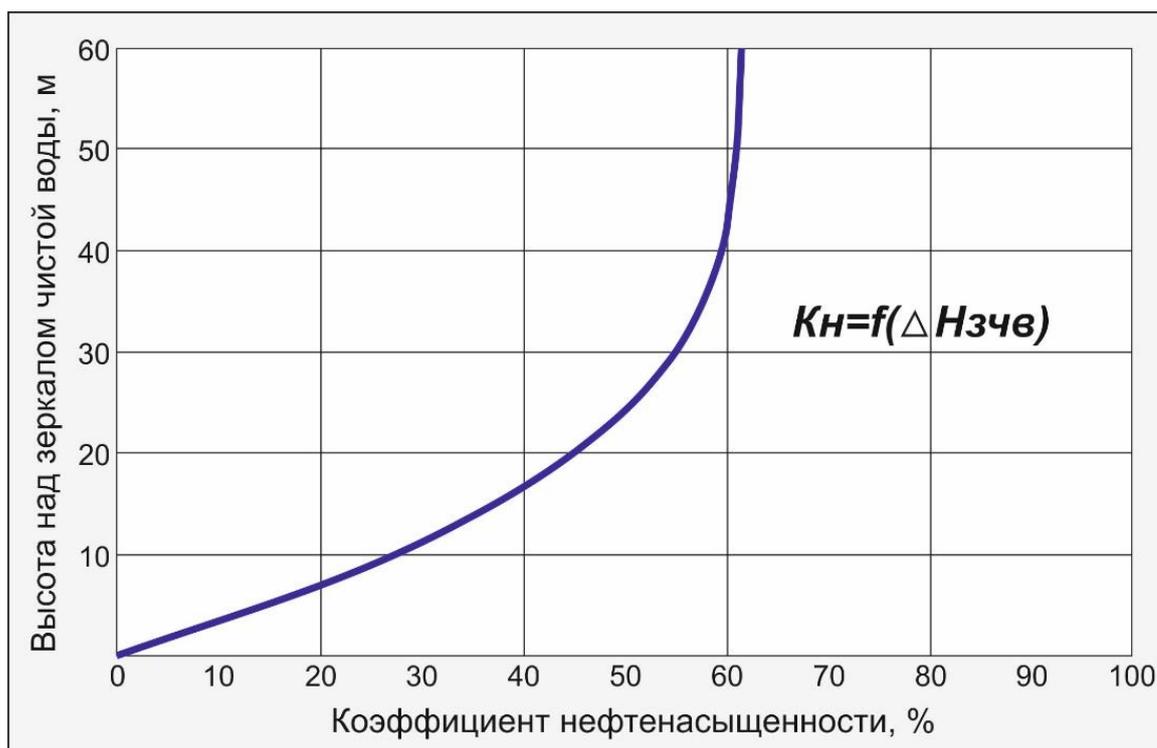


Рисунок 1.2 – Определение коэффициента нефтенасыщенности согласно антиклинально-гравитационной теории

Антиклинально-гравитационная концепция нефтенакопления в течение долгих лет являлась теоретической основой планирования поисково-разведочных

работ и создания параметра нефтенасыщенности в рамках построения геологических моделей. На основе данной концепции в мире открыто около 50 тыс. нефтяных и газовых месторождений [15]. Однако следует отметить, что антиклинально-гравитационная теория максимально достоверно описывает распределение нефти в пластах, характеризующихся высокими значениями фильтрационно-емкостных свойств, так как в данном случае разность плотностей нефти и воды является единственным фактором, контролирующим положение флюидов в поровом пространстве резервуара. Принимая во внимание, что развитие мировой нефтедобывающей промышленности начиналось с разработки преимущественно крупнопоровых коллекторов, антиклинально-гравитационная концепция с успехом выполняла функцию теоретической основы при создании моделей нефтенасыщенности с высокими прогнозными свойствами.

В связи с ухудшением ресурсной базы в настоящее время в разработке находятся пласты, характеризующиеся низкими значениями фильтрационно-емкостных свойств, распределение нефти и воды в которых имеет существенные отклонения от принципов антиклинально-гравитационной концепции, которая не учитывает влияние капиллярных сил, препятствующих перемещению углеводородов в резервуаре. Модели нефтенасыщенности таких пластов, созданные на основе антиклинально-гравитационной концепции, обладают низкими прогнозными качествами и не позволяют достоверно воспроизвести распределение нефти в резервуаре, что негативно отражается на эффективности планирования бурения и геолого-технических мероприятий. С целью уточнения теоретической основы для планирования геологоразведочных работ и проектирования разработки месторождений, характеризующихся низкими значениями фильтрационно-емкостных свойств коллектора, исследователями создана капиллярно-гравитационная концепция нефтенакпления, расширяющая представления о распределении флюидов в пласте и учитывающая влияние капиллярных сил [17].

### 1.2.1.2 Основы капиллярно-гравитационной теории распределения флюидов

В основе капиллярно-гравитационной теории распределения флюидов лежат разность давлений на границе нефти и воды, обусловленная межфазным натяжением, и разность плотностей нефти и воды [17, 18, 151].

Когда нефть попадает в водонасыщенное поровое пространство, на контакте нефти и воды возникает разность давлений, представляющая собой капиллярное давление. Если порода гидрофильна, то капиллярное давление положительно, то есть давление внутри нефти больше, чем давление внутри воды, при этом поверхность контакта вогнута в сторону водной фазы. Если порода гидрофобна, то капиллярное давление отрицательно. С учетом того, что элемент нефти стремится принять положение и форму, при котором его поверхность и капиллярная энергия, представляющая собой отношение капиллярного давления к плотности, минимальны, в гидрофильном коллекторе нефти энергетически выгоднее занимать более крупные поры, в гидрофобном коллекторе – более мелкие [17]. Далее в работе рассматриваются гидрофильные коллекторы, для которых актуальна проблема моделирования переходной зоны двухфазного притока нефти и воды. В гидрофобных коллекторах переходная зона отсутствует ввиду того, что капиллярные силы противодействуют поступлению воды в нефтенасыщенную часть пласта.

Капиллярное давление рассчитывается по формуле [17, 30, 151]:

$$P_k = 2\delta * \cos\theta/R, \quad (1.3)$$

где  $P_k$  – капиллярное давление,

$\delta$  – поверхностное натяжение,

$\theta$  – угол смачивания стенки капилляра,

$R$  – радиус капилляра.

Согласно представленной формуле, капиллярное давление увеличивается при уменьшении радиуса капилляра, при уменьшении угла смачивания и увеличении поверхностного натяжения. Увеличение капиллярного давления препятствует заполнению капилляра нефтью. Таким образом, капиллярное

давление противодействует силам вытеснения, обусловленным разностью плотностей флюидов. На рисунке 1.3 схематично изображено влияние капиллярного давления на распределение нефти в поровом пространстве коллектора: если капиллярное давление превышает давление вытеснения, капилляр остается водонасыщенным, превышение давления вытеснения над капиллярным позволяет нефти мигрировать в поровое пространство.

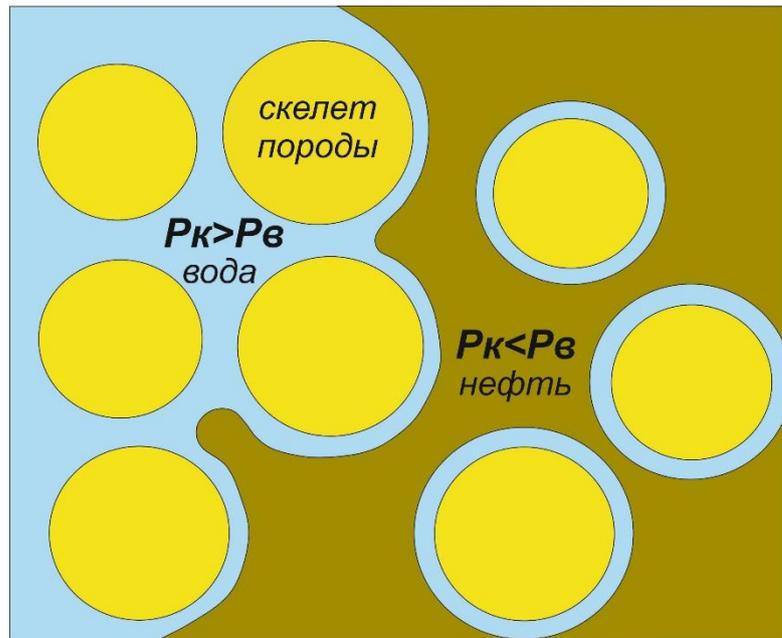


Рисунок 1.3 – Схема влияния капиллярного давления на распределение нефти в резервуаре ( $P_k$  – капиллярное давление,  $P_v$  – давление вытеснения)

Капиллярное давление изучают посредством вытеснения из образца породы одного флюида другим и представляют в виде зависимости давления от насыщенности [151]. Каждая кривая капиллярного давления может быть описана следующими параметрами: давлением вступления, давлением смещения, которое определяет начало фильтрации, углом наклона платообразного участка, который характеризует степень отсортированности зерен (чем выше отсортированность, тем меньше угол наклона), а также значением коэффициента остаточной насыщенности [15]. На рисунке 1.4 представлен пример кривой капиллярного давления для пород-коллекторов Западной Сибири. Давление смещения соответствует точке пересечения вертикальной оси с продолжением платообразного участка кривой. Породы с высокими значениями параметра

пористости характеризуются низким давлением смещения и наоборот, что отражено на рисунке 1.5.

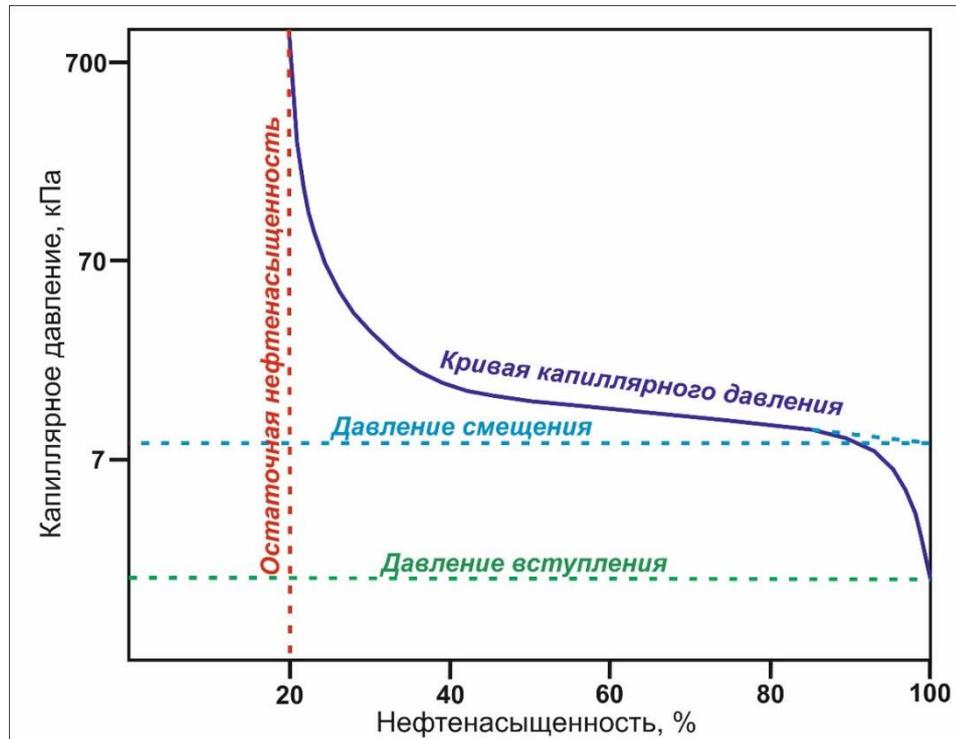


Рисунок 1.4 – Пример кривой капиллярного давления для пород-коллекторов Западной Сибири

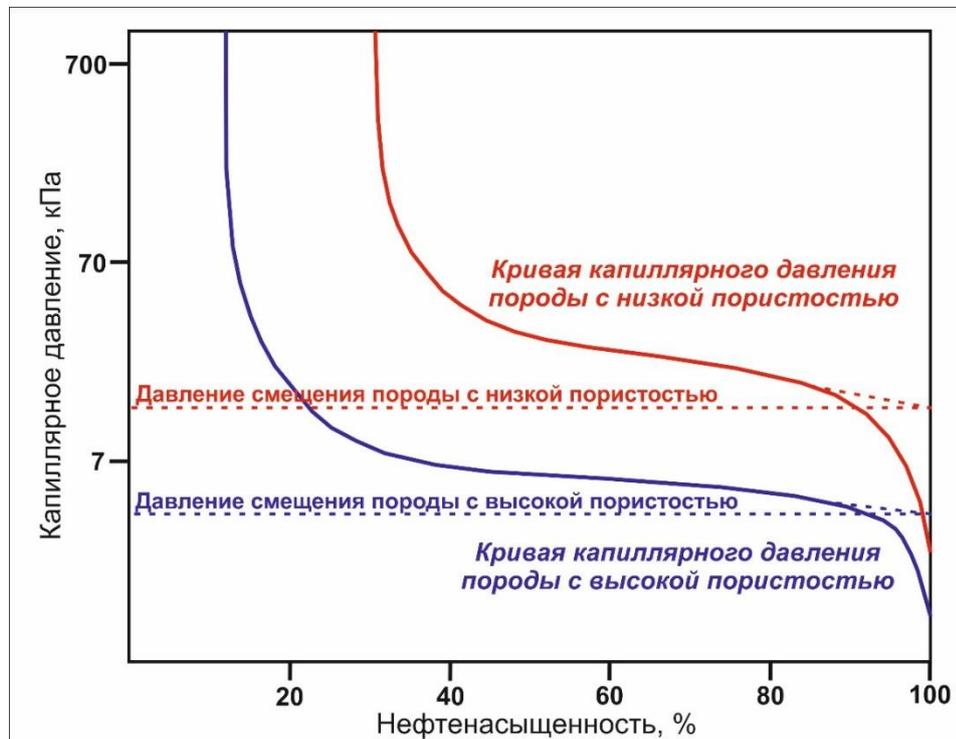


Рисунок 1.5 – Кривые капиллярного давления для пород с различными фильтрационно-емкостными свойствами

Принимая во внимание, что для конкретной залежи поверхностное натяжение и угол смачивания являются величинами постоянными, значения коэффициента нефтенасыщенности в каждой точке, согласно капиллярно-гравитационной теории, определяются величиной радиуса капилляра и высотой над зеркалом чистой воды (рисунок 1.6):

$$K_n = f(\Delta H_{зчв}, K_p), \quad (1.4)$$

где  $K_n$  – коэффициент нефтенасыщенности,

$f$  – функция,

$\Delta H_{зчв}$  – высота над уровнем зеркала чистой воды,

$K_p$  – коэффициент пористости.

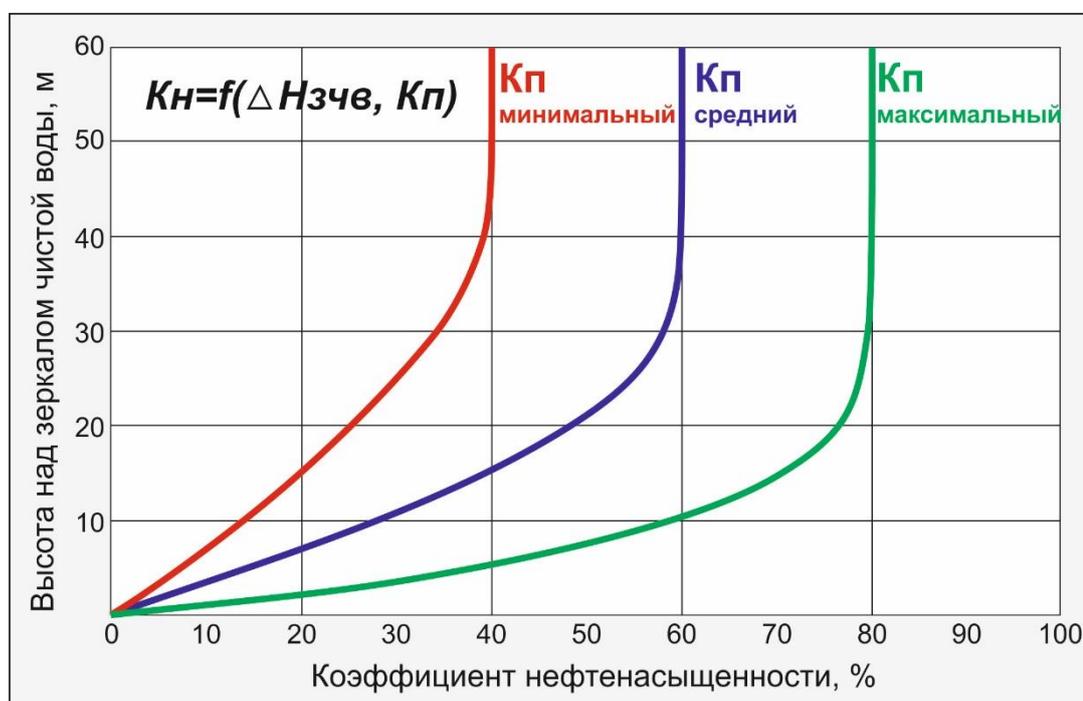


Рисунок 1.6 – Определение коэффициента нефтенасыщенности согласно капиллярно-гравитационной теории

Таким образом, при распределении флюидов в поровом пространстве коллектора действие гравитационного фактора проявляется в том, что нефть аккумулируется в ловушках на более высоких гипсометрических отметках. Действие капиллярных сил в гидрофильном коллекторе проявляется в неспособности углеводородов вытеснить воду из тонких капилляров, характеризующихся высокими значениями капиллярного давления.

### 1.2.2 Строение нефтяных залежей, понятие переходной зоны

Согласно общепринятым представлениям, в сформировавшихся нефтяных залежах, ассоциированных с гидрофильными коллекторами с невысокими фильтрационно-емкостными свойствами, в которых процесс гравитационного перераспределения флюидов завершен, выделяют следующие зоны [60, 111]:

1. Зона остаточной нефтенасыщенности – часть объема нефтеносного пласта, в пределах которой коэффициент нефтенасыщенности увеличивается от нуля на горизонтальной поверхности, соответствующей нулевому капиллярному давлению и являющейся нижней границей зоны, до значения остаточной нефтенасыщенности, при котором нефть остается в неподвижном состоянии, на верхней границе зоны. Относительная фазовая проницаемость по воде составляет единицу, по нефти – равна нулю, следовательно, при испытаниях указанного интервала получают притоки чистой воды.

2. Переходная зона – часть объема нефтеносного пласта, в пределах которой коэффициент нефтенасыщенности увеличивается от значения остаточной нефтенасыщенности на нижней границе зоны до максимальной на верхней границе. Коэффициент максимальной нефтенасыщенности рассчитывается по формуле:

$$K_{H \max} = 1 - K_{во}, \quad (1.5)$$

где  $K_{H \max}$  – коэффициент максимальной нефтенасыщенности,

$K_{во}$  – коэффициент остаточной водонасыщенности.

В переходной зоне относительные фазовые проницаемости по нефти и воде меньше единицы, следовательно, при испытаниях получают двухфазные притоки нефти и воды.

3. Зона предельной нефтенасыщенности – часть объема нефтеносного пласта, соответствующая коэффициенту максимальной нефтенасыщенности. Относительная фазовая проницаемость по нефти составляет единицу, по воде – равна нулю, следовательно, при испытаниях получают притоки безводной нефти.

Перечисленные зоны представлены на рисунке 1.7.

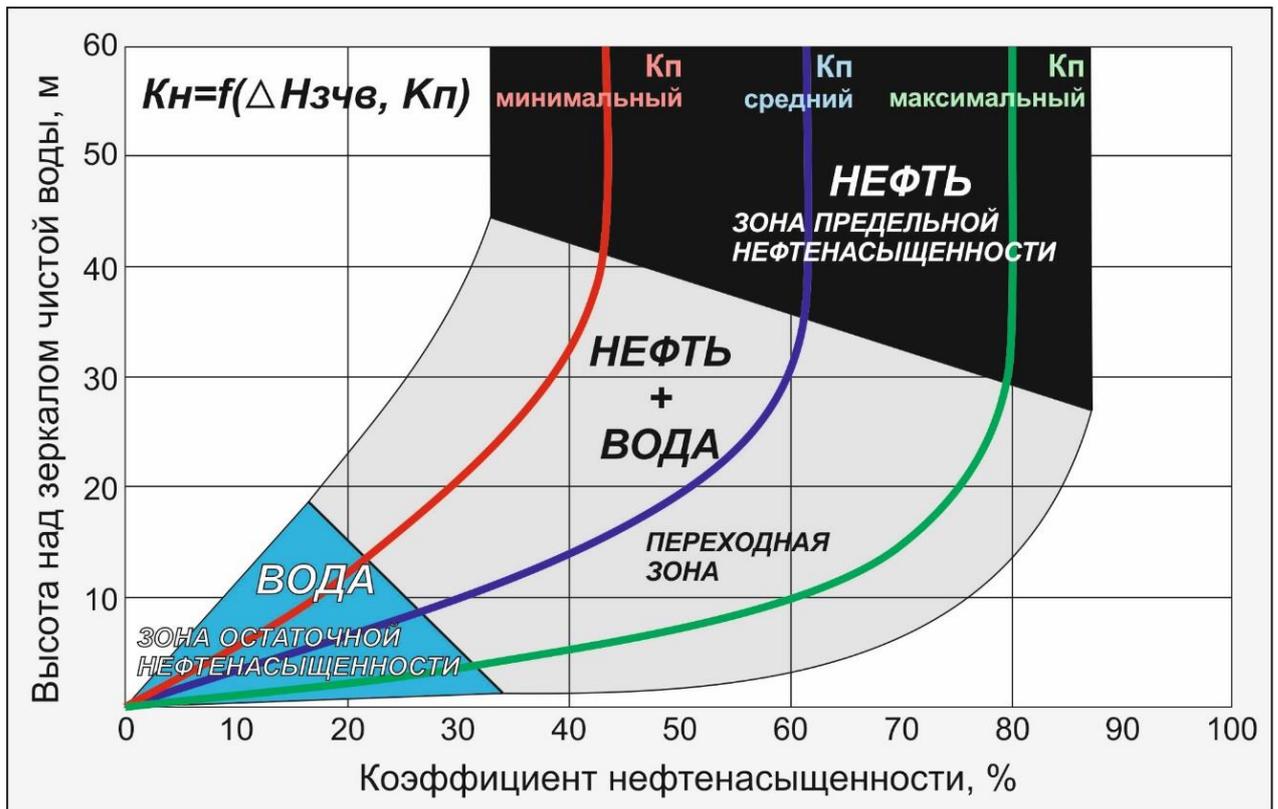


Рисунок 1.7 – Схема строения нефтяной залежи в аспекте капиллярно-гравитационной теории нефтенакпления

Проблема изучения переходных зон актуальна для гидрофильных коллекторов, характеризующихся невысокими фильтрационно-емкостными свойствами или высокой анизотропией фильтрационно-емкостных свойств, в которых высота нефтеводонасыщенного интервала может достигать нескольких десятков метров [17, 89]. В однородных высокопроницаемых пластах, а также в гидрофобных коллекторах высота переходных зон незначительна и не требует детального воспроизведения своего строения в процессе геолого-гидродинамического моделирования с целью повышения достоверности прогнозных показателей разработки.

Следует отметить, что увеличение коэффициента нефтенасыщенности в направлении снизу вверх характерно для пластов с низкой анизотропией фильтрационно-емкостных свойств. Неоднородные пласты характеризуются чередованием участков с различными фильтрационно-емкостными свойствами, при этом в случае расположения менее проницаемого пропластка над более

проницаемым значения коэффициента нефтенасыщенности уменьшаются вверх по разрезу. Таким образом, в пластах с высокой анизотропией фильтрационно-емкостных свойств в переходной зоне наблюдаются интервалы с различными коэффициентами нефтенасыщенности и значениями относительных фазовых проницаемостей по нефти и воде, определяемыми степенью контрастности параметров пористости и проницаемости. В соответствии с капиллярно-гравитационной концепцией перераспределения флюидов в поровом пространстве коллектора, зоны с одинаковыми фильтрационно-емкостными свойствами, находящиеся на равном удалении от зеркала чистой воды, характеризуются идентичными значениями коэффициента нефтенасыщенности, что отражено на рисунке 1.7.

### **1.2.3 Понятия водонефтяного контакта и зеркала чистой воды и определение их положения**

Неоднозначность понятия и оценки положения водонефтяного контакта актуальна для гидрофильных коллекторов, характеризующихся низкими фильтрационно-емкостными свойствами или высокой анизотропией параметров пористости и проницаемости, то есть в случае наличия зоны двухфазного притока нефти и воды между чисто нефтеносной и чисто водоносной частями резервуара [17, 52]. В случае высокопроницаемых гидрофильных коллекторов с низкой анизотропией фильтрационно-емкостных свойств, а также в случае гидрофобных коллекторов, в которых отсутствует переходная зона ввиду того, что капиллярные силы противодействуют поступлению воды в нефтенасыщенную часть пласта, неоднозначность понятия и оценки положения межфлюидных контактов не критична для подсчета запасов и прогноза показателей разработки.

В литературе понятие водонефтяного контакта не имеет общепринятой однозначной трактовки. Согласно определению, данному в словаре по геологии нефти и газа, водонефтяным контактом следует считать условную поверхность, отделяющую зону полного насыщения от переходной зоны, в которой нефтенасыщенность с увеличением глубины снижается, а водонасыщенность

возрастает до 100 % [122]. В терминологическом справочнике по нефтегазопромысловой геологии указано, что под контактом понимается граничная поверхность в переходной зоне нефтяной залежи, выше которой получают промышленный приток нефти с водой, а ниже которой фазовая проницаемость для нефти равна нулю [96]. В работе, посвященной определению положения водонефтяных контактов по данным геофизических исследований скважин, Н. Н. Сохранов с соавторами отмечает, что межфлюидный контакт соответствует границе с критическим значением удельного электрического сопротивления, расположенной в переходной зоне [127]. М. А. Жданов считает, что водонефтяной контакт – это зона определенной мощности, содержащая нефть и свободную воду [51]. В работе С. Д. Пирсона указано, что понятие водонефтяного контакта является терминологическим, поскольку явной границы, которая разделяла бы области, содержащие 100 % воды и 100 % нефти, не существует. При этом автор полагает, что под межфлюидным контактом следует понимать уровень, ниже которого получают однофазный приток воды [107]. В. И. Петерсилье с соавторами предлагает выделять две поверхности контакта: в кровле и подошве зоны двухфазного притока [82].

В работе Т. Ф. Дьяконовой с соавторами справедливо отмечено, что существующие в настоящее время определения содержат противоречивые утверждения, а именно, в одних трудах под контактом понимается поверхность, в других – зона [111].

Обобщая имеющиеся в литературе представления о понятии водонефтяного контакта, можно сформулировать следующие положения, которые согласуются со всеми представленными выше определениями:

1. водонефтяной контакт – это условное понятие,
2. водонефтяной контакт находится в зоне, расположенной ниже однофазного притока нефти и выше однофазного притока воды.

Варьирование положения водонефтяного контакта в пределах зоны двухфазного притока обусловлено спецификой задач, решаемых на основе геологических и гидродинамических моделей. А именно, на основе геологической

модели выполняется подсчет запасов углеводородов, следовательно, предполагается, что выше принятого уровня межфлюидного контакта будет получен промышленный приток нефти. Гидродинамические расчеты предполагают оперирование понятием динамического контакта – уровня, выше которого нефть становится подвижной. Таким образом, гидродинамический межфлюидный контакт соответствует уровню значения остаточной нефтенасыщенности – подошве переходной зоны, а геологический находится выше – внутри переходной зоны.

По сравнению с понятием водонефтяного контакта понятие зеркала чистой воды характеризуется однозначностью. Зеркало чистой воды – это горизонтальная поверхность, на которой коэффициент нефтенасыщенности равен нулю, коэффициент водонасыщенности равен единице, капиллярное давление равно нулю [106, 111, 151].

С целью определения положения водонефтяного контакта используют следующие данные:

1. Результаты испытаний скважин, которые являются приоритетным источником информации. Предпочтение отдается поинтервальным испытаниям в колонне при контроле качества работ и исключении возможности заколонных перетоков. Менее достоверными являются испытания в открытом стволе пластоиспытателем, так как в процесс вовлекаются значительные интервалы коллектора [52, 82].

2. Результаты интерпретации геофизических исследований скважин, в частности, методы электрического и гидродинамического каротажей. Электрический каротаж недостаточно информативен применительно к пропласткам коллектора менее 2 м. Использование данных гидродинамического каротажа позволяет на основе данных измерений пластовых давлений по разрезу локализовать положение флюидных контактов с точностью до полуметра [52, 82].

3. Результаты прямых исследований керна, которые представляют собой минимально достоверный метод, так как в случае наличия следов нефти невозможно определить, из какой части переходной зоны отобран керн: выше или

ниже уровня остаточной нефтенасыщенности [82]. Помимо прямых исследований в образцах керна могут быть зафиксированы вторичные изменения пород-коллекторов, связанные с окислением углеводородов в переходной зоне [122].

4. Кривые относительных фазовых проницаемостей, которые получают на образцах керна или в результате преобразования кривых капиллярных давлений. Создаваемые на основе преобразования зависимости водонасыщенности от капиллярного давления в график распределения водонасыщенности по высоте залежи номограммы позволяют прогнозировать положение межфлюидного контакта на основе данных исследований скважин, вскрывших пласт выше уровня контакта. Одной из разновидностей этого метода является использование радиоактивных изотопов: физический смысл заключается в закачке в пласт радиоактивной смеси, которая обладает различной фазовой проницаемостью для нефтеносной и водоносной зон [97].

5. Результаты фотокolorиметрических исследований, основанных на свойстве жидких углеводородов значительно изменять коэффициент светопоглощения в зависимости от расстояния до контакта с водой. Коэффициент светопоглощения в приконтактной зоне достигает нескольких тысяч единиц, уменьшаясь при удалении от поверхности водонефтяного контакта до сотен единиц [97].

Из перечисленных выше данных для определения положения зеркала чистой воды могут быть использованы следующие:

1. Результаты интерпретации гидродинамического каротажа.
2. Результаты прямых исследований керна.
3. Кривые относительных фазовых проницаемостей.

Результаты испытаний скважин и фотокolorиметрических исследований не могут быть использованы по причине того, что они демонстрируют идентичные данные для зон, в которых коэффициент нефтенасыщенности равен нулю, и для зон, в которых коэффициент нефтенасыщенности выше нуля, но ниже значения, при котором нефть становится подвижной.

Последовательность обоснования водонефтяного контакта описана во многих работах, посвященных проблемам моделирования нефтенасыщенности [37, 52, 82, 111], и включает в себя следующие этапы:

1. Формирование массива вертикальных и субвертикальных (с удлинением не более 30 м) скважин, не подверженных влиянию разработки, в которых суммарная погрешность определения абсолютных отметок не превышает  $\pm 5$  м. Погрешность измерения абсолютных отметок складывается из погрешности прибора инклинометра и погрешности за счет растяжения кабеля. Согласно технической инструкции по проведению геофизических исследований в скважинах [131], погрешность за счет растяжения кабеля составляет 1 м на 1 км, то есть на глубине 2500 м составляет  $\pm 2,5$  м, следовательно, на погрешность инклинометра приходится  $\pm 2,5$  м.

2. Определение положения водонефтяного контакта на основе данных исследований вертикальных и субвертикальных скважин, вскрывших межфлюидный контакт.

3. Оценка данных исследований наклонно-направленных скважин на предмет соответствия установленному положению водонефтяного контакта, в случае отсутствия соответствия выполняется введение поправок в значения альтитуды скважин для корректировки абсолютных отметок.

4. Создание карты водонефтяного контакта, выделение гидродинамически изолированных объемов, обусловленных экранирующими свойствами дизъюнктивных дислокаций и капиллярных барьеров.

Следует отметить, что несмотря на кажущуюся простоту определения и обоснования положения межфлюидных контактов, в настоящее время данный этап создания модели нефтенасыщенности остается дискуссионным ввиду отсутствия терминологической определенности и однозначных методических рекомендаций по обоснованию положения водонефтяного контакта. Принимая во внимание, что понятие зеркала чистой воды, в отличие от водонефтяного контакта, характеризуется терминологической однозначностью и полностью ограничивает зону присутствия нефти в залежи, при создании параметра нефтенасыщенности в

рамках построения геологических моделей рекомендуется оперировать понятием зеркала чистой воды.

### 1.3 Обзор методик моделирования нефтенасыщенности

Существуют следующие методики моделирования параметра нефтенасыщенности в рамках создания трехмерных геологических моделей [40, 41, 44, 52, 54, 82, 114]:

1. Задание константы коэффициента нефтенасыщенности для всех ячеек коллектора, находящихся выше принятого уровня водонефтяного контакта (или зеркала чистой воды) – методика используется редко ввиду ее противоречия общепринятой гравитационной концепции.

2. Горизонтальная интерполяция значений коэффициента нефтенасыщенности в скважинах – методика также используется редко, поскольку предполагает отсутствие зависимости значений коэффициента нефтенасыщенности от фильтрационно-емкостных свойств резервуара.

3. Стратиграфическая интерполяция значений коэффициента нефтенасыщенности в скважинах – методика может быть использована в случаях отсутствия зависимости значений коэффициента нефтенасыщенности от высоты над поверхностью водонефтяного контакта (зеркала чистой воды). Такие случаи наблюдаются в резервуарах, характеризующихся высокими значениями фильтрационно-емкостных свойств и их низкой анизотропией, а также в залежах, полностью расположенных в зонах предельного насыщения.

4. Расчет коэффициента нефтенасыщенности на основе его зависимости от высоты ячейки над поверхностью водонефтяного контакта (зеркала чистой воды):

$$K_n = f(\Delta H_{\text{ВНК(ЗЧВ)}}), \quad (1.6)$$

где  $K_n$  – коэффициент нефтенасыщенности,

$f$  – функция,

$\Delta H_{\text{ВНК(ЗЧВ)}}$  – высота над уровнем водонефтяного контакта (зеркала чистой воды).

Методика применима для залежей с низкой анизотропией фильтрационно-емкостных свойств и равномерным характером строения переходной зоны. Принимая во внимание, что такие случаи крайне редки, методика реализуется также нечасто.

5. Расчет коэффициента нефтенасыщенности на основе его зависимости от высоты ячейки над поверхностью водонефтяного контакта (зеркала чистой воды) с последующей стратиграфической интерполяцией значений в скважинах – комплексная методика, имеющая ограничения по применению, характерные для ее составляющих. Стратиграфическая интерполяция выполняется в случае неудовлетворительных результатов сопоставления значений коэффициента нефтенасыщенности по данным интерпретации геофизических исследований скважин и значений в кубе, созданном на основе зависимости параметра от высоты над поверхностью водонефтяного контакта (зеркала чистой воды).

6. Расчет коэффициента нефтенасыщенности на основе его зависимости от фильтрационно-емкостных свойств коллектора:

$$K_n = f(K_p), \quad (1.7)$$

где  $K_n$  – коэффициент нефтенасыщенности,

$f$  – функция,

$K_p$  – коэффициент пористости.

Методика применима в случаях отсутствия зависимости значений коэффициента нефтенасыщенности от высоты ячеек над поверхностью водонефтяного контакта (зеркала чистой воды).

7. Расчет коэффициента нефтенасыщенности на основе его зависимости от фильтрационно-емкостных свойств коллектора с последующей стратиграфической интерполяцией значений в скважинах – комплексная методика, имеющая ограничения по применению, характерные для ее составляющих. Стратиграфическая интерполяция выполняется в случае неудовлетворительных результатов сопоставления значений коэффициента нефтенасыщенности по данным интерпретации геофизических исследований скважин и значений в кубе,

созданном на основе зависимости параметра от фильтрационно-емкостных свойств коллектора.

8. Расчет коэффициента нефтенасыщенности на основе его зависимости от высоты ячейки над поверхностью водонефтяного контакта (зеркала чистой воды) и фильтрационно-емкостных свойств коллектора:

$$K_n = f(\Delta H_{\text{ВНК(ЗЧВ)}}, K_p), \quad (1.8)$$

где  $K_n$  – коэффициент нефтенасыщенности,

$f$  – функция,

$\Delta H_{\text{ВНК(ЗЧВ)}}$  – высота над уровнем водонефтяного контакта (зеркала чистой воды),

$K_p$  – коэффициент пористости.

Методика учитывает зависимость распределения флюидов в резервуаре от фильтрационно-емкостных свойств коллектора при установлении капиллярно-гравитационного равновесия, применима для пластов неоднородного строения, расположенных в зонах непередельного насыщения.

Следует отметить, что предпочтительным является расчет коэффициента нефтенасыщенности на основе его зависимости от фильтрационно-емкостных свойств коллектора и высоты ячейки над поверхностью зеркала чистой воды, а не над поверхностью водонефтяного контакта, так как его положение варьирует в зависимости от пористости и проницаемости пласта, а положение зеркала чистой воды остается постоянным.

9. Расчет коэффициента нефтенасыщенности на основе его зависимости от высоты ячейки над поверхностью водонефтяного контакта (зеркала чистой воды) и фильтрационно-емкостных свойств коллектора с последующей стратиграфической интерполяцией значений коэффициента нефтенасыщенности в скважинах – стратиграфическая интерполяция выполняется в случае неудовлетворительных результатов сопоставления значений коэффициента нефтенасыщенности по данным интерпретации геофизических исследований скважин и значений в кубе, созданном на основе зависимости параметра от высоты ячейки над поверхностью

водонефтяного контакта (зеркала чистой воды) и фильтрационно-емкостных свойств коллектора.

Согласно Регламенту по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений [114], при расчете значений коэффициента нефтенасыщенности в межскважинном пространстве рекомендуется использовать петрофизические зависимости его изменения от расстояния до водонефтяного контакта, а также от пористости или проницаемости коллектора. Зависимости рекомендуется строить на основе данных интерпретации геофизических исследований скважин, капилляриметрии, кривых относительных фазовых проницаемостей. При этом значения параметра в ячейках, пересеченных скважинами, должны соответствовать коэффициенту нефтенасыщенности, определенному по данным интерпретации геофизических исследований скважин. Авторы, занимающиеся вопросами геологического моделирования, также рекомендуют использовать указанную методику ввиду того, что она позволяет воспроизвести строение переходной зоны в пластах, характеризующихся высокой анизотропией фильтрационно-емкостных свойств [40, 41, 44, 52, 54].

Следует отметить, что с целью нивелирования терминологических различий между геологическим и гидродинамическим определениями водонефтяного контакта, указанными выше, в параграфе 1.2.1, в геологической модели необходимо выполнять распределение параметра нефтенасыщенности до зеркала чистой воды, а не до принятого уровня водонефтяного контакта.

Для определения параметра насыщенности в случае наличия результатов специальных исследований керна используют кривые относительных фазовых проницаемостей, построенные для всего диапазона фильтрационно-емкостных свойств пласта, а также результаты капилляриметрии в виде J-функции, которая дает возможность нормализовать значения капиллярных давлений проб, характеризующихся различными фильтрационно-емкостными свойствами [40, 83, 149]:

$$J = \frac{3.183 P_c \sqrt{\frac{K}{m}}}{\gamma \cos \theta}, \quad (1.9)$$

где  $J$  – J-функция Леверетта (безразмерна),

$P_c$  – капиллярное давление (Па),

$K$  – коэффициент проницаемости (мД),

$m$  – коэффициент пористости (доли ед.),

$\gamma$  – поверхностное натяжение в системе «нефть – пластовая вода» (дин/см),

$\theta$  – угол смачивания (град.).

Принимая во внимание недостаток специальных исследований керна, характерный для месторождений Западной Сибири, на практике основным методом количественного определения насыщенности является оценка удельного электрического сопротивления, а именно, определение зависимости параметра насыщения (представляет собой отношение удельного электрического сопротивления нефтенасыщенной породы к удельному электрическому сопротивлению этой же породы, заполненной водой) от коэффициента водонасыщенности [79]:

$$P_n = a_n / k_B^n, \quad (1.10)$$

где  $P_n$  – параметр насыщения,

$a_n, n$  – эмпирические постоянные, величины которых зависят от структуры порового пространства, глинистости породы и избирательной смачиваемости поверхности пор водой и углеводородами,

$k_B$  – коэффициент водонасыщенности.

В общем виде схема определения коэффициента нефтенасыщенности на основе электрических методов выглядит следующим образом [79]:

1. определение коэффициента пористости ( $k_n$ );
2. расчет параметра пористости по формуле:

$$P_n = a_m / k_n^m, \quad (1.11)$$

где  $P_n$  – параметр пористости,

$a_m, m$  – константы для конкретного типа породы,

$k_n$  – коэффициент пористости;

3. определение удельного электрического сопротивления пластовой воды ( $\rho_e$ ) по данным анализов образцов вод, отобранных при опробовании законтурных скважин;

4. расчет удельного электрического сопротивления водонасыщенного пласта по формуле:

$$\rho_{вп} = P_n * \rho_e, \quad (1.12)$$

где  $\rho_{вп}$  – удельное электрическое сопротивление водонасыщенного пласта,

$P_n$  – параметр пористости,

$\rho_e$  – удельное электрическое сопротивление пластовой воды;

5. определение удельного электрического сопротивления породы, содержащей нефть ( $\rho_{нп}$ );

6. расчет параметра насыщения по формуле:

$$P_n = \rho_{нп} / \rho_{вп}, \quad (1.13)$$

где  $P_n$  – параметр насыщения,

$\rho_{нп}$  – удельное электрическое сопротивление породы, содержащей нефть,

$\rho_{вп}$  – удельное электрическое сопротивление водонасыщенного пласта;

7. расчет коэффициента водонасыщенности по формуле:

$$k_n = a_n / P_n, \quad (1.14)$$

где  $k_n$  – коэффициент водонасыщенности,

$a_n, n$  – эмпирические постоянные, величины которых зависят от структуры порового пространства, глинистости породы и избирательной смачиваемости поверхности пор водой и углеводородами,

$P_n$  – параметр насыщения;

8. расчет коэффициента нефтенасыщенности по формуле:

$$k_n = 1 - k_e, \quad (1.15)$$

где  $k_n$  – коэффициент нефтенасыщенности,

$k_e$  – коэффициент водонасыщенности.

Принимая во внимание вышеизложенное, можно сделать вывод, что в настоящее время рекомендуемой и общепринятой методикой создания куба нефтенасыщенности в рамках трехмерного геологического моделирования является использование зависимостей изменения коэффициента нефтенасыщенности от высоты над уровнем зеркала чистой воды для классов коллектора с различными фильтрационно-емкостными свойствами [40, 41, 44, 52, 54, 82, 114]. Созданные на основе данной методики модели позволяют описать геометрию переходной зоны, выполнить распределение параметра насыщенности в интервале двухфазного притока нефти и воды и оценить запасы углеводородов в рассматриваемом объеме залежи.

## **2 РЕКОНСТРУКЦИЯ ИСТОРИИ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ КАК ОСНОВА МОДЕЛИРОВАНИЯ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ**

### **2.1 Изучение нефтяных систем как основа реконструкции истории формирования залежей**

#### **2.1.1 Понятие нефтяной системы в аспекте реконструкции истории формирования залежей**

Нефтяная система – генетически взаимосвязанный комплекс, состоящий из продуктивной нефтематеринской породы, пород-резервуаров, пород-покрышек и ловушек, в которых происходит аккумуляция углеводородов [146, 152]. Генетическая взаимосвязанность заключается в строгой хронологической последовательности формирования перечисленных элементов нефтяной системы, в частности, отложение породы-резервуара должно предшествовать накоплению отложений породы-покрышки, формирование ловушки, соответствующей первичной залежи, должно предшествовать или происходить синхронно с выделением нефтематеринской породой углеводородов, в противном случае при наличии всех необходимых составляющих системы нефтяная залежь не сформируется. Согласно представленному выше определению, составляющими нефтяной системы являются продуктивная нефтематеринская порода, резервуар, покрышка и ловушка.

Нефтематеринская порода – осадочная порода, содержащая органическое вещество, которая способна в определенных геологических условиях генерировать и выделять нефть [122]. Источником органического вещества является биосфера, при этом к основным биопродуцентам относят фитопланктон, зоопланктон, бактерии и высшие растения. Материнские породы, способные генерировать и выделять жидкие углеводороды, накапливаются преимущественно в морских условиях и представляют собой органическую массу фитопланктона, зоопланктона и бактерий (сапротелевое органическое вещество). Содержание органического углерода в глинистых сланцах нефтематеринских пород варьирует от 2 до 9 % [115].

Резервуаром нефти называют горную породу, поровое пространство коллектора которой содержит жидкие углеводороды в подвижном состоянии [122]. В большинстве нефтегазоносных бассейнов мира резервуарами являются песчаные и карбонатные разности [115].

Покрышка – горная порода с низкими значениями фильтрационно-емкостных свойств, расположенная над продуктивным коллектором и препятствующая фильтрации углеводородов из коллектора в вышележащие горизонты [102]. Наилучшими экранирующими свойствами обладают соли и глины, при этом следует отметить, что с ростом глубины соли сохраняют хорошие экранирующие свойства, так как их пластичность увеличивается, а у глин с увеличением глубины экранирующие свойства ухудшаются за счет гидрослюдизации монтмориллонита и повышения их способности к растрескиванию [122]. Экранирующие свойства покрышек обусловлены высоким капиллярным давлением, которое, в свою очередь, ассоциировано с низкими значениями радиуса пор. Высота залежи, которую может удержать порода-покрышка, определяется по формуле [17]:

$$h_{max} = \frac{(P_{кп} - P_{кк}) * \tau}{(\rho_v - \rho_n)}, \quad (2.1)$$

где  $h_{max}$  – максимальная высота залежи,

$P_{кп}$  – капиллярное давление в покрышке,

$P_{кк}$  – капиллярное давление в коллекторе,

$\tau$  – поправочный множитель для перевода лабораторных условий в пластовые,

$\rho_v$  – плотность воды в пластовых условиях,

$\rho_n$  – плотность нефти в пластовых условиях.

Ловушка нефти – некоторый объем горных пород, в котором условия залегания и взаимное расположение коллектора и покрышки обеспечивают возможность накопления и сохранения жидких углеводородов. Среди множества типов ловушек к основным можно отнести антиклинальные, дизъюнктивные, литологические, стратиграфические и гидродинамические [122].

Согласно осадочно-миграционной концепции нефтеобразования, предложенной Н. Б. Вассоевичем [24, 25], нефть является результатом длительного стадийного преобразования органического вещества. К стадиям преобразования органического вещества относят: седиментогенез (процесс накопления осадков), диагенез (процесс преобразования рыхлых осадков в осадочные горные породы) и катагенез (комплекс постдиагенетических процессов), который включает в себя протокатагенез (постдиагенетический процесс, сопровождающийся выделением метана) и мезокатагенез (постдиагенетический процесс, сопровождающийся выделением нефти и жирного газа). В соответствии со схемами вертикальной зональности образования углеводородов, предложенными Н. Б. Вассоевичем, А. Э. Конторовичем [24, 30], температуры, соответствующие стадии мезокатагенеза, при которых наблюдается генерация и выделение нефти, варьируют от 80 до 120 °С для сапропелевого органического вещества, что соответствует интервалу глубин от 2,5 до 4 км. Температурный интервал, в котором происходит генерация и выделение жидких углеводородов, называют главной зоной нефтеобразования.

Помимо температурного аспекта, определяемого глубиной залегания органического вещества и степенью его нагревания мантийными потоками Земли, в процессе созревания материнских пород важную роль играет временной фактор. В среднем процесс нефтеобразования длится от 50 до 100 млн. лет, при этом следует отметить, что временной фактор может быть компенсирован температурным и наоборот [152]. Например, для достижения одной и той же степени зрелости нефтематеринской породы необходимо ее прогревание при температуре 80 °С в течение 70 млн. лет или при температуре 90 °С на протяжении 60 млн. лет.

На основании вышеизложенного можно сделать вывод, что реконструкция истории образования залежей заключается в изучении истории формирования нефтяной системы. При становлении нефтяной системы ведущую роль играют пространственный и временной аспекты: пространственный аспект регулирует взаимное расположение элементов системы по отношению друг к другу, временной аспект контролирует последовательность формирования ее составляющих и

степень зрелости материнских пород. Таким образом, реконструкция истории образования нефтяной системы в пространстве и времени позволяет идентифицировать период заполнения ловушек углеводородами и помогает воспроизвести современное строение нефтяных залежей.

### **2.1.2 Верхнеюрская нефтяная система Западной Сибири**

Верхнеюрская нефтяная система Западной Сибири состоит из баженовской свиты, которая является одновременно нефтематеринской породой и крышкой, резервуара, представленного песчаниками васюганской свиты (пласт ЮВ<sub>1</sub> – один из основных продуктивных объектов Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна), и антиклинальных ловушек. Верхнеюрская нефтяная система Западно-Сибирского бассейна локализуется в центральной его части, в которой породы баженовской свиты были прогреты мантийными потоками Земли до температур главной зоны нефтеобразования. В северной части бассейна в ходе геологической истории материнская порода была погружена до глубинной зоны газообразования [158]. Кроме того, песчаники васюганской свиты, ассоциированные с фациями предфронтальной зоны пляжа и являющиеся резервуаром, в северной части сменяются глинистыми разностями более глубоководного генезиса [6].

Породы баженовской свиты накапливались в конце юрского и начале мелового периодов (волжский век – начало берриасского века) во время трансгрессии. Следует отметить, что центральная часть Западно-Сибирского бассейна находилась в условиях глубоководного моря, в то время как на краях бассейна наблюдалось значительное уменьшение глубин, в связи с чем в центральной части свита представлена битуминозными черными и буровато-черными аргиллитоподобными сапропелево-глинистыми породами, которые являются основным источником нефти на площади бассейна, а на краях – переслаиванием аргиллитов и песчаников [122, 158]. Содержание органического вещества в сапропелевых сланцах баженовской свиты составляет 8,4 % [115]. Источником органического вещества являются остатки нектонных и планктонных организмов [122]. Толщина свиты в центральной части бассейна, представленной

битуминозными отложениями, варьирует от 20 до 50 м, в среднем составляя 30 м [158].

Отложение песчаников васюганской свиты, являющихся резервуаром верхнеюрской нефтяной системы, происходило также во время трансгрессии, которая началась в келловейском веке (возраст свиты: келловей – оксфорд). Свита подразделяется на нижнюю и верхнюю подсвиты: нижняя представлена аргиллитами с редкими прослоями алевролитов (толщина – 10-60 м), верхняя – светло-серыми средне- и мелкозернистыми песчаниками и алевролитами с прослоями аргиллитов (толщина – 10-50 м). В восточной и юго-восточной частях бассейна васюганская свита представлена стратиграфическим аналогом – наунакской свитой [101, 122]. В западной и северной частях бассейна песчанисто-глинистые разности сменяются глинистыми отложениями абалакской свиты, сформировавшейся в условиях более глубокого моря и не являющейся резервуаром [158]. Разрез верхней подсвиты васюганской свиты представляет собой серию трансгрессивно-регрессивных циклов, содержащих песчаные пласты группы ЮВ<sub>1</sub>, индексируемые как ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>, ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup>, ЮВ<sub>1</sub><sup>3</sup>, формирование которых происходило в мелководно-морских и прибрежно-морских условиях. Количество циклов может варьировать в зависимости от региона [133]. Изменение уровня моря носило колебательный характер: в периоды регрессий происходило отложение песчаников, ассоциированных с фациями барьерных островов, вдольбереговых баров, разрывных течений, в периоды трансгрессий накопленные песчаные осадки перекрывались глинистыми разностями фаций переходной зоны [6, 144]. Зернистость и степень сортировки песчаного материала определялись близостью к береговой линии: чем ближе к береговой линии, тем выше указанные параметры, следовательно, выше фильтрационно-емкостные свойства пород, и наоборот [143]. Согласно классификации А. А. Ханина, рассматриваемый коллектор характеризуется пониженной и низкой проницаемостью [122, 142].

Ловушки в рамках верхнеюрской нефтяной системы являются антиклинальными, реже – антиклинально-дизъюнктивными и антиклинально-литологическими [122]. Природа ловушек обусловлена историей формирования

бассейна, в которой выделяют три периода: период пермо-триасового рифтинга и вулканизма, период юрско-мелового погружения бассейна и период кайнозойских неотектонических преобразований [158].

Формирование фундамента Западно-Сибирского бассейна относится к эпохе герцинского орогенеза, во время которой породы были деформированы и частично подверглись эрозии. Во время триасового периода происходило растяжение земной коры, преимущественно в западно-восточном направлении, вследствие чего были сформированы две крупные сбросовые структуры (Колтогор-Уренгойский и Худосейский грабены) и множество более мелких структур [145]. Грабены были частично заполнены вулканическими породами, извержение которых связывают с активностью локализованного мантийного потока, существовавшего под северной частью Западно-Сибирского бассейна 250 млн. лет назад [155, 159].

За пермо-триасовым рифтингом и вулканической активностью следовал этап погружения бассейна, который продолжался в течение юрского и мелового периодов. Считается, что погружение бассейна было обусловлено восстановлением температурного равновесия между литосферой и астеносферой, нарушенного в связи с существованием локализованного мантийного потока [145, 155, 159]. Принимая во внимание, что мантийный поток существовал под северной частью рассматриваемой территории, земная кора в этой зоне была подвержена большему прогреванию и истончению. Следовательно, при восстановлении температурного баланса в северных областях земная кора опустилась на большую глубину, накопилось большее количество осадков по сравнению с южными территориями, вес которых также способствовал более выраженному погружению в этой зоне. Так как в период погружения бассейна высокая тектоническая активность не наблюдалась, структурные планы имеют унаследованный с триасового периода характер с тенденцией к выполаживанию вверх по разрезу. В зоне распространения верхнеюрской нефтяной системы углы наклона локальных поднятий, ассоциированных с антиклинальными ловушками, к которым приурочены залежи нефти, в интервале васюганской свиты не превышают нескольких градусов [158, 159].

В кайнозойское время, около 40-50 млн. лет назад, произошло сжатие площади рассматриваемого бассейна, что явилось следствием столкновения Индии с Евразией. Сжатие привело к реактивации разломов, которые были сформированы во время пермо-триасового растяжения, к образованию инверсионных структур, а также к появлению большого количества малоамплитудных и безамплитудных сдвиговых дислокаций преимущественно в северной части бассейна. Сжатие происходило в западно-восточном направлении, однако следует отметить, что направление осей инверсионных структур варьирует в пределах бассейна, что свидетельствует о локальной изменчивости ориентации полей напряжений в земной коре [159]. В результате неотектонических процессов площадь бассейна была приподнята, в большей степени на севере, где слой осадков, имеющий толщину около 700 м, был эродирован [129]. В зоне распространения верхнеюрской нефтяной системы эрозионные процессы также имели место, в связи с чем в настоящее время четвертичные отложения несогласно залегают на породах олигоценного возраста.

Таким образом, большинство ловушек в рамках рассматриваемой нефтяной системы являются антиклинальными, ассоциированными с унаследованными структурами, сформировавшимися в период юрско-мелового погружения бассейна [158]. Также присутствуют ловушки антиклинально-дизъюнктивные, образовавшиеся за счет нарушения локальных структур реактивированными в период кайнозойской инверсии разломами, и антиклинально-литологические. Литологическая составляющая обусловлена седиментологическими факторами, а именно, переходом в периоды регрессий от фаций пляжа и берегового склона, представленных песчаными разностями, к пойменным отложениям речных палеодолин, а в периоды трансгрессий – к глинистым разностям дальней прибрежной зоны [6].

Как было отмечено выше, в параграфе 2.1.1, важную роль при описании нефтяной системы играет хронологическая последовательность формирования ее элементов. На рисунке 2.1 изображена историко-геологическая диаграмма погружения нефтематеринской породы в ходе геологической истории для

центральной части Западно-Сибирского бассейна, в пределах которой представлена верхнеюрская нефтяная система [128, 158].



Рисунок 2.1 – Историко-геологическая диаграмма погружения нефтематеринской породы для центральной части Западно-Сибирского бассейна

Согласно диаграмме погружения отложений баженовской свиты в ходе геологической истории, материнские породы достигли главной зоны нефтеобразования во второй половине палеогенового периода, когда началась генерация жидких углеводородов.

На рисунке 2.2 представлена схема верхнеюрской нефтяной системы [152, 158].



Рисунок 2.2 – Схема верхнеюрской нефтяной системы

На рисунке 2.2 отражено, что отложение пород резервуара происходило во второй половине юрского периода, в конце юрского и начале мелового периодов накапливались нефтематеринские породы баженовской свиты, которые в рамках рассматриваемой системы также выполняют роль покрышки. Одновременно с образованием резервуара и покрышки были сформированы антиклинальные ловушки, которые носят унаследованный с триасового периода характер. Процессы генерации, миграции и аккумуляции нефти начались во второй половине палеогенового периода, что обусловлено погружением материнской породы до глубин главной зоны нефтеобразования.

## **2.2 Миграция нефти**

### **2.2.1 Механизмы первичной миграции и эмиграции нефти**

В настоящее время исследователи сходятся во мнении, что процессы миграции нефти полностью не изучены [2, 17, 30, 141, 142, 146]. При этом известно, что в большинстве случаев углеводороды генерируются одними породами, а аккумулируются – в других [146, 152]. Процесс перемещения нефти внутри нефтематеринской породы называют первичной миграцией, выход углеводородов из материнской породы в резервуар – эмиграцией, перемещение нефти внутри резервуара – вторичной миграцией. Считается, что процессы первичной миграции и эмиграции углеводородов могут происходить в виде водных молекулярных растворов, мицеллярных растворов, в виде газовой фазы и в жидкой фазе [2, 3, 30]. Необходимыми условиями миграции в виде мицеллярных растворов являются небольшие глубины залегания нефтематеринской породы, на которых объем пустотного пространства достаточен для перемещения мицелл, а также присутствие поверхностно-активных веществ. Миграция в виде газовой фазы характерна для газоконденсатных залежей. Для перемещения нефти в виде жидкой фазы необходимым условием является отсутствие в системе воды [30]. Принимая во внимание вышеизложенное, можно сделать заключение, что первичная миграция в рамках верхнеюрской нефтяной системы в виде мицеллярных растворов, в газовой и жидкой фазе невозможна. Следовательно, процессы

первичной миграции и эмиграции в рассматриваемой нефтяной системе протекают в виде водных молекулярных растворов. С данным утверждением согласны исследователи, посвятившие свои работы изучению проблем миграции углеводородов [2, 30, 142].

В глинистых нефтематеринских отложениях бажендовской свиты размеры капилляров меньше радиуса действия поверхностных сил, в связи с чем вода в поровом пространстве приобретает аномальные свойства, в частности, высокую растворяющую способность по отношению к жидким углеводородам [30]. То есть малые размеры пор препятствуют образованию границы раздела между сгенерированными углеводородами и водой. Растворенная в воде нефть перемещается внутри нефтематеринской породы и мигрирует в коллектор в режиме флюидации [2]. В интервале коллектора радиус действия поверхностных сил значительно меньше радиуса капилляра, в связи с чем вода теряет высокие растворяющие свойства, при этом нефть выделяется в виде самостоятельной фазы, образуя с водой эмульсию [30]. Дальнейшее движение углеводородов возможно только в пределах коллектора, так как наличие границы раздела фаз препятствует их миграции через породы-покрышки, поровое пространство которых заполнено водой [2, 17].

Следует отметить, что эмиграция нефти из бажендовской свиты в нижележащие резервуары васюганской и наунакской свит возможна в случае отсутствия препятствий для перемещения флюидов между нефтематеринской породой и коллектором в виде отложений, представленных глинистыми разностями. Данное условие соблюдается при толщине георгиевской свиты, расположенной между источником углеводородов в виде бажендовской свиты и резервуаром, до 3-4 м. Незначительные по мощности интервалы аргиллитов георгиевской свиты не являются надежным флюидоупором, в связи с чем не препятствуют миграции нефти в виде водных молекулярных растворов. В случае увеличения толщины слоя аргиллитов между нефтематеринской породой и коллектором до 8-15 м протекание процессов эмиграции не представляется возможным [142].

### 2.2.2 Факторы вторичной миграции нефти

К основным факторам, контролирующим перераспределение нефти внутри резервуара, относятся гидродинамический напор пластовых флюидов, гравитационная составляющая и капиллярное давление [30, 141, 142].

Влияние гидродинамического фактора заключается в том, что вода при движении способствует переносу капель нефти, однако данный процесс имеет место при высоких значениях фильтрационно-емкостных параметров резервуара, что не характерно для верхнеюрских отложений, которые, как было отмечено выше, в параграфе 2.1.2, характеризуются пониженной и низкой проницаемостью [122, 142]. Принимая во внимание, что при переходе из нефтематеринской породы в коллектор вода теряет высокие растворяющие свойства, нефть выделяется в виде самостоятельной фазы. Дальнейшее движение капель нефти в низкопроницаемом коллекторе невозможно, так как для преодоления капиллярного давления, препятствующего миграции, требуются значительно большие силы, чем те, которые создаются нормальными гидродинамическими градиентами [123, 143]. Таким образом, для верхнеюрской нефтяной системы гидродинамический напор пластовых вод как фактор вторичной миграции оказывает минимальное влияние на распределение флюидов в поровом пространстве коллектора, в связи с чем в данной работе не рассматривается.

Гравитационная сегрегация флюидов играет важную роль при распределении нефти и воды в пределах залежи. При этом следует отметить, что согласно расчетам ряда исследователей, латеральная миграция углеводородов из зон, расположенных за контурами залежей, невозможна, так как при максимальных углах наклона пластов до  $3^\circ$  и пониженной проницаемости коллектора капиллярные силы значительно превышают движущие силы гравитационной сегрегации флюидов [36, 143].

Величина капиллярного давления как фактора, контролирующего процессы вторичной миграции нефти, прямо пропорциональна поверхностному натяжению и косинусу угла смачивания стенки капилляра и обратно пропорциональна величине радиуса капилляра [17, 30, 151]. Принимая во внимание, что

поверхностное натяжение воды выше, чем нефти, нефть вытесняет воду из более крупных пор, позволяя воде оставаться на более высоких гипсометрических уровнях в зонах низкой пористости и проницаемости.

При сравнении влияния указанных факторов вторичной миграции на распределение флюидов в залежи исследователями отмечено, что минимальное влияние оказывает гидродинамический напор пластовых вод: в случае повышенных капиллярных давлений, обусловленных низкими фильтрационно-емкостными свойствами, интенсивность миграции уменьшается, несмотря на наличие гидродинамического напора пластовых вод [143]. Таким образом, в случае коллекторов, характеризующихся пониженными и низкими значениями проницаемости, основными факторами вторичной миграции являются капиллярное давление и гравитационная сегрегация флюидов.

### **2.3 Реконструкция истории формирования нефтяных залежей верхнеюрских отложений Западной Сибири**

Началом формирования залежей верхнеюрской нефтяной системы можно считать триасовый период, когда происходило растяжение площади Западно-Сибирского бассейна в субширотном направлении, в результате чего были созданы условия для последующего развития унаследованной складчатости. На рисунке 2.3 представлен разрез сейсмического куба амплитуд одного из нефтяных месторождений центральной части Западно-Сибирского бассейна, на котором проинтерпретированы разломы, сформировавшиеся в триасовом периоде и определившие характер унаследованных структур. Породы юрского возраста с угловым несогласием залегают на породах доюрского основания.

Во второй половине юрского периода происходило отложение песчаников васюганской и наунакской свит, являвшихся потенциальным резервуаром. В конце юрского, начале мелового периодов накапливались сапропелево-глинистые разности баженской свиты, представлявшие собой потенциальные нефтематеринские породы и покрышки для залежей углеводородов. В меловом и

палеогеновом периодах происходило накопление осадков в условиях отсутствия выраженной тектонической активности.

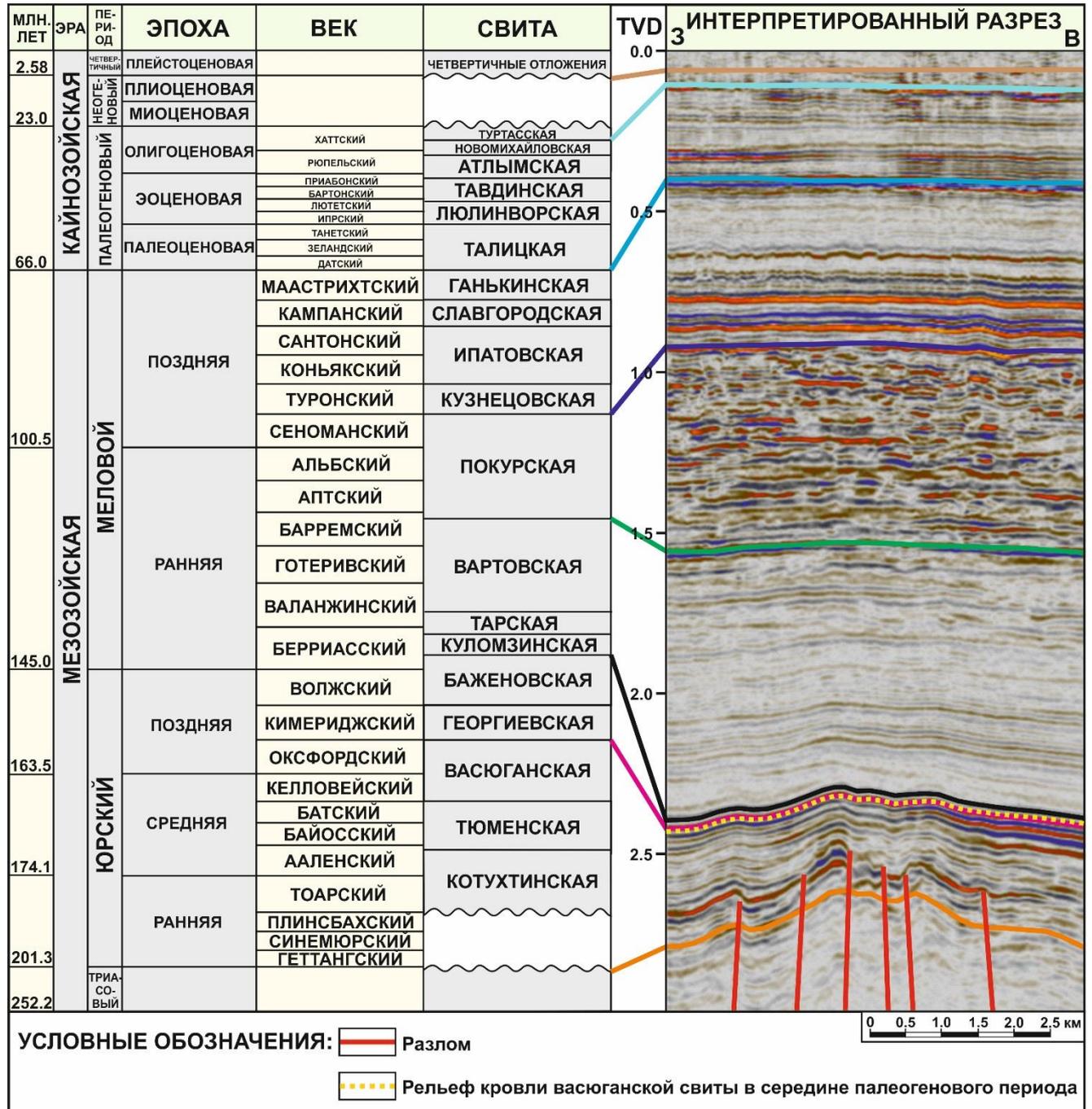


Рисунок 2.3 – Разрез сейсмического куба амплитуд месторождения А

Во второй половине палеогенового периода битуминозные аргиллиты баженовской свиты достигли глубин и температур главной зоны нефтеобразования, начался период генерации, миграции и аккумуляции углеводородов. Исследователи полагают, что формирование залежей в

верхнеюрских отложениях происходило за счет вертикальной миграции углеводородов из баженовской свиты в направлении сверху вниз в пределах контуров нефтеносности [142]. Данное заключение базируется на наблюдении низких значений фильтрационно-емкостных параметров резервуара, которые препятствуют латеральной миграции на значительные расстояния, допуская латеральную миграцию в пределах порового пространства залежи.

В конце неогенового периода ввиду инверсионных преобразований отложения, накопившиеся в неогеновом периоде, были эродированы, в связи с чем в настоящее время четвертичные породы несогласно залегают на осадках палеогенового возраста. Инверсия инициировала реактивацию разломов, сформировавшихся в триасовом периоде, образование множества малоамплитудных сдвиговых дислокаций, структурную перестройку залежей углеводородов [15, 158, 159]. Следует отметить, что структурной перестройке подверглись не все нефтяные залежи, сформировавшиеся к концу неогенового периода. На рисунке 2.3 представлен пример сейсмического разреза куба амплитуд через залежь, расположенную на площади, которая в результате кайнозойской инверсии подверглась эрозии, при этом углы наклона верхнеюрских пластов изменились незначительно: проинтерпретированная современная кровля пласта ЮВ<sub>1</sub> выделена красным цветом, желтой пунктирной линией представлен палеорельеф кровли пласта ЮВ<sub>1</sub> в середине палеогенового периода (время начала генерации и миграции нефти). Иллюстрация демонстрирует наклон структуры в конце неогенового периода на 0,8° в восточном направлении, в связи с чем углы наклона современной кровли васюганской свиты и ее палеоструктурного плана отличаются на 0,8°.

На рисунке 2.4 изображен разрез сейсмического куба амплитуд через залежь, осложненную дизъюнктивными дислокациями, реактивированными в конце неогенового периода. В результате кайнозойской инверсии площадь подверглась не только эрозии, но и изменению углов наклона структурных поверхностей. Сейсмический разрез демонстрирует наклон площади в конце неогенового периода

на  $1,6^\circ$  в западном направлении, в связи с чем углы наклона современной кровли наунакской свиты и ее палеоструктурного плана отличаются на  $1,6^\circ$ .

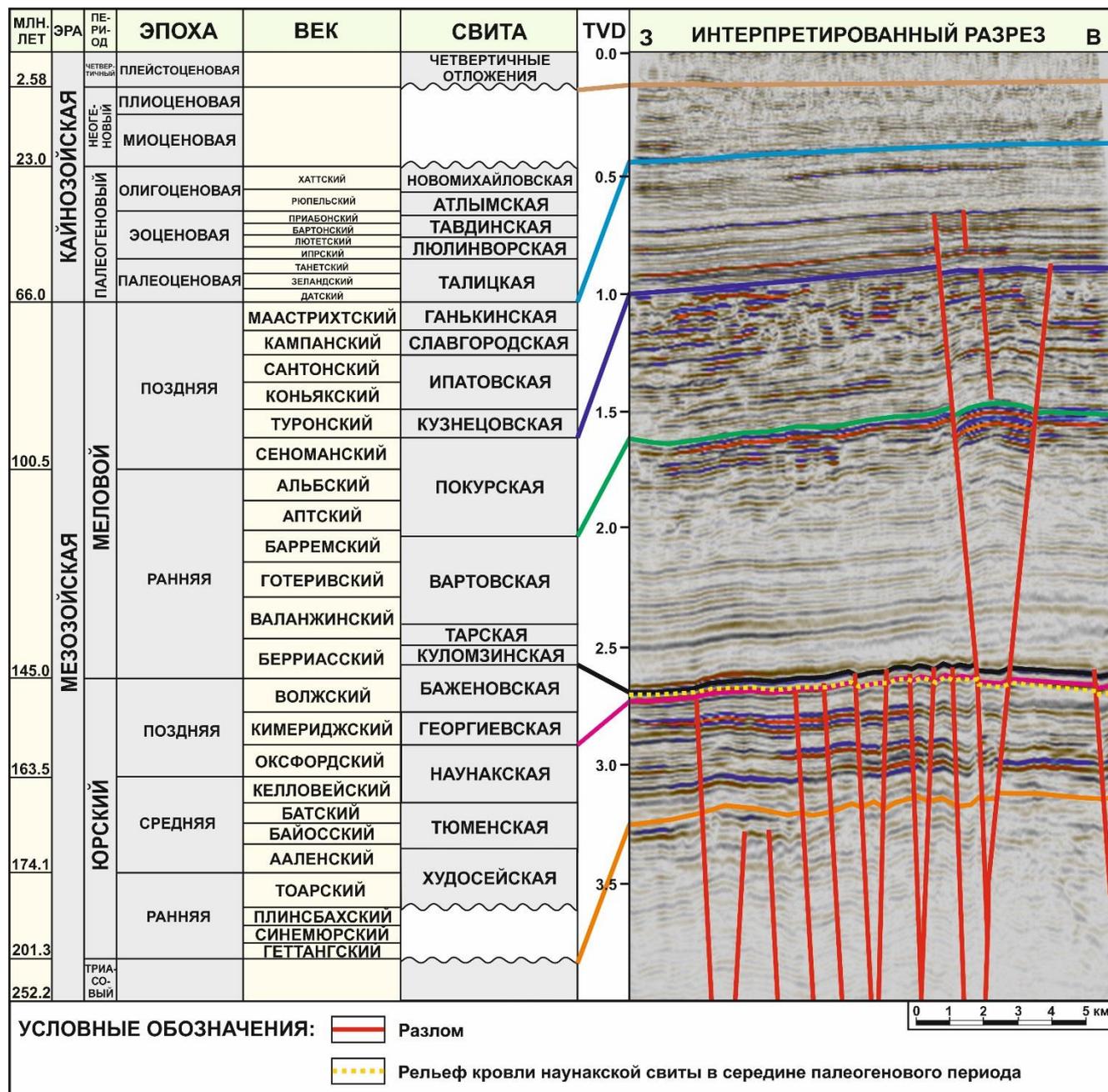


Рисунок 2.4 – Разрез сейсмического куба амплитуд месторождения X

На рисунке 2.5 представлен разрез сейсмического куба амплитуд через залежь в верхнеюрских отложениях, не осложненную дизъюнктивными дислокациями, которая расположена в пределах площади, подвергшейся в результате кайнозойской инверсии не только эрозии, но и изменению углов наклона структурных поверхностей.

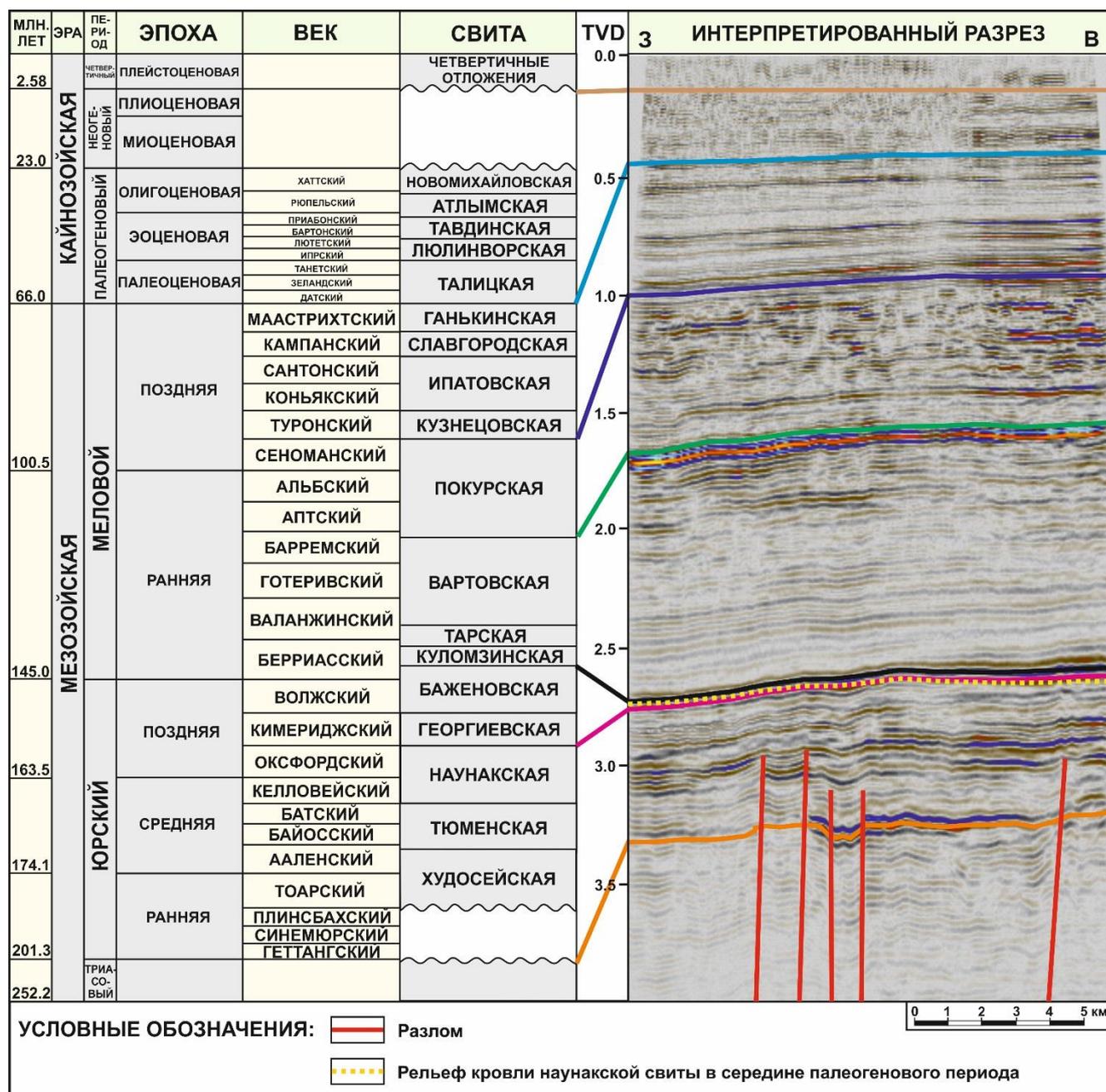


Рисунок 2.5 – Разрез сейсмического куба амплитуд месторождения У

Сейсмический разрез иллюстрирует наклон площади в конце неогенового периода на  $1,3^\circ$  в западном направлении, в связи с чем углы наклона современной кровли наунакской свиты и ее палеоструктурного плана отличаются на  $1,3^\circ$ .

Следует отметить, что кайнозойская инверсия является одной из причин наблюдаемых в настоящее время наклонных положений водонефтяных контактов. А именно, заполнение ловушек верхнеюрских отложений происходило во второй половине палеогенового периода и в неогеновом периоде, при этом в

нефтенасыщенных частях залежей эпигенетические процессы были замедлены, в то время как в зоне водонефтяных контактов наложенно-эпигенетические изменения были ярко выражены, в частности, регенерация кварцевых зерен, следствием которой является ухудшение фильтрационно-емкостных свойств коллектора [122]. Таким образом, к концу неогенового периода в зонах водонефтяных контактов параметры пористости и проницаемости резервуара были снижены. Принимая во внимание описанные выше наклоны осевых поверхностей унаследованных антиклинальных складок, ассоциированных с верхнеюрскими нефтяными залежами, которые явились следствием инверсии, а также сниженные фильтрационно-емкостные свойства в зонах межфлюидных контактов, можно сделать вывод, что наклонные поверхности водонефтяных разделов обусловлены наклоном структурных планов.

Существует мнение [37], что наклонное положение межфлюидных контактов в верхнеюрских отложениях связано с увеличением высоты антиклинальных складок, которое происходило с начала палеогенового периода до настоящего времени. Следует отметить, что в данном случае предполагается заполнение ловушек углеводородами к началу палеогенового периода, однако, как было показано на рисунке 2.1, породы баженовской свиты достигли главной зоны нефтеобразования только во второй половине палеогенового периода, в связи с чем можно сделать вывод, что к началу указанного периода ловушки в верхнеюрских отложениях были заполнены водой. Кроме того, сейсмические разрезы на рисунках 2.3-2.5 демонстрируют унаследованный характер структурного плана с тенденцией к уменьшению углов наклона поверхностей вверх по разрезу, а также отсутствие увеличения высоты антиклинальных складок в верхнеюрских отложениях в кайнозойскую эру.

Сейсмические разрезы, представленные на рисунках 2.3-2.5, а также историко-геологическая диаграмма погружения пород баженовской свиты, изображенная на рисунке 2.1, позволяют реконструировать следующую последовательность формирования залежей верхнеюрской нефтяной системы:

1. во второй половине юрского периода накопились отложения резервуара;

2. в конце юрского, начале мелового периодов накопились отложения нефтематеринской породы и покрывки;

3. в начале мелового периода были сформированы ловушки, ассоциированные с унаследованными структурами;

4. во второй половине палеогенового периода начались процессы генерации нефти баженовской свитой и миграции углеводородов в ловушки;

5. в неогеновом периоде в результате неотектонических процессов на территории бассейна произошли наклоны осевых поверхностей антиклинальных складок в верхнеюрских отложениях, величина которых варьирует на изучаемой площади.

С целью идентификации особенностей распределения флюидов в пластах, залегающих под нефтематеринскими породами, и разработки методики моделирования нефтенасыщенности указанных пластов в данной работе будут рассмотрены залежи, не подверженные структурным деформациям в неогеновом периоде, палеоструктурный план которых в период заполнения резервуара нефтью минимально отличается от современного. Пример такой залежи представлен на рисунке 2.3, демонстрирующем расхождение углов наклона современного структурного плана и палеоструктурной поверхности до  $1^\circ$ .

### **3 ОСОБЕННОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НЕФТИ В ПЛАСТАХ, ЗАЛЕГАЮЩИХ ПОД НЕФТЕМАТЕРИНСКИМИ ПОРОДАМИ**

#### **3.1 Особенности механизмов вторичной миграции углеводородов при локализации нефтематеринской породы над резервуаром**

##### **3.1.1 Гравитационные силы как фактор, влияющий на распределение нефти в резервуаре при заполнении коллектора в направлении сверху вниз**

Как было отмечено выше, в параграфе 2.2.2, к основным факторам, контролирующим перераспределение нефти внутри резервуара верхнеюрских отложений, относятся гравитационная составляющая и капиллярное давление.

В случае локализации коллектора над нефтематеринской породой гравитационные силы способствуют перемещению нефти в поровом пространстве и заполнению ловушек, в то время как при расположении резервуара под нефтематеринской породой гравитационный фактор действует в направлении, противоположном направлению заполнения ловушки, удерживая углеводороды в прикровельных зонах пласта, а именно, в тех участках, где произошла их эмиграция из нефтематеринской породы [72, 74, 75, 78]. При пластово-сводовом строении залежи гравитационные силы способствуют латеральной миграции нефти из более погруженных участков в более приподнятые только в случае высоких фильтрационно-емкостных свойств. На рисунке 3.1 представлена схема заполнения ловушки, расположенной под нефтематеринской породой, в условиях высоких значений фильтрационно-емкостных параметров пласта, на рисунке 3.2 – в условиях низких значений указанных параметров. Иллюстрации демонстрируют направление эмиграции, идентичное для всего диапазона параметров пористости и проницаемости, которое является перпендикулярным кровле пласта. Основные различия касаются направлений вторичной миграции нефти внутри резервуара, а именно, в случае высоких значений фильтрационно-емкостных свойств нефть, поступившая из материнской породы в нижележащий коллектор, мигрирует по восстанию пласта в результате разности плотностей углеводородов и воды. При

низких значениях параметров пористости и проницаемости миграция нефти из более погруженных участков залежи в более приподнятые не осуществляется, так как капиллярные силы превышают движущие силы гравитационной сегрегации флюидов.

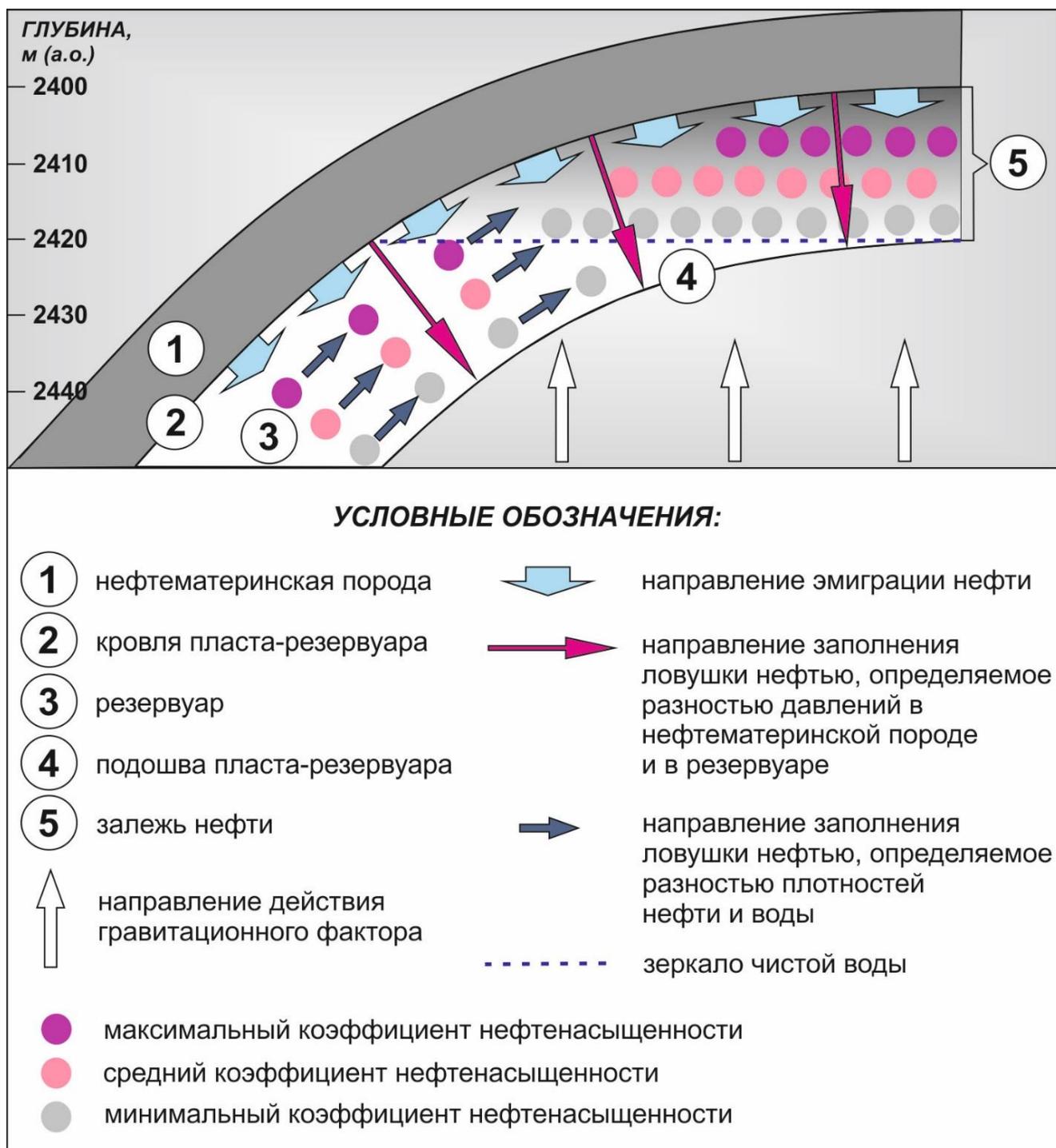


Рисунок 3.1 – Схема заполнения ловушки, расположенной под нефтематеринской породой, в условиях высоких значений фильтрационно-емкостных параметров пласта

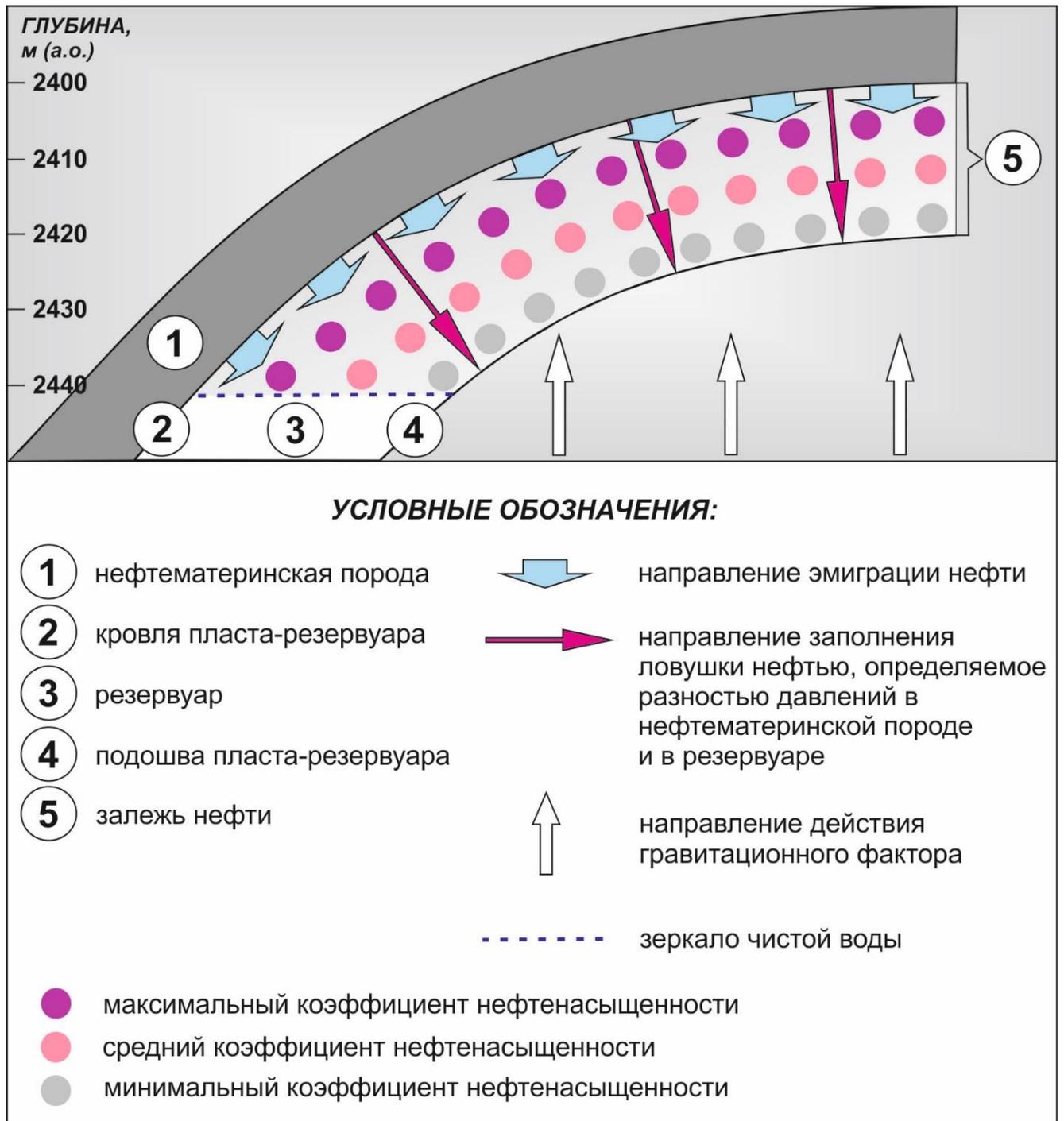


Рисунок 3.2 – Схема заполнения ловушки, расположенной под нефтематеринской породой, в условиях низких значений фильтрационно-емкостных параметров пласта

Таким образом, в условиях высоких значений фильтрационно-емкостных свойств можно выделить два направления заполнения ловушки: вертикальное, сверху вниз, перпендикулярно кровле пласта, и латеральное, из более погруженных

зон залежи в более приподнятые. Вертикальное направление определяется разностью давлений внутри нефтематеринской породы и в коллекторе, латеральное направление определяется разностью плотностей флюидов. В условиях низких значений пористости и проницаемости латеральная миграция отсутствует, в связи с чем выделяется одно направление заполнения резервуара – вертикальное, сверху вниз, перпендикулярно кровле пласта.

На основании вышеизложенного можно сделать заключение, что действие гравитационного фактора при заполнении резервуара, расположенного под нефтематеринской породой, заключается в удержании углеводородов в прикровельных зонах пласта, там, где произошла их эмиграция, а также в перемещении нефти из более погруженных участков в более приподнятые в случае высоких значений фильтрационно-емкостных параметров коллектора.

### **3.1.2 Капиллярное давление как фактор, влияющий на распределение нефти в резервуаре при заполнении коллектора в направлении сверху вниз**

В процессе миграции жидких углеводородов в направлении сверху вниз капиллярное давление препятствует перемещению нефти в мелкие поры, заполненные водой. При этом на одной и той же глубине зоны коллектора с идентичными низкими значениями фильтрационно-емкостных свойств характеризуются более высокими значениями коэффициента нефтенасыщенности в слоях, расположенных у кровли пласта, в непосредственной близости от нефтематеринской породы, и линейным уменьшением рассматриваемого параметра в направлении подошвы пласта [72, 74, 75, 78]. Данная закономерность отражена на рисунке 3.2, представляющем схему заполнения ловушки, расположенной под нефтематеринской породой, в условиях низких значений фильтрационно-емкостных свойств резервуара. Принимая во внимание, что величина капиллярного давления обратно пропорциональна радиусу капилляра, при увеличении пористости на одной и той же глубине участки коллектора с одинаковыми значениями фильтрационно-емкостных параметров характеризуются

идентичными значениями коэффициента нефтенасыщенности, обусловленными состоянием гравитационного равновесия системы (рисунок 3.1).

Указанные теоретически идентифицированные закономерности влияния капиллярного давления на залежи, сформировавшиеся за счет заполнения коллектора углеводородами в направлении сверху вниз, нашли практическое подтверждение при исследовании распределения параметра нефтенасыщенности продуктивных пластов верхнеюрских отложений площади Западно-Сибирского бассейна. Изучены три месторождения, основные характеристики верхнеюрской нефтяной системы которых представлены в таблице 3.1. Средняя глубина залегания пласта ЮВ<sub>1</sub> в сводовой части на площади месторождения А составляет 2280 м (а.о.), месторождения В – 2415 м (а.о.), месторождения С – 2523 м (а.о.). Высота нефтяной залежи месторождения А составляет 103 м, месторождения В – 28 м, месторождения С – 82 м. Коллектор продуктивных пластов рассматриваемых месторождений является гидрофильным.

В исследовании использованы значения коэффициента нефтенасыщенности, рассчитанные на основе зависимостей параметра пористости от коэффициента пористости и параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности. Достоверность результатов интерпретации геофизических исследований скважин подтверждена сходимостью с данными капилляриметрии и результатами исследований относительных фазовых проницаемостей в интервалах коллектора, толщина которых превышает 0,8 м. В текущей работе для идентификации особенностей распределения нефти в пластах, залегающих под нефтематеринскими породами, использованы значения коэффициента насыщенности, определенные по данным интерпретации геофизических исследований скважин, ввиду недостаточной представительности кернового материала, характеризующего зоны пласта-резервуара на одинаковых абсолютных отметках глубины с идентичными значениями фильтрационно-емкостных параметров и на различном удалении от стратиграфической кровли. Многокомпонентность условий, необходимых для выполнения сравнительной оценки, определяет использование результатов интерпретации геофизических

исследований скважин как оптимальный источник информации, обеспечивающий максимально возможный спектр исходных данных. Применение рассматриваемого источника информации согласуется с рекомендациями, обозначенными в Регламенте по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений [114].

Таблица 3.1 – Основные характеристики верхнеюрской нефтяной системы месторождений А, В, С

Месторождение	Средняя стратиграфическая толщина баженовской свиты (нефтематеринская порода), м	Средняя стратиграфическая толщина георгиевской свиты, м	Средняя стратиграфическая/эффективная толщина пласта ЮВ <sub>1</sub> (резервуар), м	Средний угол наклона стратиграфической кровли пласта ЮВ <sub>1</sub> (резервуар), гр.	Тип ловушки	Тип залежи	Пористость пласта ЮВ <sub>1</sub> (резервуар), доли ед.			Проницаемость пласта ЮВ <sub>1</sub> (резервуар), мД		
							Минимальная	Максимальная	Средняя	Минимальная	Максимальная	Средняя
А	28,0	3,0	26,0/ 14,0	2,19	антиклинальная	пластовая	0,120	0,180	0,152	1,1	12,6	4,0
В	25,0	3,0	14,5/ 12,0	1,58	антиклинальная	пластовая	0,120	0,184	0,160	0,8	69,0	13,0
С	20,0	3,0	12,7/ 9,4	2,94	антиклинальная	пластовая	0,140	0,198	0,174	1,3	149,8	18,8

В исследовании использованы данные коэффициента нефтенасыщенности в интервалах коллектора, толщина которых превышает 0,8 м, скважин, не подвергшихся влиянию разработки, в которых определяемый уровень межфлюидных контактов согласуется с концептуальной моделью и не требует введения поправок в значения альтитуды. Количество скважин, результаты изучения которых использованы в работе, для месторождения А составляет 105, для месторождения В – 24, для месторождения С – 74.

На рисунке 3.3 представлена зависимость коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения А для зон коллектора, коэффициент пористости которых составляет 0,14 доли ед., на абсолютных отметках глубины 2314,1-2314,3 м, уровень зеркала чистой воды – 2383 м (а.о.). Залежи нефти изучаемых месторождений, как отмечено в параграфе 2.3, не были подвержены структурным деформациям в неогеновом периоде, палеоструктурный план в период заполнения резервуара нефтью минимально отличался от современного. Ловушки являются антиклинальными, капиллярные барьеры отсутствуют, следовательно, согласно капиллярно-гравитационной теории, на равном удалении от зеркала чистой воды при равных значениях параметра пористости коэффициент нефтенасыщенности должен быть равным для всех участков коллектора, соответствующих указанным условиям. Однако, как отражено на рисунке 3.3, параметр нефтенасыщенности имеет тенденцию к уменьшению при увеличении расстояния от стратиграфической кровли пласта в равноудаленных от зеркала чистой воды зонах коллектора с идентичными низкими значениями фильтрационно-емкостных свойств (коэффициент корреляции – 95,5 %), что подтверждает закономерность, представленную на рисунке 3.2.

При увеличении коэффициента пористости до 0,17 доли ед. на рассматриваемой глубине 2314,1-2314,3 м (а.о.) зависимость параметра нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта не наблюдается (рисунок 3.4) (коэффициент корреляции – 17,6 %), что подтверждает закономерности, отраженные на рисунке 3.1.

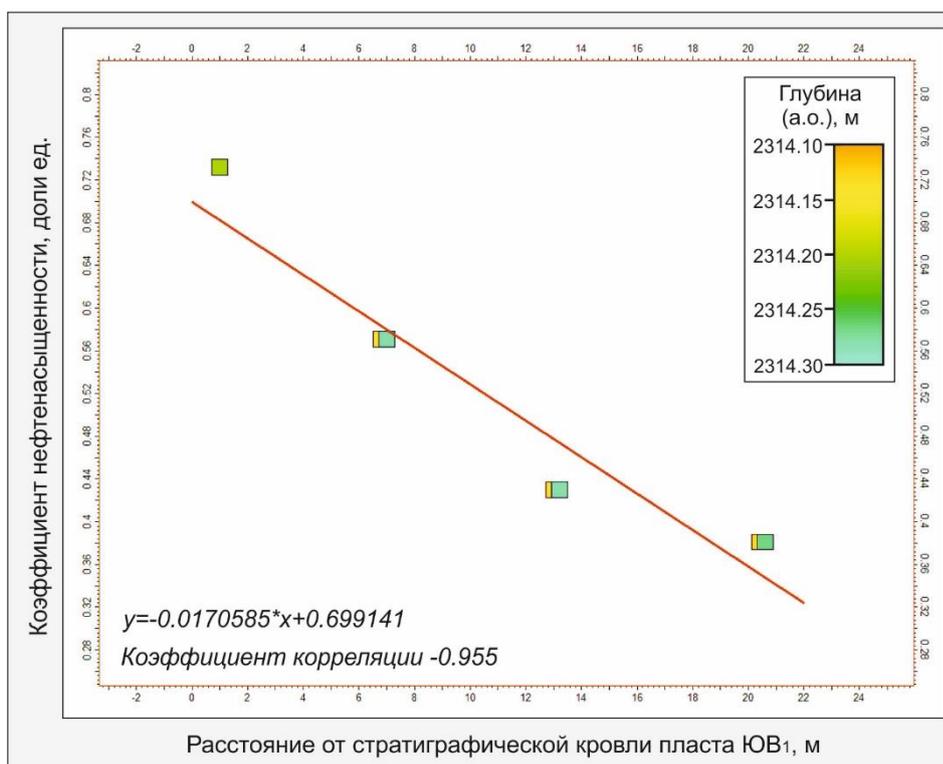


Рисунок 3.3 – Зависимость коэффицента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения А на глубине 2314,1-2314,3 м (а.о.), коэффицента пористости – 0,14 доли ед.

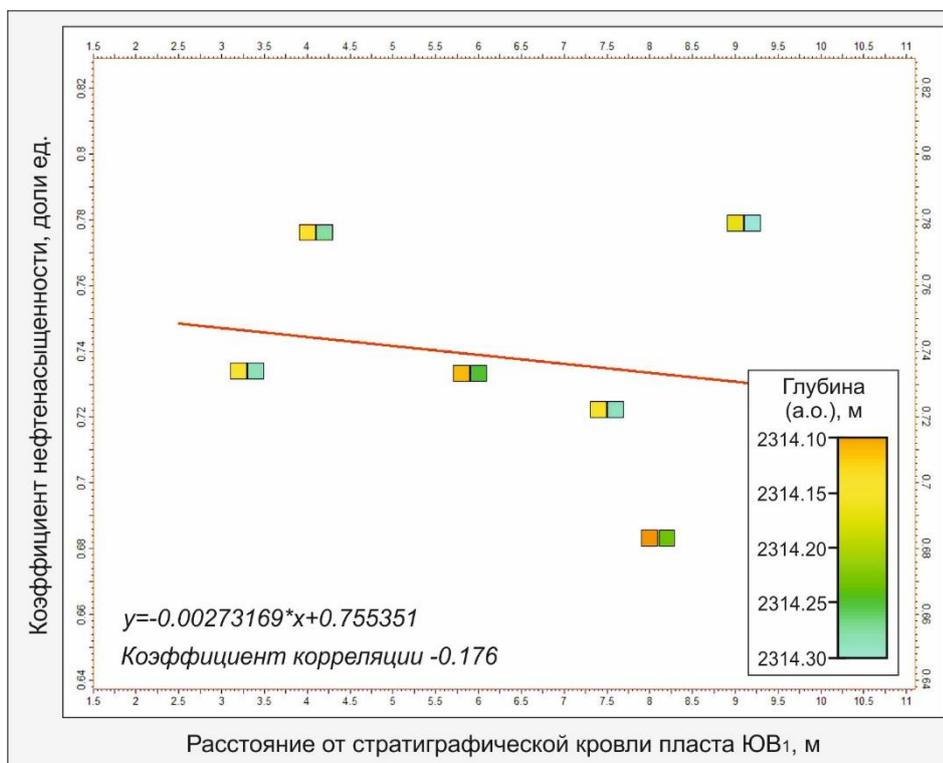


Рисунок 3.4 – Зависимость коэффицента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения А на глубине 2314,1-2314,3 м (а.о.), коэффицента пористости – 0,17 доли ед.

На рисунке 3.5 представлена зависимость коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения А на абсолютных отметках глубины 2314-2315 м при уровне зеркала чистой воды 2383 м (а.о.) для зон коллектора, коэффициент пористости которых находится в диапазоне 0,120-0,160 доли ед., на рисунке 3.6 – в диапазоне 0,161-0,180 доли ед. На рисунке 3.7 представлена зависимость коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения А на абсолютных отметках глубины 2330-2331 м при уровне зеркала чистой воды 2383 м (а.о.) для зон коллектора, коэффициент пористости которых находится в диапазоне 0,120-0,160 доли ед., на рисунке 3.8 – в диапазоне 0,161-0,180 доли ед. Указанные иллюстрации подтверждают закономерность, представленную на рисунке 3.2: на равной высоте над зеркалом чистой воды при равных низких значениях фильтрационно-емкостных параметров резервуара наблюдается линейное уменьшение коэффициента нефтенасыщенности в направлении от стратиграфической кровли к стратиграфической подошве пласта. При увеличении параметра пористости зависимость коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта не наблюдается, что подтверждает закономерности, отраженные на рисунке 3.1.

В работе представлены зависимости коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли, так как среднее расстояние от стратиграфической кровли до кровли коллектора пласта ЮВ<sub>1</sub> на территориях рассматриваемых месторождений составляет 0,5 м, среднее расстояние от подошвы нефтематеринской породы до стратиграфической кровли – 3,0 м. При этом следует отметить, что для пласта ЮВ<sub>1</sub> Западно-Сибирского бассейна возможно использование зависимостей коэффициента нефтенасыщенности как от стратиграфической кровли, так и от кровли коллектора и подошвы нефтематеринской породы в случае соблюдения условия выдержанных стратиграфических толщин между указанными поверхностями.

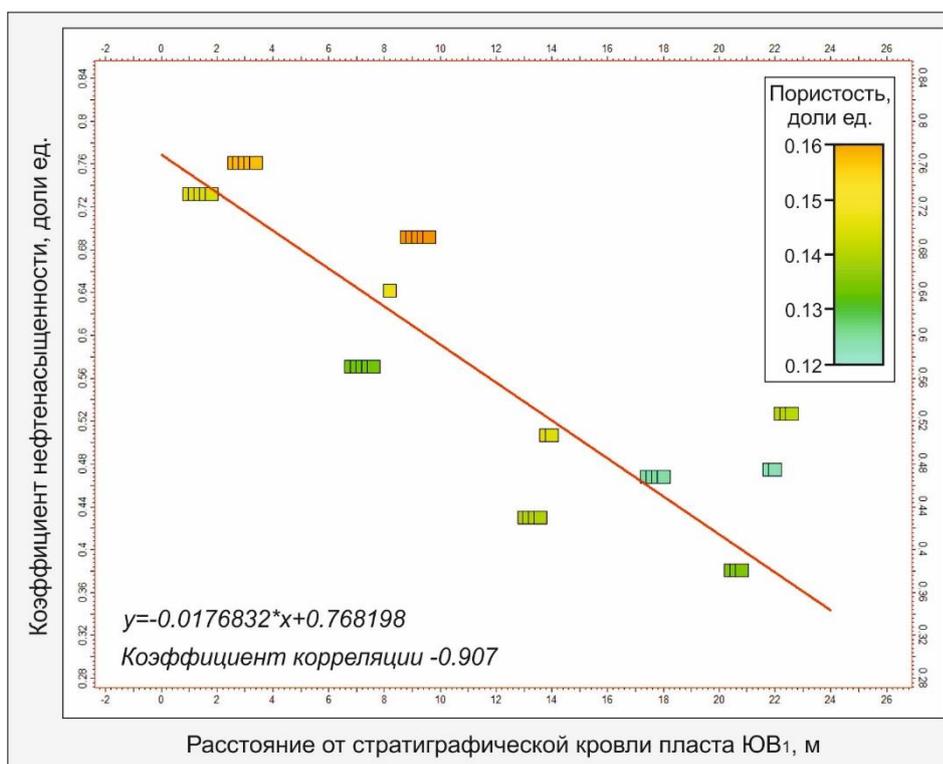


Рисунок 3.5 – Зависимость коэффицента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения А на глубине 2314-2315 м (а.о.), коэффицента пористости – 0,120-0,160 доли ед.

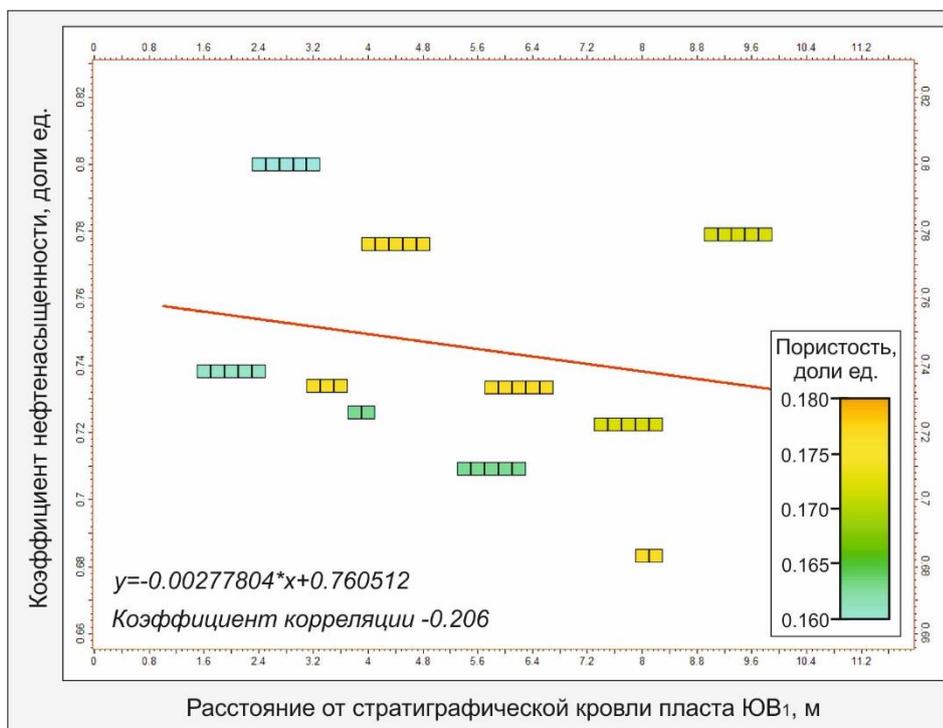


Рисунок 3.6 – Зависимость коэффицента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения А на глубине 2314-2315 м (а.о.), коэффицента пористости – 0,161-0,180 доли ед.

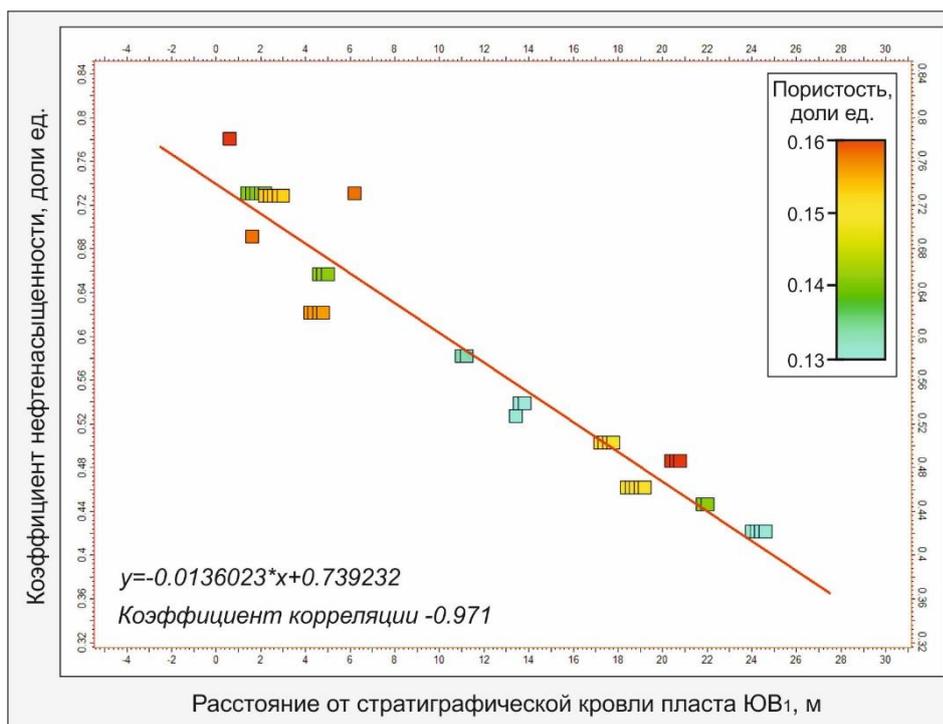


Рисунок 3.7 – Зависимость коэффицента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения А на глубине 2330-2331 м (а.о.), коэффицента пористости – 0,120-0,160 доли ед.

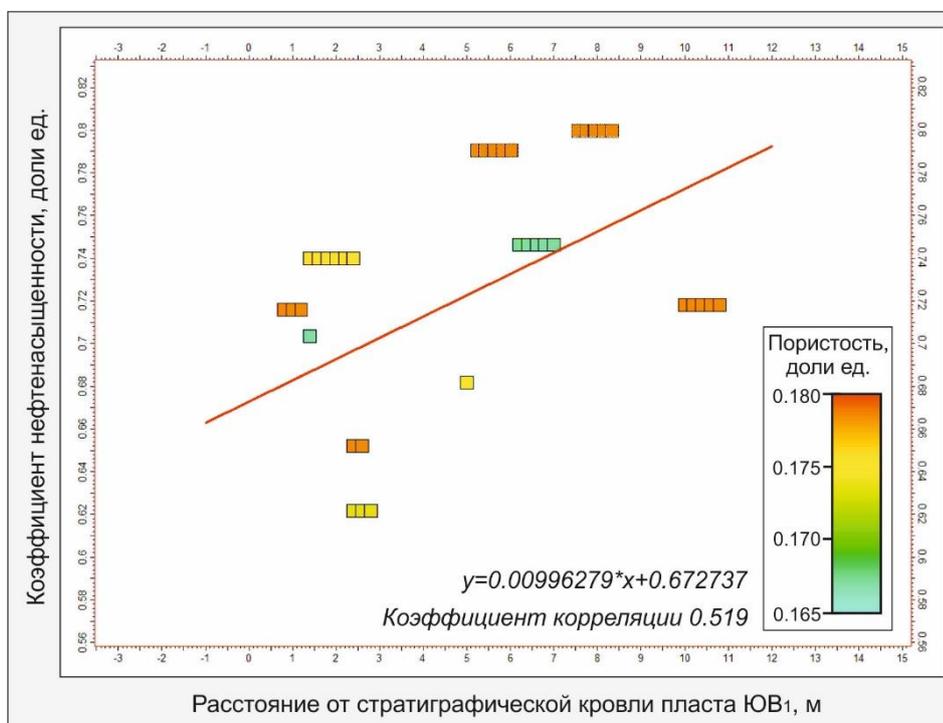


Рисунок 3.8 – Зависимость коэффицента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения А на глубине 2330-2331 м (а.о.), коэффицента пористости – 0,161-0,180 доли ед.

Отклонения фактических значений коэффициента нефтенасыщенности от прогнозируемых на основе капиллярно-гравитационной теории отмечаются также при анализе диаграмм скважин. На рисунке 3.9 представлены результаты интерпретации параметров пористости и нефтенасыщенности скважин площади месторождения А, расстояние между точками входа в пласт которых составляет 751 м. Гидродинамические барьеры тектонического и литологического характера на площади рассматриваемого месторождения отсутствуют. Согласно капиллярно-гравитационной концепции (рисунок 1.6), на равном удалении от зеркала чистой воды (в рассматриваемом случае – при равных значениях абсолютных отметок глубины) при равных значениях коэффициента пористости коэффициент нефтенасыщенности является величиной постоянной. Однако на рисунке 3.9 на абсолютной отметке глубины 2312,5 м при коэффициенте пористости 0,148 доли ед. коэффициент нефтенасыщенности в первой скважине составляет 0,51 доли ед., во второй – 0,73 доли ед. В первой скважине рассматриваемый интервал коллектора находится на расстоянии 16,0 м от стратиграфической кровли пласта-резервуара и на расстоянии 18,5 м от подошвы продуктивной нефтематеринской породы, во второй – на расстоянии 1,5 м от стратиграфической кровли пласта-резервуара и на расстоянии 4,5 м от подошвы продуктивной нефтематеринской породы. Следовательно, во второй скважине условия для процессов миграции нефти из вышележащей нефтематеринской породы в расположенный ниже коллектор с невысокими фильтрационно-емкостными параметрами были более благоприятными ввиду меньшего расстояния от генерирующей толщи. Латеральная миграция углеводородов в направлении от второй скважины к первой не произошла по причине низких фильтрационно-емкостных свойств коллектора, которые обусловили высокие капиллярные давления, значительно превышающие силы гравитационной сегрегации углеводородов. Таким образом, пример, представленный на рисунке 3.9, подтверждает концепцию, схематично изображенную на рисунке 3.2: на равной высоте над зеркалом чистой воды при равных низких значениях фильтрационно-емкостных параметров резервуара значения коэффициента нефтенасыщенности в зонах, прилегающих к

стратиграфической кровле пласта, выше, чем в зонах, прилегающих к стратиграфической подошве пласта.

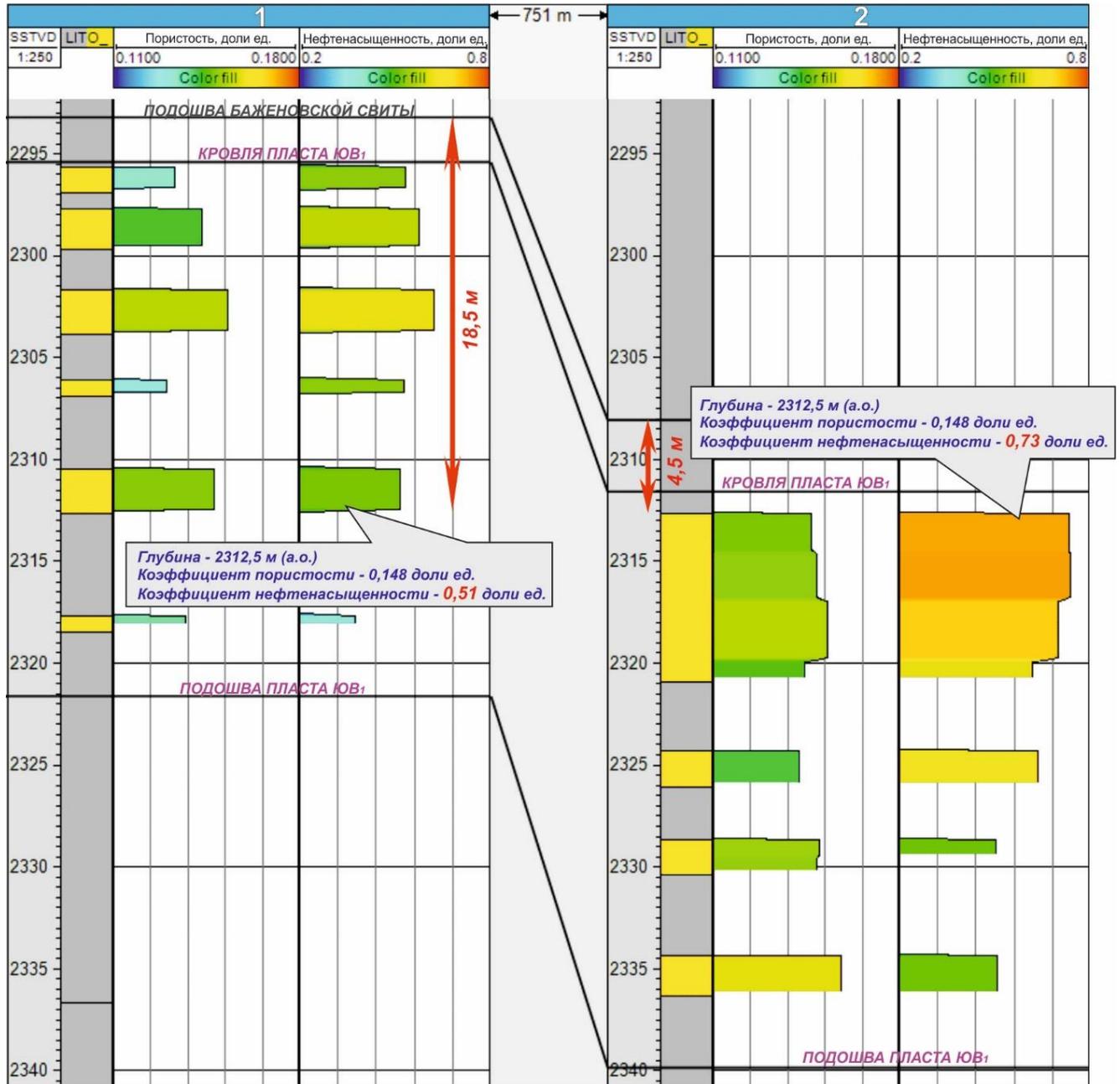


Рисунок 3.9 – Сравнение значений коэффициента нефтенасыщенности в зонах коллектора, различно удаленных от стратиграфической кровли пласта-резервуара и подошвы продуктивной нефтематеринской породы, при равных значениях фильтрационно-емкостных параметров коллектора на равном удалении от зеркала чистой воды (месторождение А)

На рисунке 3.10 представлены результаты интерпретации параметров пористости и нефтенасыщенности скважин площади месторождения А, расстояние между точками входа в пласт которых составляет 367 м.

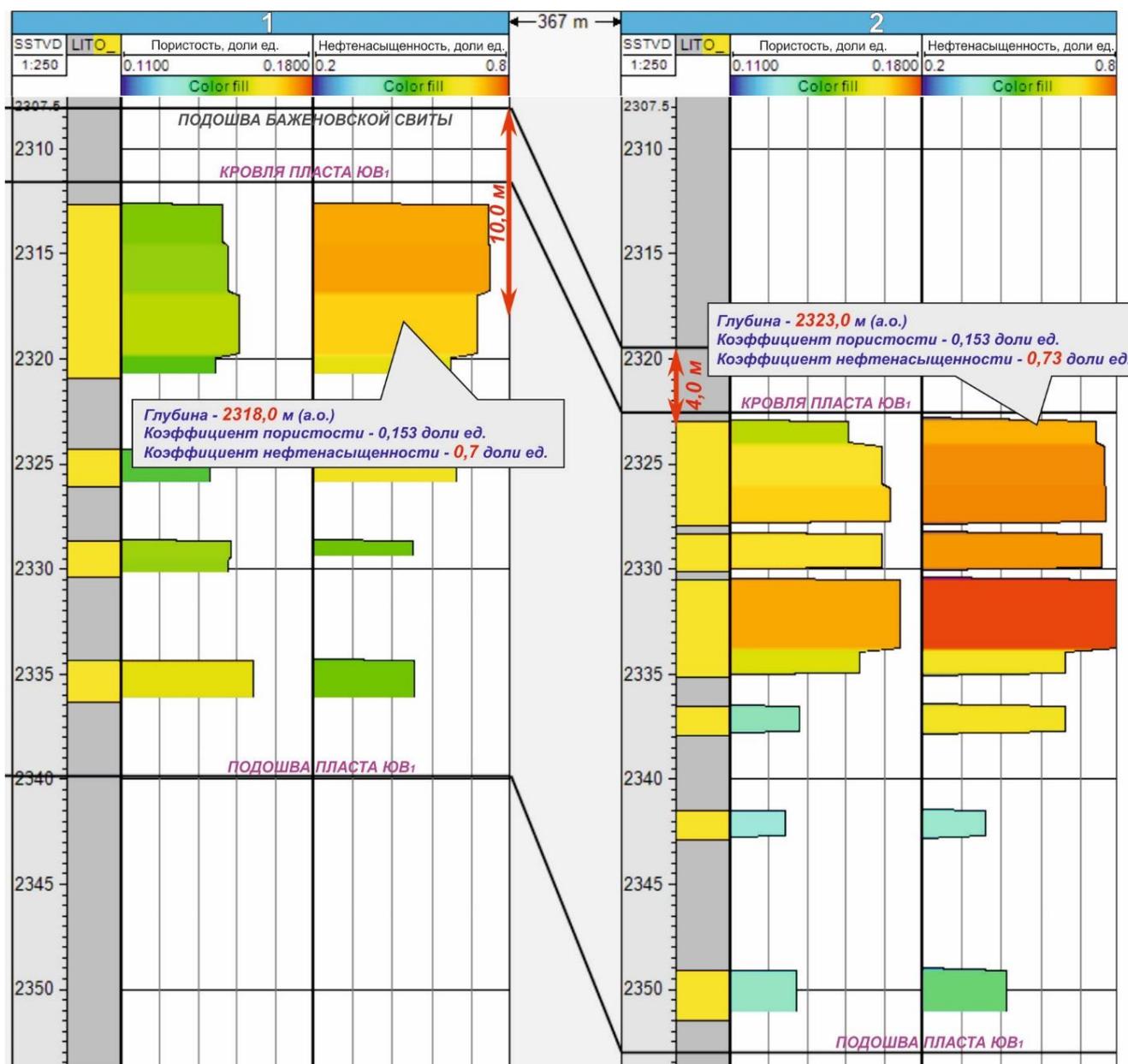


Рисунок 3.10 – Сравнение значений коэффициента нефтенасыщенности в зонах коллектора, различно удаленных от стратиграфической кровли пласта-резервуара и подошвы продуктивной нефтематеринской породы, при равных значениях фильтрационно-емкостных параметров коллектора на различном удалении от зеркала чистой воды (месторождение А)

В зонах коллектора, характеризующихся равными низкими значениями коэффициента пористости (0,153 доли ед.), значение коэффициента нефтенасыщенности на большей глубине во второй скважине выше (абсолютная отметка глубины – 2323 м, коэффициент нефтенасыщенности – 0,73 доли ед.), чем на меньшей глубине в первой скважине (абсолютная отметка глубины – 2318 м, коэффициент нефтенасыщенности – 0,70 доли ед.), что противоречит капиллярно-гравитационной теории (рисунок 1.6), согласно которой в гидродинамически связанном объеме при равных значениях фильтрационно-емкостных параметров пласта коэффициент нефтенасыщенности выше на меньшей глубине (на большем расстоянии от зеркала чистой воды) и уменьшается при увеличении глубины (при уменьшении расстояния до зеркала чистой воды). Рассматриваемые зоны коллектора с равными низкими фильтрационно-емкостными свойствами отличаются различной локализацией по отношению к стратиграфической кровле пласта ЮВ<sub>1</sub> и подошве продуктивной нефтематеринской породы: в первой скважине рассматриваемый интервал коллектора находится на расстоянии 7,0 м от стратиграфической кровли пласта-резервуара и на расстоянии 10,0 м от подошвы продуктивной нефтематеринской породы, во второй – на расстоянии 1,0 м от стратиграфической кровли пласта-резервуара и на расстоянии 4,0 м от подошвы продуктивной нефтематеринской породы. Следовательно, во второй скважине условия для процессов миграции нефти из вышележащей нефтематеринской породы в расположенный ниже коллектор с невысокими фильтрационно-емкостными параметрами были более благоприятными ввиду меньшего расстояния от источника углеводородов. Таким образом, пример, представленный на рисунке 3.10, подтверждает концепцию, схематично изображенную на рисунке 3.2: при равных низких значениях фильтрационно-емкостных параметров резервуара коэффициент нефтенасыщенности выше в зонах, прилегающих к стратиграфической кровле пласта, несмотря на большие значения абсолютных отметок глубины и меньшее расстояние от зеркала чистой воды, и ниже в зонах, более удаленных от стратиграфической кровли пласта, несмотря на меньшие

значения абсолютных отметок глубины и большее расстояние от зеркала чистой воды.

На рисунке 3.11 представлены результаты интерпретации параметров пористости и нефтенасыщенности скважин площади месторождения А, расстояние между точками входа в пласт которых составляет 311 м.

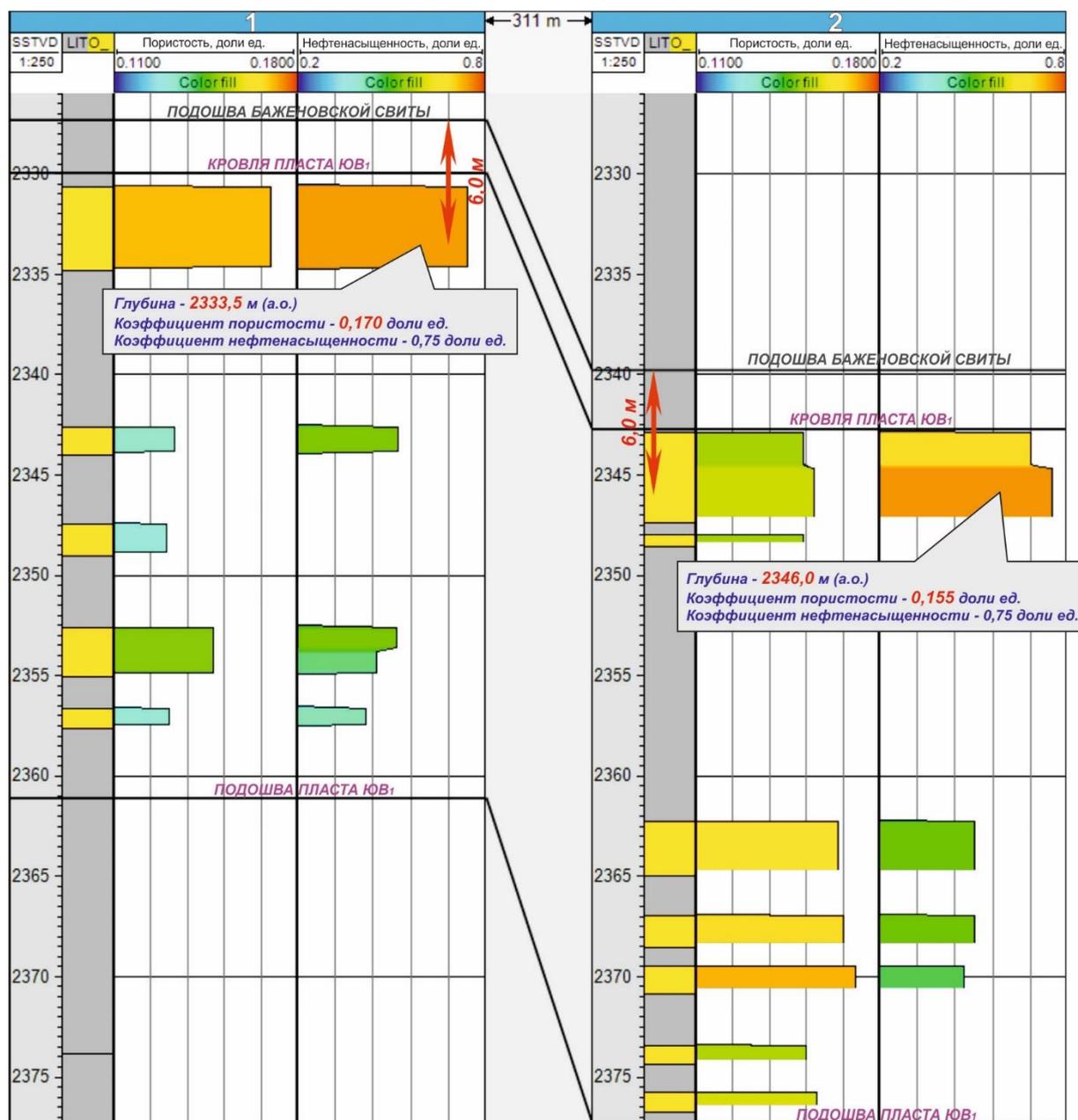


Рисунок 3.11 – Сравнение значений коэффициента нефтенасыщенности в зонах коллектора, равноудаленных от стратиграфической кровли пласта-резервуара и подошвы продуктивной нефтематеринской породы, при различных значениях фильтрационно-емкостных параметров коллектора на различном удалении от зеркала чистой воды (месторождение А)

В зонах коллектора, равноудаленных от стратиграфической кровли пласта-резервуара и подошвы продуктивной нефтематеринской породы, в обеих скважинах коэффициенты нефтенасыщенности равны (0,75 доли ед.). При этом рассматриваемый участок коллектора в первой скважине находится на меньших глубинах и, следовательно, на большем расстоянии от зеркала чистой воды по сравнению с участком коллектора во второй скважине (абсолютные отметки глубины в первой и второй скважинах: 2333,5 м и 2346,0 м соответственно). Кроме того, коэффициент пористости коллектора в первой скважине выше, чем во второй (0,170 доли ед. и 0,155 доли ед. соответственно). Представленный на рисунке 3.11 пример противоречит капиллярно-гравитационной теории (рисунок 1.6), согласно которой на большем расстоянии от зеркала чистой воды при более высоких значениях фильтрационно-емкостных параметров пласта коэффициент нефтенасыщенности выше, чем в случае меньшего расстояния от зеркала чистой воды при более низких значениях фильтрационно-емкостных свойств. Рассматриваемый пример подтверждает концепцию, схематично изображенную на рисунке 3.2: при низких значениях фильтрационно-емкостных параметров коллектора наблюдаются равные значения коэффициента нефтенасыщенности в зонах, равноудаленных от стратиграфической кровли пласта-резервуара и подошвы продуктивной нефтематеринской породы.

На рисунке 3.12 представлена зависимость коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения В для зон коллектора, коэффициент пористости которых составляет 0,15 доли ед., на абсолютных отметках глубины 2422,5-2422,9 м, уровень зеркала чистой воды – 2443 м (а.о.). Залежи нефти изучаемых месторождений, как отмечено в параграфе 2.3, не были подвержены структурным деформациям в неогеновом периоде, палеоструктурный план в период заполнения резервуара нефтью минимально отличался от современного. Ловушки являются антиклинальными, капиллярные барьеры отсутствуют, следовательно, согласно капиллярно-гравитационной теории, на равном удалении от зеркала чистой воды при равных значениях параметра пористости коэффициент нефтенасыщенности

должен быть равным для всех участков коллектора, соответствующих указанным условиям.

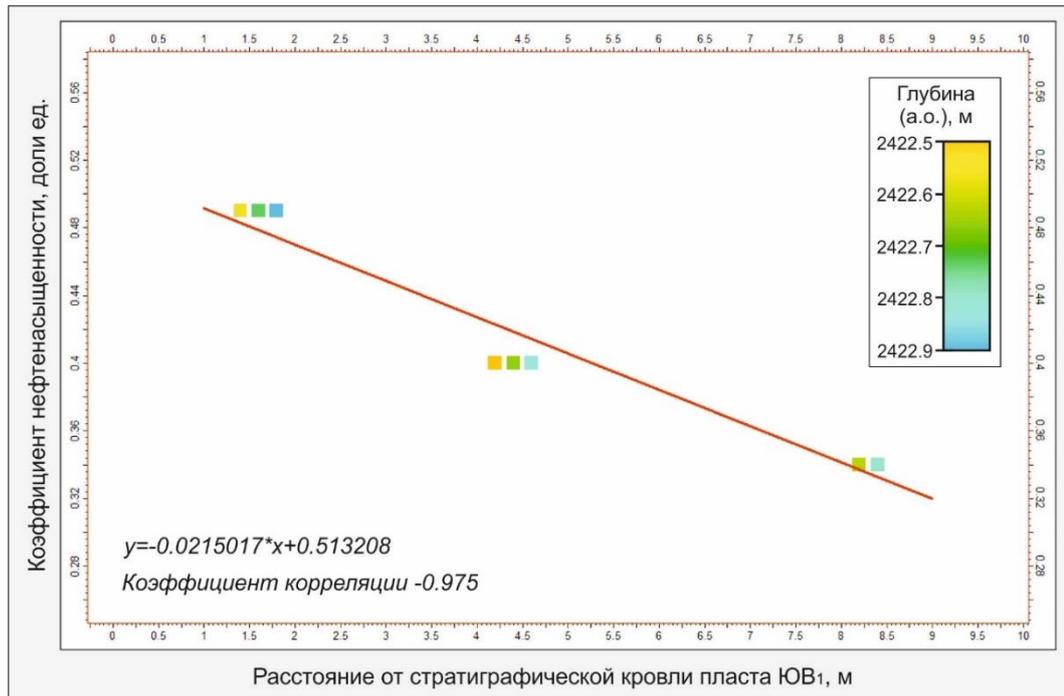


Рисунок 3.12 – Зависимость коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения В на глубине 2422,5-2422,9 м (а.о.), коэффициент пористости – 0,15 доли ед.

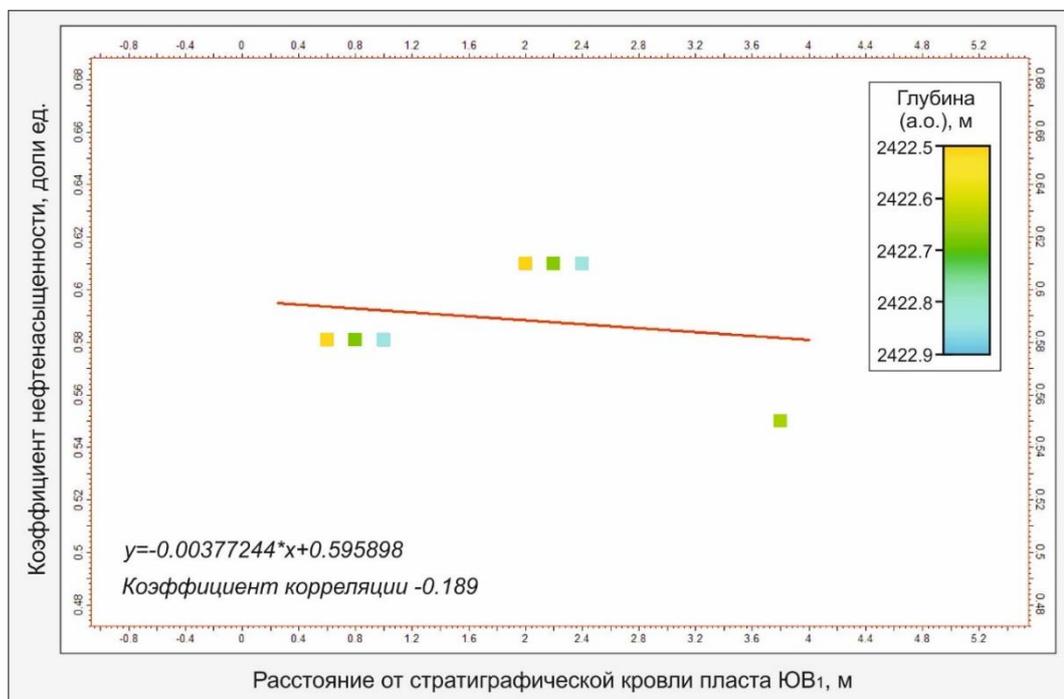


Рисунок 3.13 – Зависимость коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения В на глубине 2422,5-2422,9 м (а.о.), коэффициент пористости – 0,18 доли ед.

Однако, как отражено на рисунке 3.12, параметр нефтенасыщенности имеет тенденцию к уменьшению при увеличении расстояния от стратиграфической кровли пласта в равноудаленных от зеркала чистой воды зонах коллектора с идентичными низкими значениями фильтрационно-емкостных свойств (коэффициент корреляции – 97,5 %), что подтверждает закономерность, представленную на рисунке 3.2.

При увеличении коэффициента пористости до 0,18 доли ед. на рассматриваемой глубине 2422,5-2422,9 м (а.о.) зависимость параметра нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта не наблюдается (рисунок 3.13) (коэффициент корреляции – 18,9 %), что подтверждает закономерности, отраженные на рисунке 3.1.

На рисунке 3.14 представлена зависимость коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения В на абсолютных отметках глубины 2420-2425 м при уровне зеркала чистой воды 2443 м (а.о.) для зон коллектора, коэффициент пористости которых находится в диапазоне 0,120-0,160 доли ед., на рисунке 3.15 – в диапазоне 0,161-0,184 доли ед. Иллюстрации подтверждают закономерность, представленную на рисунке 3.2: на равной высоте над зеркалом чистой воды в зонах коллектора с низкими значениями фильтрационно-емкостных параметров наблюдается линейное уменьшение коэффициента нефтенасыщенности в направлении от стратиграфической кровли к стратиграфической подошве пласта. При увеличении параметра пористости корреляционная связь между коэффициентом нефтенасыщенности и расстоянием от стратиграфической кровли пласта уменьшается.

На рисунках 3.16-3.17 представлены два примера диаграмм пар скважин месторождения В с результатами интерпретации параметров пористости и нефтенасыщенности, расстояние между скважинами составляет 555 м и 760 м соответственно. Гидродинамические барьеры тектонического и литологического характера на площади рассматриваемого месторождения отсутствуют.

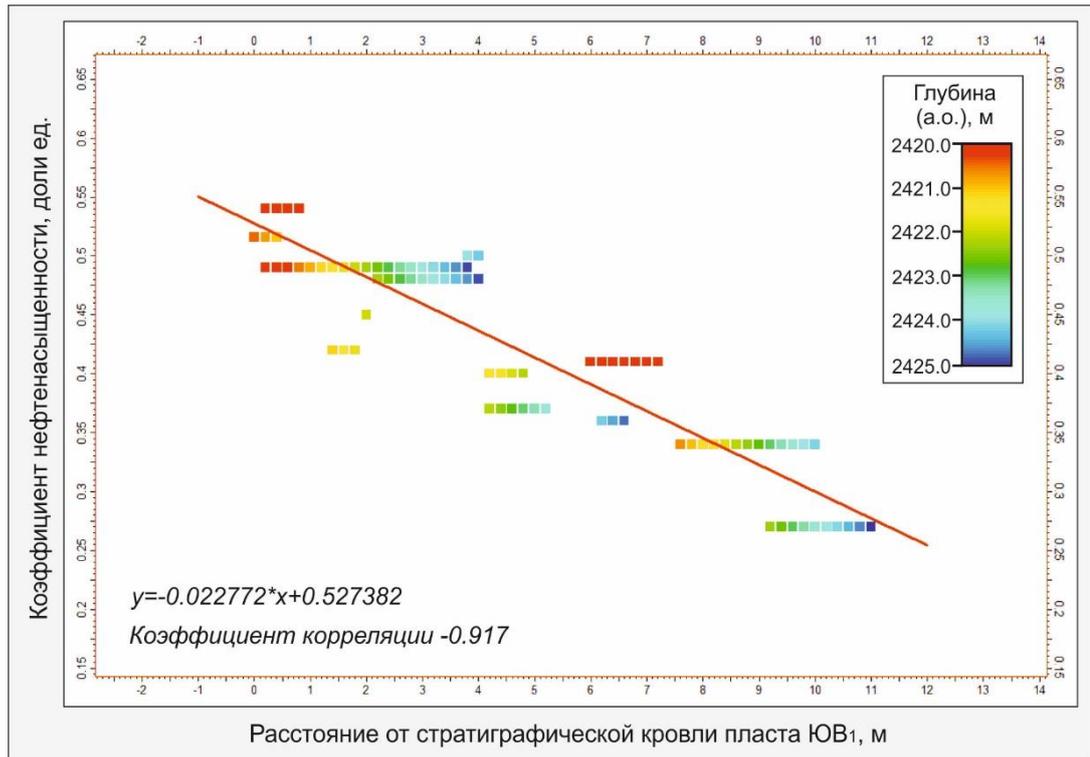


Рисунок 3.14 – Зависимость коэффицента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения В на глубине 2420,0-2425,0 м (а.о.), коэффицент пористости – 0,120-0,160 доли ед.

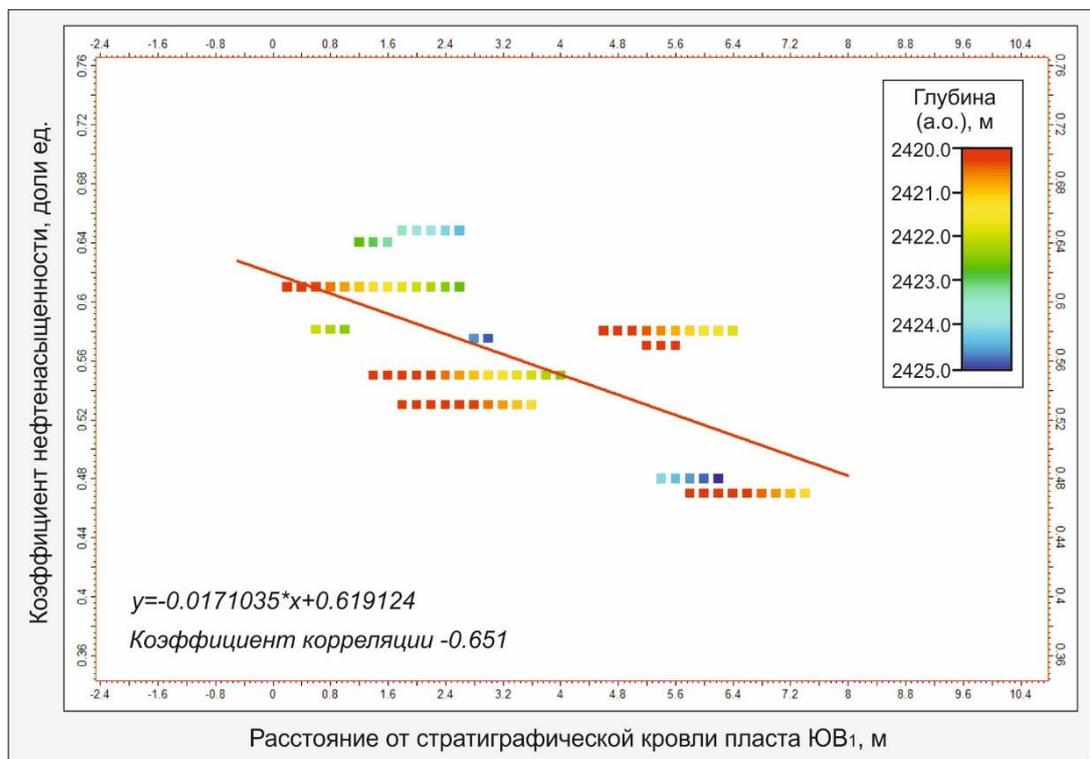


Рисунок 3.15 – Зависимость коэффицента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения В на глубине 2420,0-2425,0 м (а.о.), коэффицент пористости – 0,161-0,184 доли ед.

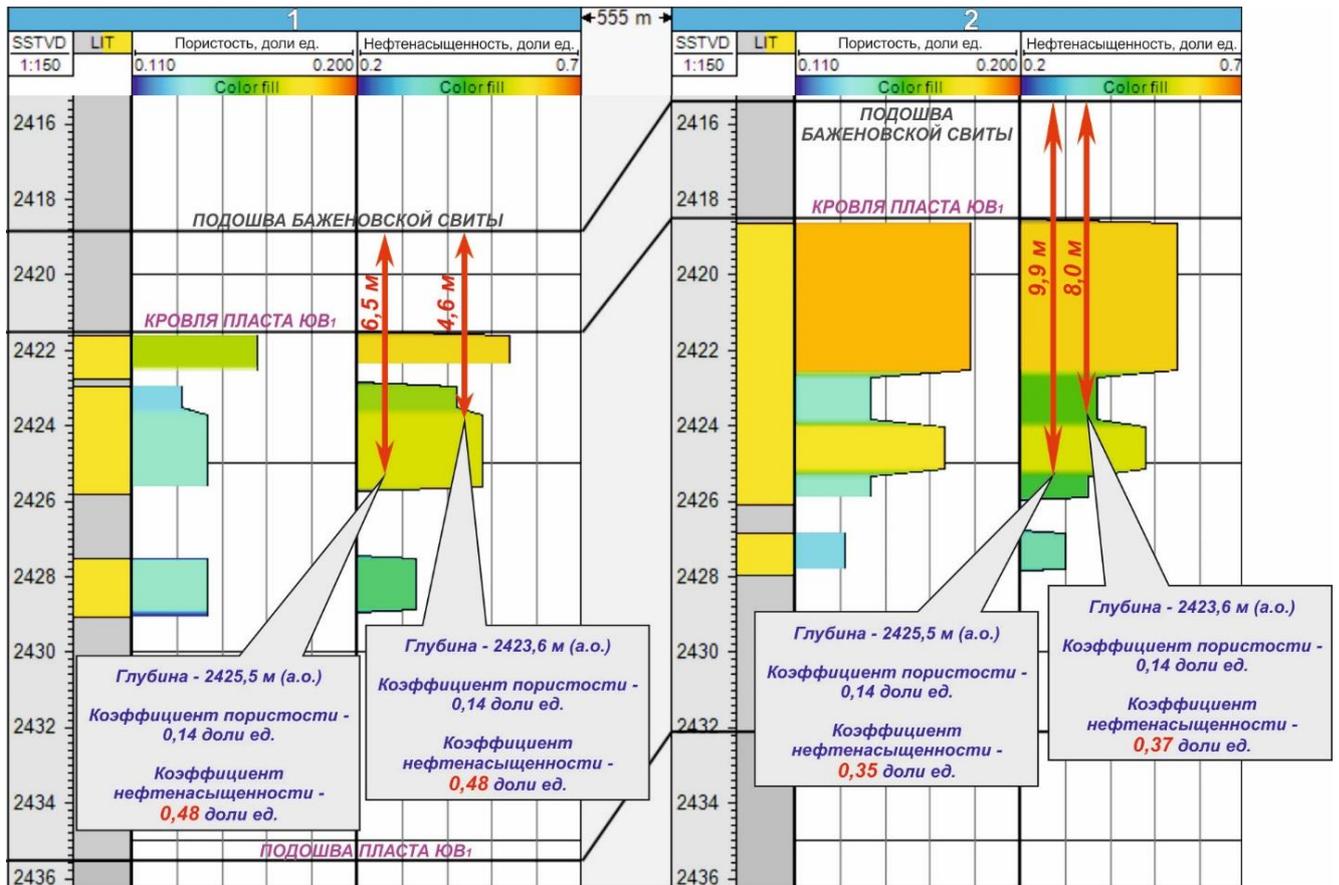


Рисунок 3.16 – Сравнение значений коеффициента нефтенасыщенности в зонах коллектора, различно удаленных от стратиграфической кровли пласта-резервуара и подошвы продуктивной нефтематеринской породы, при равных значениях фильтрационно-емкостных параметров коллектора на равном удалении от зеркала чистой воды (месторождение В, пример 1)

Согласно капиллярно-гравитационной концепции (рисунок 1.6), на равном удалении от зеркала чистой воды (в рассматриваемом случае – при равных значениях абсолютных отметок глубины) при равных значениях коеффициента пористости коеффициент нефтенасыщенности является величиной постоянной. Однако на рисунке 3.16 на абсолютной отметке глубины 2425,5 м при коеффициенте пористости 0,14 доли ед. коеффициент нефтенасыщенности в первой скважине составляет 0,48 доли ед., во второй – 0,35 доли ед. В первой скважине рассматриваемый интервал коллектора находится на расстоянии 3,9 м от стратиграфической кровли пласта-резервуара и на расстоянии 6,5 м от подошвы продуктивной нефтематеринской породы, во второй – на расстоянии 7,0 м от

стратиграфической кровли пласта-резервуара и на расстоянии 9,9 м от подошвы продуктивной нефтематеринской породы.

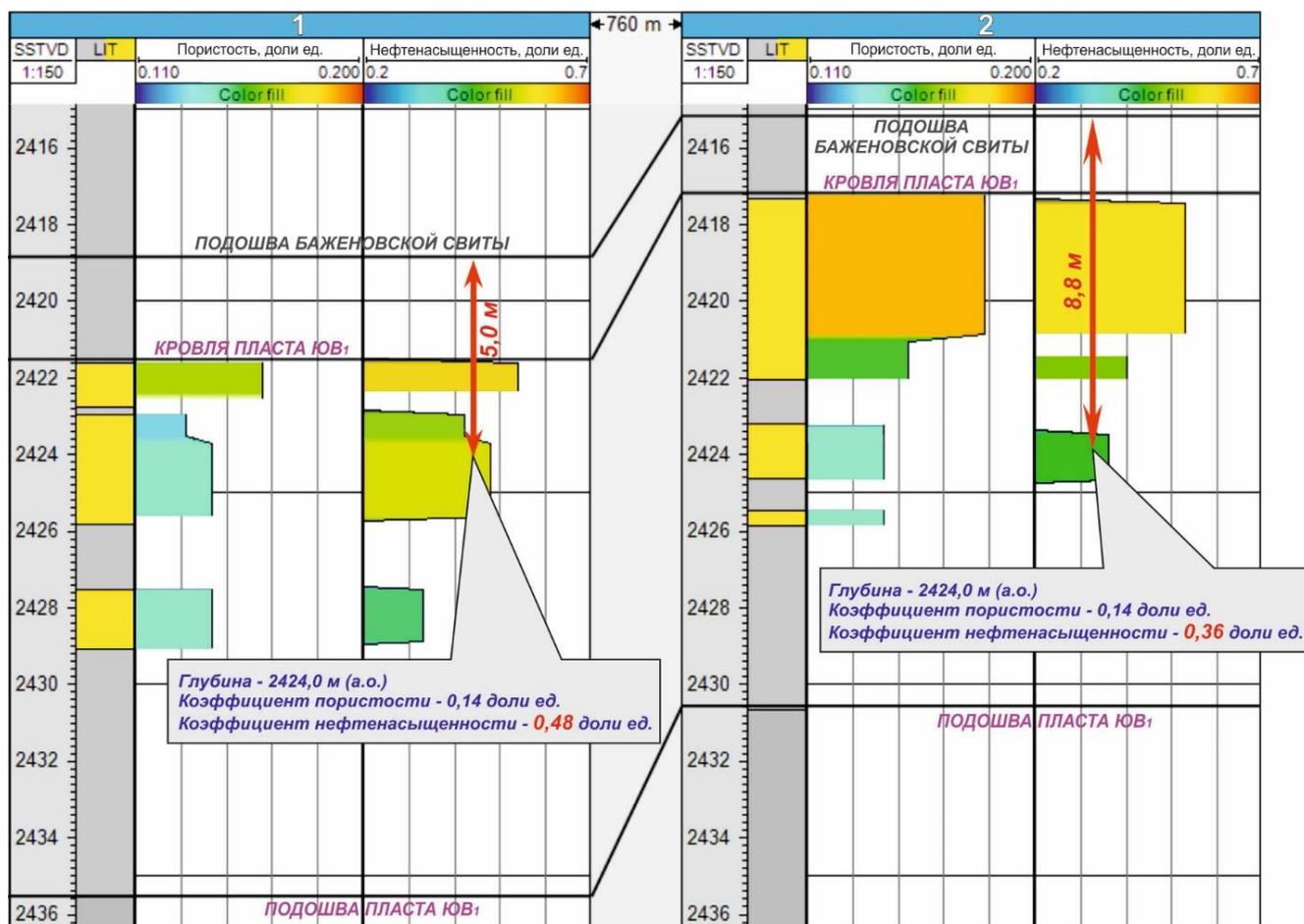


Рисунок 3.17 – Сравнение значений коэффициента нефтенасыщенности в зонах коллектора, различно удаленных от стратиграфической кровли пласта-резервуара и подошвы продуктивной нефтематеринской породы, при равных значениях фильтрационно-емкостных параметров коллектора на равном удалении от зеркала чистой воды (месторождение В, пример 2)

На рисунке 3.16 на абсолютной отметке глубины 2423,6 м при коэффициенте пористости 0,14 доли ед. коэффициент нефтенасыщенности в первой скважине составляет 0,48 доли ед., во второй – 0,37 доли ед. В первой скважине рассматриваемый интервал коллектора находится на расстоянии 2,0 м от стратиграфической кровли пласта-резервуара и на расстоянии 4,6 м от подошвы продуктивной нефтематеринской породы, во второй – на расстоянии 5,1 м от стратиграфической кровли пласта-резервуара и на расстоянии 8,0 м от подошвы

продуктивной нефтематеринской породы. Следовательно, в первой скважине условия для процессов миграции нефти из вышележащей нефтематеринской породы в расположенные ниже зоны коллектора с невысокими фильтрационно-емкостными параметрами были более благоприятными ввиду меньшего расстояния от генерирующей толщи. Латеральная миграция углеводородов в направлении от первой скважины ко второй не произошла по причине низких фильтрационно-емкостных свойств коллектора, которые обусловили высокие капиллярные давления, значительно превышающие силы гравитационной сегрегации углеводородов.

На рисунке 3.17 на абсолютной отметке глубины 2424,0 м при коэффициенте пористости 0,14 доли ед. коэффициент нефтенасыщенности в первой скважине составляет 0,48 доли ед., во второй – 0,36 доли ед. В первой скважине рассматриваемый интервал коллектора находится на расстоянии 2,4 м от стратиграфической кровли пласта-резервуара и на расстоянии 5,0 м от подошвы продуктивной нефтематеринской породы, во второй – на расстоянии 6,8 м от стратиграфической кровли пласта-резервуара и на расстоянии 8,8 м от подошвы продуктивной нефтематеринской породы. Следовательно, в первой скважине условия для процессов миграции нефти из вышележащей нефтематеринской породы в расположенные ниже зоны коллектора с невысокими фильтрационно-емкостными параметрами были более благоприятными ввиду меньшего расстояния от генерирующей толщи. Латеральная миграция углеводородов в направлении от первой скважины ко второй не произошла по причине низких фильтрационно-емкостных свойств коллектора, которые обусловили высокие капиллярные давления, значительно превышающие силы гравитационной сегрегации углеводородов.

Таким образом, примеры, представленные на рисунках 3.16-3.17, подтверждают концепцию, схематично изображенную на рисунке 3.2: на равной высоте над зеркалом чистой воды при равных низких значениях фильтрационно-емкостных параметров резервуара значения коэффициента нефтенасыщенности в

зонах, прилегающих к стратиграфической кровле пласта, выше, чем в зонах, прилегающих к стратиграфической подошве пласта.

На рисунке 3.18 представлены результаты интерпретации параметров пористости и нефтенасыщенности скважин площади месторождения В, расстояние между точками входа в пласт которых составляет 555 м.

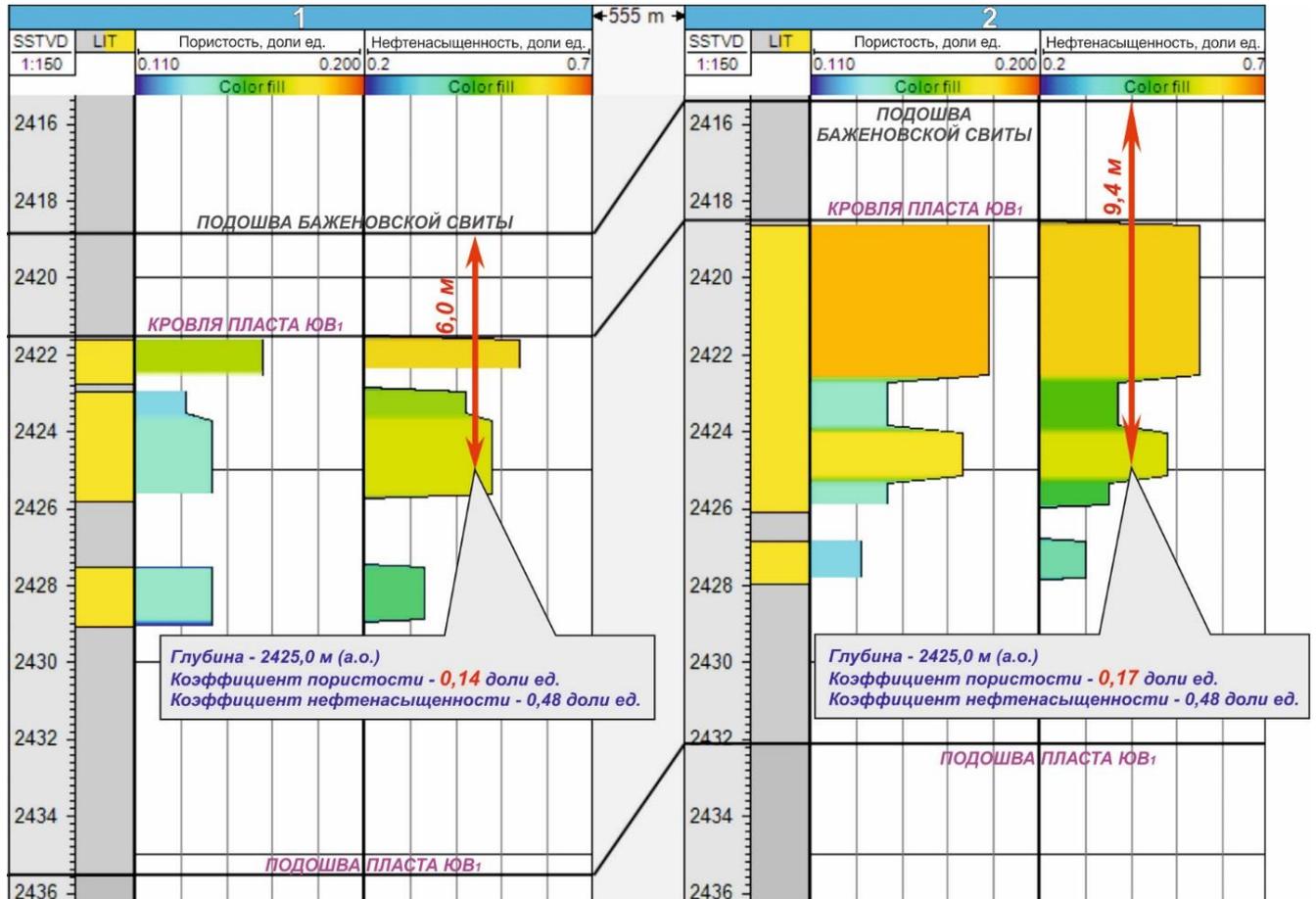


Рисунок 3.18 – Сравнение значений коэффициента нефтенасыщенности в зонах коллектора, различно удаленных от стратиграфической кровли пласта-резервуара и подошвы продуктивной нефтематеринской породы, при различных значениях фильтрационно-емкостных параметров коллектора на равном удалении от зеркала чистой воды (месторождение В)

На абсолютной отметке глубины 2425,0 м коэффициент нефтенасыщенности в обеих скважинах составляет 0,48 доли ед., при этом коэффициент пористости в первой скважине – 0,14 доли ед., во второй – 0,17 доли ед. Согласно капиллярно-гравитационной концепции (рисунок 1.6), на равном удалении от зеркала чистой

воды (в рассматриваемом случае – при равных значениях абсолютных отметок глубины) зоны коллектора с более высокими значениями фильтрационно-емкостных параметров характеризуются более высокими значениями коэффициента нефтенасыщенности, что не соответствует примеру, представленному на рисунке 3.18. В первой скважине рассматриваемый интервал коллектора находится на расстоянии 3,4 м от стратиграфической кровли пласта-резервуара и на расстоянии 6,0 м от подошвы продуктивной нефтематеринской породы, во второй – на расстоянии 6,4 м от стратиграфической кровли пласта-резервуара и на расстоянии 9,4 м от подошвы продуктивной нефтематеринской породы. Следовательно, в первой скважине условия для процессов миграции нефти из вышележащей нефтематеринской породы в расположенные ниже зоны коллектора были более благоприятными ввиду меньшего расстояния от генерирующей толщи. Латеральная миграция углеводородов в направлении от первой скважины ко второй не произошла по причине низких фильтрационно-емкостных свойств коллектора, которые обусловили капиллярные давления, значительно превышающие силы гравитационной сегрегации углеводородов. Распределение нефтенасыщенности, отраженное на рисунке 3.18, подтверждает концепции, схематично представленные на рисунках 3.1-3.2: на равной высоте над зеркалом чистой воды участки коллектора с низкими значениями фильтрационно-емкостных параметров в зонах, расположенных на меньшем расстоянии от стратиграфической кровли пласта-резервуара и подошвы продуктивной нефтематеринской породы, характеризуются коэффициентами нефтенасыщенности, сопоставимыми с таковыми в участках коллектора, расположенных на большем расстоянии от стратиграфической кровли пласта-резервуара и подошвы продуктивной нефтематеринской породы, с более высокими значениями фильтрационно-емкостных свойств.

На рисунке 3.19 представлены диаграммы пары скважин, рассмотренных на рисунке 3.18. На рисунке 3.19 изучим интервалы коллектора пласта ЮВ<sub>1</sub> в прикровельных зонах.

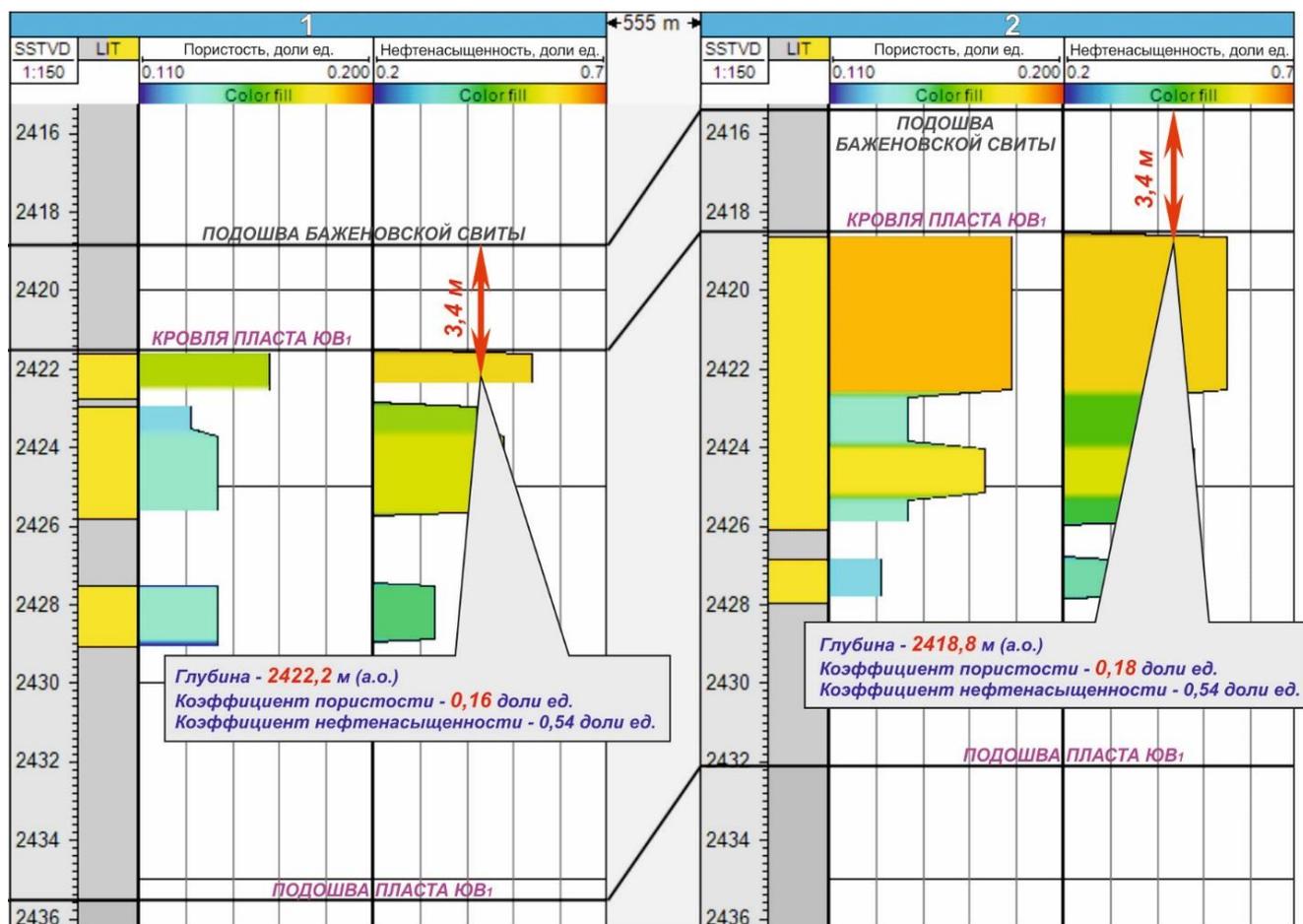


Рисунок 3.19 – Сравнение значений коэффициента нефтенасыщенности в зонах коллектора, равноудаленных от стратиграфической кровли пласта-резервуара и подошвы продуктивной нефтематеринской породы, при различных значениях фильтрационно-емкостных параметров коллектора на различном удалении от зеркала чистой воды (месторождение В)

В зонах коллектора, равноудаленных от стратиграфической кровли пласта-резервуара и подошвы продуктивной нефтематеринской породы, в обеих скважинах коэффициенты нефтенасыщенности равны (0,54 доли ед.). При этом рассматриваемый участок коллектора в первой скважине находится на больших глубинах и, следовательно, на меньшем расстоянии от зеркала чистой воды по сравнению с участком коллектора во второй скважине (абсолютные отметки глубины в первой и второй скважинах: 2422,2 м и 2418,8 м соответственно). Кроме того, коэффициент пористости коллектора во второй скважине выше, чем в первой (0,18 доли ед. и 0,16 доли ед. соответственно). Представленный на рисунке 3.19

пример противоречит капиллярно-гравитационной теории (рисунок 1.6), согласно которой на большем расстоянии от зеркала чистой воды при более высоких значениях фильтрационно-емкостных параметров пласта коэффициент нефтенасыщенности выше, чем в случае меньшего расстояния от зеркала чистой воды при более низких значениях фильтрационно-емкостных свойств. Рассматриваемый пример подтверждает концепции, схематично изображенные на рисунках 3.1-3.2: на равном удалении от стратиграфической кровли пласта резервуара и подошвы продуктивной нефтематеринской породы участки коллектора с низкими значениями фильтрационно-емкостных параметров в зонах, расположенных на меньшем расстоянии от зеркала чистой воды, характеризуются коэффициентами нефтенасыщенности, сопоставимыми с таковыми в участках коллектора, расположенных на большем расстоянии от зеркала чистой воды, с более высокими значениями фильтрационно-емкостных свойств.

На рисунке 3.20 представлена зависимость коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения С для зон коллектора, коэффициент пористости которых составляет 0,16 доли ед., на абсолютных отметках глубины 2590,0-2590,8 м, уровень зеркала чистой воды – 2605 м (а.о.). Залежи нефти изучаемых месторождений, как отмечено в параграфе 2.3, не были подвержены структурным деформациям в неогеновом периоде, палеоструктурный план в период заполнения резервуара нефтью минимально отличался от современного. Ловушки являются антиклинальными, капиллярные барьеры отсутствуют, следовательно, согласно капиллярно-гравитационной теории, на равном удалении от зеркала чистой воды при равных значениях параметра пористости коэффициент нефтенасыщенности должен быть равным для всех участков коллектора, соответствующих указанным условиям. Однако, как отражено на рисунке 3.20, параметр нефтенасыщенности имеет тенденцию к уменьшению при увеличении расстояния от стратиграфической кровли пласта в равноудаленных от зеркала чистой воды зонах коллектора с идентичными низкими значениями фильтрационно-емкостных свойств

(коэффициент корреляции – 99,3 %), что подтверждает закономерность, представленную на рисунке 3.2.

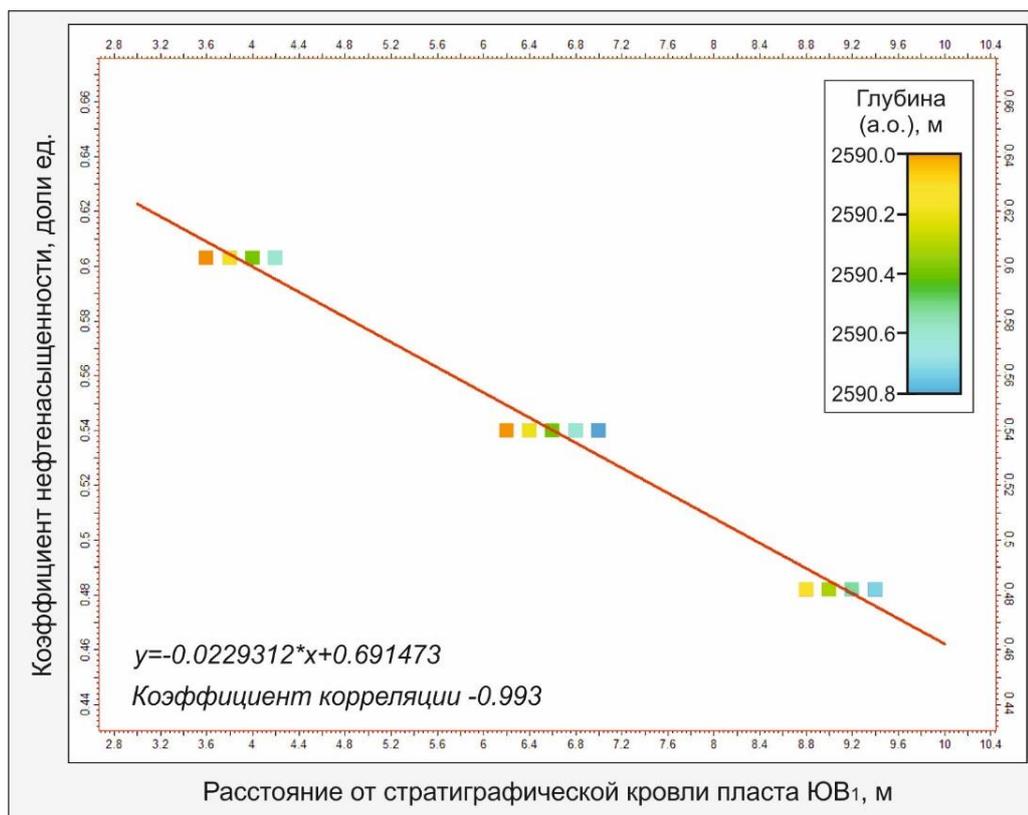


Рисунок 3.20 – Зависимость коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения С на глубине 2590,0-2590,8 м (а.о.), коэффициент пористости – 0,16 доли ед.

При увеличении коэффициента пористости до 0,18 доли ед. на рассматриваемой глубине 2590,0-2590,8 м (а.о.) зависимость параметра нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта не наблюдается (рисунок 3.21), что подтверждает закономерности, отраженные на рисунке 3.1.

На рисунке 3.22 представлена зависимость коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения С на абсолютных отметках глубины 2559-2564 м при уровне зеркала чистой воды 2605 м (а.о.) для зон коллектора, коэффициент пористости которых находится в диапазоне 0,140-0,180 доли ед., на рисунке 3.23 – в диапазоне 0,181-0,198 доли ед.

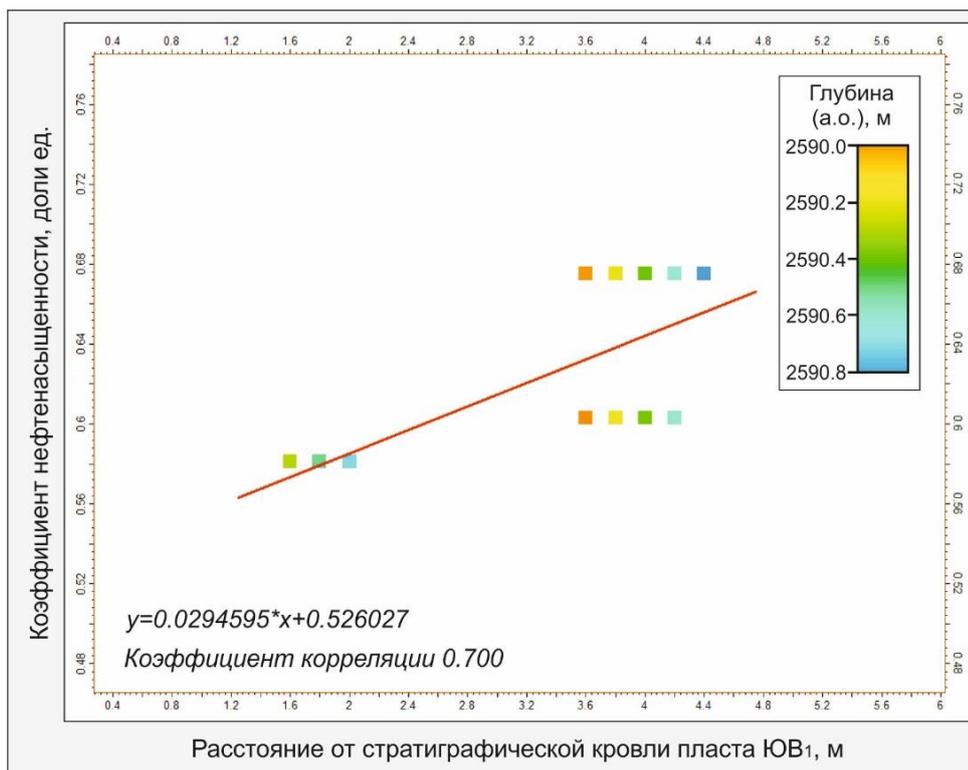


Рисунок 3.21 – Зависимость коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения С на глубине 2590,0-2590,8 м (а.о.), коэффициент пористости – 0,18 доли ед.

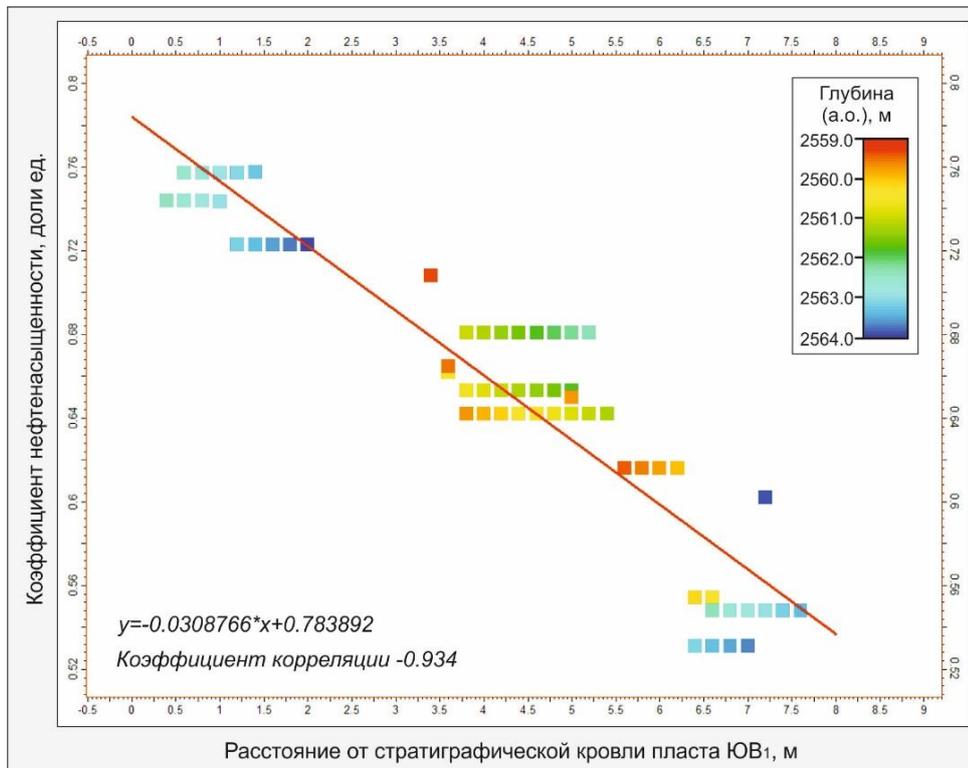


Рисунок 3.22 – Зависимость коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения С на глубине 2559,0-2564,0 м (а.о.), коэффициент пористости – 0,140-0,180 доли ед.

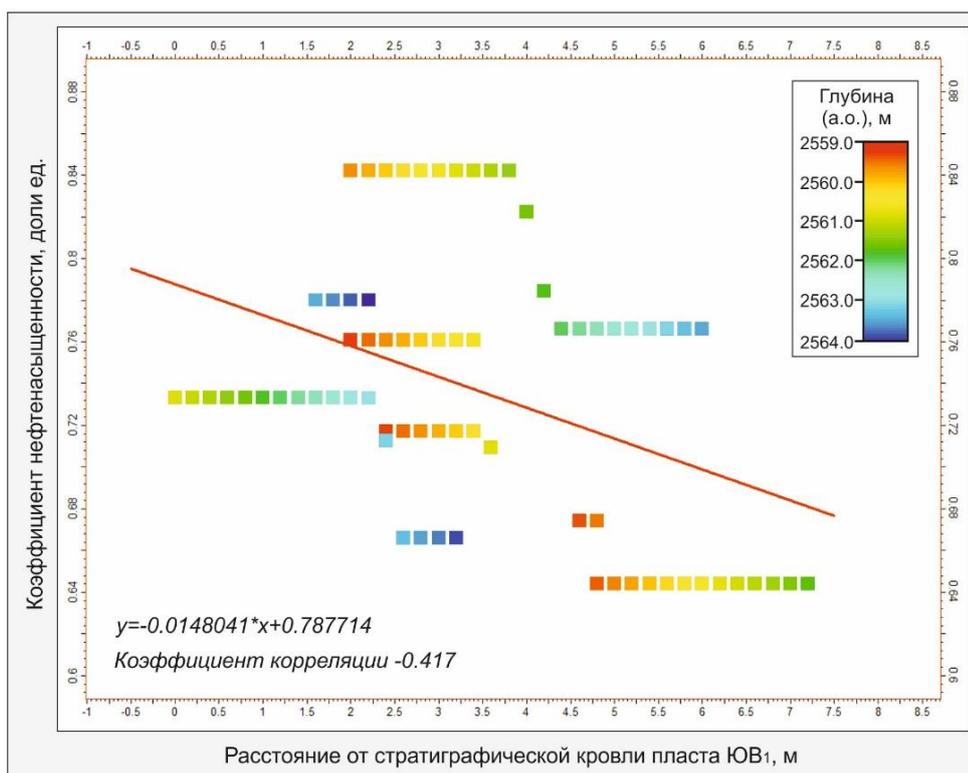


Рисунок 3.23 – Зависимость коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения С на глубине 2559,0-2564,0 м (а.о.), коэффициент пористости – 0,181-0,198 доли ед.

Иллюстрации подтверждают закономерность, представленную на рисунке 3.2: на равной высоте над зеркалом чистой воды в зонах коллектора с низкими значениями фильтрационно-емкостных параметров наблюдается линейное уменьшение коэффициента нефтенасыщенности в направлении от стратиграфической кровли к стратиграфической подошве пласта. При увеличении параметра пористости корреляционная связь между коэффициентом нефтенасыщенности и расстоянием от стратиграфической кровли пласта уменьшается.

Отклонения фактических значений коэффициента нефтенасыщенности от прогнозируемых на основе капиллярно-гравитационной теории отмечаются также при анализе диаграмм скважин. На рисунке 3.24 представлены результаты интерпретации параметров пористости и нефтенасыщенности скважин площади месторождения С, расстояние между точками входа в пласт которых составляет 406 м.

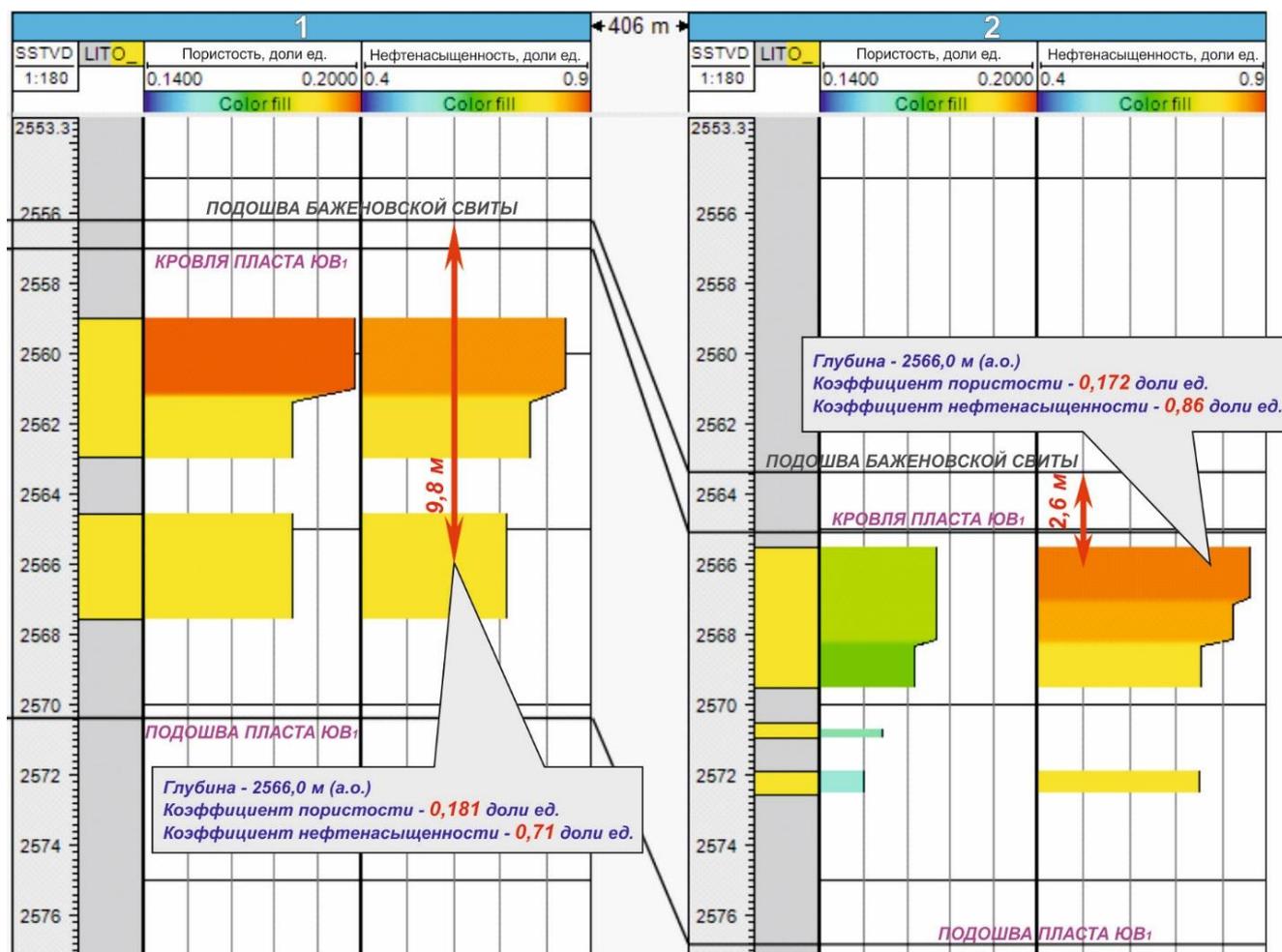


Рисунок 3.24 – Сравнение значений коэффициента нефтенасыщенности в зонах коллектора, различно удаленных от стратиграфической кровли пласта-резервуара и подошвы продуктивной нефтематеринской породы, при различных значениях фильтрационно-емкостных параметров коллектора на равном удалении от зеркала чистой воды (месторождение С)

Гидродинамические барьеры тектонического и литологического характера на площади рассматриваемого месторождения отсутствуют. Согласно капиллярно-гравитационной теории (рисунок 1.6), на равном удалении от зеркала чистой воды (в рассматриваемом случае – при равных значениях абсолютных отметок глубины) зоны коллектора с более высокими значениями фильтрационно-емкостных свойств характеризуются более высокими значениями коэффициента нефтенасыщенности по сравнению с зонами коллектора с более низкими фильтрационно-емкостными параметрами. Однако пример, представленный на рисунке 3.24, не соответствует

данному утверждению: на абсолютной отметке глубины 2566 м при коэффициенте пористости 0,181 доли ед. коэффициент нефтенасыщенности в первой скважине составляет 0,71 доли ед., во второй скважине на идентичной абсолютной отметке глубины при меньшем значении коэффициента пористости (0,172 доли ед.) коэффициент нефтенасыщенности выше – 0,86 доли ед. В первой скважине рассматриваемый интервал коллектора находится на расстоянии 9,0 м от стратиграфической кровли пласта-резервуара и на расстоянии 9,8 м от подошвы продуктивной нефтематеринской породы, во второй – на расстоянии 0,8 м от стратиграфической кровли пласта-резервуара и на расстоянии 2,6 м от подошвы продуктивной нефтематеринской породы. Следовательно, во второй скважине условия для процессов миграции нефти из вышележащей нефтематеринской породы в расположенный ниже рассматриваемый участок коллектора были более благоприятными ввиду меньшего расстояния от генерирующей толщи. Латеральная миграция углеводородов в направлении от второй скважины к первой не произошла по причине того, что капиллярные давления значительно превышают силы гравитационной сегрегации углеводородов. Таким образом, пример, представленный на рисунке 3.24, подтверждает концепции, схематично изображенные на рисунках 3.1-3.2: на равной высоте над зеркалом чистой воды участки коллектора с более низкими значениями фильтрационно-емкостных параметров в зонах, расположенных на меньшем расстоянии от стратиграфической кровли пласта-резервуара и подошвы продуктивной нефтематеринской породы, характеризуются большими значениями коэффициента нефтенасыщенности, чем участки коллектора, расположенные на большем расстоянии от стратиграфической кровли пласта-резервуара и подошвы продуктивной нефтематеринской породы, с более высокими значениями фильтрационно-емкостных параметров.

На рисунке 3.25 представлены результаты интерпретации параметров пористости и нефтенасыщенности скважин площади месторождения С, расстояние между точками входа в пласт которых составляет 352 м.

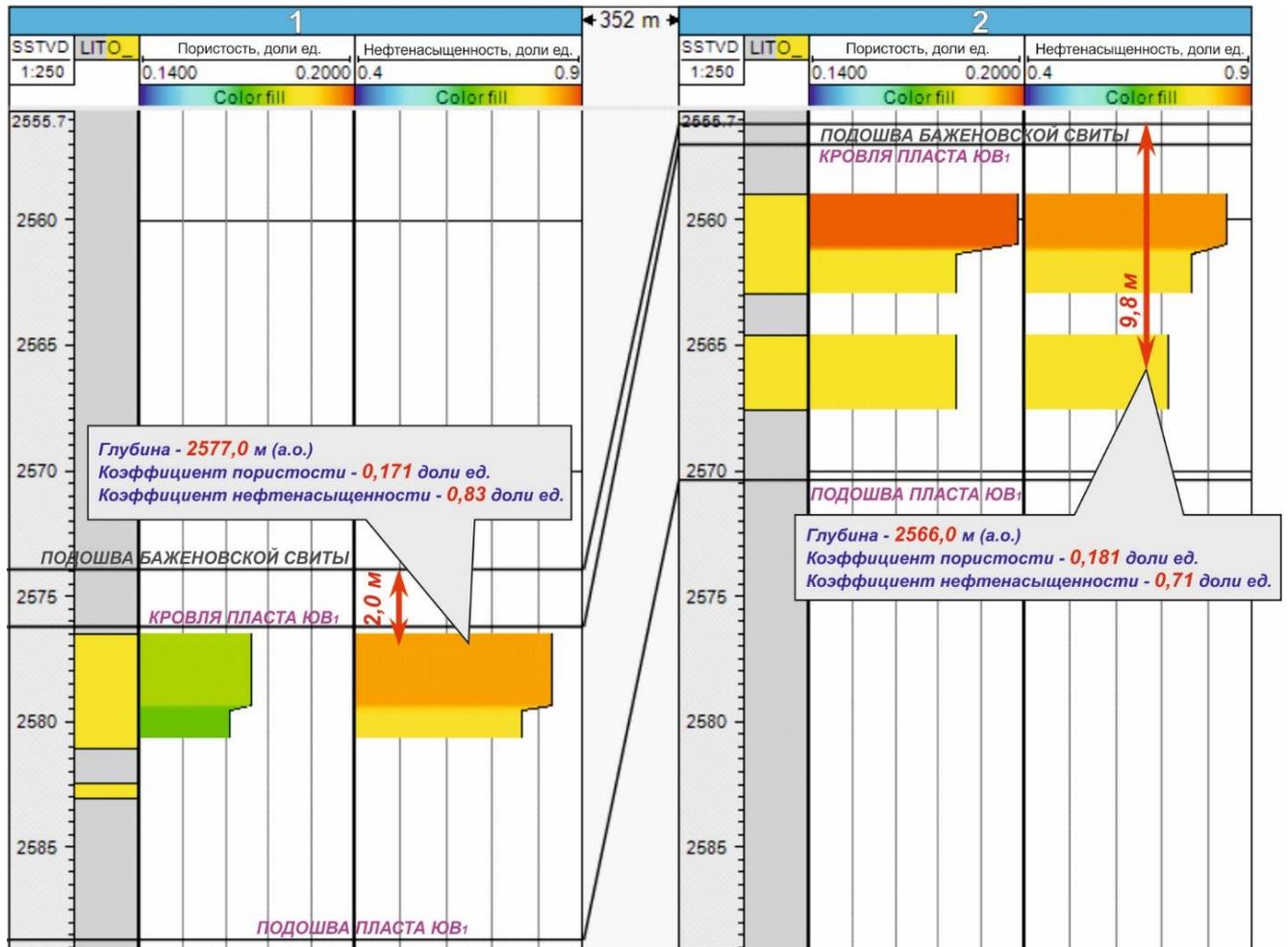


Рисунок 3.25 – Сравнение значений коэффициента нефтенасыщенности в зонах коллектора, различно удаленных от стратиграфической кровли пласта-резервуара и подошвы продуктивной нефтематеринской породы, при различных значениях фильтрационно-емкостных параметров коллектора на различном удалении от зеркала чистой воды (месторождение С)

На абсолютной отметке глубины 2577,0 м при коэффициенте пористости 0,171 доли ед. коэффициент нефтенасыщенности в первой скважине составляет 0,83 доли ед. Во второй скважине на абсолютной отметке глубины 2566,0 м при коэффициенте пористости 0,181 доли ед. коэффициент нефтенасыщенности составляет 0,71 доли ед. Представленный пример противоречит капиллярно-гравитационной концепции (рисунок 1.6), согласно которой на меньшей глубине, что соответствует в рассматриваемом случае большему расстоянию от зеркала чистой воды, при больших значениях фильтрационно-емкостных параметров

коэффициент нефтенасыщенности должен быть выше, чем на большей глубине, что соответствует меньшему расстоянию от зеркала чистой воды, при меньших значениях фильтрационно-емкостных параметров. В первой скважине рассматриваемый интервал коллектора находится на расстоянии 0,8 м от стратиграфической кровли пласта-резервуара и на расстоянии 2,0 м от подошвы продуктивной нефтематеринской породы, во второй – на расстоянии 9,0 м от стратиграфической кровли пласта-резервуара и на расстоянии 9,8 м от подошвы продуктивной нефтематеринской породы. Следовательно, в первой скважине условия для процессов миграции нефти из вышележащей нефтематеринской породы в расположенные ниже зоны коллектора были более благоприятными ввиду меньшего расстояния от генерирующей толщи. Латеральная миграция углеводородов в направлении от первой скважины ко второй не произошла по причине того, что капиллярные давления значительно превышают силы гравитационной сегрегации углеводородов. Распределение нефтенасыщенности, отраженное на рисунке 3.25, подтверждает концепции, схематично представленные на рисунках 3.1-3.2: менее удаленные от зеркала чистой воды участки коллектора с более низкими значениями фильтрационно-емкостных параметров в зонах, расположенных на меньшем расстоянии от стратиграфической кровли пласта-резервуара и подошвы продуктивной нефтематеринской породы, характеризуются большими значениями коэффициента нефтенасыщенности, чем более удаленные от зеркала чистой воды участки коллектора, расположенные на большем расстоянии от стратиграфической кровли пласта-резервуара и подошвы продуктивной нефтематеринской породы, с более высокими значениями фильтрационно-емкостных параметров.

### **3.2 Характеристики пласта-резервуара, определяющие распределение нефти в коллекторе, локализованном под нефтематеринской породой**

Принимая во внимание, что основными силами, контролирующим миграцию углеводородов в залежах, локализованных под продуктивными нефтематеринскими породами, являются капиллярное давление и гравитационная

составляющая, к характеристикам пластов, определяющим распределение нефти в коллекторе, относятся фильтрационно-емкостные свойства, угол наклона структурного плана и толщина пласта-резервуара.

### **3.2.1 Фильтрационно-емкостные свойства пласта-резервуара**

Как отмечено в параграфе 3.1.2, в процессе миграции жидких углеводородов в направлении сверху вниз капиллярное давление препятствует перемещению нефти в мелкие поры, заполненные водой. При этом на одной и той же глубине зоны коллектора с идентичными низкими значениями фильтрационно-емкостных свойств характеризуются более высокими значениями коэффициента нефтенасыщенности в слоях, расположенных у кровли пласта, в непосредственной близости от нефтематеринской породы, и линейным уменьшением рассматриваемого параметра в направлении подошвы пласта [72, 74, 75, 78]. Принимая во внимание, что величина капиллярного давления, препятствующего заполнению коллектора нефтью, обратно пропорциональна величине радиуса капилляра, при меньших значениях параметров пористости и проницаемости различия коэффициента нефтенасыщенности в зонах, прилегающих к стратиграфической кровле пласта, и в зонах, прилегающих к стратиграфической подошве пласта, более выражены. При этом на равной высоте над зеркалом чистой воды угол наклона линейной зависимости коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта увеличивается при уменьшении фильтрационно-емкостных свойств коллектора.

Данная теоретически идентифицированная закономерность нашла практическое подтверждение при исследовании распределения нефтенасыщенности продуктивных пластов верхнеюрских отложений площади Западно-Сибирского бассейна. На рисунке 3.26 представлена зависимость коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения А на глубине 2325-2330 м (а.о.) для класса коллектора, значения коэффициента пористости которого расположены в диапазоне 0,120-0,140 доли ед., на рисунке 3.27 – для класса коллектора с коэффициентом

пористости в диапазоне 0,141-0,160 доли ед., на рисунке 3.28 – для класса коллектора с коэффициентом пористости в диапазоне 0,161-0,180 доли ед. Иллюстрации демонстрируют уменьшение угла наклона линейной зависимости коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта, а также уменьшение коэффициента корреляции указанных параметров при увеличении пористости.

Сопоставление углов наклона линейных зависимостей для перечисленных классов коллектора пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения А представлено на рисунке 3.29.

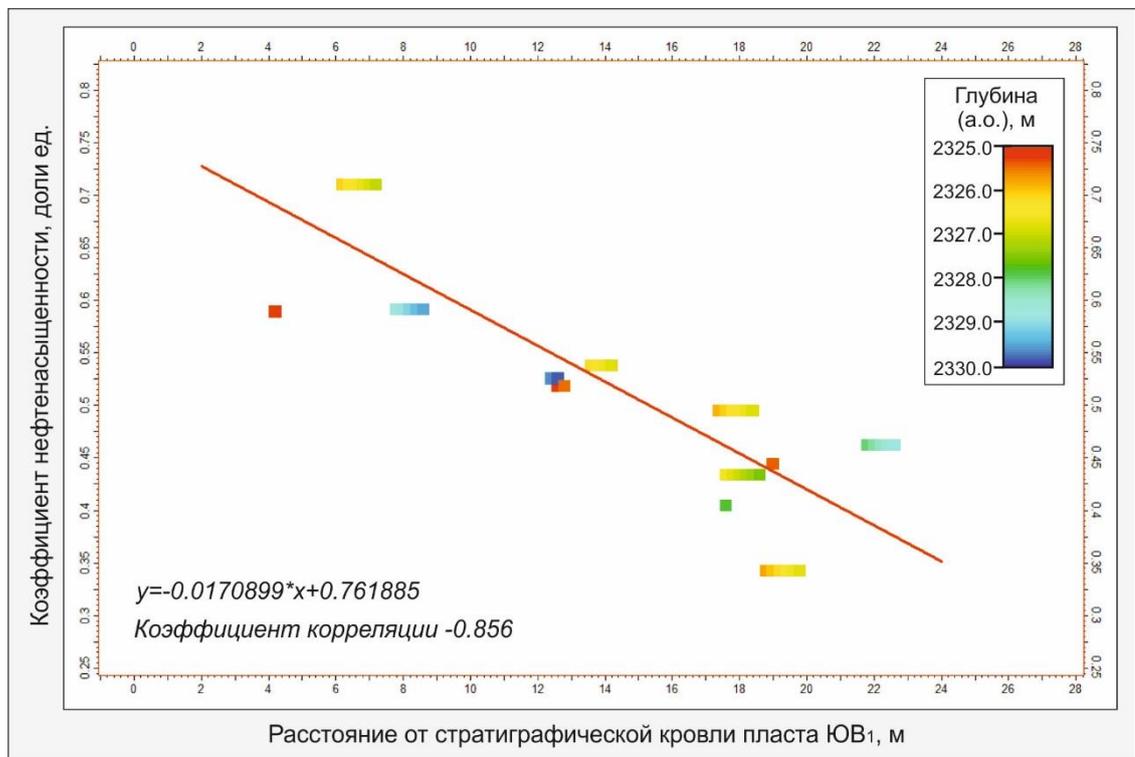


Рисунок 3.26 – Зависимость коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения А на глубине 2325-2330 м (а.о.), коэффициент пористости – 0,120-0,140 доли ед.

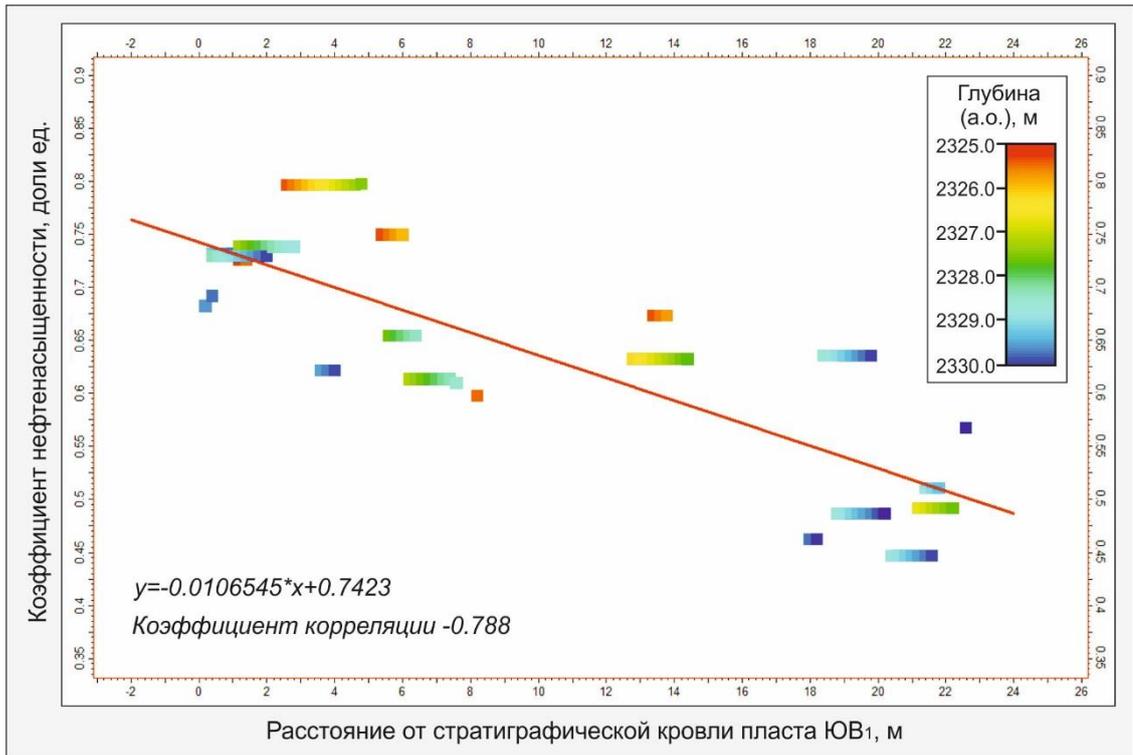


Рисунок 3.27 – Зависимость коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения А на глубине 2325-2330 м (а.о.), коэффициент пористости – 0,141-0,160 доли ед.

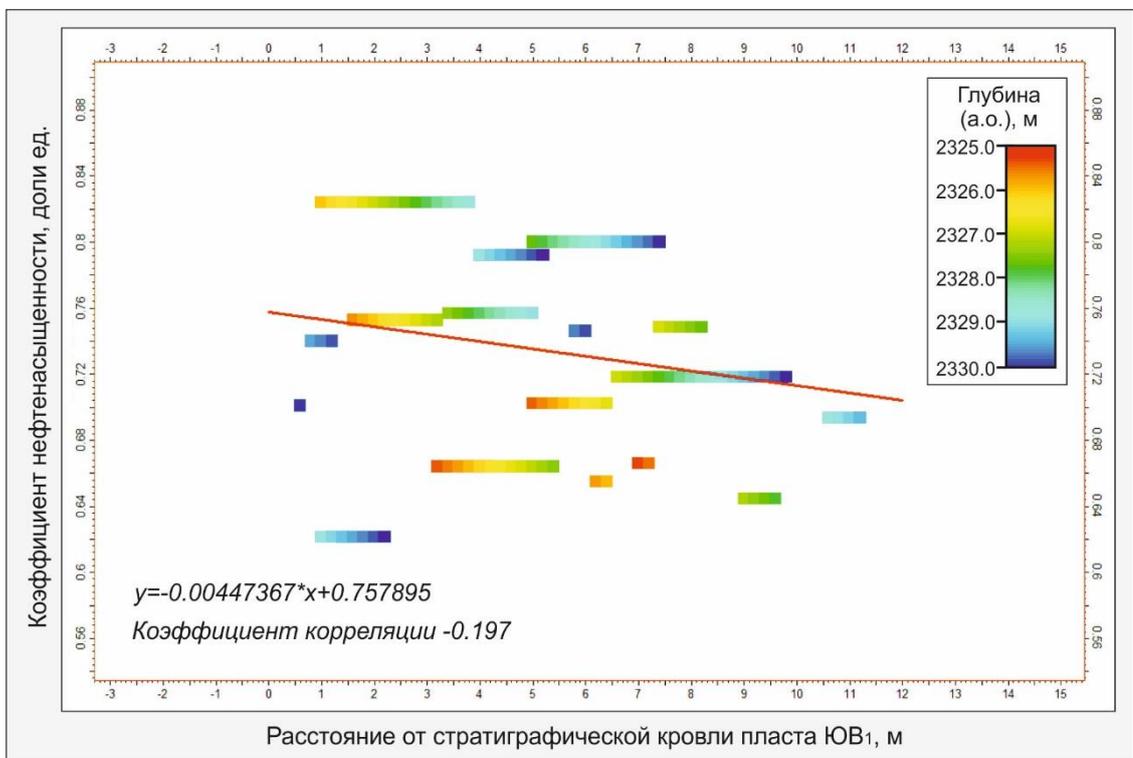


Рисунок 3.28 – Зависимость коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения А на глубине 2325-2330 м (а.о.), коэффициент пористости – 0,161-0,180 доли ед.

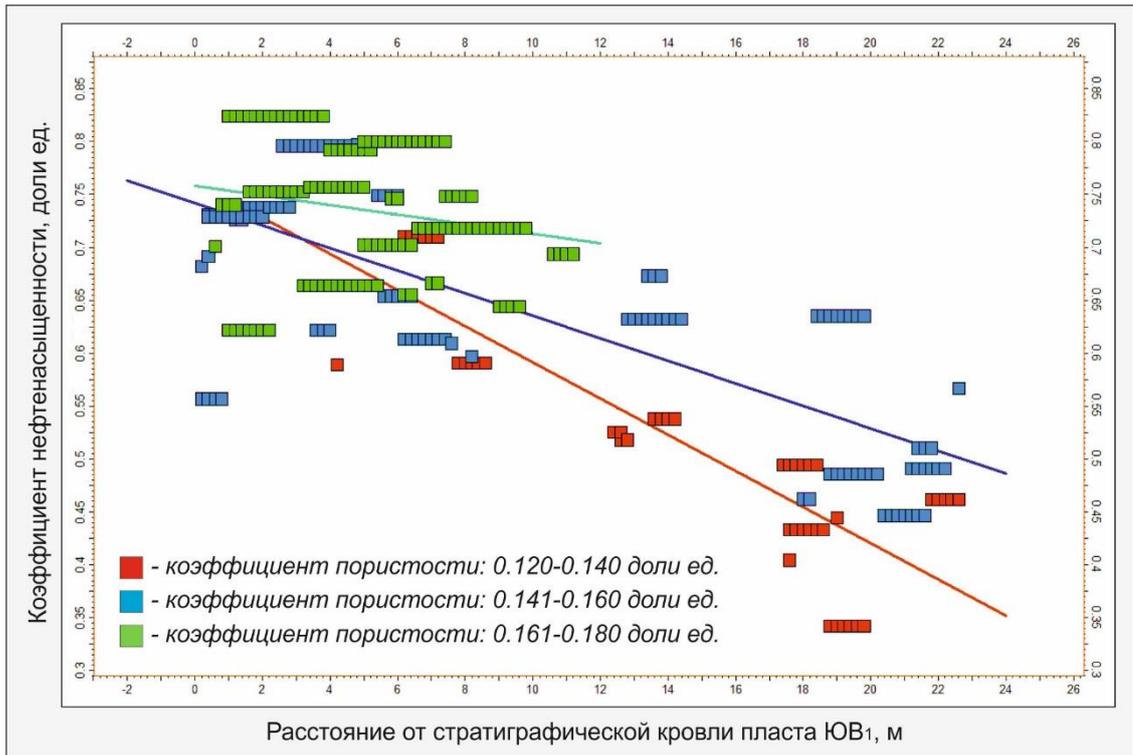


Рисунок 3.29 – Зависимость коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения А на глубине 2325-2330 м (а.о.), коэффициент пористости – 0,120-0,180 доли ед.

На рисунке 3.30 представлена зависимость коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения В на глубине 2420-2425 м (а.о.) для класса коллектора, значения коэффициента пористости которого расположены в диапазоне 0,120-0,140 доли ед., на рисунке 3.31 – для класса коллектора с коэффициентом пористости в диапазоне 0,141-0,160 доли ед., на рисунке 3.32 – для класса коллектора с коэффициентом пористости в диапазоне 0,161-0,184 доли ед. Иллюстрации подтверждают уменьшение угла наклона линейной зависимости коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта при увеличении фильтрационно-емкостных свойств.

Сопоставление углов наклона линейных зависимостей для перечисленных классов коллектора пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения В представлено на рисунке 3.33.

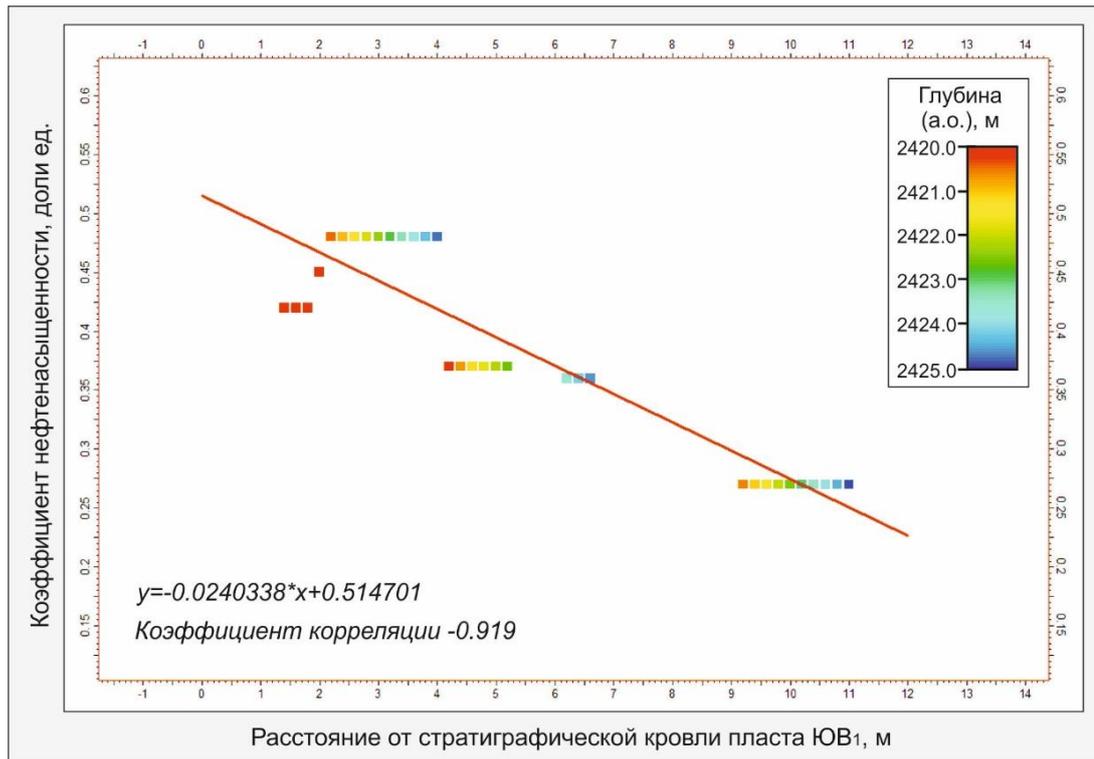


Рисунок 3.30 – Зависимость коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения В на глубине 2420-2425 м (а.о.), коэффициент пористости – 0,120-0,140 доли ед.

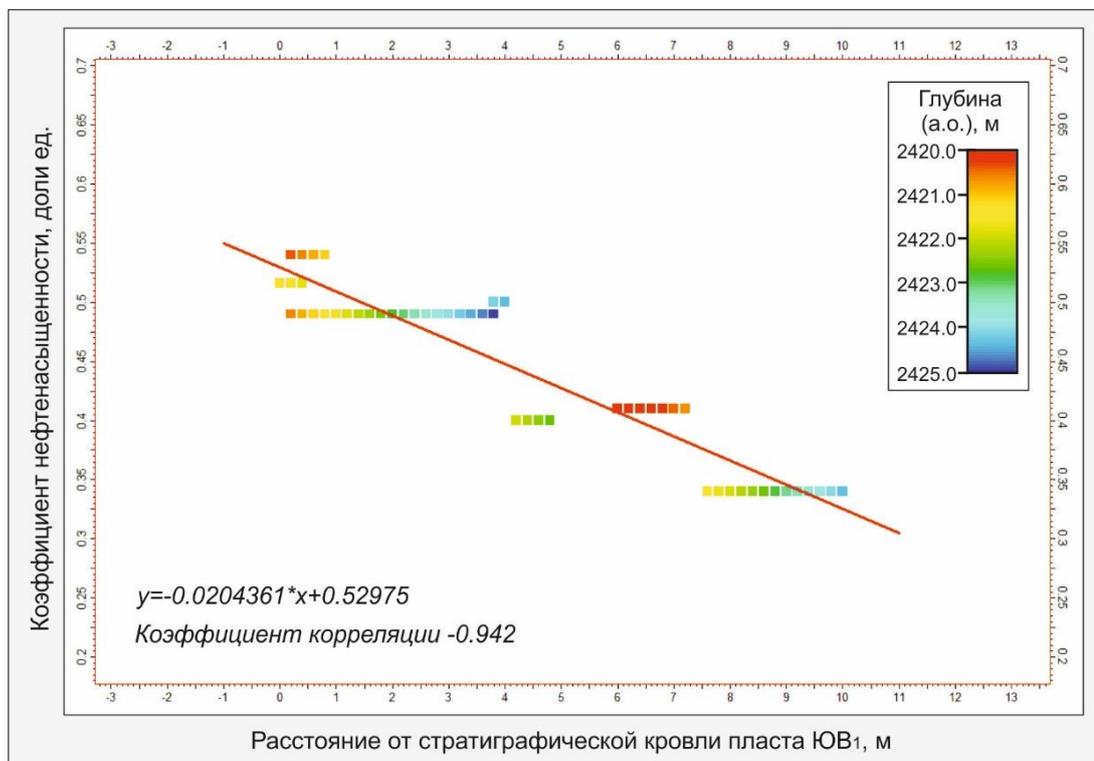


Рисунок 3.31 – Зависимость коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения В на глубине 2420-2425 м (а.о.), коэффициент пористости – 0,141-0,160 доли ед.

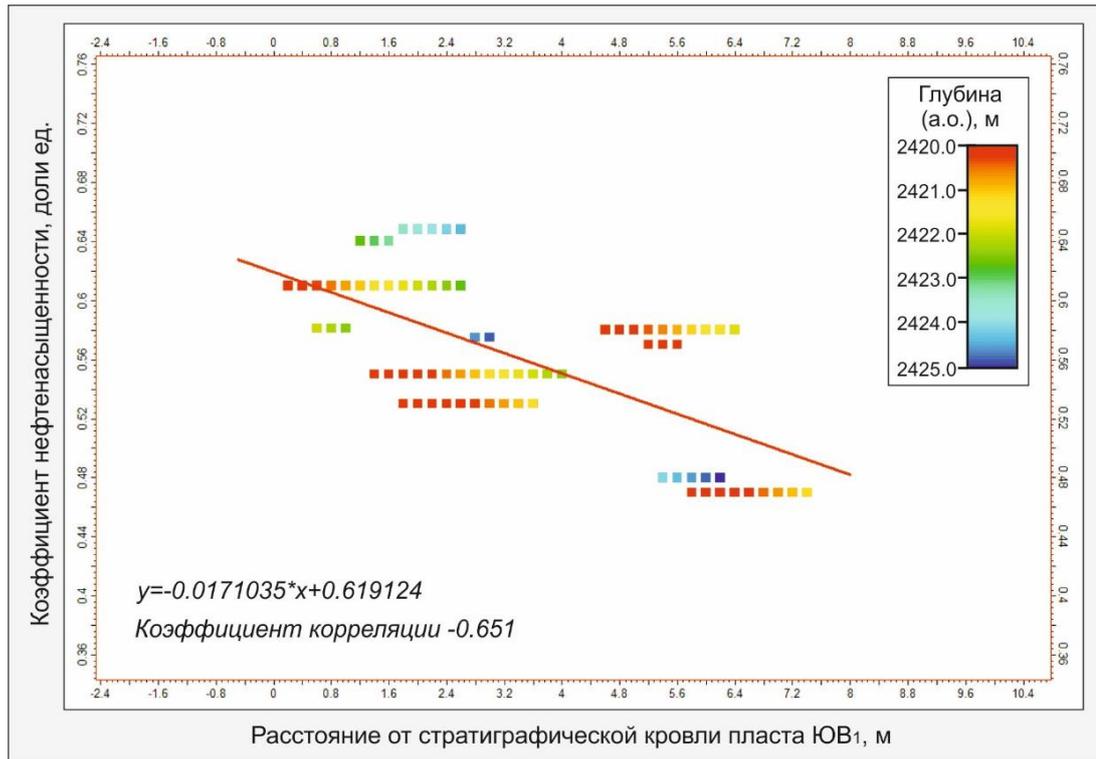


Рисунок 3.32 – Зависимость коэффицента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения В на глубине 2420-2425 м (а.о.), коэффицента пористости – 0,161-0,184 доли ед.

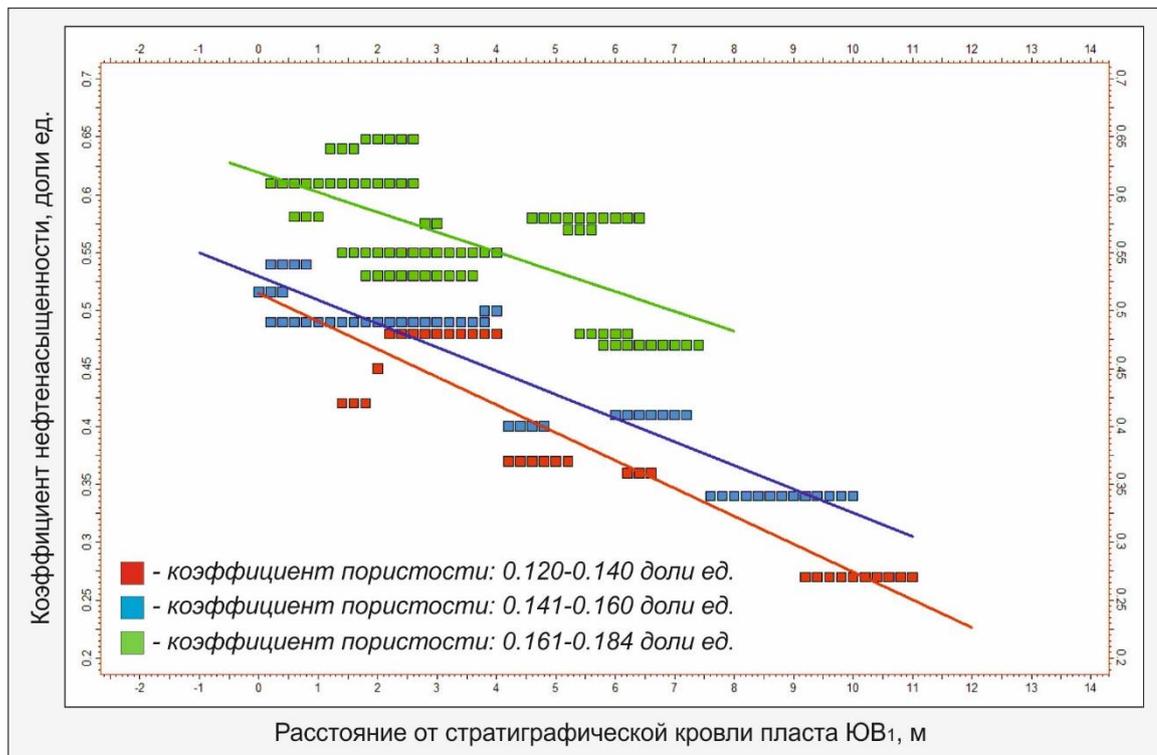


Рисунок 3.33 – Зависимость коэффицента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения В на глубине 2420-2425 м (а.о.), коэффицента пористости – 0,120-0,184 доли ед.

На рисунке 3.34 представлена зависимость коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения С на глубине 2559-2564 м (а.о.) для класса коллектора, значения коэффициента пористости которого расположены в диапазоне 0,140-0,160 доли ед., на рисунке 3.35 – для класса коллектора с коэффициентом пористости в диапазоне 0,161-0,180 доли ед., на рисунке 3.36 – для класса коллектора с коэффициентом пористости в диапазоне 0,181-0,198 доли ед. Иллюстрации демонстрируют уменьшение угла наклона линейной зависимости коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта, а также уменьшение коэффициента корреляции указанных параметров при увеличении фильтрационно-емкостных свойств.

Сопоставление углов наклона линейных зависимостей для перечисленных классов коллектора пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения С представлено на рисунке 3.37.

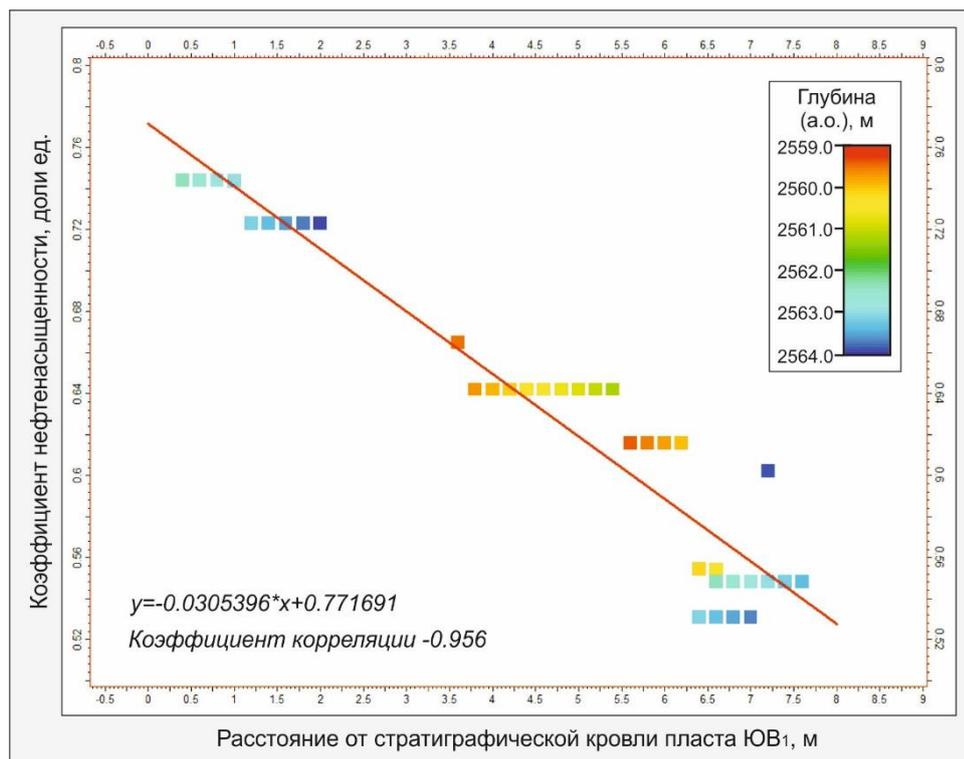


Рисунок 3.34 – Зависимость коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения С на глубине 2559-2564 м (а.о.), коэффициент пористости – 0,140-0,160 доли ед.

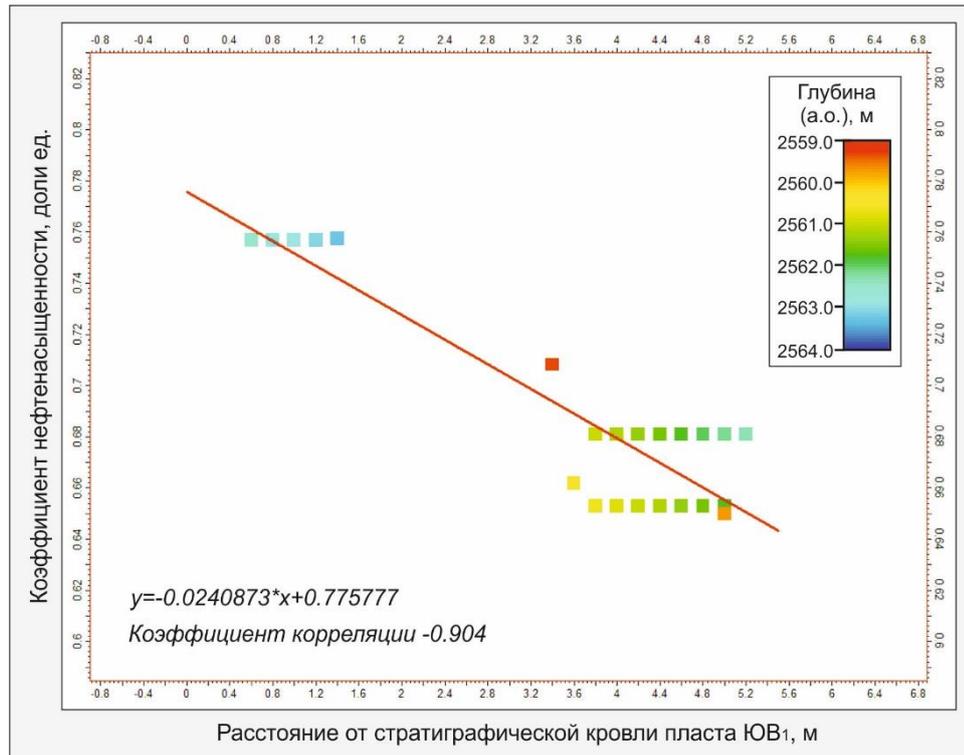


Рисунок 3.35 – Зависимость коэффицента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения С на глубине 2559-2564 м (а.о.), коэффицента пористости – 0,161-0,180 доли ед.

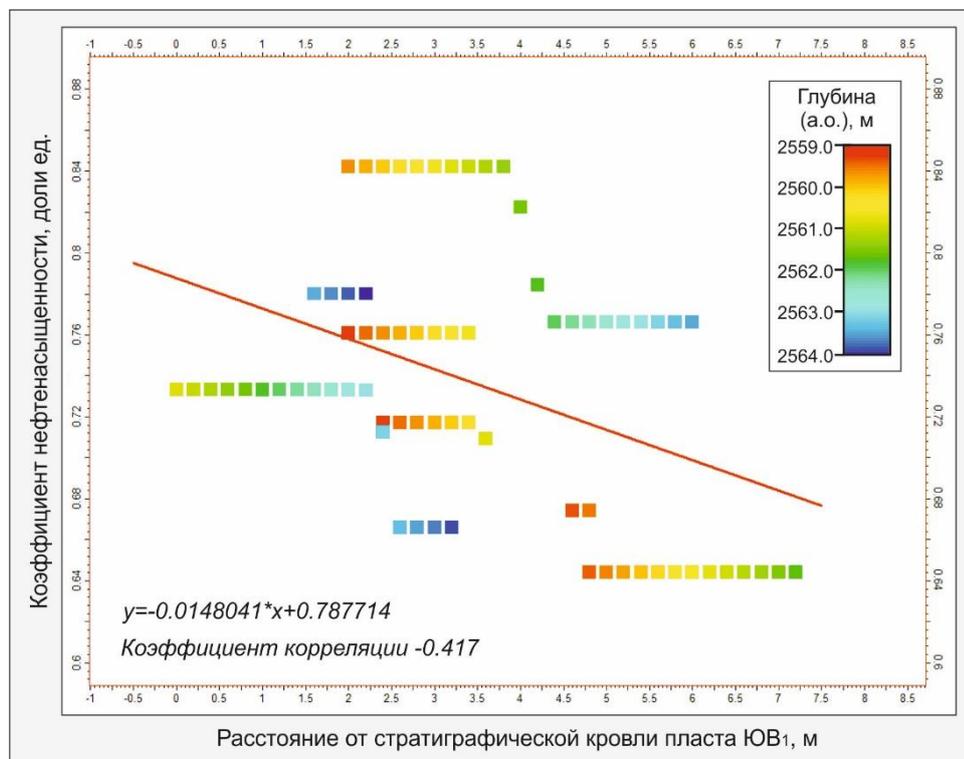


Рисунок 3.36 – Зависимость коэффицента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения С на глубине 2559-2564 м (а.о.), коэффицента пористости – 0,181-0,198 доли ед.

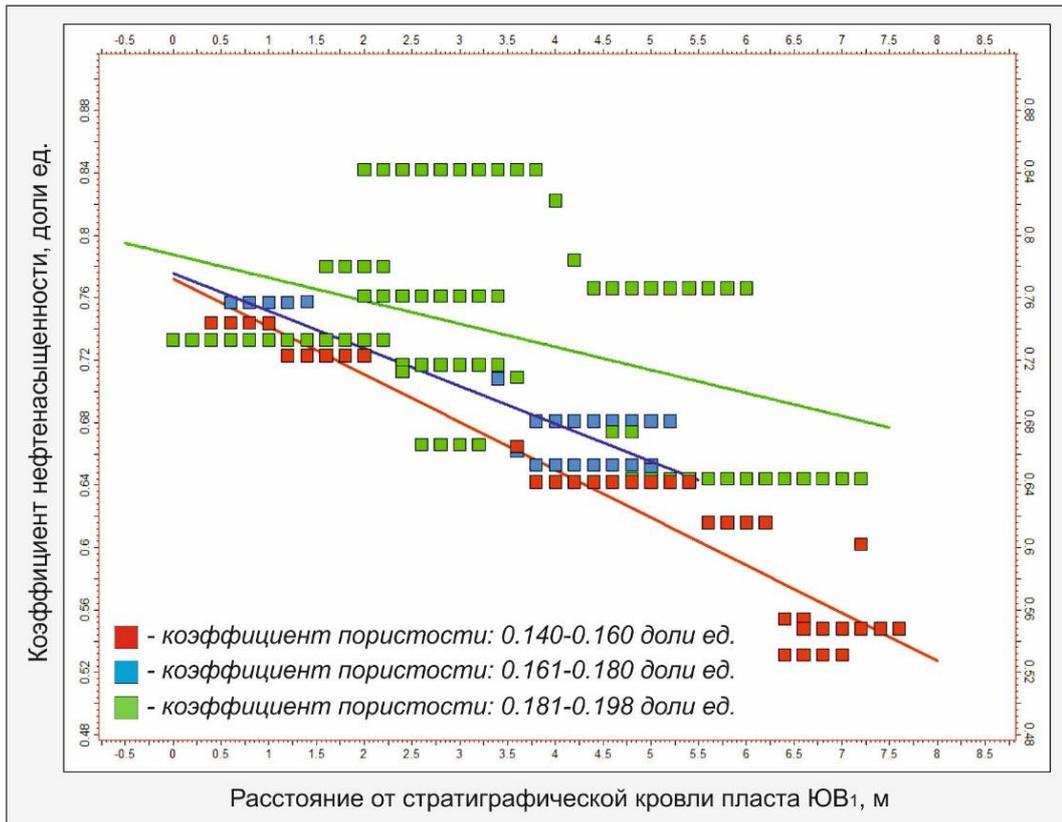


Рисунок 3.37 – Зависимость коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения С на глубине 2559-2564 м (а.о.), коэффициент пористости – 0,140-0,198 доли ед.

На основании вышеизложенного можно сделать следующий вывод о влиянии фильтрационно-емкостных свойств на распределение нефти в пластах, локализованных под продуктивными нефтематеринскими породами: на равной высоте над зеркалом чистой воды угол наклона линейной зависимости коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта обратно пропорционален фильтрационно-емкостным свойствам резервуара. То есть чем ниже значения параметров пористости и проницаемости коллектора, тем больше угол наклона линейной зависимости коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли в зонах, равноудаленных от зеркала чистой воды.

### 3.2.2 Угол наклона пласта-резервуара

На рисунке 3.38 представлено, что на одной и той же глубине зоны коллектора с идентичными низкими значениями фильтрационно-емкостных свойств характеризуются более высокими значениями коэффициента нефтенасыщенности в слоях, расположенных у кровли пласта, в непосредственной близости от нефтематеринской породы, и линейным уменьшением рассматриваемого параметра в направлении подошвы пласта.

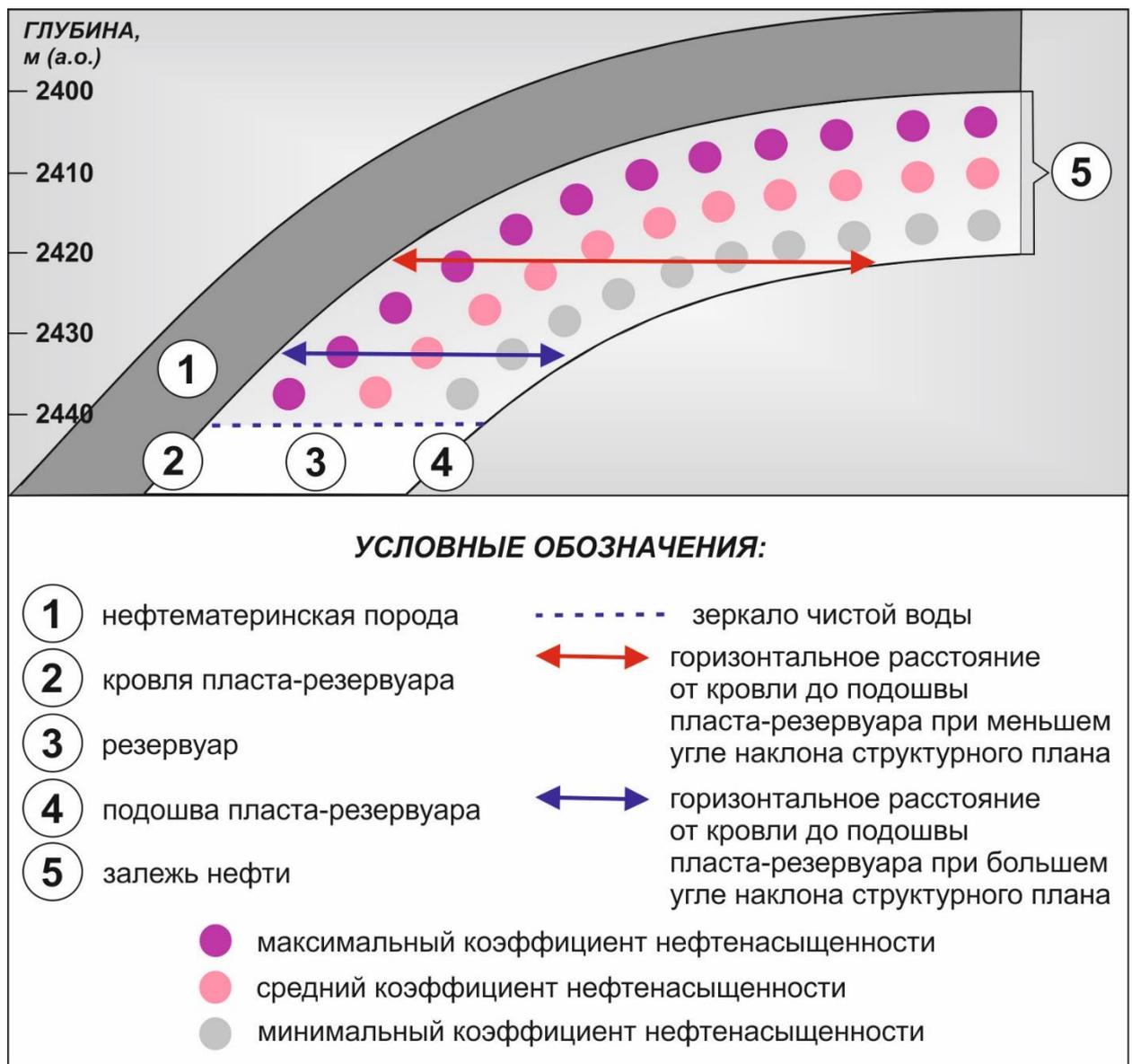


Рисунок 3.38 – Схема распределения нефти в залежи, расположенной под нефтематеринской породой, в условиях низких значений фильтрационно-емкостных параметров пласта

На рассматриваемой иллюстрации на глубине 2421 м (а.о.) угол наклона пласта меньше, чем на глубине 2432 м (а.о.), при этом эффективная толщина является величиной постоянной. Схема демонстрирует, что горизонтальное расстояние от кровли до подошвы пласта при меньших углах наклона структурных поверхностей больше, чем при больших углах, следовательно, при постоянном значении эффективной толщины угол наклона линейной зависимости коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли больше при больших углах наклона пласта-резервуара и имеет тенденцию к уменьшению при выполаживании структурного плана.

Данная теоретически идентифицированная закономерность нашла практическое подтверждение при исследовании распределения нефтенасыщенности продуктивных пластов верхнеюрских отложений площади Западно-Сибирского бассейна. На рисунке 3.39 представлена зависимость коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения А на глубине 2340-2345 м (а.о.) для зон коллектора с коэффициентом пористости в диапазоне 0,120-0,160 доли ед., угол наклона стратиграфической кровли пласта составляет 2,19°.

На рисунке 3.40 представлена зависимость коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения С на глубине 2559-2564 м (а.о.) для зон коллектора с коэффициентом пористости в диапазоне 0,140-0,180 доли ед., угол наклона стратиграфической кровли пласта составляет 2,94°.

Сравнение линейных зависимостей коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождений А и С при углах наклона структурных поверхностей 2,19° и 2,94° соответственно отражено на рисунке 3.41: при большем угле наклона пласта-резервуара наблюдается больший угол наклона линейной зависимости коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли, при уменьшении угла наклона пласта-резервуара наблюдается уменьшение угла наклона линейной зависимости коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли.

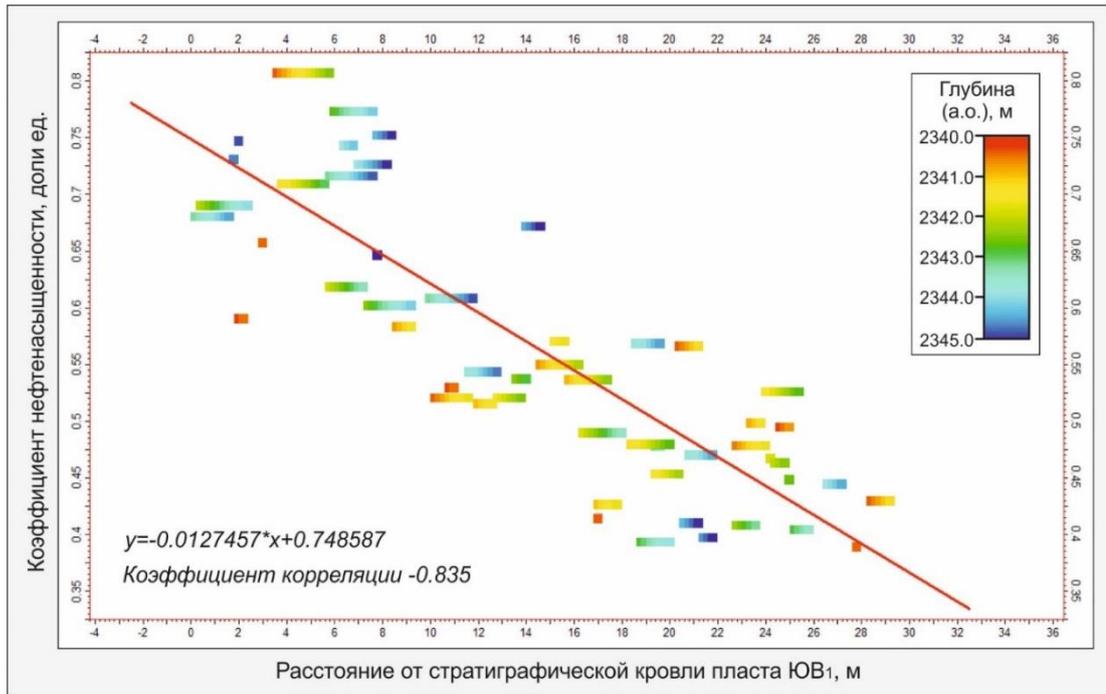


Рисунок 3.39 – Зависимость коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения А на глубине 2340-2345 м (а.о.), коэффициент пористости – 0,120-0,160 доли ед., угол наклона стратиграфической кровли пласта – 2,19°

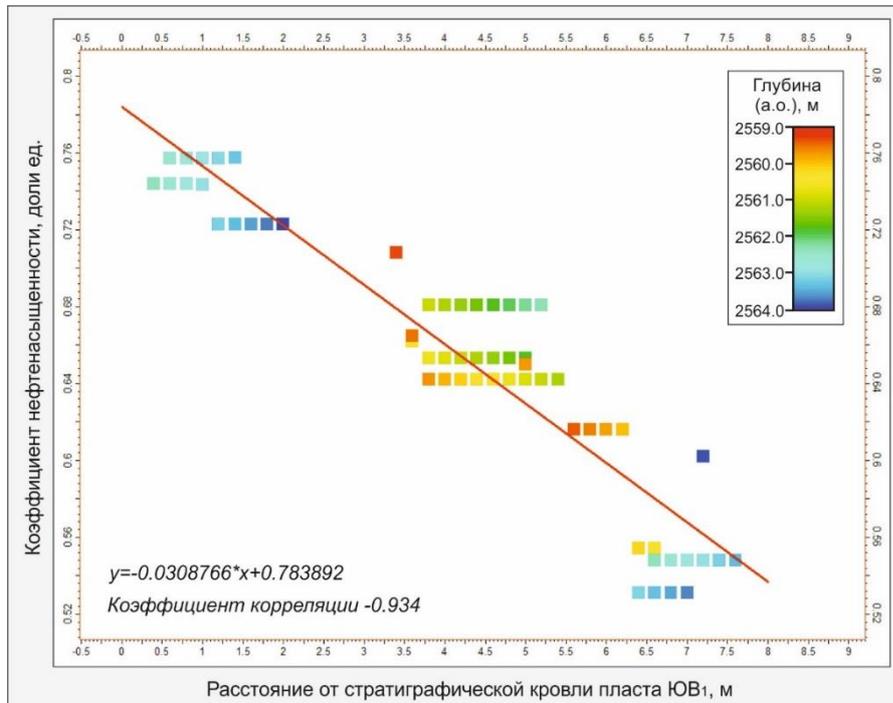


Рисунок 3.40 – Зависимость коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения С на глубине 2559-2564 м (а.о.), коэффициент пористости – 0,140-0,180 доли ед., угол наклона стратиграфической кровли пласта – 2,94°



Рисунок 3.41 – Сравнение линейных зависимостей коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли при углах наклона пласта ЮВ<sub>1</sub> 2,19° и 2,94°

Таким образом, при локализации резервуара под нефтематеринской породой на равном расстоянии от зеркала чистой воды в зонах коллектора с низкими значениями фильтрационно-емкостных параметров угол наклона линейной зависимости коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта прямо пропорционален углу наклона пласта.

Следует дифференцировать угол наклона унаследованных структур и угол наклона структур, подвергшихся перестройкам в период кайнозойской инверсии. Для первых действительны все описанные выше закономерности без дополнительных примечаний, для вторых необходимо отметить следующую особенность: идентифицированные закономерности распределения нефти в пластах, локализованных под продуктивной нефтематеринской породой, применимы при восстановлении палеоструктурного плана на момент времени, соответствующий началу процесса заполнения резервуара нефтью. Для верхнеюрских отложений Западно-Сибирского бассейна этот момент соответствует второй половине палеогенового периода (рисунок 2.2). Как отмечено

выше, в параграфе 2.3, в результате неотектонических преобразований в конце неогенового периода на территории бассейна произошли наклоны осевых поверхностей антиклинальных складок в верхнеюрских отложениях. Следовательно, для структур, подвергшихся перестройкам в период кайнозойской инверсии, также характерно уменьшение коэффициента нефтенасыщенности в направлении от кровли к подошве пласта на одной и той же глубине в зонах коллектора с низкими значениями фильтрационно-емкостных параметров, при этом крылу антиклинальной складки, угол наклона которого увеличился в результате неотектонических процессов, соответствует больший угол наклона линейной зависимости коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта, а крылу, угол наклона которого уменьшился – меньший угол наклона указанной линейной зависимости.

### **3.2.3 Стратиграфическая и эффективная толщина пласта-резервуара**

В процессе миграции жидких углеводородов в направлении сверху вниз капиллярное давление препятствует перемещению нефти в мелкие поры, заполненные водой, кроме того, гравитационный фактор удерживает жидкие углеводороды в прикровельных зонах пласта. Следствием действия указанных факторов в коллекторе с низкими значениями фильтрационно-емкостных свойств является распределение параметра нефтенасыщенности, схематично представленное на рисунке 3.38. Описанные выше особенности механизмов вторичной миграции углеводородов при локализации нефтематеринской породы над резервуаром позволяют сделать заключение о том, что диапазон изменения коэффициента нефтенасыщенности на равном удалении от зеркала чистой воды (в случае рассматриваемых месторождений – при равных значениях абсолютных отметок глубины) в зонах у стратиграфической кровли и у стратиграфической подошвы пласта увеличивается при увеличении стратиграфических и эффективных толщин. Следует отметить, что существенную роль играет не только эффективная толщина, но и стратиграфическая, так как при равных эффективных толщинах один

пласт может быть представлен интервалом песчаника со значением стратиграфической толщины, равным значению эффективной толщины, другой пласт – переслаиванием песчаников и аргиллитов со значением стратиграфической толщины, в два раза превышающим значение эффективной толщины. В первом случае диапазон изменения коэффициента нефтенасыщенности на равном удалении от зеркала чистой воды в зонах у стратиграфической кровли и у стратиграфической подошвы пласта будет уже, во втором – шире.

Отмеченная теоретически идентифицированная закономерность нашла практическое подтверждение при исследовании распределения нефтенасыщенности продуктивных пластов верхнеюрских отложений площади Западно-Сибирского бассейна. Средние значения стратиграфических и эффективных толщин пласта ЮВ<sub>1</sub> изучаемых месторождений представлены в таблице 3.1. На рисунке 3.39 изображена зависимость коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения А на глубине 2340-2345 м (а.о.) для зон коллектора с коэффициентом пористости 0,120-0,160 доли ед., средняя стратиграфическая толщина пласта составляет 26,0 м, эффективная – 14,0 м, значения коэффициента нефтенасыщенности варьируют от 0,37 доли ед. до 0,81 доли ед., диапазон составляет 0,44 доли ед. На рисунке 3.14 представлена зависимость коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения В на абсолютных отметках глубины 2420-2425 м для зон коллектора с коэффициентом пористости 0,120-0,160 доли ед., средняя стратиграфическая толщина пласта составляет 14,5 м, эффективная – 12,0 м, значения коэффициента нефтенасыщенности варьируют от 0,27 доли ед. до 0,54 доли ед., диапазон составляет 0,27 доли ед. На рисунке 3.40 представлена зависимость коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения С на глубине 2559-2564 м (а.о.) для зон коллектора с коэффициентом пористости 0,140-0,180 доли ед., средняя стратиграфическая толщина пласта составляет 12,7 м, эффективная – 9,4

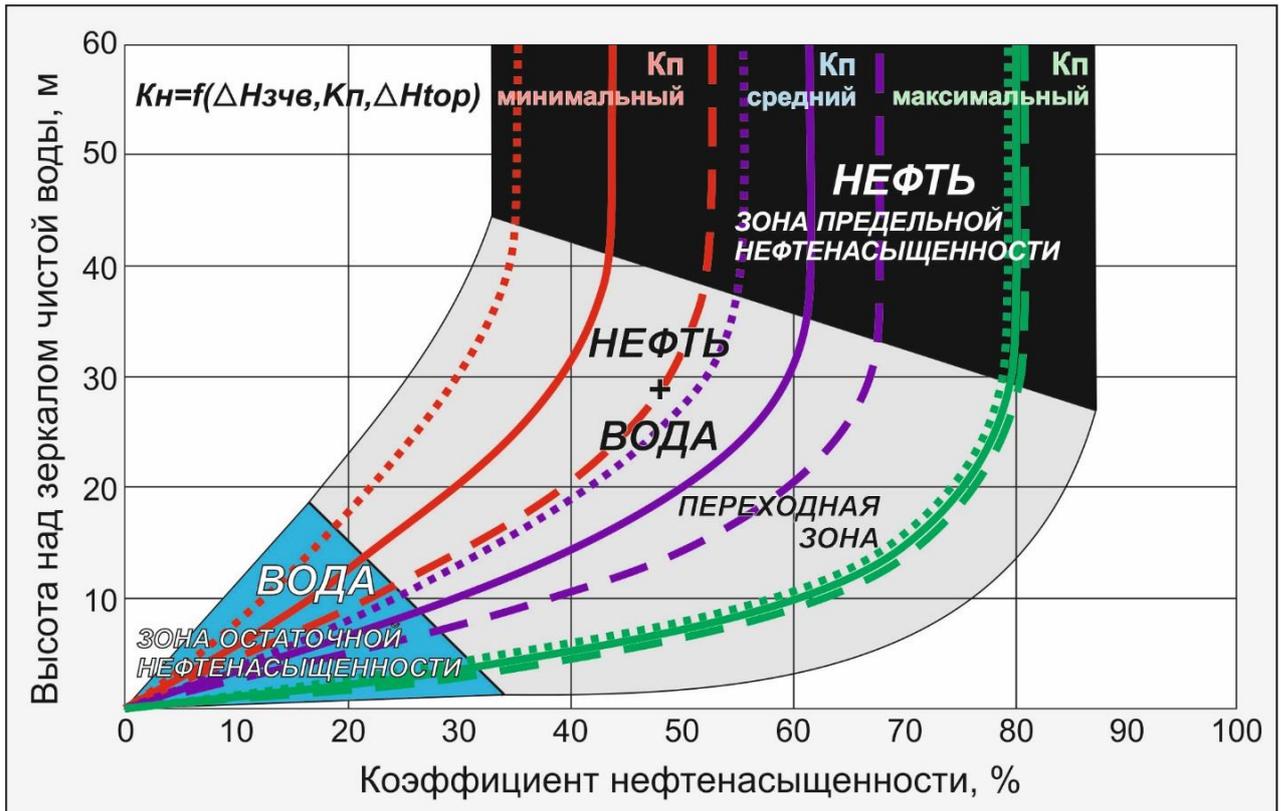
м, значения коэффициента нефтенасыщенности варьируют от 0,53 доли ед. до 0,76 доли ед., диапазон составляет 0,23 доли ед.

Таким образом, при локализации резервуара под нефтематеринской породой на равном расстоянии от зеркала чистой воды в зонах коллектора с низкими значениями фильтрационно-емкостных параметров диапазон изменения коэффициента нефтенасыщенности прямо пропорционален стратиграфической и эффективной толщине пласта.

### **3.3 Особенности строения переходных зон залежей, локализованных под нефтематеринскими породами**

Принимая во внимание отмеченные в параграфах 3.1, 3.2 особенности распределения нефти в залежах, сформировавшихся за счет вертикальной миграции жидких углеводородов в коллектор из расположенной выше нефтематеринской породы, целесообразно уточнить общепринятую схему строения переходной зоны, представленную на рисунке 1.7, применительно к рассматриваемому случаю пространственного положения элементов нефтяной системы. Уточненная схема строения нефтяной залежи, локализованной под нефтематеринской породой, представлена на рисунке 3.42. Схема описывает следующие особенности: на равной высоте над зеркалом чистой воды при равных низких значениях фильтрационно-емкостных параметров резервуара наблюдается уменьшение коэффициента нефтенасыщенности в направлении от стратиграфической кровли к стратиграфической подошве пласта; на равной высоте над зеркалом чистой воды при равных высоких значениях фильтрационно-емкостных параметров резервуара наблюдаются равные значения коэффициента нефтенасыщенности ввиду латерального перераспределения флюидов в поровом пространстве коллектора при установлении капиллярно-гравитационного равновесия.

Схема на рисунке 3.42 позволяет объяснить представленные на рисунках 3.3-3.25 несоответствия фактических значений коэффициентов нефтенасыщенности прогнозируемым на основе капиллярно-гравитационной теории.



#### УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

Зависимость коэффициента нефтенасыщенности от высоты над уровнем зеркала чистой воды:

- при минимальных значениях фильтрационно-емкостных параметров пласта
- при средних значениях фильтрационно-емкостных параметров пласта
- при максимальных значениях фильтрационно-емкостных параметров пласта
- на максимальном расстоянии от стратиграфической кровли пласта
- на среднем расстоянии от стратиграфической кровли пласта
- на минимальном расстоянии от стратиграфической кровли пласта

Рисунок 3.42 – Схема строения нефтяной залежи, локализованной под продуктивной нефтематеринской породой

К основным различиям иллюстраций, изображенных на рисунках 1.7, 3.42, относится следующее: на рисунке 1.7, представляющем схему строения нефтяной залежи, локализованной над нефтематеринской породой, коэффициент нефтенасыщенности является функцией расстояния от зеркала чистой воды и фильтрационно-емкостных свойств резервуара; на рисунке 3.42, представляющем схему строения залежи, локализованной под нефтематеринской породой, коэффициент нефтенасыщенности является функцией расстояния от зеркала чистой воды, фильтрационно-емкостных свойств резервуара, а также функцией расстояния от стратиграфической кровли пласта.

Предложенная схема строения нефтяных залежей, локализованных под нефтематеринскими породами, согласуется с фактическими данными, полученными при изучении верхнеюрских отложений Западно-Сибирского бассейна. На рисунке 3.43 представлена модель нефтяной залежи пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения А: в диапазоне низких значений фильтрационно-емкостных свойств идентифицируются отдельные облака точек, соответствующие участкам коллектора, расположенным на минимальном и на максимальном расстоянии от стратиграфической кровли пласта; в диапазоне высоких значений фильтрационно-емкостных свойств наблюдается единое облако точек для зон коллектора, расположенных на различном расстоянии от стратиграфической кровли пласта. С целью улучшения визуализации на рисунках 3.44-3.46 представлены отдельные элементы изображенной на рисунке 3.43 модели нефтяной залежи пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения А для классов коллектора с различными фильтрационно-емкостными свойствами: на рисунке 3.44 представлена зависимость коэффициента нефтенасыщенности от высоты над зеркалом чистой воды в диапазоне значений коэффициента пористости 0,120-0,140 доли ед., на рисунке 3.45 – 0,141-0,160 доли ед., на рисунке 3.46 – 0,161-0,180 доли ед. На рисунках 3.44, 3.45 наблюдаются отдельные облака точек, соответствующие зонам коллектора, различно удаленным от стратиграфической кровли пласта, на рисунке 3.46 точки образуют единое облако.

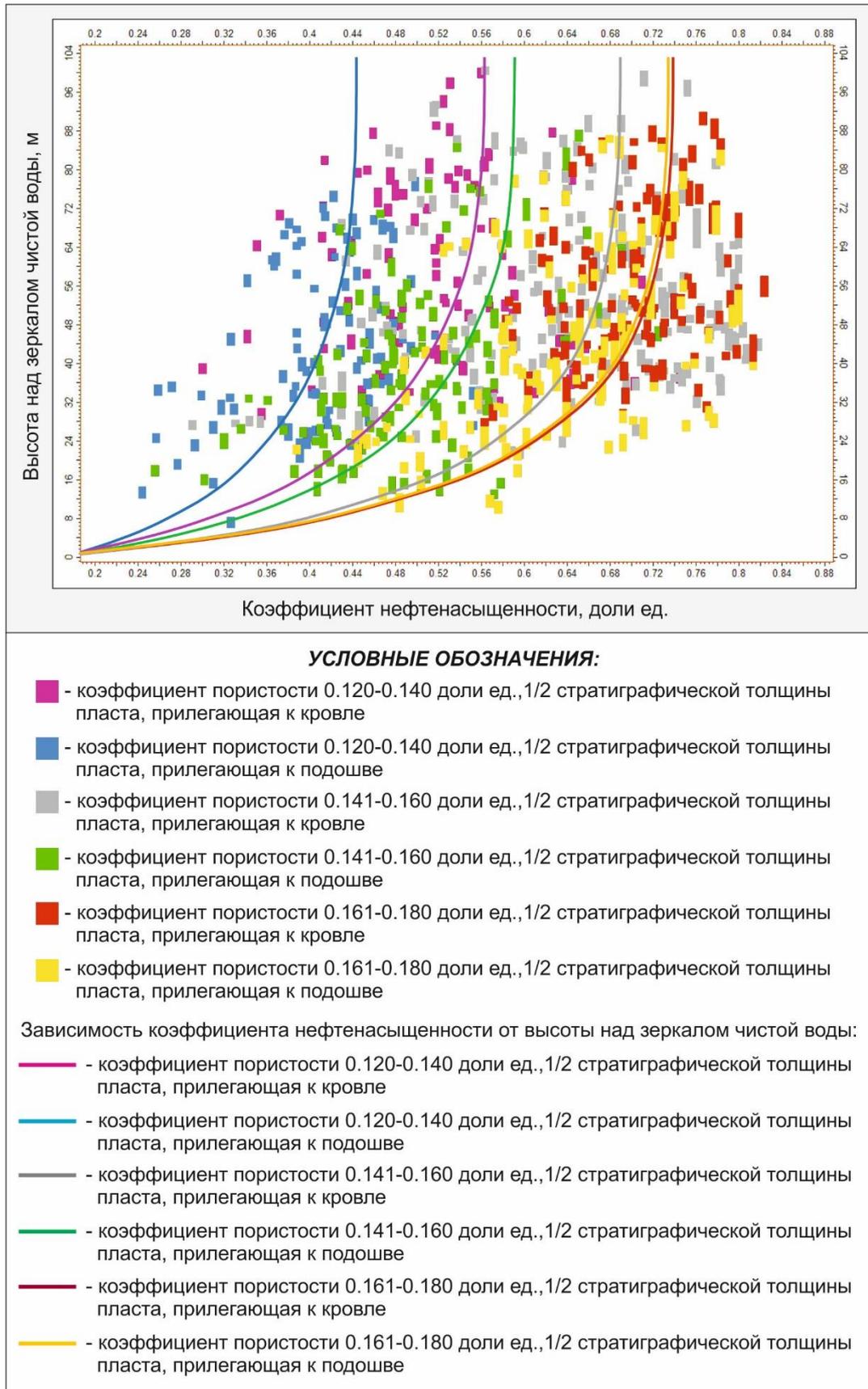


Рисунок 3.43 – Модель нефтяной залежи пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения А, построенная с учетом особенностей распределения нефти в пластах, локализованных под нефтематеринскими породами

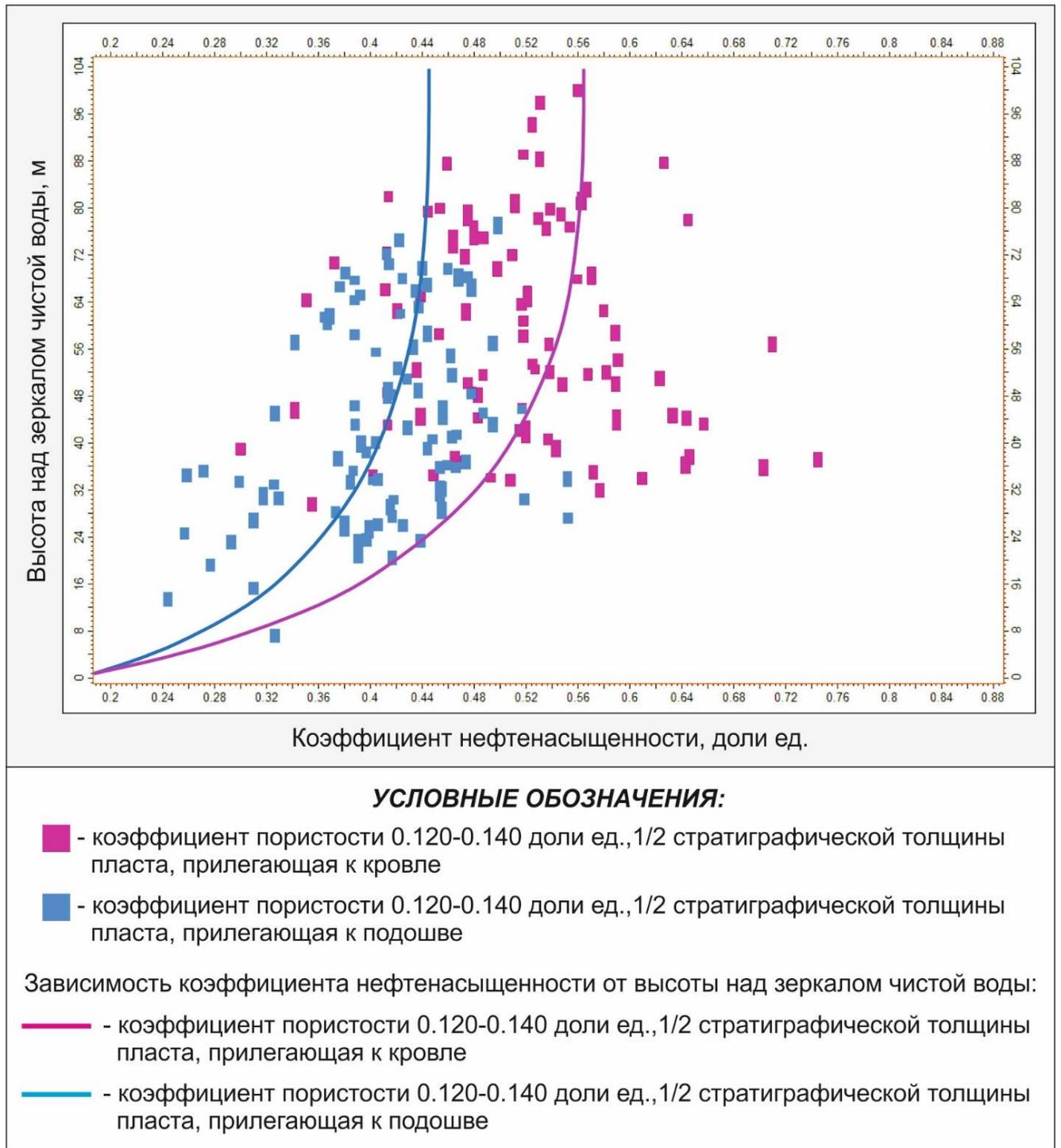


Рисунок 3.44 – Зависимость коэффициента нефтенасыщенности от высоты над зеркалом чистой воды пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения А, коэффициент пористости – 0,120-0,140 доли ед.

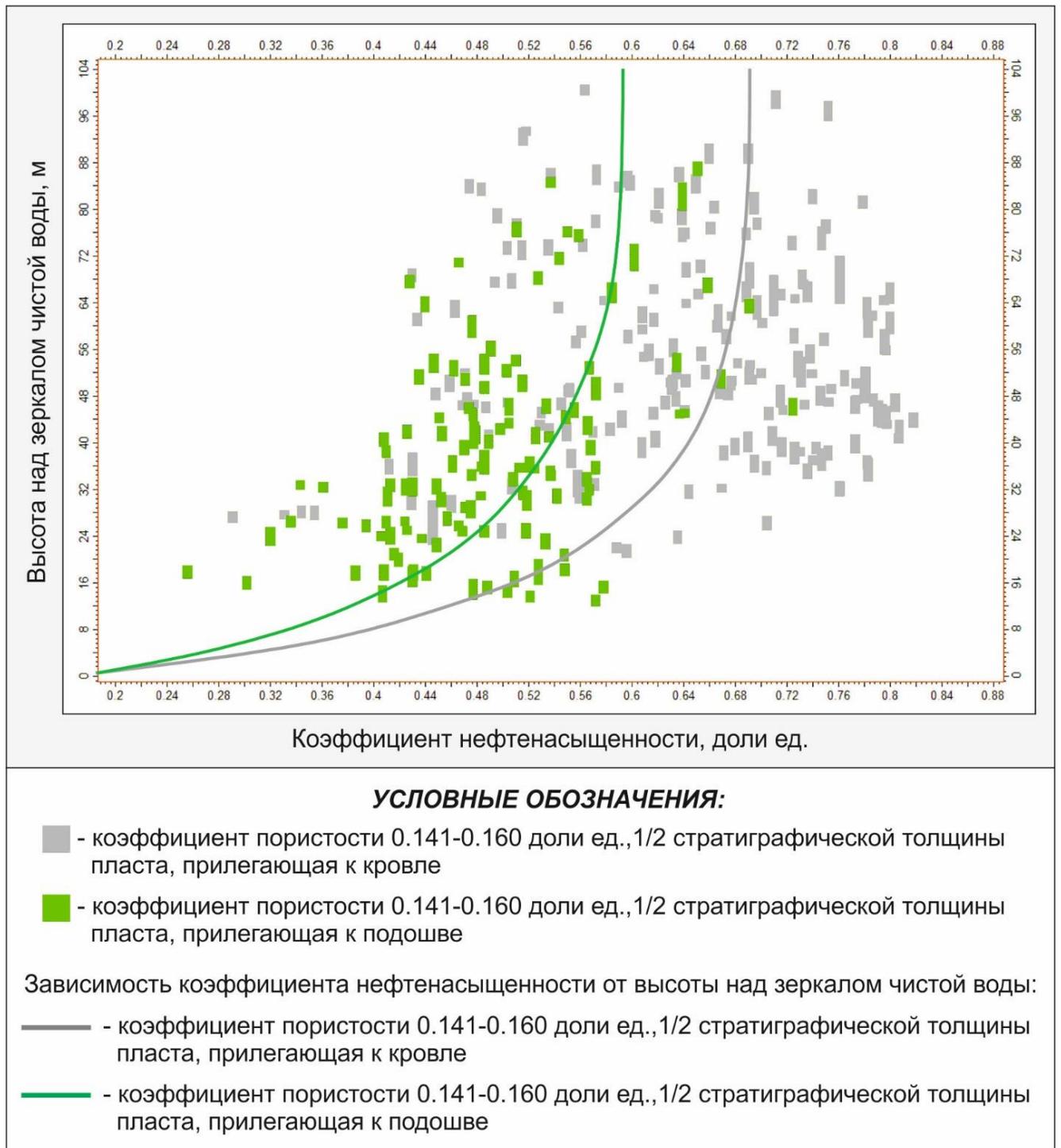


Рисунок 3.45 – Зависимость коэффициента нефтенасыщенности от высоты над зеркалом чистой воды пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения А, коэффициент пористости – 0,141-0,160 доли ед.

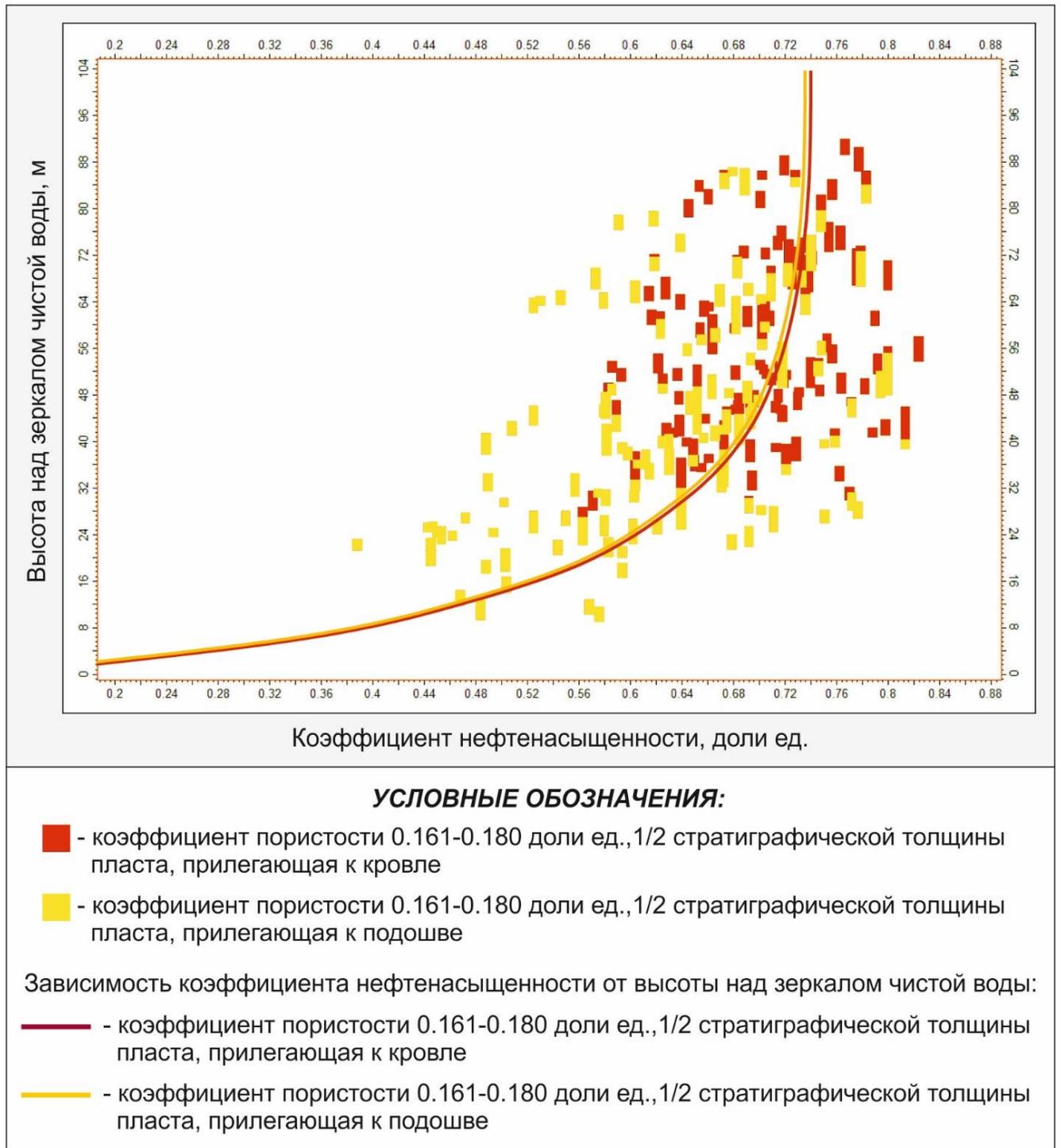


Рисунок 3.46 – Зависимость коэффициента нефтенасыщенности от высоты над зеркалом чистой воды пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения А, коэффициент пористости – 0,161-0,180 доли ед.

На рисунке 3.47 изображена модель этой же залежи пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения А без учета локализации пласта-резервуара под нефтематеринской

породой. При сравнении моделей, представленных на рисунках 3.43 и 3.46 очевидно, что учет взаимного пространственного положения различных элементов нефтяной системы позволяет существенно детализировать распределение нефти в объеме коллектора.

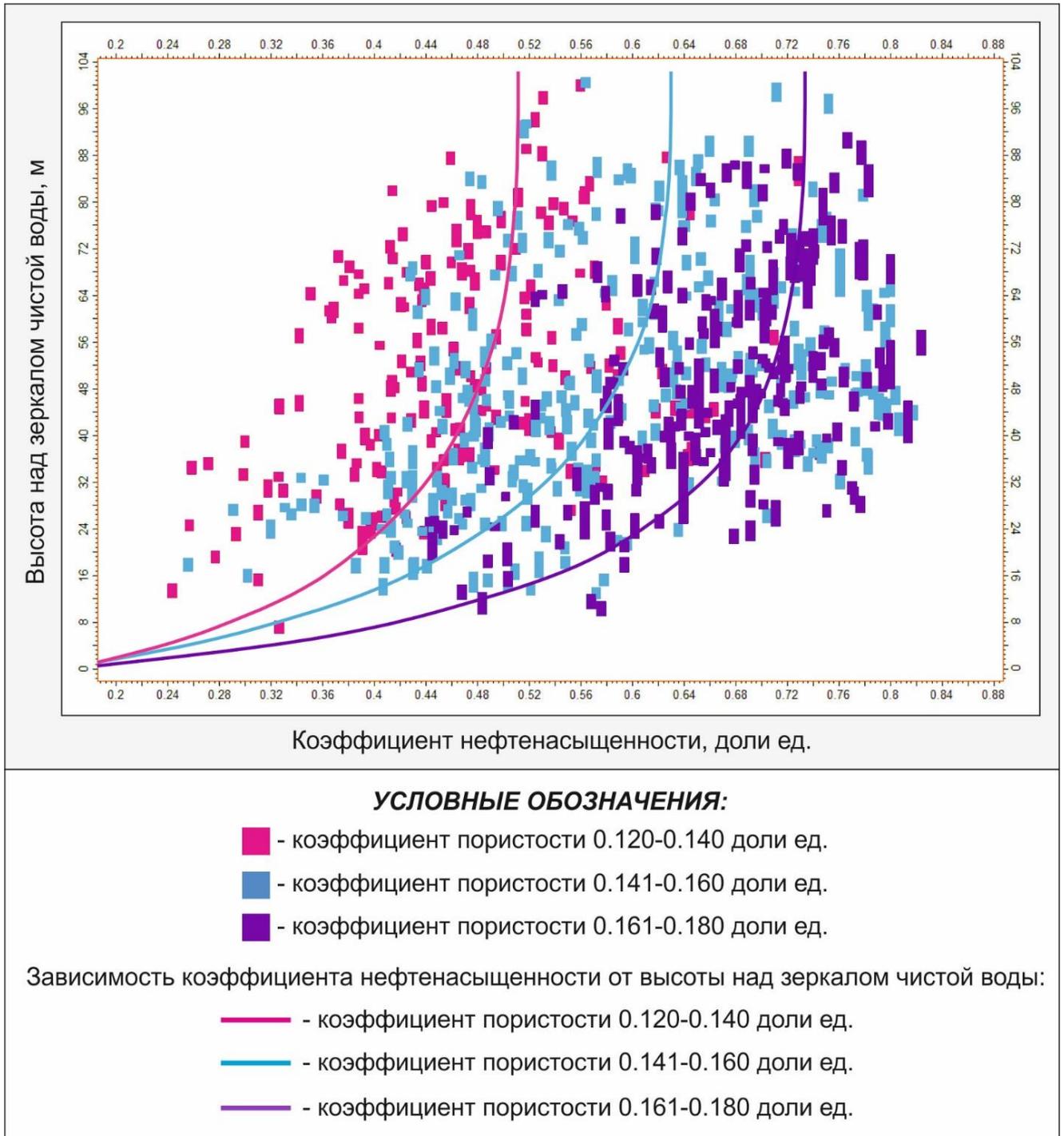


Рисунок 3.47 – Модель нефтяной залежи пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения А, построенная без учета особенностей распределения нефти в пластах, локализованных под нефтематеринскими породами

На рисунке 3.48 представлена модель нефтяной залежи пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения В: в диапазоне низких значений фильтрационно-емкостных свойств идентифицируются отдельные облака точек, соответствующие участкам коллектора, расположенным на минимальном и на максимальном расстоянии от стратиграфической кровли пласта; в диапазоне высоких значений фильтрационно-емкостных свойств наблюдается единое облако точек для зон коллектора, расположенных на различном расстоянии от стратиграфической кровли пласта.

На рисунке 3.49 изображена модель этой же залежи пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения В без учета локализации пласта-резервуара под нефтематеринской породой. При сравнении моделей, представленных на рисунках 3.48 и 3.49 целесообразно сделать вывод, что учет взаимного пространственного положения различных элементов нефтяной системы позволяет детализировать распределение нефти в объеме коллектора в зонах низких значений фильтрационно-емкостных свойств.

На рисунке 3.50 представлена модель нефтяной залежи пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения С: в диапазоне низких значений фильтрационно-емкостных свойств идентифицируются отдельные облака точек, соответствующие участкам коллектора, расположенным на минимальном и на максимальном расстоянии от стратиграфической кровли пласта; в диапазоне высоких значений фильтрационно-емкостных свойств наблюдается единое облако точек для зон коллектора, расположенных на различном расстоянии от стратиграфической кровли пласта. С целью улучшения визуализации на рисунках 3.51-3.53 представлены отдельные элементы изображенной на рисунке 3.50 модели нефтяной залежи пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения С для классов коллектора с различными фильтрационно-емкостными свойствами: на рисунке 3.51 представлена зависимость коэффициента нефтенасыщенности от высоты над зеркалом чистой воды в диапазоне значений коэффициента пористости 0,140-0,160 доли ед., на рисунке 3.52 – 0,161-0,180 доли ед., на рисунке 3.53 – 0,181-0,198 доли ед. На рисунках 3.51, 3.52 наблюдаются отдельные облака точек, соответствующие зонам коллектора, различно удаленным

от стратиграфической кровли пласта, на рисунке 3.53 точки образуют единое облако.

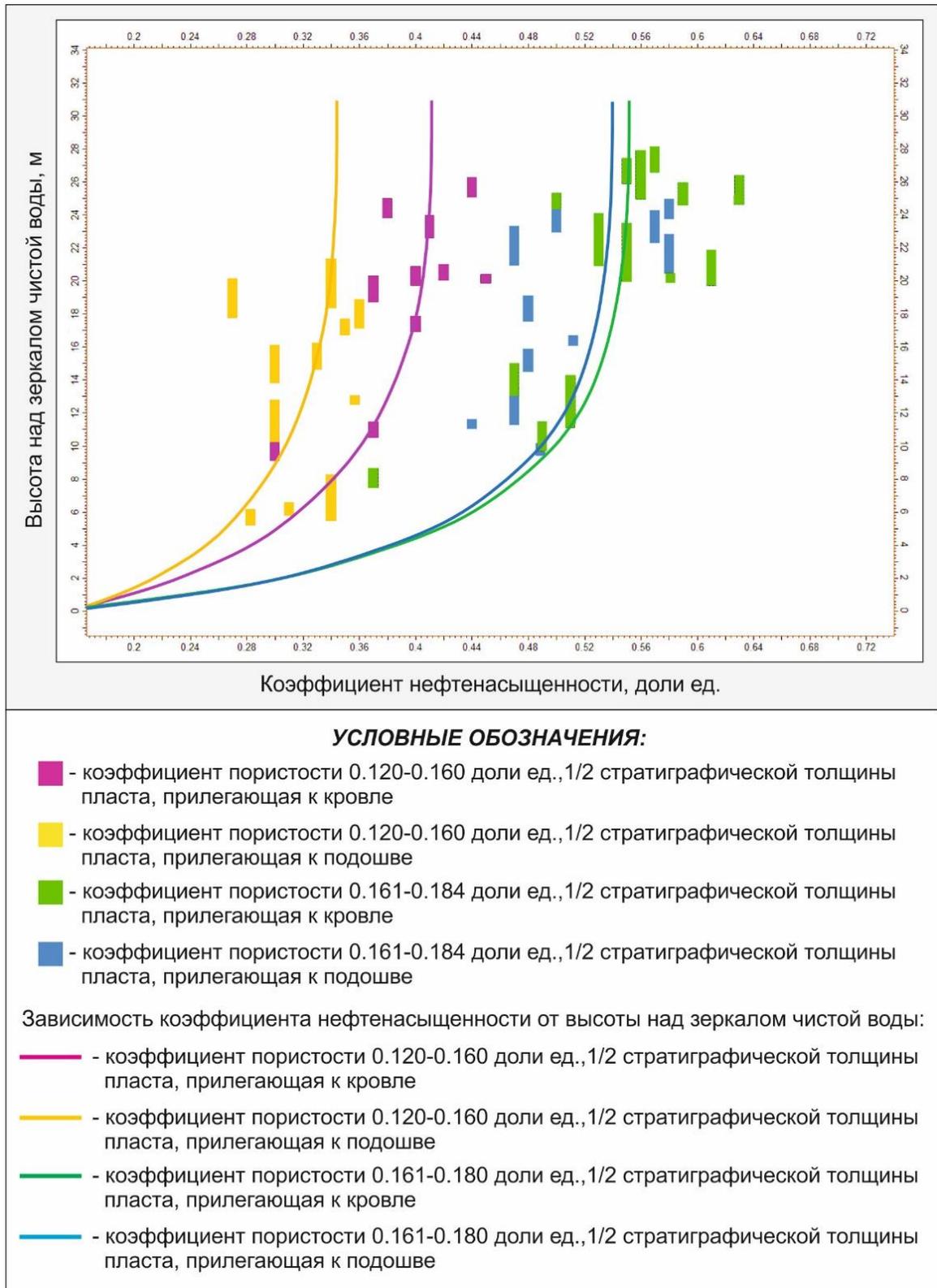


Рисунок 3.48 – Модель нефтяной залежи пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения В, построенная с учетом особенностей распределения нефти в пластах, локализованных под нефтематеринскими породами

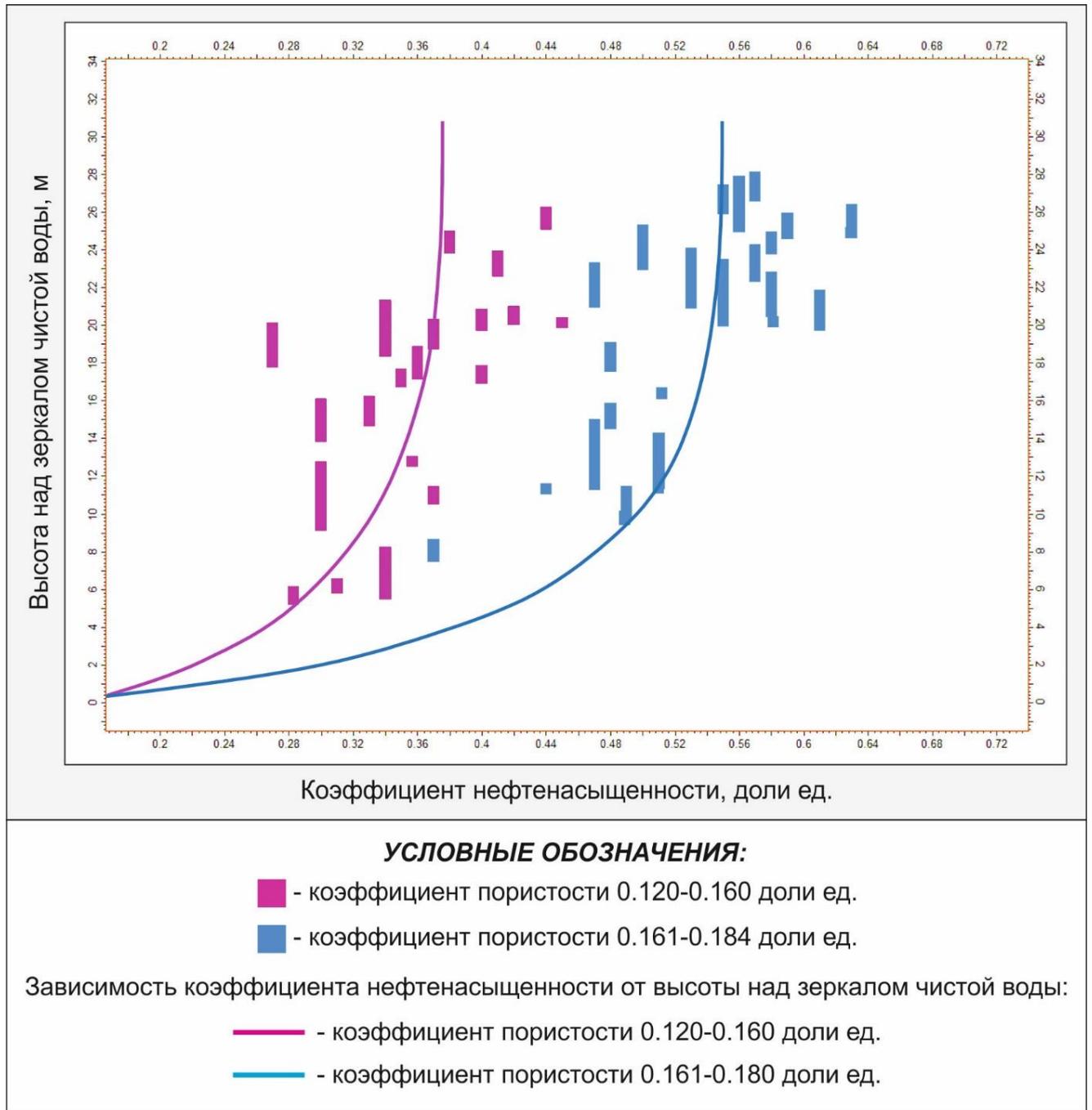


Рисунок 3.49 – Модель нефтяной залежи пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения В, построенная без учета особенностей распределения нефти в пластах, локализованных под нефтематеринскими породами

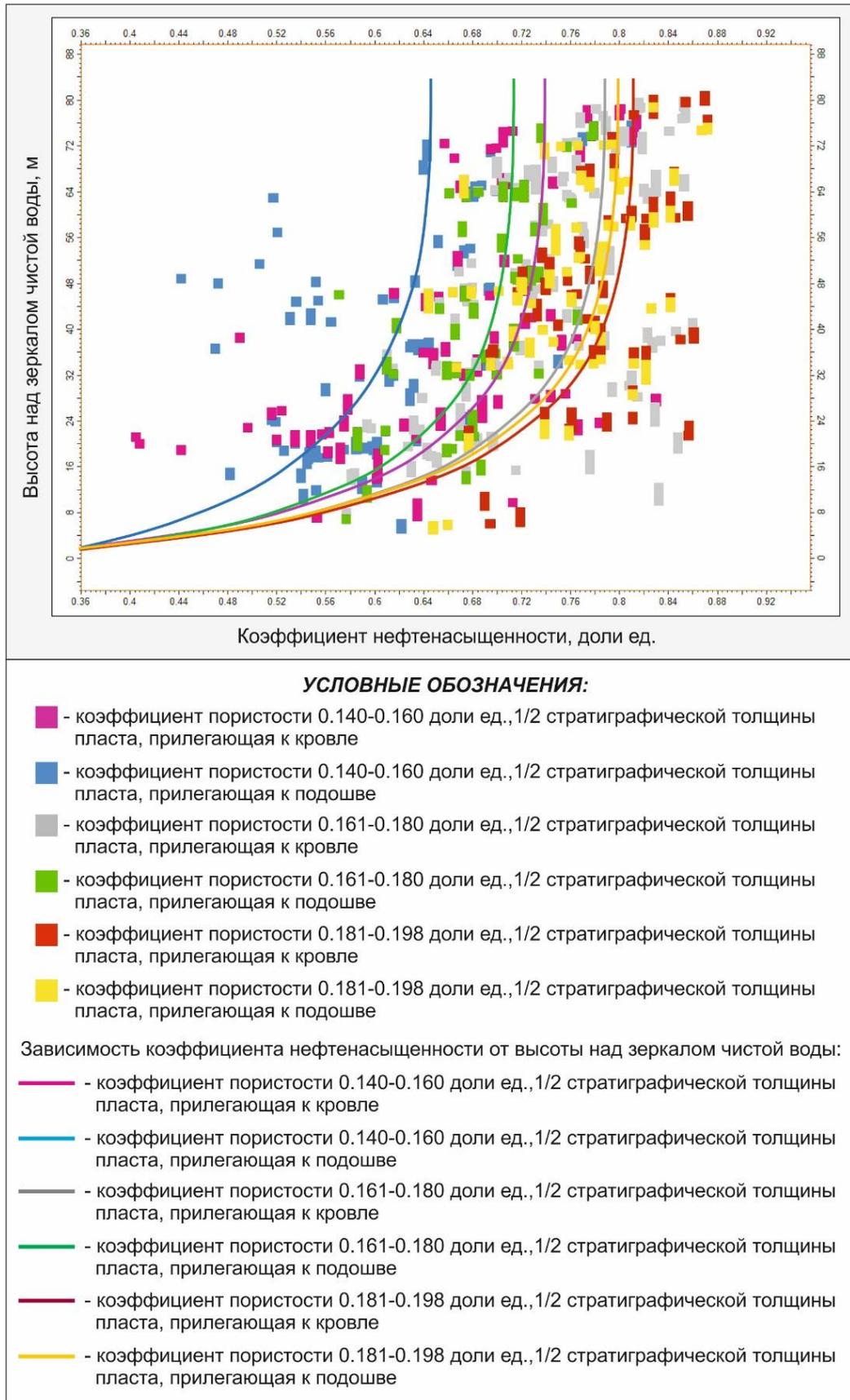


Рисунок 3.50 – Модель нефтяной залежи пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения С, построенная с учетом особенностей распределения нефти в пластах, локализованных под нефтематеринскими породами

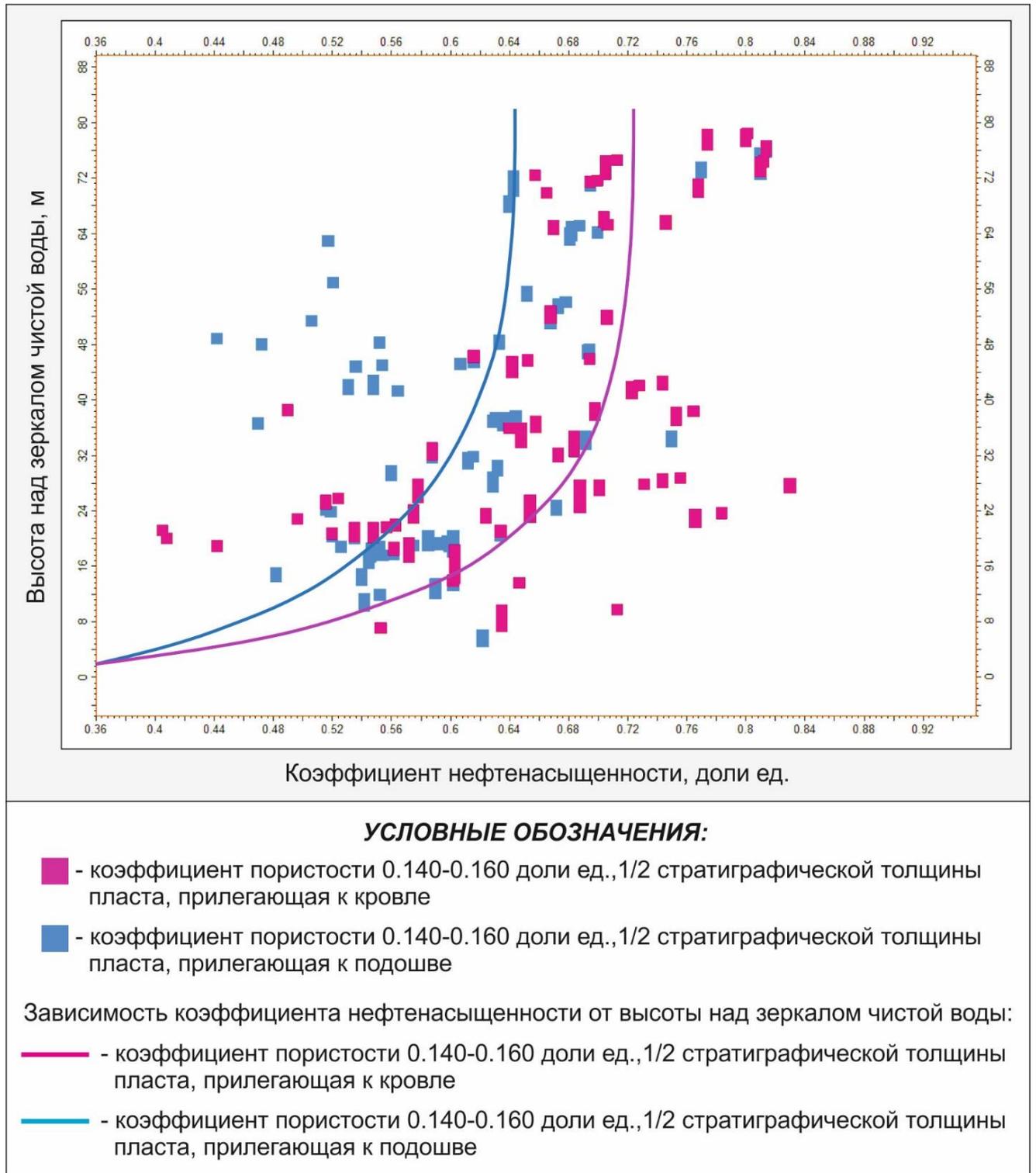


Рисунок 3.51 – Зависимость коэффициента нефтенасыщенности от высоты над зеркалом чистой воды пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения С, коэффициент пористости – 0,140-0,160 доли ед.

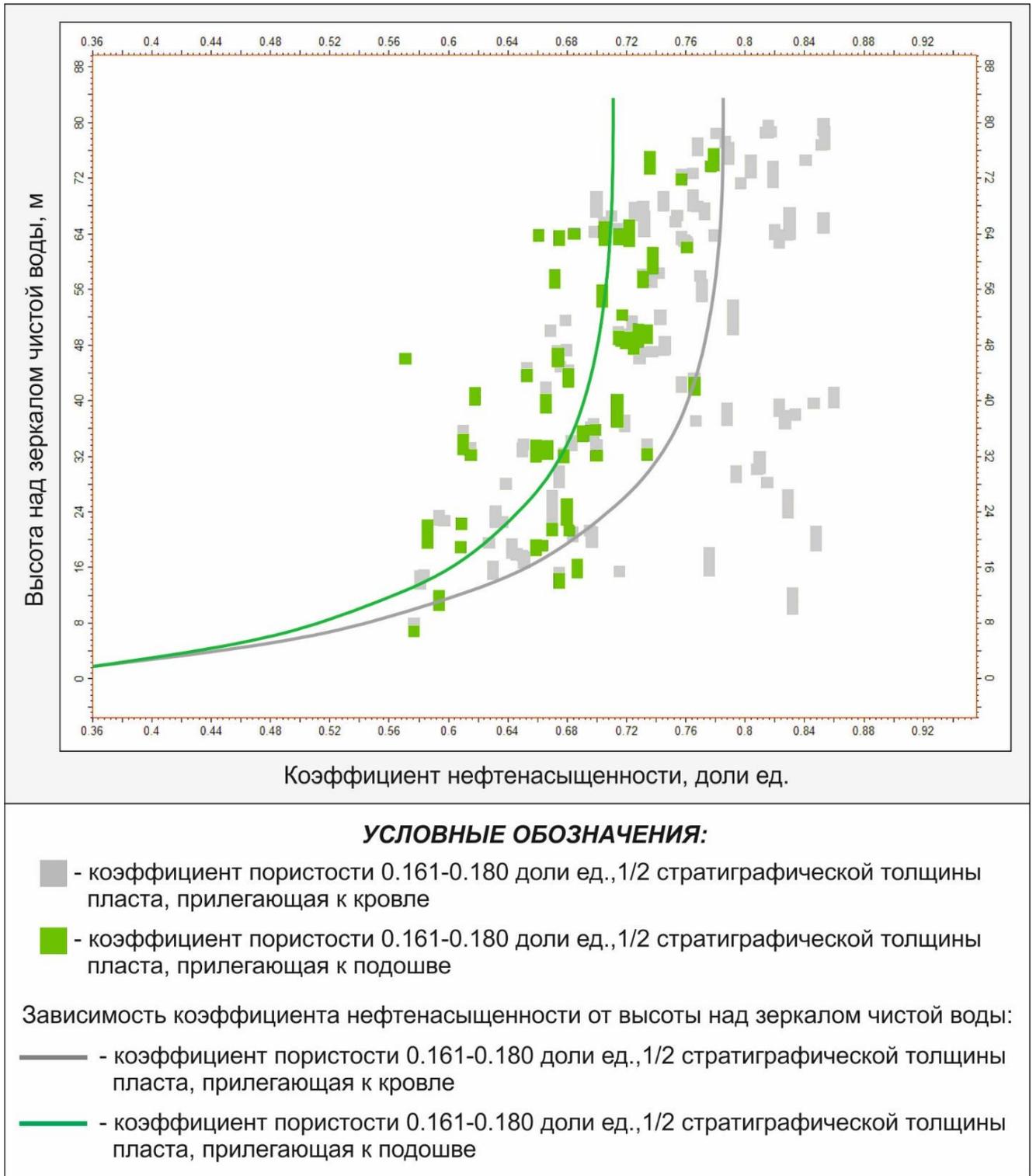


Рисунок 3.52 – Зависимость коэффициента нефтенасыщенности от высоты над зеркалом чистой воды пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения С, коэффициент пористости – 0,161-0,180 доли ед.

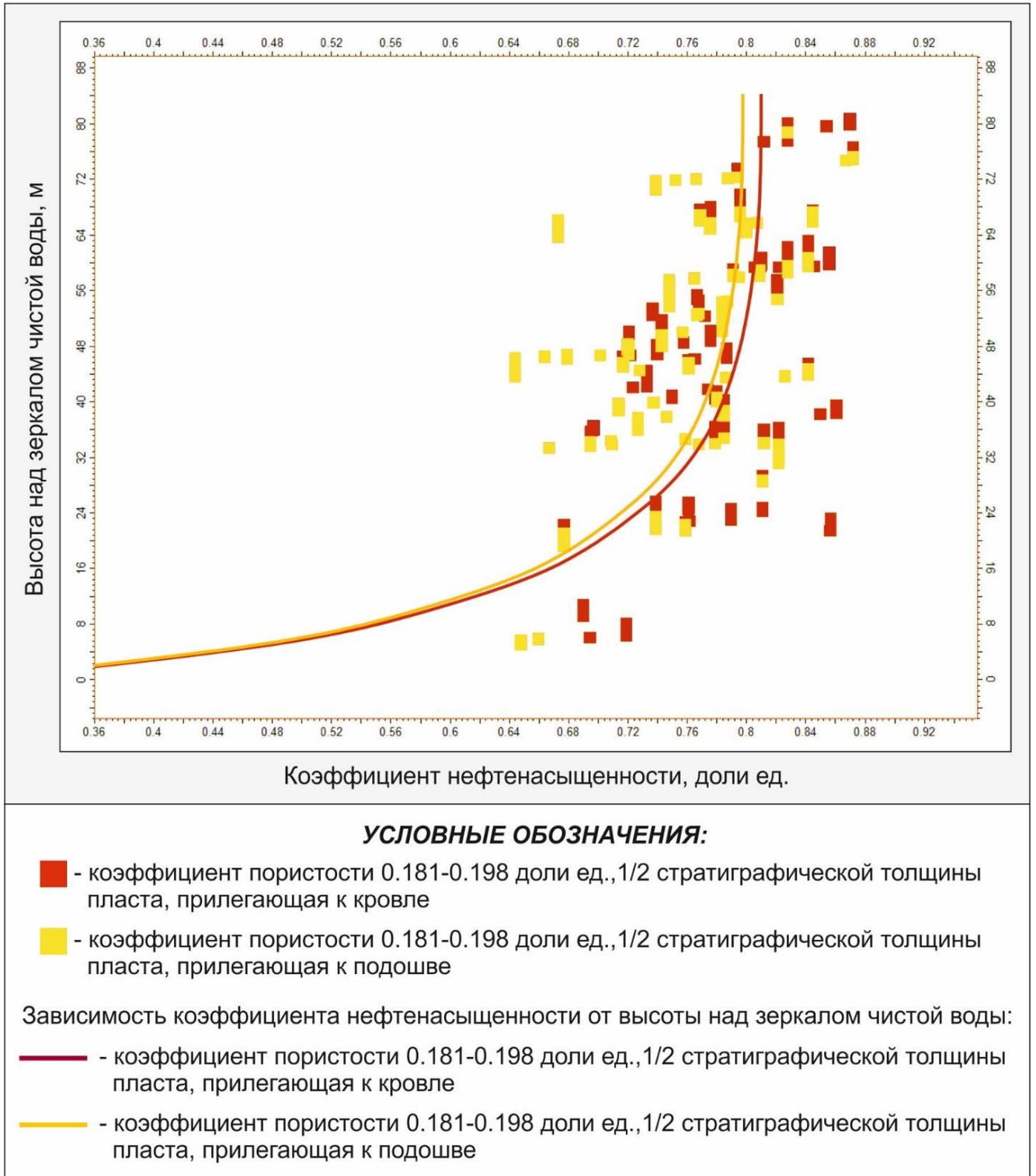


Рисунок 3.53 – Зависимость коэффициента нефтенасыщенности от высоты над зеркалом чистой воды пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения С, коэффициент пористости – 0,181-0,198 доли ед.

На рисунке 3.54 изображена модель этой же залежи пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения С без учета локализации пласта-резервуара под нефтематеринской породой.

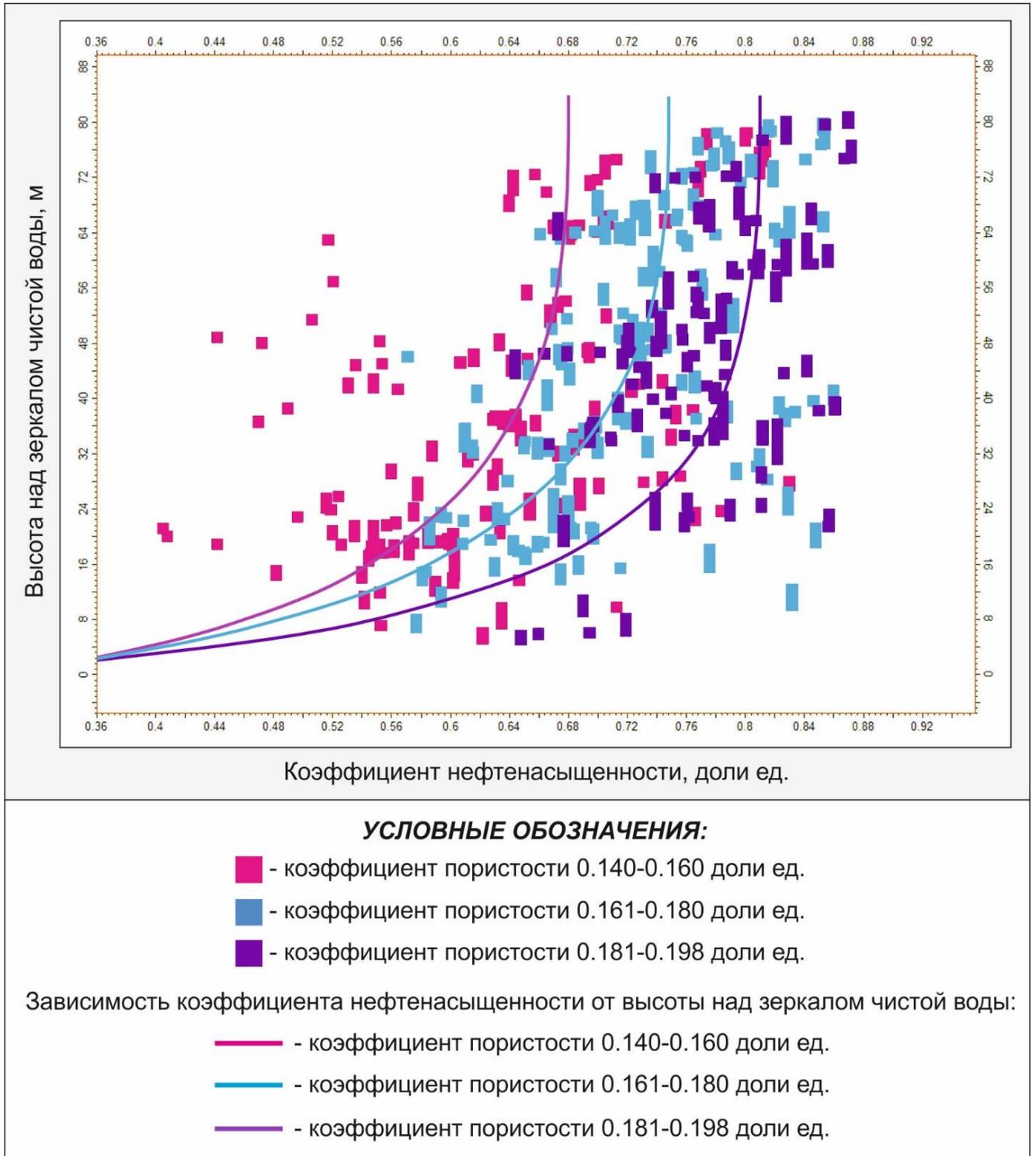


Рисунок 3.54 – Модель нефтяной залежи пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения С, построенная без учета особенностей распределения нефти в пластах, локализованных под нефтематеринскими породами

При сравнении моделей, представленных на рисунках 3.50 и 3.54 очевидно, что учет взаимного пространственного положения различных элементов нефтяной системы позволяет детализировать распределение нефти в объеме коллектора.

Сравнивая рисунки 3.43, 3.48 и 3.50, следует отметить отличие месторождения С от месторождений А и В: на равной высоте над зеркалом чистой воды в зонах, расположенных на меньшем расстоянии от стратиграфической кровли пласта, при меньшем значении коэффициента пористости (0,140-0,160 доли ед.) коэффициент нефтенасыщенности выше, чем в зонах, расположенных на большем расстоянии от стратиграфической кровли пласта, при большем значении коэффициента пористости (0,161-0,180 доли ед.).

На основании изложенного в главе 3 идентифицированы следующие особенности распределения нефти в пластах, залегающих под нефтематеринскими породами:

1. на равной высоте над зеркалом чистой воды при равных низких значениях фильтрационно-емкостных параметров резервуара наблюдается линейное уменьшение коэффициента нефтенасыщенности в направлении от стратиграфической кровли к стратиграфической подошве пласта;

2. на равной высоте над зеркалом чистой воды при равных высоких значениях фильтрационно-емкостных параметров резервуара наблюдаются равные значения коэффициента нефтенасыщенности ввиду латерального перераспределения флюидов в поровом пространстве коллектора при установлении капиллярно-гравитационного равновесия;

3. на равной высоте над зеркалом чистой воды угол наклона линейной зависимости коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта обратно пропорционален фильтрационно-емкостным параметрам резервуара;

4. на равной высоте над зеркалом чистой воды при равных низких значениях фильтрационно-емкостных параметров резервуара угол наклона линейной зависимости коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта прямо пропорционален углу наклона пласта;

5. на равной высоте над зеркалом чистой воды при равных низких значениях фильтрационно-емкостных параметров резервуара диапазон изменения коэффициента нефтенасыщенности прямо пропорционален стратиграфической и эффективной толщине пласта.

Выявленные закономерности позволили объяснить несоответствия между прогнозируемыми на основе капиллярно-гравитационной теории значениями коэффициента нефтенасыщенности и фактическими скважинными данными.

## 4 МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ПЛАСТОВ, ЗАЛЕГАЮЩИХ ПОД НЕФТЕМАТЕРИНСКИМИ ПОРОДАМИ

### 4.1 Методика моделирования нефтенасыщенности пластов, залегающих под нефтематеринскими породами

Как отмечено в параграфе 1.3, согласно Регламенту по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений, при расчете значений коэффициента нефтенасыщенности в межскважинном пространстве рекомендуется использовать петрофизические зависимости его изменения от расстояния до водонефтяного контакта и от пористости [114]. Принимая во внимание, что понятие водонефтяного контакта не отличается терминологической однозначностью, кроме того, положение контакта варьирует в зависимости от пористости и проницаемости пласта, а положение зеркала чистой воды остается постоянным, при создании параметра нефтенасыщенности в рамках построения геологических моделей рекомендуется оперировать понятием зеркала чистой воды. Таким образом, стандартной методикой моделирования нефтенасыщенности в настоящее время является создание куба параметра на основе его зависимости от высоты над зеркалом чистой воды и от фильтрационно-емкостных свойств коллектора:

$$K_n = f(\Delta H_{зчв}, K_p), \quad (4.1)$$

где  $K_n$  – коэффициент нефтенасыщенности,

$f$  – функция,

$\Delta H_{зчв}$  – высота над уровнем зеркала чистой воды,

$K_p$  – коэффициент пористости.

Однако, как представлено в главе 3, указанная методика не позволяет описать идентифицированные в рамках данной работы особенности распределения нефти в пластах, залегающих под нефтематеринскими породами. С целью воспроизведения в геологических моделях рассмотренных особенностей рекомендуется методика моделирования на основе зависимости коэффициента нефтенасыщенности от высоты над зеркалом чистой воды, фильтрационно-

емкостных свойств коллектора, а также от расстояния от стратиграфической кровли пласта:

$$K_n = f(\Delta H_{\text{зчв}}, K_p, \Delta H_{\text{top}}), \quad (4.2)$$

где  $K_n$  – коэффициент нефтенасыщенности,

$f$  – функция,

$\Delta H_{\text{зчв}}$  – высота над уровнем зеркала чистой воды,

$K_p$  – коэффициент пористости,

$\Delta H_{\text{top}}$  – расстояние от стратиграфической кровли пласта.

Зависимости коэффициента нефтенасыщенности от высоты над зеркалом чистой воды для различных классов пористости на различном расстоянии от стратиграфической кровли, использованные при моделировании пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения А по методике, учитывающей особенности распределения нефти в пластах, залегающих под нефтематеринскими породами, представлены на рисунке 4.1. Указанные зависимости созданы на основе фактических скважинных данных (рисунки 3.43-3.46) и согласуются со схемой строения нефтяных залежей, локализованных под нефтематеринскими породами (рисунок 3.42).

Зависимости коэффициента нефтенасыщенности от высоты над зеркалом чистой воды для различных классов пористости, использованные при моделировании пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения А по стандартной методике, представлены на рисунке 3.47. Зависимости созданы на основе фактических скважинных данных и согласуются со схемой строения нефтяных залежей в аспекте капиллярно-гравитационной теории нефтенакпления (рисунок 1.7).

При сравнении зависимостей, изображенных на рисунках 4.1 и 3.47, можно сделать вывод, что методика моделирования, учитывающая особенности распределения нефти в пластах, залегающих под нефтематеринскими породами, позволяет детализировать распределение параметра нефтенасыщенности в поровом пространстве коллектора.

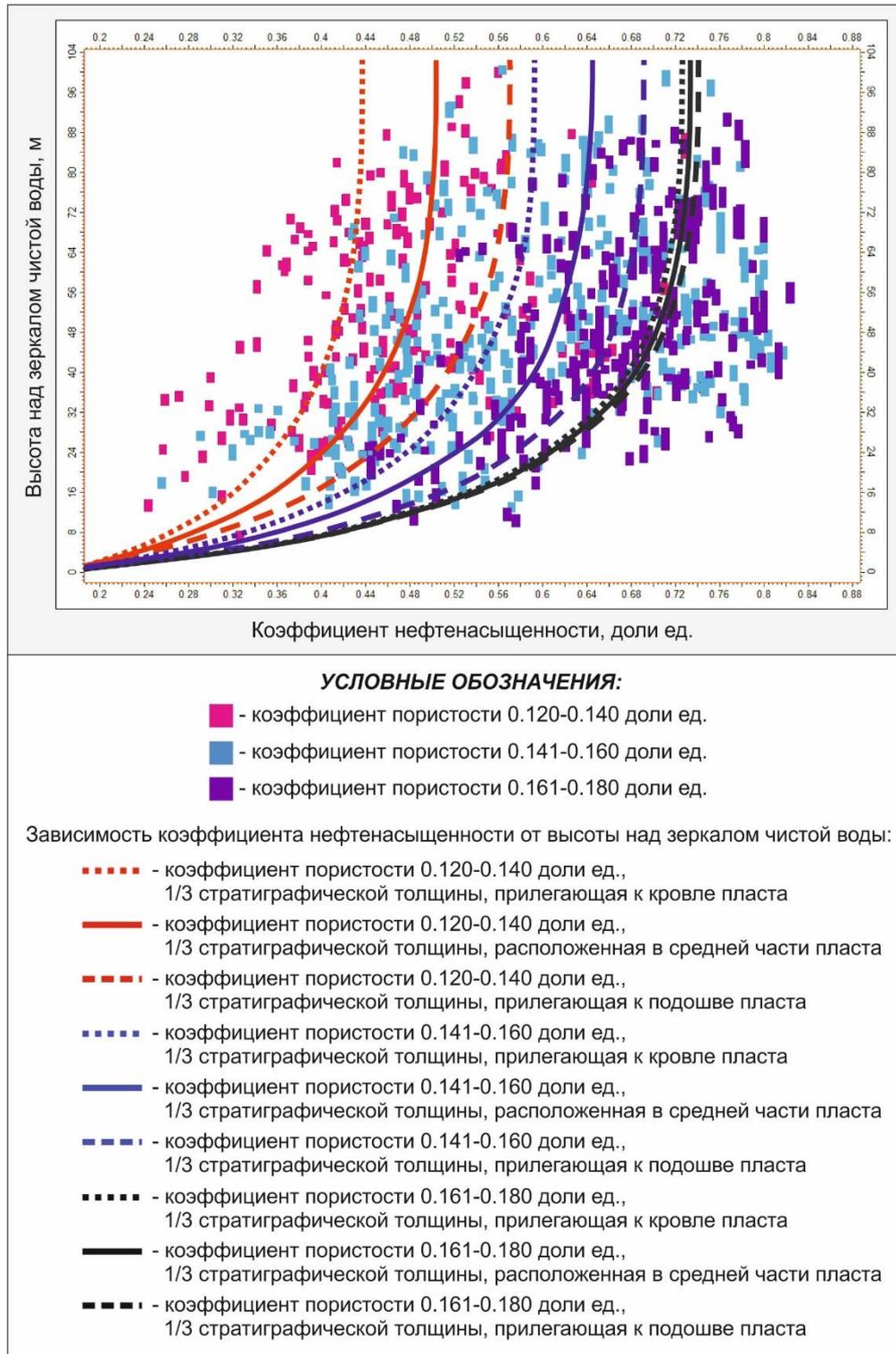


Рисунок 4.1 – Зависимости коэффициента нефтенасыщенности от высоты над зеркалом чистой воды для различных классов пористости на различном расстоянии от стратиграфической кровли, использованные при моделировании пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения А по методике, учитывающей особенности распределения нефти в пластах, залегающих под нефтематеринскими породами

Зависимости коэффициента нефтенасыщенности от высоты над зеркалом чистой воды для различных классов пористости на различном расстоянии от стратиграфической кровли, использованные при моделировании пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения В по методике, учитывающей особенности распределения нефти в пластах, залегающих под нефтематеринскими породами, представлены на рисунке 4.2. Указанные зависимости созданы на основе фактических скважинных данных (рисунок 3.48) и согласуются со схемой строения нефтяных залежей, локализованных под нефтематеринскими породами (рисунок 3.42).

Зависимости коэффициента нефтенасыщенности от высоты над зеркалом чистой воды для различных классов пористости, использованные при моделировании пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения В по стандартной методике, представлены на рисунке 3.49. Зависимости созданы на основе фактических скважинных данных и согласуются со схемой строения нефтяных залежей в аспекте капиллярно-гравитационной теории нефтенакпления (рисунок 1.7).

При сравнении зависимостей, изображенных на рисунках 4.2 и 3.49, можно сделать вывод, что методика моделирования, учитывающая особенности распределения нефти в пластах, залегающих под нефтематеринскими породами, позволяет детализировать распределение параметра нефтенасыщенности в поровом пространстве коллектора.

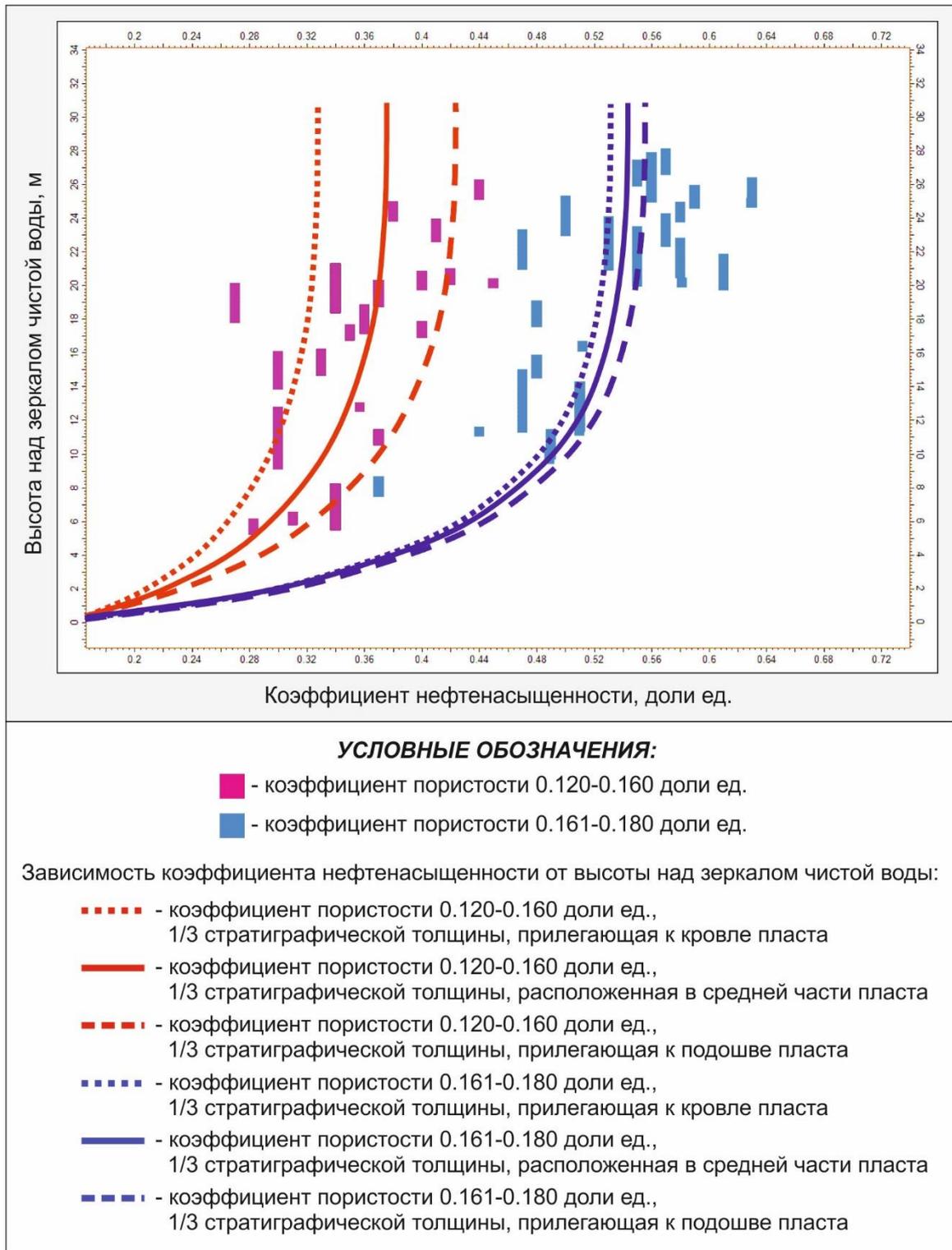


Рисунок 4.2 – Зависимости коэффициента нефтенасыщенности от высоты над зеркалом чистой воды для различных классов пористости на различном расстоянии от стратиграфической кровли, использованные при моделировании пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения В по методике, учитывающей особенности распределения нефти в пластах, залегающих под нефтематеринскими породами

Зависимости коэффициента нефтенасыщенности от высоты над зеркалом чистой воды для различных классов пористости на различном расстоянии от стратиграфической кровли, использованные при моделировании пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения С по методике, учитывающей особенности распределения нефти в пластах, залегающих под нефтематеринскими породами, представлены на рисунке 4.3. Указанные зависимости созданы на основе фактических скважинных данных (рисунки 3.50-3.53) и согласуются со схемой строения нефтяных залежей, локализованных под нефтематеринскими породами (рисунок 3.42).

Зависимости коэффициента нефтенасыщенности от высоты над зеркалом чистой воды для различных классов пористости, использованные при моделировании пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения С по стандартной методике, представлены на рисунке 3.54. Зависимости созданы на основе фактических скважинных данных и согласуются со схемой строения нефтяных залежей в аспекте капиллярно-гравитационной теории нефтенакпления (рисунок 1.7).

При сравнении зависимостей, изображенных на рисунках 4.3 и 3.54, можно сделать вывод, что методика моделирования, учитывающая особенности распределения нефти в пластах, залегающих под нефтематеринскими породами, позволяет детализировать распределение параметра нефтенасыщенности в поровом пространстве коллектора.

Таким образом, предлагаемая методика моделирования, в основе которой лежит зависимость коэффициента нефтенасыщенности не только от высоты над зеркалом чистой воды и фильтрационно-емкостных свойств коллектора, но также от расстояния от стратиграфической кровли пласта, позволяет реализовать в итоговом кубе параметра особенности распределения нефти в залежах, локализованных под нефтематеринскими породами.

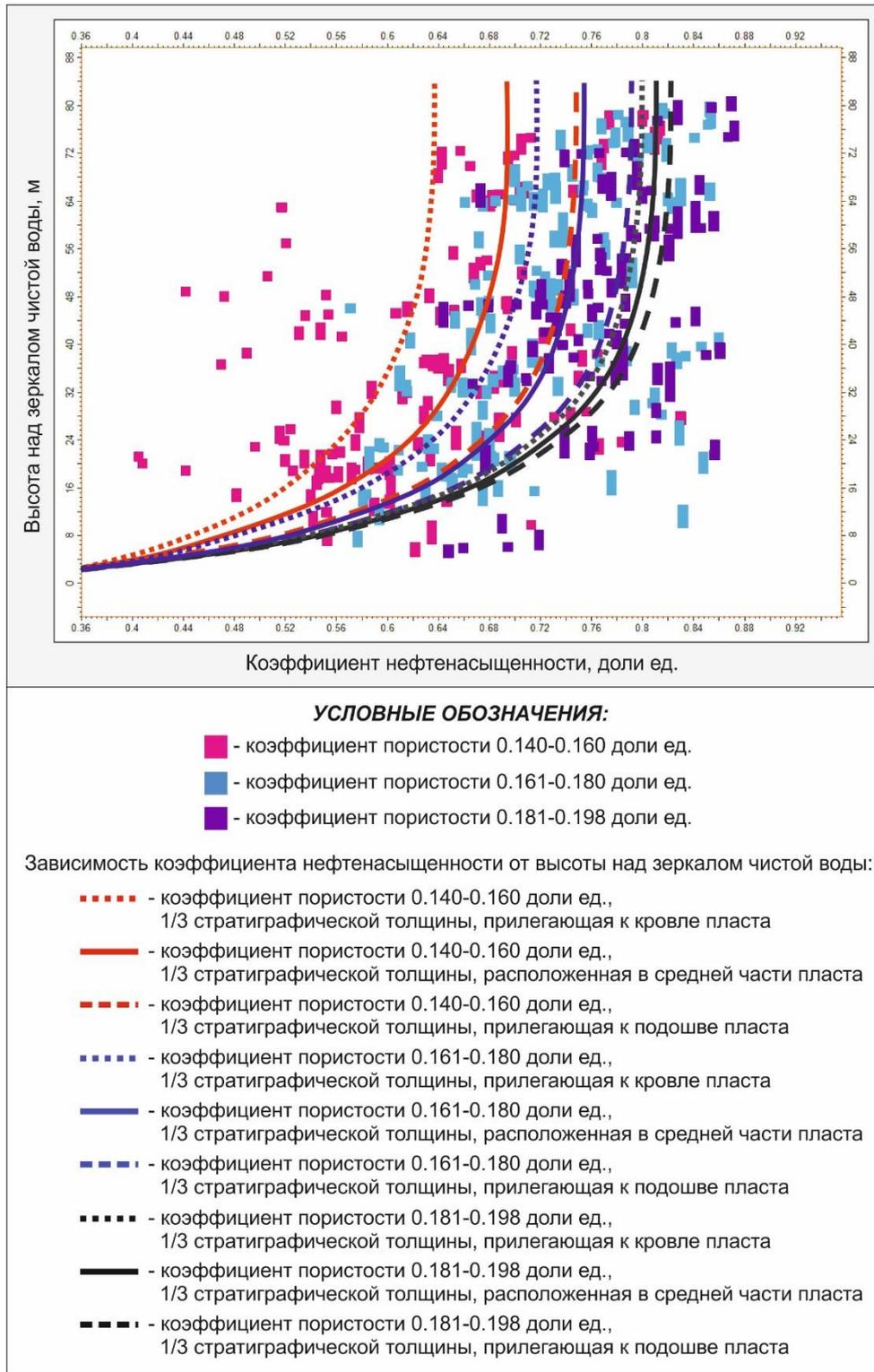


Рисунок 4.3 – Зависимости коэффициента нефтенасыщенности от высоты над зеркалом чистой воды для различных классов пористости на различном расстоянии от стратиграфической кровли, использованные при моделировании пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения С по методике, учитывающей особенности распределения нефти в пластах, залегающих под нефтематеринскими породами

#### **4.2 Сравнение моделей, созданных на основе методики моделирования нефтенасыщенности пластов, залегающих под нефтематеринскими породами, с моделями, построенными по стандартной методике**

Применение методики моделирования нефтенасыщенности пластов, залегающих под нефтематеринскими породами, в рамках работ по созданию трехмерных геологических моделей пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождений Западной Сибири позволило воспроизвести указанные в главе 3 особенности распределения нефти в залежах, сформировавшихся за счет вертикальной миграции углеводородов в направлении сверху вниз.

На рисунке 4.4 представлен разрез №1 куба нефтенасыщенности пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения А, созданного на основе предложенной методики, а также куба нефтенасыщенности, рассчитанного по стандартной методике. Для идентификации зон низких значений фильтрационно-емкостных свойств на рисунке 4.5 изображен разрез №1 куба пористости пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения А. Указанные иллюстрации демонстрируют, что в зонах низких значений фильтрационно-емкостных параметров коллектора в кубе, построенном на основе предложенной методики, на равной высоте над зеркалом чистой воды наблюдается уменьшение коэффициента нефтенасыщенности при увеличении расстояния от стратиграфической кровли пласта по сравнению с кубом, созданным на основе стандартной методики. Кроме того, в кубе, построенном по предложенной методике, отмечается увеличение коэффициента нефтенасыщенности в прикровельных зонах пласта на меньшей высоте над зеркалом чистой воды по сравнению с кубом, созданным по стандартной методике.

Идентичные закономерности наблюдаются при анализе разрезов №2 и №3 кубов нефтенасыщенности пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения А, построенных на основе двух рассматриваемых методик (рисунки 4.6, 4.7 соответственно). Разрез №2 куба пористости отражен на рисунке 4.8, разрез №3 – на рисунке 4.9.

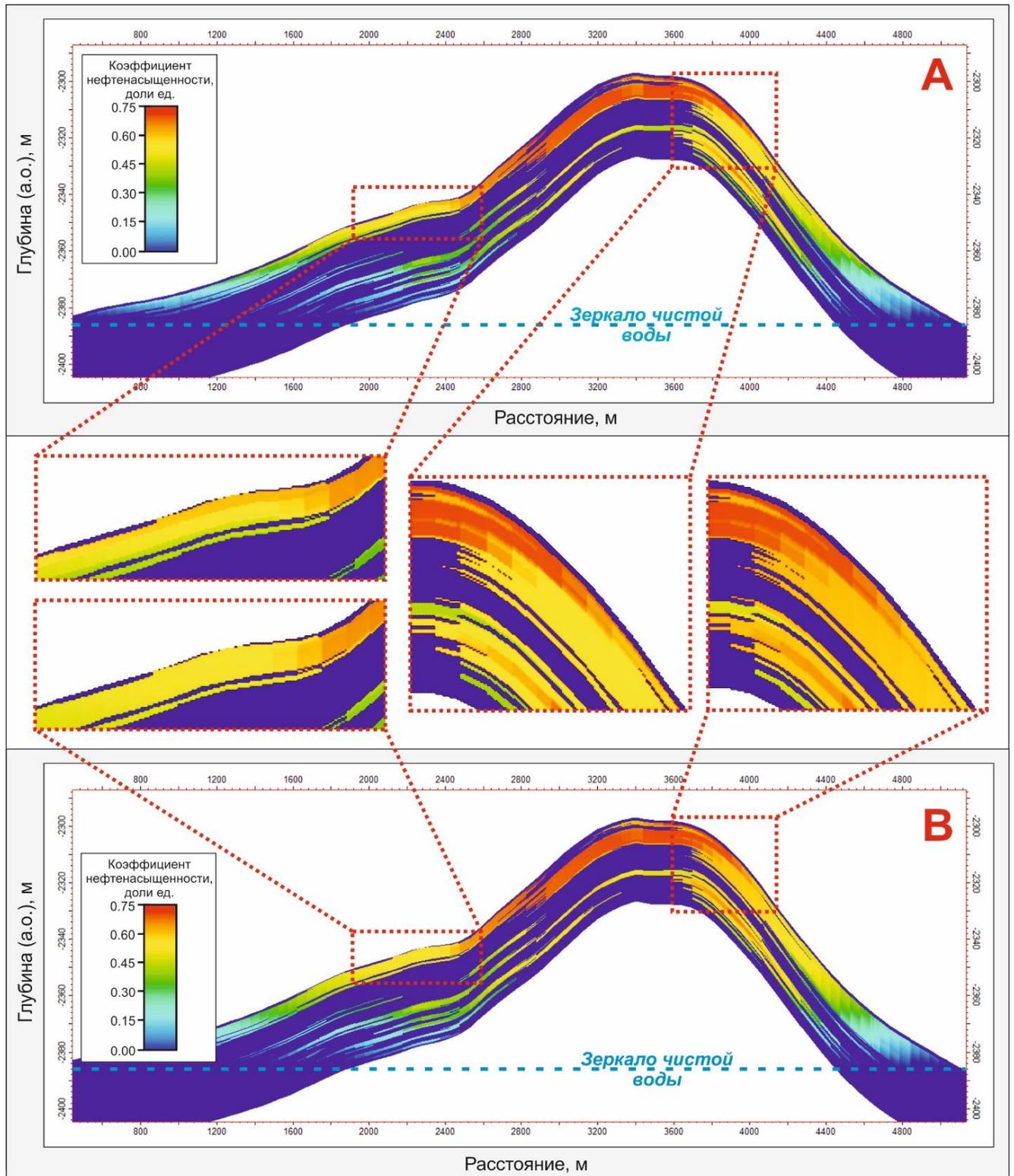


Рисунок 4.4 – Разрез №1 кубов нефтенасыщенности пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения А, созданных на основе методики моделирования нефтенасыщенности пластов, залегающих под нефтематеринскими породами (А), и на основе стандартной методики моделирования параметра (В)

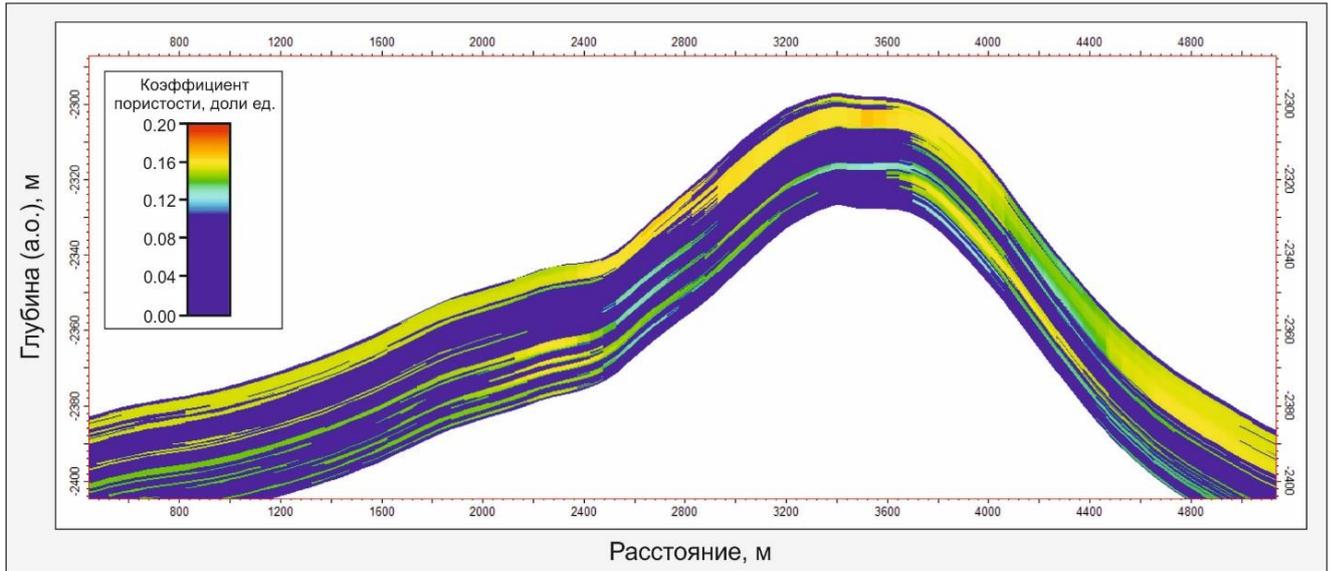


Рисунок 4.5 – Разрез №1 куба пористости пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения А

На рисунке 4.10 представлен разрез куба нефтенасыщенности пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения В, созданного на основе предложенной методики, и куба нефтенасыщенности, рассчитанного по стандартной методике, на рисунке 4.11 – разрез куба нефтенасыщенности пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения С, созданного на основе предложенной методики, и куба нефтенасыщенности, рассчитанного по стандартной методике. Для идентификации зон низких значений фильтрационно-емкостных свойств разрез куба пористости пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения В изображен на рисунке 4.12, месторождения С – на рисунке 4.13. Указанные иллюстрации демонстрируют, что в зонах низких значений фильтрационно-емкостных параметров коллектора в кубе, построенном на основе предложенной методики, на равной высоте над зеркалом чистой воды наблюдается уменьшение коэффициента нефтенасыщенности при увеличении расстояния от стратиграфической кровли пласта по сравнению с кубом, созданным на основе стандартной методики. Кроме того, в кубе, построенном по предложенной методике, отмечается увеличение коэффициента нефтенасыщенности в прикровельных зонах пласта на меньшей высоте над зеркалом чистой воды по сравнению с кубом, созданным по стандартной методике.

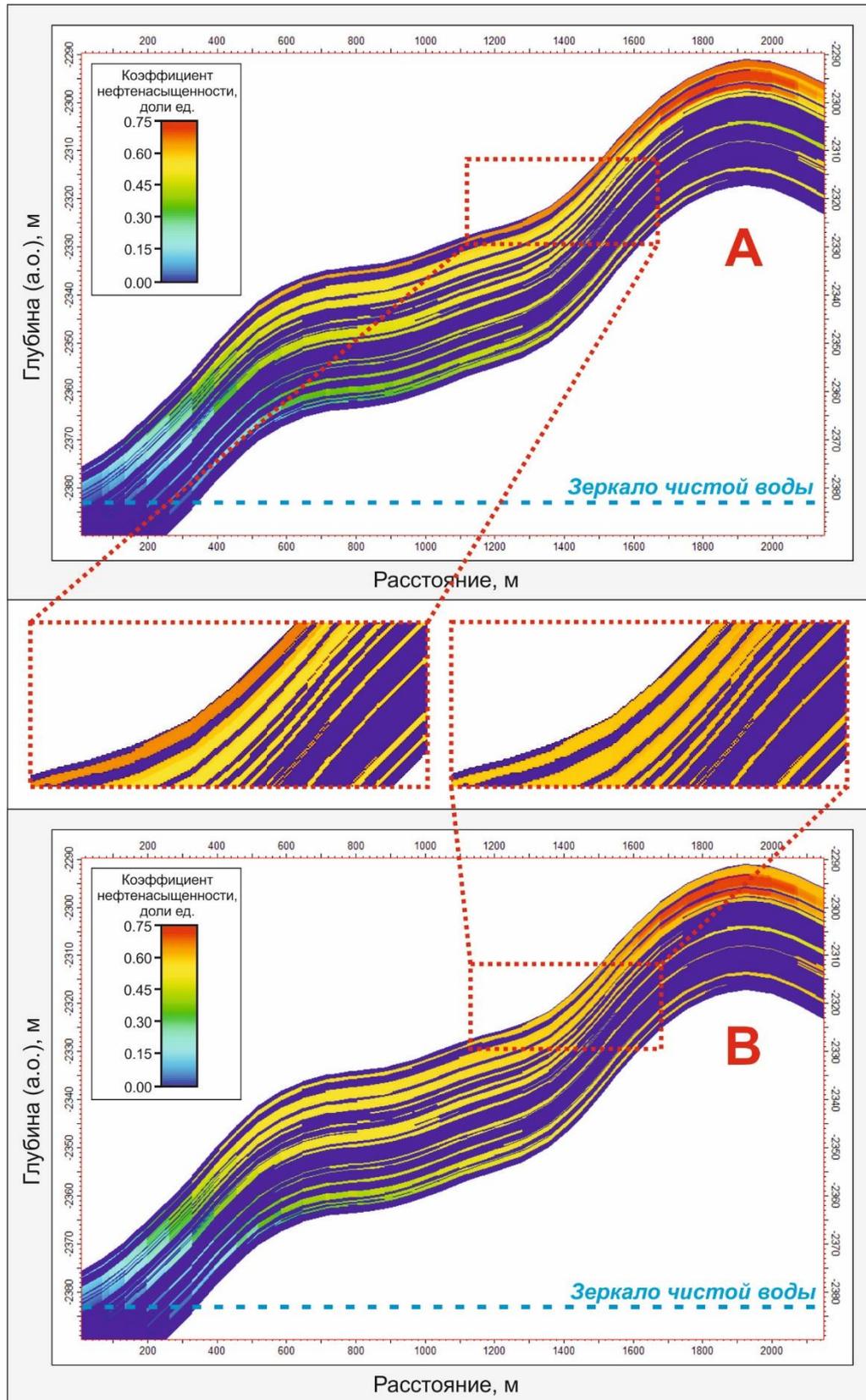


Рисунок 4.6 – Разрез №2 кубов нефтенасыщенности пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения А, созданных на основе методики моделирования нефтенасыщенности пластов, залегающих под нефтематеринскими породами (А), и на основе стандартной методики моделирования параметра (В)

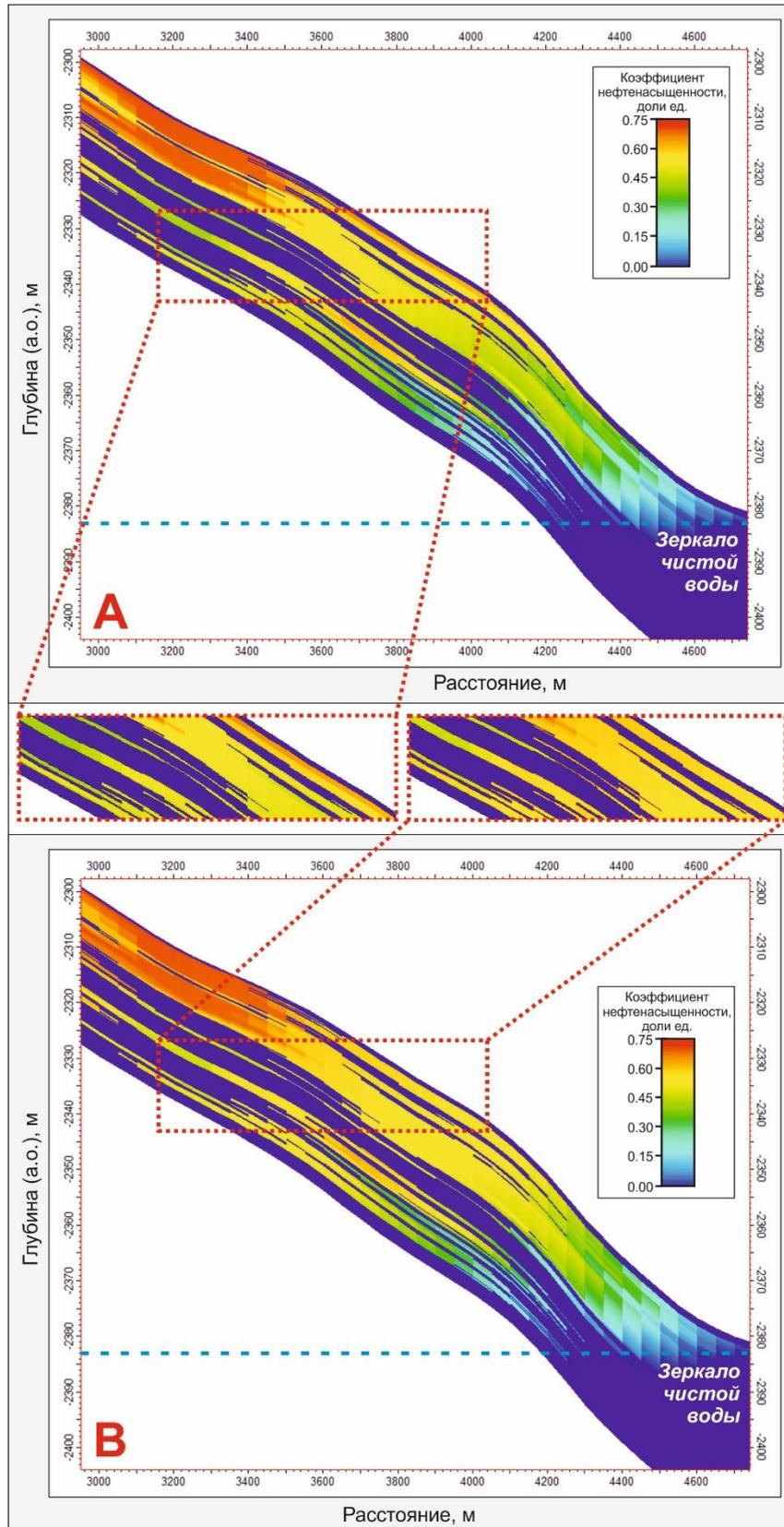


Рисунок 4.7 – Разрез №3 кубов нефтенасыщенности пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения А, созданных на основе методики моделирования нефтенасыщенности пластов, залегающих под нефтематеринскими породами (А), и на основе стандартной методики моделирования параметра (В)

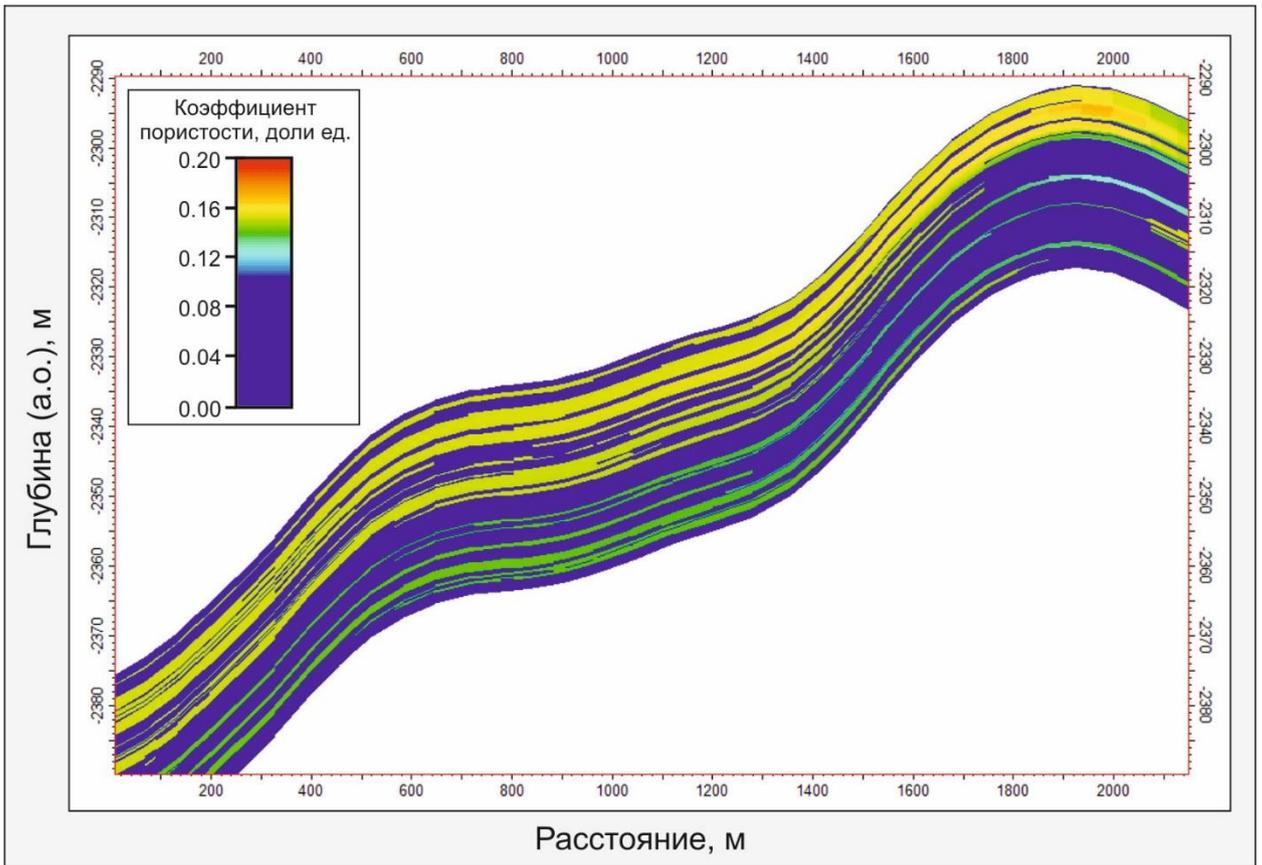


Рисунок 4.8 – Разрез №2 куба пористости пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения А

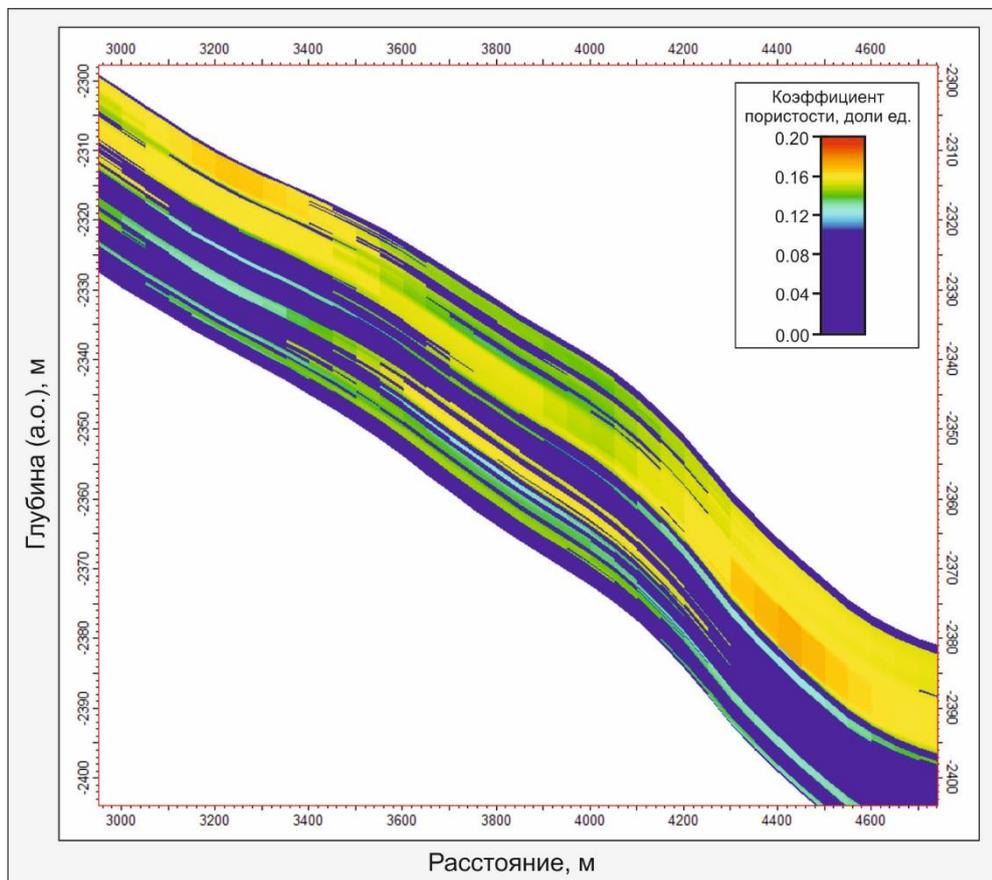


Рисунок 4.9 – Разрез №3 куба пористости пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения А

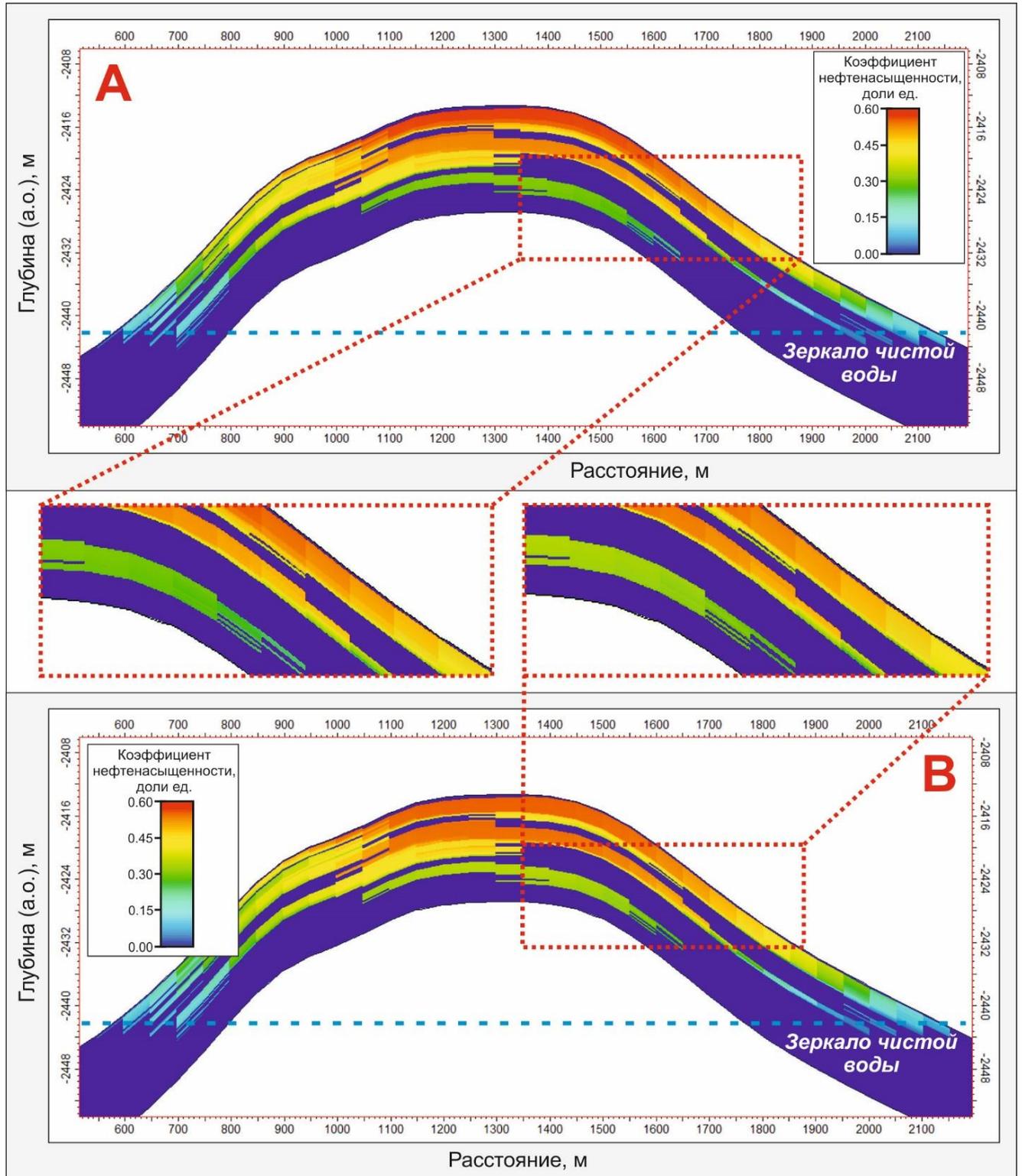


Рисунок 4.10 – Разрез кубов нефтенасыщенности пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения В, созданных на основе методики моделирования нефтенасыщенности пластов, залегающих под нефтематеринскими породами (А), и на основе стандартной методики моделирования параметра (В)

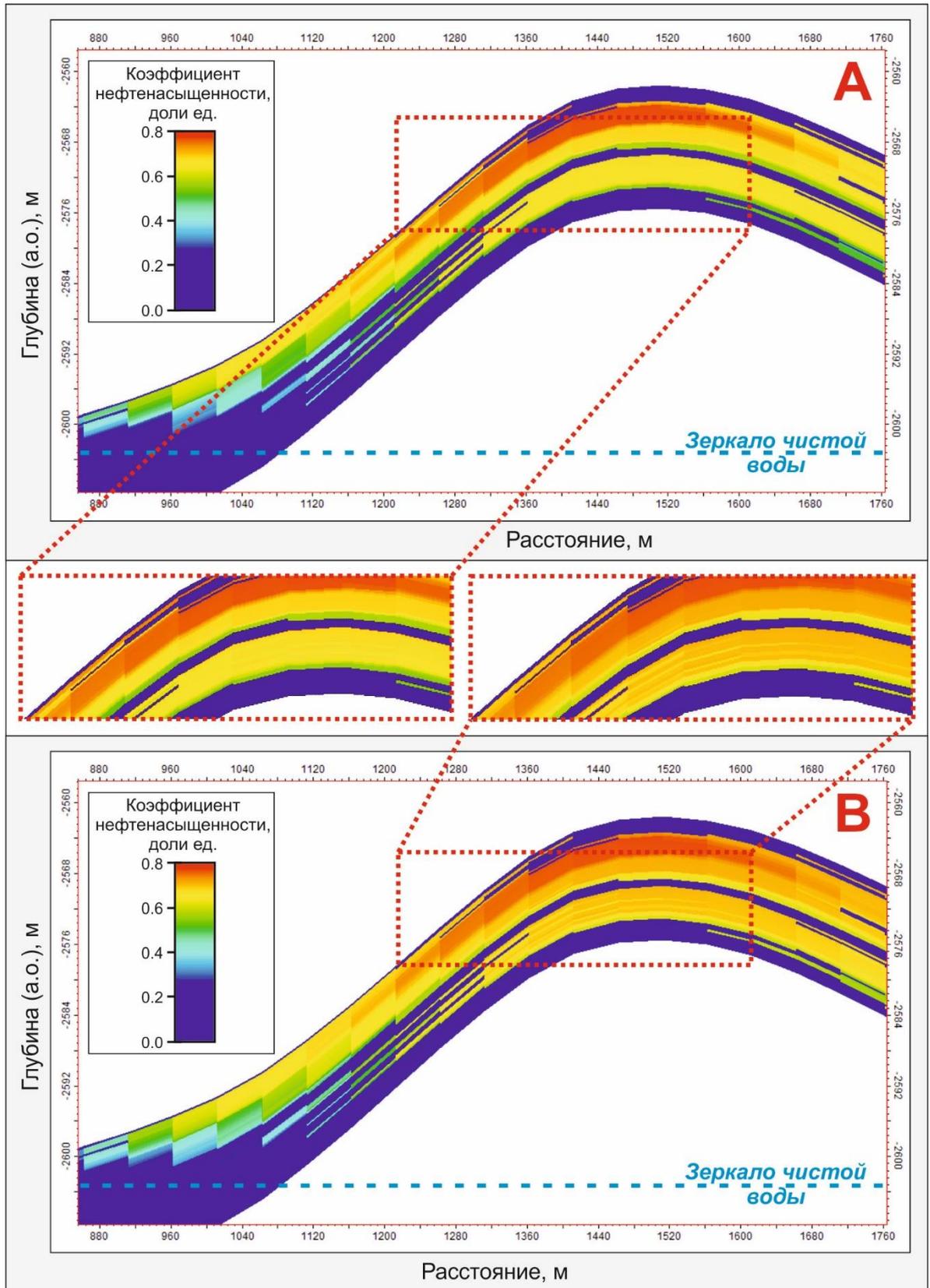


Рисунок 4.11 – Разрез кубов нефтенасыщенности пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения С, созданных на основе методики моделирования нефтенасыщенности пластов, залегающих под нефтематеринскими породами (А), и на основе стандартной методики моделирования параметра (В)

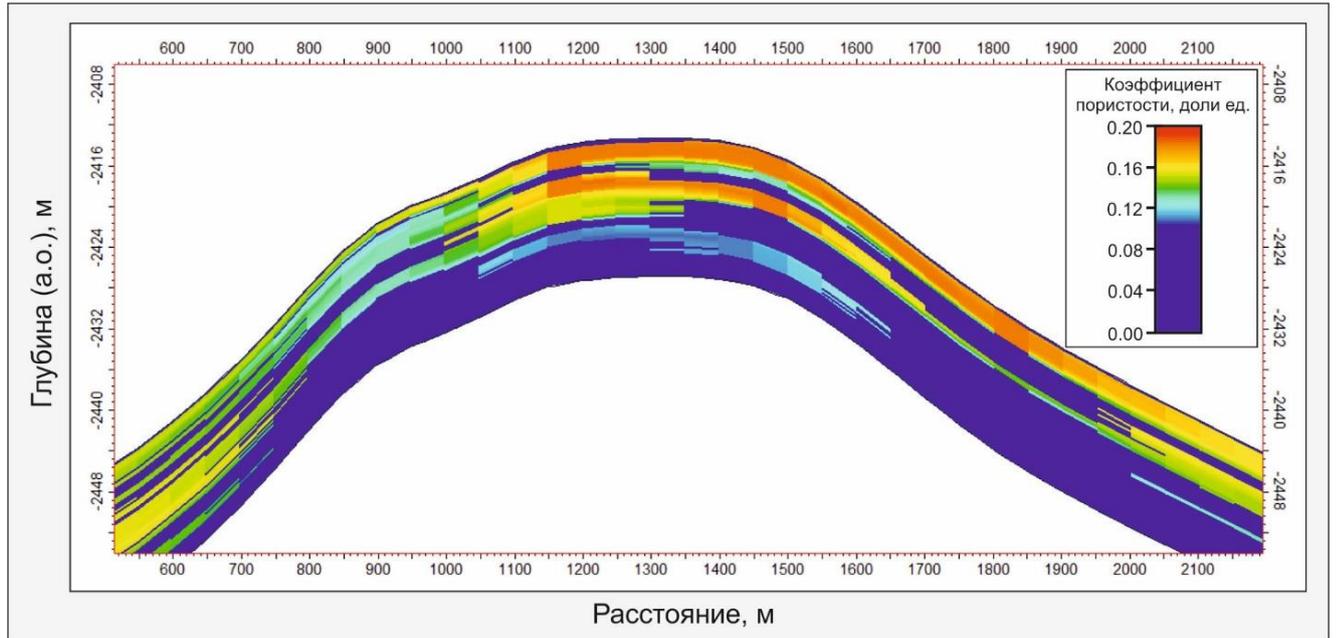


Рисунок 4.12 – Разрез куба пористости пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения В

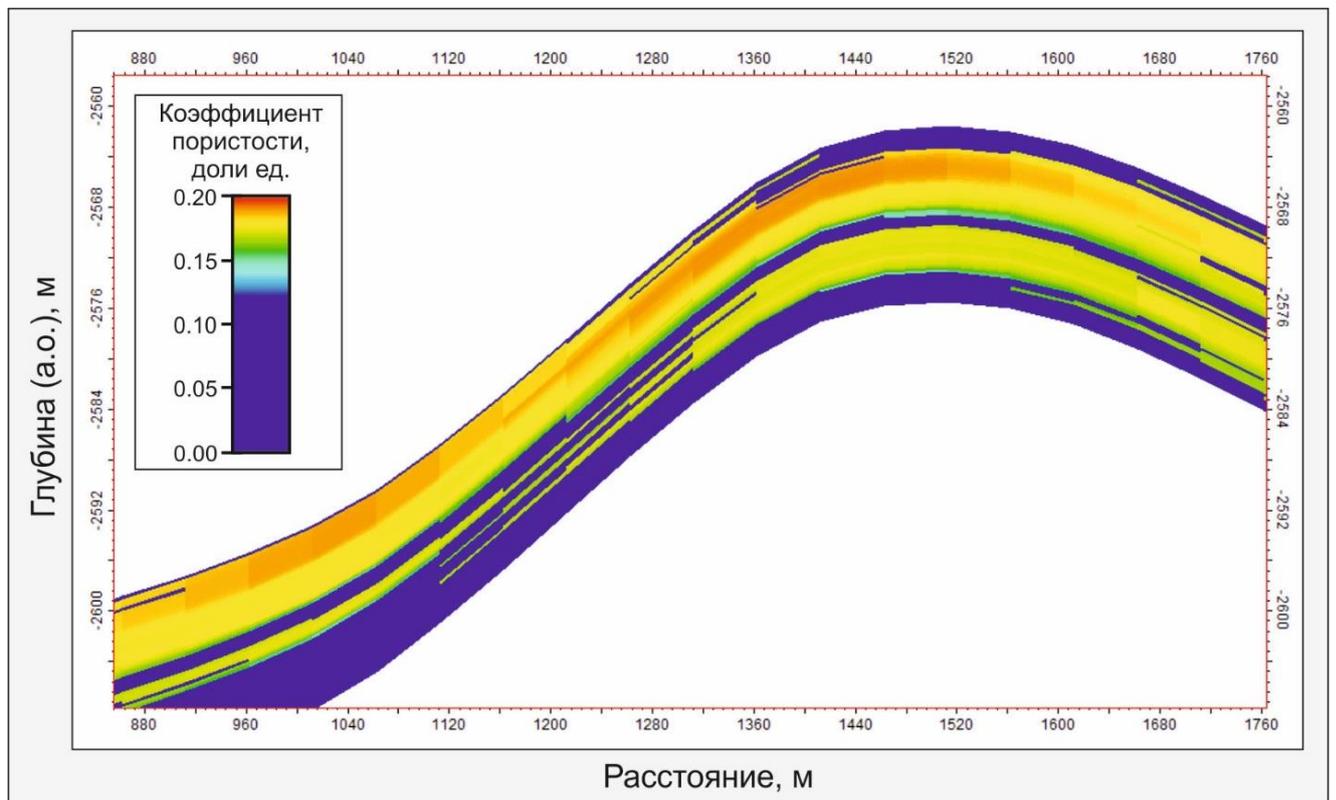


Рисунок 4.13 – Разрез куба пористости пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения С

Закономерности распределения нефти в залежах, локализованных под нефтематеринскими породами, отмеченные на представленных выше разрезах, отражены на картах средней нефтенасыщенности в виде уменьшения значений параметра, что является следствием уменьшения коэффициента в направлении от стратиграфической кровли к подошве пласта в зонах низких значений фильтрационно-емкостных свойств. Фрагменты карт средней нефтенасыщенности пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождений А, В, С построенных на основе кубов, созданных по методике моделирования нефтенасыщенности пластов, залегающих под нефтематеринскими породами, а также фрагменты карт средней нефтенасыщенности, построенных на основе кубов, созданных по стандартной методике, представлены на рисунках 4.14, 4.15, 4.16 соответственно.

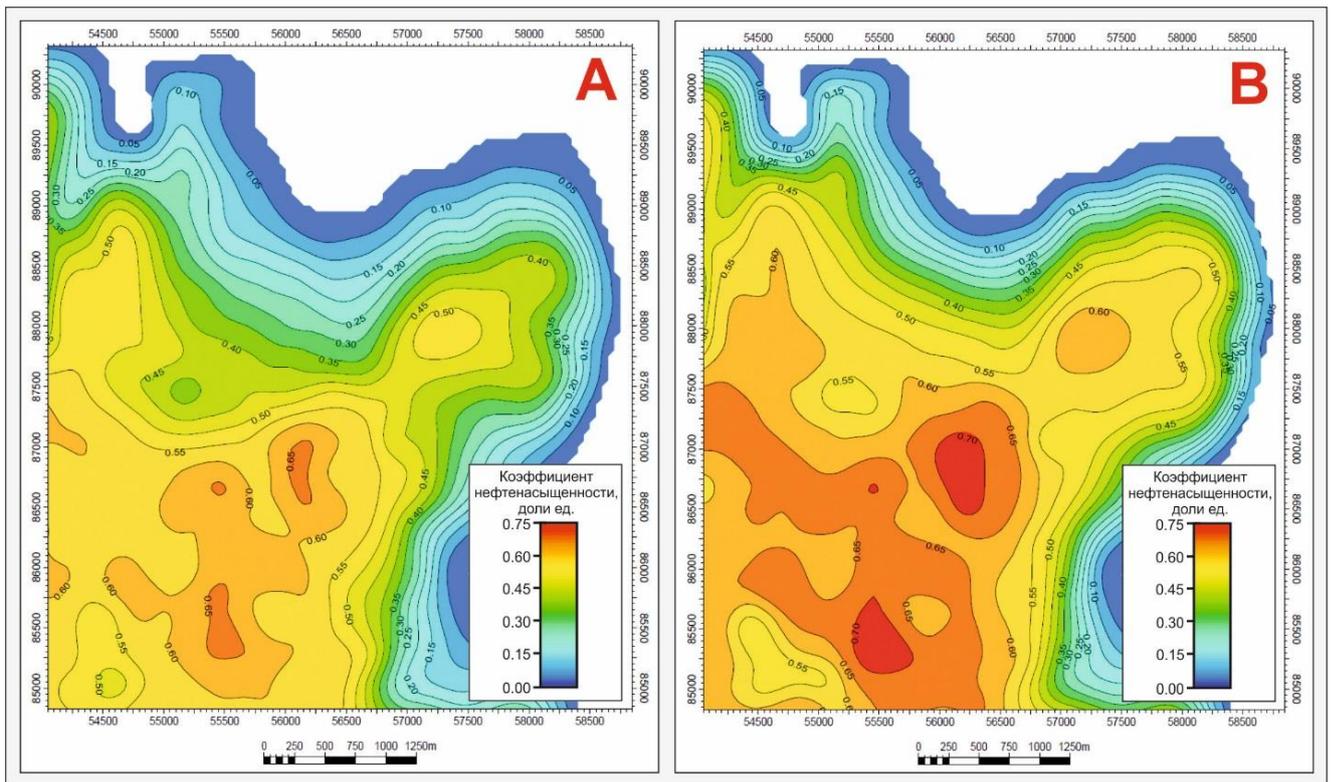


Рисунок 4.14 – Фрагменты карт средней нефтенасыщенности пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения А, построенных на основе куба, созданного по методике моделирования нефтенасыщенности пластов, залегающих под нефтематеринскими породами (А), и на основе куба, созданного по стандартной методике моделирования параметра (В)

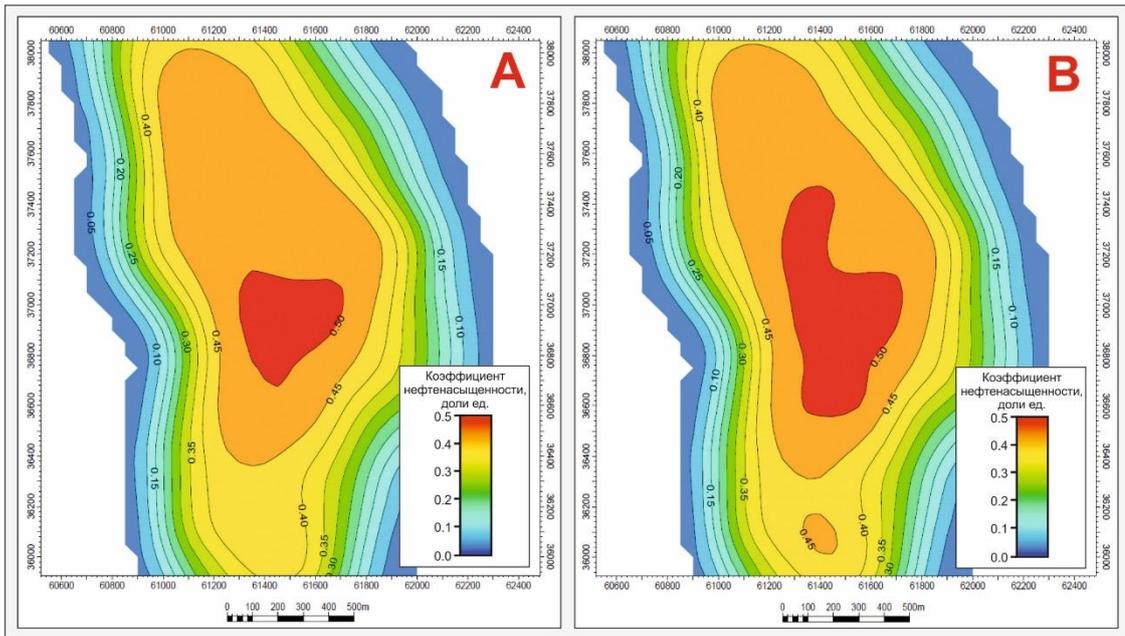


Рисунок 4.15 – Фрагменты карт средней нефтенасыщенности пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения В, построенных на основе куба, созданного по методике моделирования нефтенасыщенности пластов, залегающих под нефтематеринскими породами (А), и на основе куба, созданного по стандартной методике моделирования параметра (В)

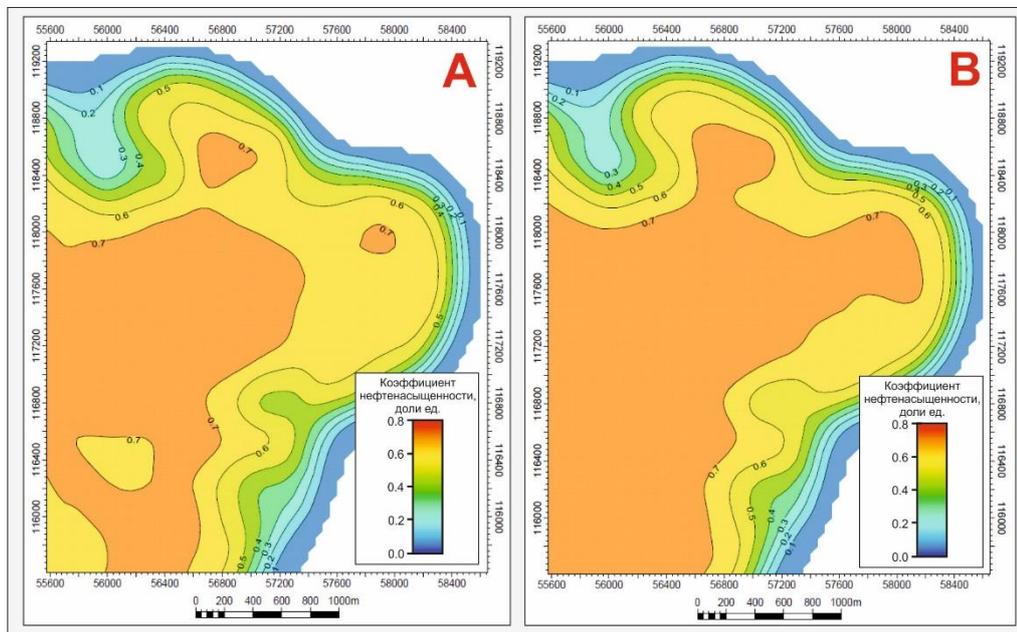


Рисунок 4.16 – Фрагменты карт средней нефтенасыщенности пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения С, построенных на основе куба, созданного по методике моделирования нефтенасыщенности пластов, залегающих под нефтематеринскими породами (А), и на основе куба, созданного по стандартной методике моделирования параметра (В)

### **4.3 Результаты применения методики моделирования нефтенасыщенности пластов, залегающих под нефтематеринскими породами, при подсчете начальных геологических запасов нефти и прогнозе показателей разработки**

В таблице 4.1 представлены средние значения коэффициента нефтенасыщенности и начальные геологические запасы нефти залежей пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождений А, В, С, определенные по моделям, построенным на основе стандартной методики моделирования нефтенасыщенности, и по моделям, созданным на основе разработанной методики моделирования нефтенасыщенности пластов, залегающих под нефтематеринскими породами. Запасы жидких углеводородов рассчитаны объемным методом [82].

Расхождение параметров в таблице 4.1 рассчитано по формуле:

$$D = \frac{(A-B)}{B} * 100\%, \quad (4.3)$$

где  $D$  – расхождение параметров,

$A$  – значение параметра, рассчитанное на основе куба, созданного по разработанной методике моделирования нефтенасыщенности пластов, локализованных под нефтематеринскими породами,

$B$  – значение параметра, рассчитанное на основе куба, созданного по стандартной методике моделирования нефтенасыщенности.

Анализируя данные таблиц 4.1 и 3.1, целесообразно сделать вывод о том, что более выраженные отличия результатов применения предлагаемой методики от стандартной характерны для залежей с меньшими средними значениями коэффициента пористости (месторождение А), а также с большими углами наклона стратиграфической кровли резервуара (месторождение С). Указанные отличия согласуются с идентифицированными и детально описанными в главе 3 закономерностями распределения нефти в пластах, залегающих под нефтематеринскими породами.

Таблица 4.1 – Сравнение коэффициентов нефтенасыщенности и начальных геологических запасов нефти пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождений А, В, С, рассчитанных на основе трехмерных геологических моделей, построенных по стандартной методике и по методике моделирования нефтенасыщенности пластов, залегающих под нефтематеринскими породами

<b>Месторождение</b>	<b>Методика / Расхождение, %</b>	<b>Средний коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.</b>	<b>Начальные геологические запасы нефти, %</b>
А	Стандартная методика моделирования нефтенасыщенности	0,467	100
	Методика моделирования нефтенасыщенности пластов, залегающих под нефтематеринскими породами	0,431	92,3
	Расхождение, %	-7,7	-7,7
В	Стандартная методика моделирования нефтенасыщенности	0,443	98,9
	Методика моделирования нефтенасыщенности пластов, залегающих под нефтематеринскими породами	0,448	100
	Расхождение, %	+1,1	+1,1
С	Стандартная методика моделирования нефтенасыщенности	0,651	100
	Методика моделирования нефтенасыщенности пластов, залегающих под нефтематеринскими породами	0,621	95,4
	Расхождение, %	-4,6	-4,6

Таким образом, применение разработанной методики моделирования нефтенасыщенности пластов, залегающих под нефтематеринскими породами, имеет важное значение при подсчете начальных геологических запасов нефти в случае низких значений фильтрационно-емкостных параметров резервуара, что является характерным для верхнеюрских отложений Западно-Сибирского бассейна. Предложенная методика позволяет уточнить объем начальных

геологических запасов углеводородов, а также детализировать их пространственное распределение путем реализации в объеме куба параметра идентифицированных особенностей распределения нефти в залежах, сформировавшихся за счет вертикальной миграции из вышележащей нефтематеринской породы.

Детализация пространственного распределения нефти в объеме коллектора играет ключевую роль при прогнозе показателей разработки. Результаты испытаний, опробований и разработки продуктивных пластов, локализованных под нефтематеринскими породами, зачастую не соответствуют общепринятой капиллярно-гравитационной концепции нефтенакопления, а именно, из интервалов, находящихся на одинаковой высоте над зеркалом чистой воды и характеризующихся идентичными фильтрационно-емкостными свойствами, получают продукцию различной степени обводненности. Как было представлено в главе 3, согласно результатам интерпретации данных геофизических исследований скважин, коэффициент нефтенасыщенности в указанных интервалах варьирует в достаточно широком диапазоне. Идентифицированные в результате выполненного исследования особенности распределения нефти в залежах, сформировавшихся за счет вертикальной миграции из вышележащей нефтематеринской породы, позволили объяснить различия коэффициента нефтенасыщенности в зонах коллектора с одинаковыми фильтрационно-емкостными свойствами, расположенными на равной высоте над зеркалом чистой воды. Принимая во внимание полученные результаты относительно особенностей распределения флюидов в поровом пространстве коллектора, расположенного под нефтематеринской породой, при прогнозе показателей разработки, а именно, обводненности продукции, целесообразно учитывать следующее:

1. на равной высоте над зеркалом чистой воды при равных низких значениях фильтрационно-емкостных параметров резервуара обводненность продукции, полученной из интервалов, расположенных на большем расстоянии от стратиграфической кровли пласта, выше, чем из интервалов, расположенных на меньшем расстоянии от стратиграфической кровли пласта;

2. на равной высоте над зеркалом чистой воды при равных высоких значениях фильтрационно-емкостных параметров резервуара обводненность продукции, полученной из интервалов, различно расположенных по отношению к стратиграфической кровле пласта, одинакова ввиду латерального перераспределения флюидов в поровом пространстве коллектора при установлении капиллярно-гравитационного равновесия.

Созданные на основе разработанной методики моделирования нефтенасыщенности пластов, залегающих под нефтематеринскими породами, кубы параметра, представленные на разрезах в параграфе 4.2, воспроизводят особенности пространственного распределения флюидов в объеме залежей пласта ЮВ<sub>1</sub>, следовательно, в отличие от кубов, созданных по стандартной методике, могут быть использованы для уточнения прогноза обводненности продукции при выполнении гидродинамических расчетов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертации получено решение научно-практической задачи повышения детальности моделей нефтенасыщенности пластов, залегающих под нефтематеринскими породами, с целью уточнения объемов начальных геологических запасов нефти, их пространственного распределения и повышения достоверности прогноза показателей разработки.

Основные результаты работы следующие:

1. На основе реконструкции истории формирования залежей выявлены закономерности распределения нефти в пластах, локализованных под продуктивными нефтематеринскими породами:

1.1. на равной высоте над зеркалом чистой воды при равных низких значениях фильтрационно-емкостных параметров резервуара наблюдается линейное уменьшение коэффициента нефтенасыщенности в направлении от стратиграфической кровли к стратиграфической подошве пласта;

1.2. на равной высоте над зеркалом чистой воды при равных высоких значениях фильтрационно-емкостных параметров резервуара наблюдаются равные значения коэффициента нефтенасыщенности ввиду латерального перераспределения флюидов в поровом пространстве коллектора при установлении капиллярно-гравитационного равновесия;

1.3. на равной высоте над зеркалом чистой воды угол наклона линейной зависимости коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта обратно пропорционален фильтрационно-емкостным параметрам резервуара;

1.4. на равной высоте над зеркалом чистой воды при равных низких значениях фильтрационно-емкостных параметров резервуара угол наклона линейной зависимости коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта прямо пропорционален углу наклона пласта;

1.5. на равной высоте над зеркалом чистой воды при равных низких значениях фильтрационно-емкостных параметров резервуара диапазон изменения

коэффициента нефтенасыщенности прямо пропорционален стратиграфической и эффективной толщине пласта.

Выявленные закономерности позволили объяснить несоответствия между прогнозируемыми на основе капиллярно-гравитационной теории значениями коэффициента нефтенасыщенности и фактическими скважинными данными.

2. Разработана методика моделирования нефтенасыщенности пластов, залегающих под нефтематеринскими породами, учитывающая особенности истории формирования залежей углеводородов. Методика заключается в моделировании куба параметра на основе зависимости коэффициента нефтенасыщенности не только от высоты над уровнем зеркала чистой воды и фильтрационно-емкостных свойств породы, что широко применяется в настоящее время, но также от расстояния от стратиграфической кровли пласта. Методика позволяет реализовать в трехмерных геологических моделях выявленные закономерности распределения нефти в залежах, сформировавшихся за счет вертикальной миграции углеводородов вниз от нефтематеринских пород, повышая достоверность оценки объемов начальных геологических запасов нефти и прогноза показателей разработки.

3. Созданные на основе разработанной методики модели нефтенасыщенности продуктивных пластов верхнеюрских отложений трех месторождений Западной Сибири позволили детализировать распределение флюидов в поровом пространстве коллектора, уточнить объемы начальных геологических запасов нефти, повысить достоверность прогноза показателей разработки.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Ампилов, Ю. П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа / Ю. П. Ампилов. – М: ООО Изд-во «Спектр», 2008. – 384 с.
2. Арье, А. Г. Генерация и первичная миграция углеводородов в глинистых нефтегазоматеринских толщах / А. Г. Арье // Геология нефти и газа. – 1996. – №7. – С. 3-7.
3. Арье, А. Г. О механизме нефтегазонасыщения песчаных линз в глинах / А. Г. Арье, В. С. Славкин // Геология нефти и газа. – 1995. – №2. – С. 41-45.
4. Бадьянов, В. А. Методы компьютерного моделирования в задачах нефтепромысловой геологии / В. А. Бадьянов. – 2-е изд., перераб. и доп. – Тюмень. Шадринск: Изд-во ОГУП «Шадринский Дом Печати», 2011. – 184 с.
5. Бакиров, Э. А. Геология нефти и газа / Э. А. Бакиров. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1990. – 240 с.
6. Барабошкин, Е. Ю. Практическая седиментология. Терригенные резервуары. Пособие по работе с керном / Е. Ю. Барабошкин. – Тверь, ООО «Издательство ГЕРС», 2011. – 152 с.
7. Баранов, В. Е. Прикладное моделирование пласта: Учебное пособие / В. Е. Баранов, С. Х. Куреленков, Л. В. Воробьева. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 104 с.
8. Баренбаум, А. А. Обоснование биосферной концепции нефтегазообразования: дис. ... д-ра геол.-минерал. наук: 25.00.12 / Баренбаум Азарий Александрович. – М., 2014. – 220 с.
9. Баренблатт, Г. И. Движение жидкостей и газов в природных пластах / Г. И. Баренблатт, В. М. Ентов, В. М. Рыжик. – М: Недра, 1984. – 211 с.
10. Бембель, С. Р. Моделирование сложнопостроенных залежей нефти и газа в связи с разведкой и разработкой месторождений Западной Сибири / С. Р. Бембель. – Тюмень. Шадринск: Изд-во ОГУП «Шадринский Дом Печати», 2010. – 153 с.

11. Бембель, С. Р. О моделировании сложнопостроенных залежей нефти и газа / С. Р. Бембель // Нефтяное хозяйство. – 2011. – №6. – С. 89-91.
12. Билибин, С. И. Анализ погрешностей при оценке запасов нефти и газа / С. И. Билибин, Б. Е. Лухминский // Каротажник. – 2010. – № 3. – С. 37-45.
13. Билибин, С. И. Трехмерная геологическая модель – обязательный этап изучения нефтегазового месторождения / С. И. Билибин // Вестник ЦКР Роснедра. – 2009. – №3. – С. 22-28.
14. Большаков, Ю. Я. Динамическое моделирование залежей нефти и газа: Курс лекций / Ю. Я. Большаков. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2003. – 66 с.
15. Большаков, Ю. Я. Решение задач нефтегазопромысловой геологии на основе капиллярных моделей залежей / Ю. Я. Большаков, Е. Ю. Большакова. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2008. – 140 с.
16. Большаков, Ю. Я. Сложно построенные капиллярно-экранированные залежи нефти в юрских отложениях Западной Сибири (на примере месторождения Южное, юго-восток Западно-Сибирского НГБ) / Ю. Я. Большаков, Н. Н. Амербаев, И. В. Павлова // Геология и геофизика. – 1998. – №3. – С. 315-319.
17. Большаков, Ю. Я. Теория капиллярности нефтегазонакопления / Ю. Я. Большаков. – Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1995. – 184 с.
18. Большакова, Е. Ю. Моделирование нефтяных и газовых залежей на основе капиллярно-гравитационной концепции нефтегазонакопления с целью повышения эффективности их разведки и разработки (на примере месторождений Западной Сибири): дис. ... канд. геол.-минерал. наук: 25.00.12 / Большакова Евгения Юльевна. – Тюмень. – 2006. – 200 с.
19. Борисенко, З. Г. Методика геометризации резервуаров и залежей нефти и газа / З. Г. Борисенко. – М.: Недра, 1980. – 206 с.
20. Борисов, А. Г. Капиллярно-гидродинамическая модель пласта залежи как новый взгляд на механизмы извлечения нефти / А. Г. Борисов // Нефтепромысловое дело. – 2009. – №8. – С. 41-43.

21. Борисов, А. Г. Обоснование характерных размеров порового канала для определения степени его капиллярности / А. Г. Борисов // Нефть, газ, новации. – 2009. – №5-6. – С. 17-20.

22. Бочаров, О. Б. Введение в теорию фильтрации жидкостей и газов в пористых средах: Учебное пособие / О. Б. Бочаров, В. И. Пеньковский. – Новосибирск: Изд-во Новосибирского государственного университета, 2005. – 133 с.

23. Васильев, В. В. Практическое использование постоянно действующих геолого-технологических моделей при решении задач разработки (на примере Котовского месторождения) / В. В. Васильев, О. А. Бобылев // Нефтяное хозяйство. – 2004. – №12. – С. 39-41.

24. Вассоевич, Н. Б. Геохимия органического вещества и происхождение нефти. Избранные труды / Н. Б. Вассоевич. – М.: Наука, 1986. – 386 с.

25. Вассоевич, Н. Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) / Н. Б. Вассоевич // Известия АН СССР. Сер. геол. – 1967. – №11. – С. 135-156.

26. Влияние неотектонических движений на строение верхнеюрских залежей нефти месторождений Александровского мегавала / Ю. А. Стовбун, К. В. Светлов, И. А. Теплоухова и др. // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО-Югры: материалы VI научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск, 2002. – С. 329-335.

27. Вологин, С. В. Реконструкция условий седиментации васюганской свиты в центральной части Западной Сибири (на примере Ватъеганского месторождения) / С. В. Вологин, А. И. Кудаманов, К. Г. Скачек // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – Т. 318. – №1. – С. 93-98.

28. Гаврилов, С. С. Использование данных сейсморазведки при трехмерном геологическом моделировании (на примере месторождения Западной Сибири) / С. С. Гаврилов, В. С. Славкин, С. М. Френкель // Геология нефти и газа. – 2006. – №5. – С. 44-51.

29. Галушкин, Ю. И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности / Ю. И. Галушкин. – М.: Научный Мир, 2007. – 456 с.
30. Геология и геохимия нефти и газа: Учебник / О. К. Баженова, Ю. К. Бурлин, Б. А. Соколов, В. Е. Хаин; под ред. Б. А. Соколова. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Изд-во Московского университета; Издательский центр «Академия», 2004. – 415 с.
31. Геология нефти и газа Западной Сибири / А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов и др. – М.: Недра, 1975. – 679 с.
32. Гладков, Е. А. Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа: Учебное пособие / Е. А. Гладков. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 84 с.
33. Гладков, Е. А. Стандартные ошибки и их устранение при создании трехмерной геолого-технологической модели месторождений углеводородов / Е. А. Гладков, Е. Е. Гладкова // Горные ведомости. – 2010. – №1. – С. 48-53.
34. Глебов, А. Ф. Геолого-математическое моделирование нефтяного резервуара: от сейсмоки до геофлюидодинамики / А. Ф. Глебов. – М.: Научный мир, 2006. – 344 с.
35. Гогоненков, Г. Н. Горизонтальные сдвиги фундамента Западной Сибири / Г. Н. Гогоненков, А. С. Кашик, А. И. Тимурзиев // Геология нефти и газа. – 2007. – №3. – С. 3-11.
36. Голященко, А. В. Поиск и разведка нефтяных залежей с наклонным водонефтяным контактом / А. В. Голященко // Нефтяное хозяйство. – 2006. – №8. – С. 50-52.
37. Грищенко, М. А. Геометризация нефтяных залежей и математическое моделирование нефтеводонасыщенности на основе стадийности процессов нефтегазообразования (на примере месторождений Западной Сибири): дис. ... канд. геол.-минерал. наук: 25.00.12 / Грищенко Марина Афанасьевна. – Екатеринбург. – 2008. – 210 с.
38. Грищенко, М. А. Закономерности положения водонефтяных контактов продуктивных пластов Самотлорского месторождения / М. А. Грищенко //

Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – №6. – С. 35-41.

39. Грищенко, М. А. Особенности положения водонефтяного контакта и моделирование нефтенасыщенности при построении геологических моделей Гунганского и Никольского месторождений / М. А. Грищенко // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО-Югры: материалы X научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск, 2007. – С. 354-364.

40. Грищенко, М. А. Современные подходы к моделированию насыщенности при создании геологических моделей / М. А. Грищенко // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2008. – №3. – С. 4-10.

41. 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. 1-7.

42. Гутман, И. С. Методы подсчета запасов нефти и газа: Учебник для вузов / И. С. Гутман. – М.: Недра, 1985. – 223 с.

43. Доценко, В. В. Геохимия газа. Происхождение нефти и газа: Учебное пособие / В. В. Доценко. – Ростов-на-Дону: Изд-во Ростовского университета, 2001. – 39 с.

44. Дьяконова, Т. Ф. Построение цифровых моделей нефтенасыщенности коллекторов месторождений Западной Сибири / Т. Ф. Дьяконова, С. И. Билибин, К. Е. Закревский // Геология нефти и газа. – 2000. – №4. – С. 41-45.

45. Дьяконова, Т. Ф. Прогноз параметров коллекторов по данным комплексной интерпретации 3D сейсморазведки и ГИС при построении цифровых геологических моделей / Т. Ф. Дьяконова, С. И. Билибин, С. Б. Денисов // Нефтяное хозяйство. – 2000. – №10. – С. 49-56.

46. Дюбруль, О. Геостатистика в нефтяной геологии / О. Дюбруль. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2009. – 256 с.

47. Дюнин, В. И. Гидрогеодинамика нефтегазоносных бассейнов / В. И. Дюнин, В. И. Корзун. – М.: Научный мир, 2005. – 524 с.
48. Дюнин, В. И. Движение флюидов: происхождение нефти и формирование месторождений углеводородов. Обзорная информация / В. И. Дюнин, А. В. Корзун. – М.: Научный мир, 2003. – 98 с.
49. Ежова, А. В. Геологическая интерпретация геофизических данных: Учебное пособие / А. В. Ежова. – 3-е изд., перераб. и доп. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 114 с.
50. Емельянова, Н. М. Возможность использования вероятностных оценок запасов при управлении углеводородными ресурсами / Н. М. Емельянова, В. И. Пороскун // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – №12. – С. 67-71.
51. Жданов, М. А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа / М. А. Жданов. – М.: Недра, 1970. – 488 с.
52. Закревский, К. Е. Геологическое 3D моделирование / К. Е. Закревский. – М.: ООО «ИПЦ Маска», 2009. – 376 с.
53. Закревский, К. Е. Оценка качества 3D моделей / К. Е. Закревский, Д. М. Майсюк, В. Р. Сыртланов. – М.: ООО «ИПЦ Маска», 2008. – 272 с.
54. Закревский, К. Е. Практикум по геологическому 3D моделированию. Построение тестовой модели в Petrel 2009 / К. Е. Закревский. – М.: ООО «РИТМ», 2010. – 110 с.
55. Зозуля, Г. П. Физика нефтегазового пласта: Учебное пособие / Г. П. Зозуля, Н. П. Кузнецов, А. К. Ягафаров. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2006. – 252 с.
56. Золоева, Г. М. Геолого-геофизическое моделирования залежей нефти и газа: Учебное пособие / Г. М. Золоева, С. Б. Денисов, С. И. Билибин. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2005. – 172 с.
57. Зубков, М. Ю. Остаточная водонасыщенность и капиллярное давление в углеводородной залежи / М. Ю. Зубков, В. В. Колпаков // Горные ведомости. – 2010. – №7. – С. 20-27.

58. Исаев, В. И. Палеоклимат Западной Сибири и реализация генерационного потенциала нефтематеринских отложений / В. И. Исаев, Т. Б. Рылова, А. А. Гумерова // Известия Томского политехнического университета. – 2014. – Т. 324. – №1. – С. 93-102.

59. Исаев, В. И. Палеотемпературное моделирование осадочного разреза и нефтегазообразование / В. И. Исаев // Тихоокеанская геология. – 2004. – №5. – С. 101-115.

60. К вопросу оценки параметров переходной зоны с использованием кривых капиллярного давления: совершенствование методики разведки нефтяных и газовых месторождений / В. И. Петерсилье, Ю. Я. Белов, М. Ф. Веселов и др. // Труды ВНИГНИ. – 1982. – Вып. 242. – С. 63-70.

61. Кавун, М. М. Некоторые практические аспекты анализа межфлюидных контактов при геологическом моделировании залежей нефти и газа / М. М. Кавун, А. В. Степанов, С. Б. Истомина // Геофизика. – 2007. – №4. – С. 201-206.

62. Каневская, Р. Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов / Р. Д. Каневская. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002. – 140 с.

63. Конторович, А. Э. Общая теория нефтидогенеза. Базисные концепции, пути построения / А. Э. Конторович // Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа: сборник статей. – Новосибирск, 1991. – С. 29-44.

64. Корбунов, А. И. Повышение достоверности построения геолого-геофизических моделей на поисково-разведочном этапе работ на нефть и газ / А. И. Корбунов, С. В. Шилова, В. Е. Кулешов // Нефтяное хозяйство. – 2007. – №10. – С. 64-66.

65. Косентино, Л. Системные подходы к изучению пластов / Л. Косентино. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2007. – 400 с.

66. Красавчиков, В. О. Компьютерное моделирование направлений возможной миграции углеводородных флюидов и зон их потенциальной

аккумуляции / В. О. Красавчиков // Геология и геофизика. – 2000. – №3. – С. 356-370.

67. Кузнецов, В. И. 3D сейсморазведка как основа для реконструкции тектонической эволюции (на примере северной части Русско-Часельского мегавала, Западно-Сибирский бассейн) / В. И. Кузнецов, Я. В. Кузнецова // Приборы и системы разведочной геофизики. – 2012. – №4. – С. 94-101.

68. Кузнецов, В. И. Реконструкция тектонической эволюции северной части Русско-Часельского мегавала Западно-Сибирского бассейна с использованием данных 3D-сейсморазведки / В. И. Кузнецов, Я. В. Кузнецова // Технологии сейсморазведки. – 2012. – №3. – С. 73-82.

69. Кузнецова, Я. В. Геометризация залежей нефти на основе реконструкции истории их формирования / Я. В. Кузнецова // Актуальные проблемы современной техники и технологии в нефтегазовой отрасли: материалы городской научно-практической конференции студентов, аспирантов и ученых. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – С. 24-31.

70. Кузнецова, Я. В. Идентификация продуктивных нефтегазоматеринских пород на территории северной части Русско-Часельского мегавала (Западно-Сибирский бассейн) / Я. В. Кузнецова // Горные ведомости. – 2012. – №3. – С. 16-24.

71. Кузнецова, Я. В. Методика моделирования нефтенасыщенности пластов, залегающих под нефтематеринскими породами, на примере верхнеюрских отложений Западной Сибири / Я. В. Кузнецова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – №5. – С. 10-14.

72. Кузнецова, Я. В. Моделирование нефтенасыщенности пластов, залегающих под нефтематеринскими породами / Я. В. Кузнецова // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2013. – №4. – С. 18-25.

73. Кузнецова, Я. В. Обоснование неровного положения водонефтяных контактов на основе реконструкции истории формирования залежей (на примере площади Колик-Еганского локального поднятия, Западно-Сибирский бассейн) / Я. В. Кузнецова // XIV конференция молодых специалистов, работающих в

организациях, осуществляющих деятельность, связанную с использованием участков недр на территории ХМАО – Югры: сборник материалов конференции; под ред. д.т.н., проф. Ю. И. Реутова. – Новосибирск: Параллель, 2014. – С. 64-68.

74. Кузнецова, Я. В. Особенности распределения нефти в пластах, залегающих под нефтематеринскими породами (на примере залежей пласта ЮВ<sub>1</sub> наунакской свиты, Западно-Сибирский бассейн) / Я. В. Кузнецова // Геология нефти и газа. – 2014. – №4. – С. 59-63.

75. Кузнецова, Я. В. Особенности строения переходных зон залежей, локализованных под нефтематеринскими породами / Я. В. Кузнецова, Ю. Я. Большаков // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – №4. – С. 10-14.

76. Кузнецова, Я. В. Оценка перспектив нефтегазоносности меловых отложений площади Хохряковской мегаседловины на основе реконструкции истории формирования залежей углеводородов / Я. В. Кузнецова // Горные ведомости. – 2013. – №2. – С. 36-45.

77. Кузнецова, Я. В. Реконструкция формирования залежей углеводородов в аспекте оценки перспектив нефтегазоносности / Я. В. Кузнецова // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2013. – №6. – С. 13-17.

78. Кузнецова, Я. В. Уточнение строения переходных зон залежей, локализованных под нефтематеринскими породами / Я. В. Кузнецова // Горные ведомости. – 2014. – №4. – С. 56-64.

79. Латышова, М. Г. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС: Учебное пособие для вузов / М. Г. Латышова, В. Г. Мартынов, Т. Ф. Соколова. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 327 с.

80. Мамяшев, Т. В. Анализ особенностей поведения водонефтяных контактов юрских залежей / Т. В. Мамяшев, А. С. Ананченко, Т. П. Гроцкова // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО-Югры: материалы IX научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск, 2006. – С. 32-41.

81. Маскет, М. Физические основы технологии добычи нефти / М. Маскет. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 606 с.

82. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / под ред.: В. И. Петерсилье, В. И. Пороскуна, Г. Г. Яценко. – М.-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 260 с.

83. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (Часть 1. Геологические модели). – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – 164 с.

84. Митрофанова, В. П. Моделирование водонасыщенности пород-коллекторов с учетом высоты залежи / В. П. Митрофанова, М. И. Ермакова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – №9. – С. 24-33.

85. Митрофанова, В. П. Нефтенасыщенность залежи с учетом зоны неопредельного насыщения / В. П. Митрофанова, Е. А. Соснина, М. И. Ермакова // Нефтяное хозяйство. – 2010. – №1. – С. 76-80.

86. Митрофанова, В. П. Обоснование характерных петрофизических параметров по керну для дифференцирования флюидонасыщенности залежей / В. П. Митрофанова, Т. В. Чечкина // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – №8. – С. 53-58.

87. Митрофанова, С. Ю. Основные результаты изучения продуктивных горизонтов Хохряковского месторождения и основы создания трехмерной геологической модели / С. Ю. Митрофанова, Л. С. Бриллиант, А. Е. Янкин // Нефтяное хозяйство. – 2000. – №9. – С. 31-35.

88. Михайлов, А. Н. Влияние капиллярных концевых эффектов на распределение нефтенасыщенности в переходных зонах неоднородных пластов / А. Н. Михайлов // Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России: тезисы докладов конференции. – Москва, 2012. – С. 72-73.

89. Михайлов, А. Н. Основные представления о переходных зонах и водяных контактах в неоднородных пластах [Электронный ресурс] / А. Н. Михайлов // Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. – 2012. – №1 (31.07.2012). – Режим доступа: [http://oilgasjournal.ru/vol\\_5/mikhailov-senior.html](http://oilgasjournal.ru/vol_5/mikhailov-senior.html) (дата обращения: 04.06.2014).

90. Моделирование процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в юрских и меловых комплексах Енисей-Хатангского бассейна / П. И. Сафронов, С. В. Ершов, Н. С. Ким, А. Н. Фомин // Геология нефти и газа. – 2011. – №5. – С. 48-55.

91. Моделирование сложнопостроенных залежей на примере Юрских отложений месторождений Нижневартовского района / И. П. Пуртова, Н. В. Янкова, Л. М. Кадочникова и др. // Интервал. – 2006. – №7. – С. 38-43.

92. Мониторинг разработки месторождений углеводородов на основе постоянного сопровождения компьютерных геологических моделей / А. С. Кашик, С. И. Билибин, Г. Н. Гогоненков, С. А. Кириллов // Каротажник. – 2004. – №3-4. – С. 106-119.

93. Муромцев, В. С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа / В. С. Муромцев. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.

94. Недоливко, Н. М. Эволюция пустотно-порового пространства в зонах водонефтяных контактов / Н. М. Недоливко // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Т. 316. – №1. – С. 99-107.

95. Нежданов, А. А. Геологическая интерпретация сейсморазведочных данных: Курс лекций / А. А. Нежданов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2000. – 133 с.

96. Нефтегазопромысловая геология: Терминологический справочник / под ред. М. М. Ивановой. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: АО «ТВАНТ», 1994. – 280 с.

97. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология / В. Г. Каналин, С. Б. Вагин, М. А. Токарев и др. – М.: Недра, 1997. – 366 с.

98. 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.

99. О флюидной модели пласта / В. С. Дубровский, Р. Н. Абдуллин, Л. М. Петрова, Г. В. Романов // Нефтяное хозяйство. – 2005. – №10. – С. 28-30.

100. Обеспечение точности параметров для подсчета запасов с применением трехмерной модели месторождения / Р. М. Юсупов, Р. Б. Хисамов, В. П. Лиходедов и др. // Нефтяное хозяйство. – 2000. – №2. – С. 37-39.

101. Общая стратиграфическая шкала России: состояние и перспективы обустройства // Всероссийская конференция: сборник статей; М. А. Федонкин (отв. ред.), Ю. Б. Гладенков, В. А. Захаров, А. П. Ипполитов (ред.). – Москва: ГИН РАН, 2013. – 408 с.

102. Осипов, В. И. Глинистые покрышки нефтяных и газовых месторождений / В. И. Осипов, В. Н. Соколов, В. В. Еремеев. – М.: Наука, 2001. – 238 с.

103. Основы трехмерного цифрового геологического моделирования: Учебное пособие / К. В. Абабков, Д. Д. Сулейманов, Ш. Х. Султанов и др. – Уфа: Изд-во «Нефтегазовое дело», 2010. – 199 с.

104. Особенности обоснования положения ВНК в процессе геологического моделирования месторождений Александровского мегавала / К. В. Светлов, М. А. Грищенко, В. А. Филатов, А. В. Шубин // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО-Югры: материалы VII научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск, 2003. – С. 164-170.

105. Особенности современного подхода к подсчету геологических запасов месторождений нефти и газа на основе трехмерных моделей / С. И. Билибин, Т. Ф. Дьяконова, Е. В. Гаврилова и др. // Нефтяное хозяйство. – 2006. – №10. – С. 32-36.

106. Пестов, В. В. Определение начальной нефтенасыщенности терригенных коллекторов миоцен-олигоцена Западного Предкавказья на основе капилляриметрических исследований керна / В. В. Пестов, И. В. Москаленко, Б. Л. Александров // Нефтяное хозяйство. – 2014. – №11. – С. 28-30.

107. Пирсон, С. Д. Учение о нефтяном пласте / С. Д. Пирсон. – М.: Гостоптехиздат. – 1961. – 570 с.

108. Повышение достоверности трехмерных геологических моделей / И. С. Путилов, Т. Е. Гаврилова, М. А. Трутнева, М. А. Оболдина // Oil and Gas Journal Russia. – 2008. – №11. – С. 62-66.

109. 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.

110. Потехин, Д. В. Анализ учета изменения нефтенасыщенности в пределах переходной зоны при трехмерном геологическом моделировании (на примере Трифоновского месторождения) / Д. В. Потехин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2004. – №5. – С. 105-110.

111. Проблемы обоснования водонефтяного контакта по материалам геофизических исследований скважин при построении детальных геологических моделей / Т. Ф. Дьяконова, С. И. Билибин, А. М. Дубина и др. // Каротажник. – 2004. – №3-4. – С. 83-97.

112. Проблемы подсчета запасов, разработки и 3D компьютерного моделирования / Э. С. Закиров, С. Н. Закиров, И. М. Индрупский и др. // Нефтяное хозяйство. – 2007. – №5. – С. 66-68.

113. Пути повышения точности и достоверности цифровых геологических моделей / А. Ф. Глебов, В. В. Гусев, К. Е. Закревский, А. А. Семянов // Новые ресурсосберегающие технологии недропользования и повышения нефтеотдачи: труды V Международного технологического симпозиума. – Москва, 2006. – С. 254-260.

114. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений: РД 153-39.0-047-00. – М., 2000. – 130 с.

115. Резников, А. Н. Геосинергетика нефти и газа / А. Н. Резников. – Ростов-на-Дону: Изд-во «ЦВВР», 2008. – 303 с.

116. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.

117. Родионова, К. Ф. Геохимия органического вещества и нефтематеринские породы фанерозоя / К. Ф. Родионова, С. П. Максимов. – М.: Недра. – 1981. – 367 с.

118. Ронов, А. Б. Юрские литологические формации мира / А. Б. Ронов, В. Е. Хаин // Советская геология / – 1962. – №1. – С. 9-34.

119. Светлов, К. В. Влияние неотектонических подвижек на положение флюидального контакта нефтяных залежей Западной Сибири / К. В. Светлов, Т. Н. Смагина, Л. Х. Алимчанова // Нефтяное хозяйство. – 2014. – №11. – С. 17-19.

120. Светлов, К. В. Методические приемы обоснования положения условной поверхности ВНК при геологическом моделировании сложнопостроенных залежей нефти / К. В. Светлов // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО-Югры: материалы X научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск, 2006. – С. 245-256.

121. Славкин, В. В. Геология нефти и газа и компьютерная революция конца XX века / В. В. Славкин // Геология нефти и газа. – 2007. – №2. – С. 90-96.

122. Словарь по геологии нефти и газа. – Л.: Недра, 1988. – 679 с.

123. Соколов, В. А. Миграция газа и нефти / В. А. Соколов. – М.: Изд-во Академии наук СССР, 1956. – 352 с.

124. Соколова, Т. Ф. Обоснование положения водонефтяного контакта в верхнеюрских пластах в условиях фациальной изменчивости / Т. Ф. Соколова, Г. Р. Василевская, Е. А. Изюмова // Нефтяное хозяйство. – 2011. – №1. – С. 24-27.

125. Сопоставление результатов расчетов распределения нефти и воды над уровнем нулевого капиллярного давления при использовании экспериментальных и справочных данных о величинах поверхностного натяжения на границе нефть-вода / В. В. Колпаков, М. Ю. Зубков, Р. В. Коваленко, М. В. Каган // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО-Югры: материалы X научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск, 2007. – С. 413-416.

126. Сопровождение компьютерных геологических моделей при мониторинге разработки месторождений / А. С. Кашик, С. И. Билибин, Г. Н. Гогоненков, С. А. Кириллов // Нефтяное хозяйство. – 2004. – №7. – С. 95-99.

127. Сохранов, Н. Н. Определение положений водонефтяных и газонефтяных контактов по данным ГИС / Н. Н. Сохранов, Я. Н. Басин, В. М. Новиков // Разведочная геофизика: Обзор ВНИИОЭНГ. – 1986. – С. 68-89.

128. Стратиграфический кодекс России. – 3-е изд. – СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2006. – 96 с.

129. Сурков, В. С. Кайнозойские тектонические события и фазы миграции углеводородов в готеривско-сеноманском комплексе Западно-Сибирского бассейна / В. С. Сурков, Л. В. Смирнов // Геология нефти и газа. – 1994. – №11. – С. 3-6.

130. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое / В. А. Конторович, С. Ю. Беляев, А. Э. Конторович и др. // Геология и геофизика. – 2001. – №11-12. – С. 1832-1845.

131. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах: РД 153-39.0-072-01 [Электронный ресурс] – (07.05.2001). – Режим доступа: <http://7law.info/russia/regulation8u/i803.htm> (дата обращения: 01.10.2015).

132. Тимурзиев, А. И. Модели распределения ресурсов углеводородов и новые подходы к принципам нефтегазogeологического районирования / А. И. Тимурзиев // Дегазация Земли: геофлюиды, нефть и газ, парагенезы в системе горючих ископаемых: материалы Международной конференции. – Москва, 2006. – С. 254-258.

133. Условия осадконакопления песчаных пластов ЮВ<sub>1</sub> в центральных и юго-восточных районах Западной Сибири / О. В. Пинус, М. И. Куренко, Ю. В. Шульев, А. В. Билинчук // Геология нефти и газа. – 2008. – №2. – С. 34-43.

134. Факторы, определяющие сложное строение ВНК / И. Н. Керусов, П. Н. Страхов, Д. Е. Мирошниченко и др. // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО-Югры: материалы IX научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск, 2006. – С. 42-47.

135. Федин, Л. М. Геодинамическая концепция вторичной миграции нефти как основа кардинального повышения нефтеотдачи / Л. М. Федин, А. К. Федин. – Симферополь, 2012. – 144 с.

136. Фокин, А. Н. Комплексный петрофизический анализ при моделировании нефтенасыщенности в коллекторах нефти и газа / А. Н. Фокин, А. Е. Сапожников // Нефтяное хозяйство. – 2004. – №12. – С. 50-52.

137. Формирование массивов скважин для выполнения пересчета запасов нефти и газа длительно разрабатываемых месторождений / С. Б. Денисов, С. И. Билибин, Т. Ф. Дьяконова и др. // Каротажник. – 2001. – №86. – С. 113-124.

138. Хант, Дж. Геохимия и геология нефти и газа / Дж. Хант. – М.: Мир, 1982. – 704 с.

139. Хафизов, Ф. З. Роль новейших тектонических движений в изменении положения ВНК залежей нефти Среднего Приобья / Ф. З. Хафизов // Труды ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1972. – Вып. 61. – С. 76-81.

140. Хромовских, А. Ю. Вертикальная миграция и ее роль в формировании месторождений Каймысовского свода / А. Ю. Хромовских // Четвертая региональная научно-техническая конференция молодых специалистов ОАО «ТомскНИПИнефть»: тезисы докладов. – Томск: ТМЛ-Пресс., 2011. – С. 279-285.

141. Хромовских, А. Ю. Основные механизмы и факторы формирования верхнеюрских залежей углеводородов Каймысовского свода (Томская область) / А. Ю. Хромовских // Нефтяное хозяйство. – 2013. – №1. – С. 28-32.

142. Хромовских, А. Ю. Особенности формирования верхнеюрских нефтяных залежей юго-востока Западно-Сибирской плиты / А. Ю. Хромовских, Г. М. Волощук // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – Т. 318. – №1. – С. 103-106.

143. Хромовских, А. Ю. Природа наклонных водонефтяных контактов верхнеюрских нефтяных залежей Каймысовского свода / А. Ю. Хромовских // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 320. – №1. – С. 130-133.

144. Щергина, Е. А. Седиментологические модели васюганского комплекса как основа трехмерного геологического моделирования / Е. А. Щергина // Горные ведомости. – 2010. – №7. – С. 28-41.

145. A mantle plume origin for the Siberian traps: uplift and extension in the West Siberian Basin, Russia / A. D. Saunders, R. W. England, M. K. Reichow, R. V. White // *Lithos.* – 2005. – V. 79. – P. 407-424.
146. Allen, P. A. Basin analysis: principles and applications / P. A. Allen, J. R. Allen. – 2-nd ed. – Blackwell Publishing, 2005. – 549 p.
147. Archie, G. E. Introduction to petrophysics of reservoir rocks / G. E. Archie // *Bulletin AAPG.* – 1950. – V. 34. – P. 943-961.
148. Caers, J. Petroleum geostatistics / J. Caers. – SPE, 2005. – 88 p.
149. Chen, Z. Computational methods for multiphase flows in porous media / Z. Chen, G. Huan, Y. Ma. – SIAM, 2006. – 569 p.
150. Deutsch, C. V. Geostatistical reservoir modeling / C. V. Deutsch. – Oxford University Press, 2002. – 376 p.
151. Jennings, J. B. Capillary pressure techniques application to exploration and development geology / J. B. Jennings // *AAPG Bulletin.* – 1987. – V. 71. – P. 1196-1209.
152. Magoon, L. B. The play that complements the petroleum system – a new exploration equation / L. Magoon // *Oil and Gas Journal.* – 1995. – V. 93. – №40 – P. 85-87.
153. Mallet, J-L. Geomodeling / J-L. Mallet. – Oxford University Press, 2002. – 599 p.
154. Murtha, J. Uncertainty and the volumetric equation / J. Murtha, J. Ross // *Journal of Petroleum Technology.* – 2009. – №9. – P. 20-22.
155. Oblique rift geometry of the West Siberian Basin: tectonic setting for the Siberian flood basalts / M. B. Allen, L. Anderson, R. C. Searle, M. Buslov // *Journal of the Geological Society.* – 2006. – V. 163. – P. 901-904.
156. Peterson, J. A. Geology and hydrocarbon habitat of the West Siberian Basin / J. A. Peterson, J. W. Clarke. – AAPG, 1991. – 96 p.
157. Rider, M. The geological interpretation of well logs / M. Rider. – Whittles Publishing, 2006. – 280 p.
158. Ulmishek, G. F. Petroleum geology and resources of the West Siberian Basin, Russia / G. F. Ulmishek. – U. S. Geological Survey, 2003. – 49 p.

159. Vyssotski, A. V. Evolution of the West Siberian Basin / A. V. Vyssotski, V. N. Vyssotski, A. A. Nezhdanov // Marine and Petroleum Geology. – 2006. – V. 23. – P. 93-126.