

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

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Тюмень – 2016

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Тюменский индустриальный университет»

Научный руководитель: **Большаков Юлий Яковлевич**
доктор геолого-минералогических наук,
профессор, ФГБОУ ВО «Тюменский
индустриальный университет»,
старший научный сотрудник

Официальные оппоненты: **Запивалов Николай Петрович**
доктор геолого-минералогических наук,
профессор, Институт нефтегазовой геологии и
геофизики СО РАН, главный научный сотрудник,
г. Новосибирск

Шпильман Александр Владимирович
кандидат геолого-минералогических наук,
АУ ХМАО «Научно-аналитический центр
рационального недропользования
им. В.И. Шпильмана», директор, г. Тюмень

Ведущая организация: ФГБУ «Западно-Сибирский научно-
исследовательский институт геологии и
геофизики» (ЗапСибНИИГГ), г. Тюмень

Защита диссертации состоится 27 декабря 2016 г. в 14:00 на заседании диссертационного совета Д 212.273.05 на базе Тюменского индустриального университета по адресу: 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 56, Институт геологии и нефтегазодобычи, аудитория 113.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотечно-информационном центре ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 72, и на сайте ТИУ www.tyuiu.ru.

Отзывы, заверенные печатью учреждения, в двух экземплярах просим направлять по адресу: 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38, ученому секретарю диссертационного совета Д 212.273.05.

Факс: 8 (3452) 39-03-46, e-mail: t_v_semenova@list.ru

Автореферат диссертации разослан 19 ноября 2016 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета



Семенова Татьяна Владимировна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

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.

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.

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

Изучению аспектов моделирования нефтенасыщенности и строения переходных зон залежей посвящены работы Д. Б. Дженнингса, С. Д. Пирсона, В. И. Петерсилье, Ф. З. Хафизова, Ю. Я. Большакова, С. И. Билибина, Т. Ф.

Дьяконовой, А. М. Дубиной, Т. Г. Исаковой, Е. А. Юкановой, И. С. Закирова, М. А. Грищенко и др. Перечисленными исследователями созданы принципы, реализуемые при построении геолого-технологических моделей. Однако до настоящего времени отсутствует дифференцированный подход к моделированию нефтенасыщенности в зависимости от взаимного расположения элементов нефтяной системы, в частности, от положения резервуара по отношению к нефтематеринской породе.

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.

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, атрибутный 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.

Степень достоверности и апробация результатов работы

Достоверность результатов исследования подтверждается фактическими скважинными данными, в соответствие которым 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.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** обоснована актуальность темы, сформулированы цели и задачи исследования, обозначены научная новизна, теоретическая и практическая значимость результатов работы.

В **первой главе «Трехмерное геологическое моделирование как инструмент решения задач подсчета запасов и проектирования разработки нефтяных месторождений»** рассмотрены практические задачи, решаемые с помощью трехмерных геологических моделей, описаны теории распределения флюидов в поровом пространстве коллектора, отражено современное представление о строении нефтяных залежей, ассоциированных с гидрофильными коллекторами с невысокими фильтрационно-емкостными свойствами. Схема строения нефтяной залежи в аспекте капиллярно-гравитационной теории нефтенакопления представлена на рисунке 1.

В главе выполнен обзор методик моделирования нефтенасыщенности в рамках создания трехмерных геологических моделей, сделано заключение о том, что в настоящее время рекомендуемой и общепринятой методикой создания куба параметра в условиях гидрофильных пластов является использование зависимости коэффициента нефтенасыщенности от высоты над уровнем зеркала чистой воды для классов коллектора с различными фильтрационно-емкостными свойствами:

$$K_n = f(\Delta H_{зчв}, K_p), \quad (1)$$

где K_n – коэффициент нефтенасыщенности,

f – функция,

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

K_p – коэффициент пористости.

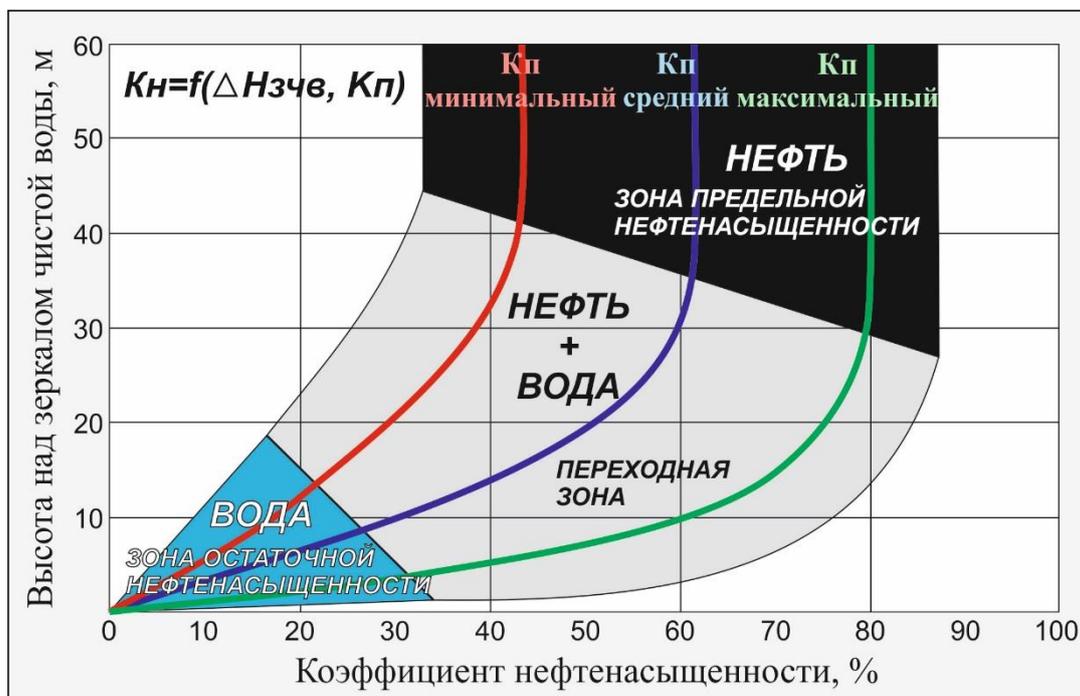


Рисунок 1 – Схема строения нефтяной залежи

в аспекте капиллярно-гравитационной теории нефтенакпления

Во второй главе «Реконструкция истории формирования залежей как основа моделирования нефтенасыщенности» представлены результаты одномерного моделирования верхнеюрской нефтяной системы Западно-Сибирского бассейна, рассмотрены механизмы первичной миграции, эмиграции и вторичной миграции углеводородов, сделано заключение о том, что для коллекторов, характеризующихся пониженными и низкими значениями проницаемости, основными факторами вторичной миграции являются капиллярное давление и гравитационная сегрегация флюидов.

В третьей главе «Особенности распределения нефти в пластах, залегающих под нефтематеринскими породами» идентифицированы особенности механизмов вторичной миграции углеводородов при локализации

нефтематеринской породы над резервуаром: действие гравитационного фактора при заполнении резервуара, расположенного под нефтематеринской породой, заключается в удержании углеводородов в прикровельных зонах пласта, там, где произошла их эмиграция; в случае высоких значений фильтрационно-емкостных параметров коллектора влияние гравитационного фактора проявляется в перемещении нефти из более погруженных участков в более приподнятые; влияние капиллярных сил заключается в противодействии поступлению нефти в мелкие поры, заполненные водой. При этом на одной и той же глубине (что в рассматриваемых в работе примерах соответствует равному расстоянию от зеркала чистой воды) 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 2).

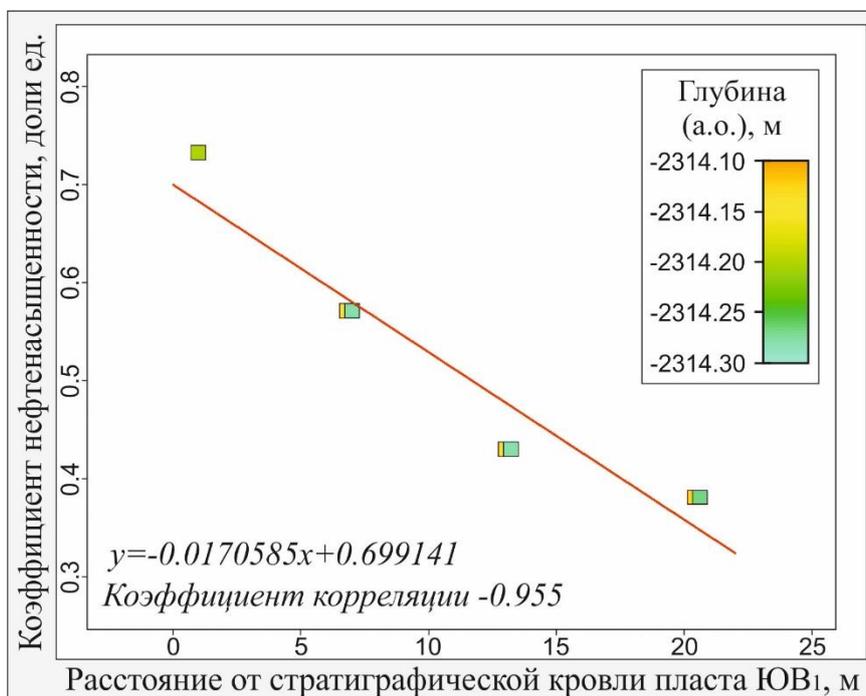


Рисунок 2 – Зависимость коэффициента нефтенасыщенности от расстояния от стратиграфической кровли пласта ЮВ₁ месторождения А на глубине (-2314,1)-(-2314,3) м (а.о.), коэффициент пористости – 0,14 доли ед.

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 капиллярно-гравитационного равновесия системы (рисунок 3).

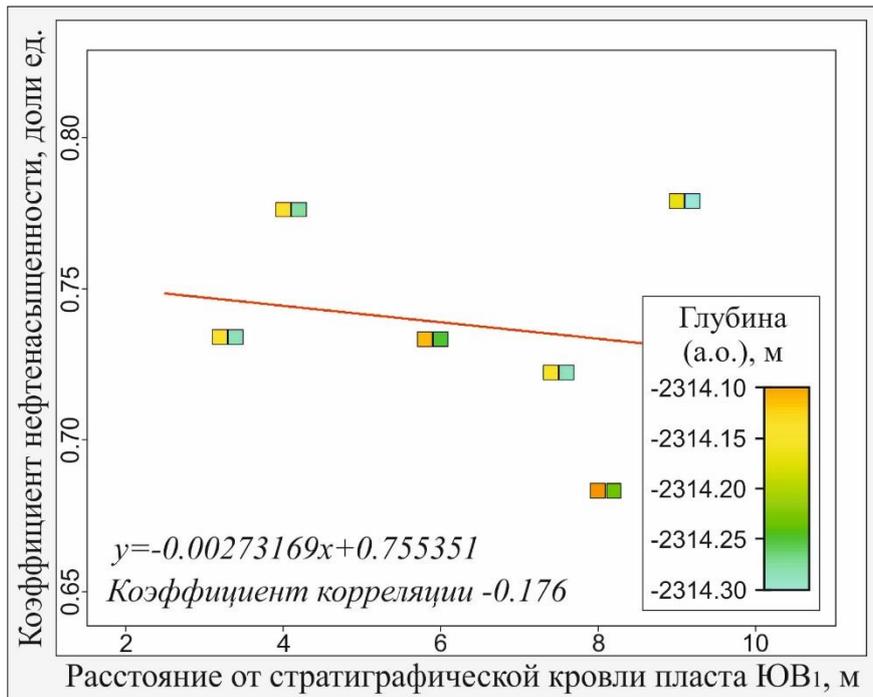


Рисунок 3 – Зависимость коэффициента нефтенасыщенности

от расстояния от стратиграфической кровли пласта ЮВ₁ месторождения А на глубине (-2314,1)-(-2314,3) м (а.о.), коэффициент пористости – 0,17 доли ед.

В главе идентифицированы характеристики пласта-резервуара, определяющие распределение нефти в коллекторе, локализованном под нефтематеринской породой. К ним относятся фильтрационно-емкостные свойства, угол наклона структурного плана и толщина пласта-резервуара.

На основе идентифицированных особенностей распределения нефти в пластах, залегающих ниже источника углеводородов, уточнена общепринятая схема строения нефтяных залежей, представленная на рисунке 1, применительно к пластам, локализованным под нефтематеринскими породами. Уточненная схема изображена на рисунке 4.

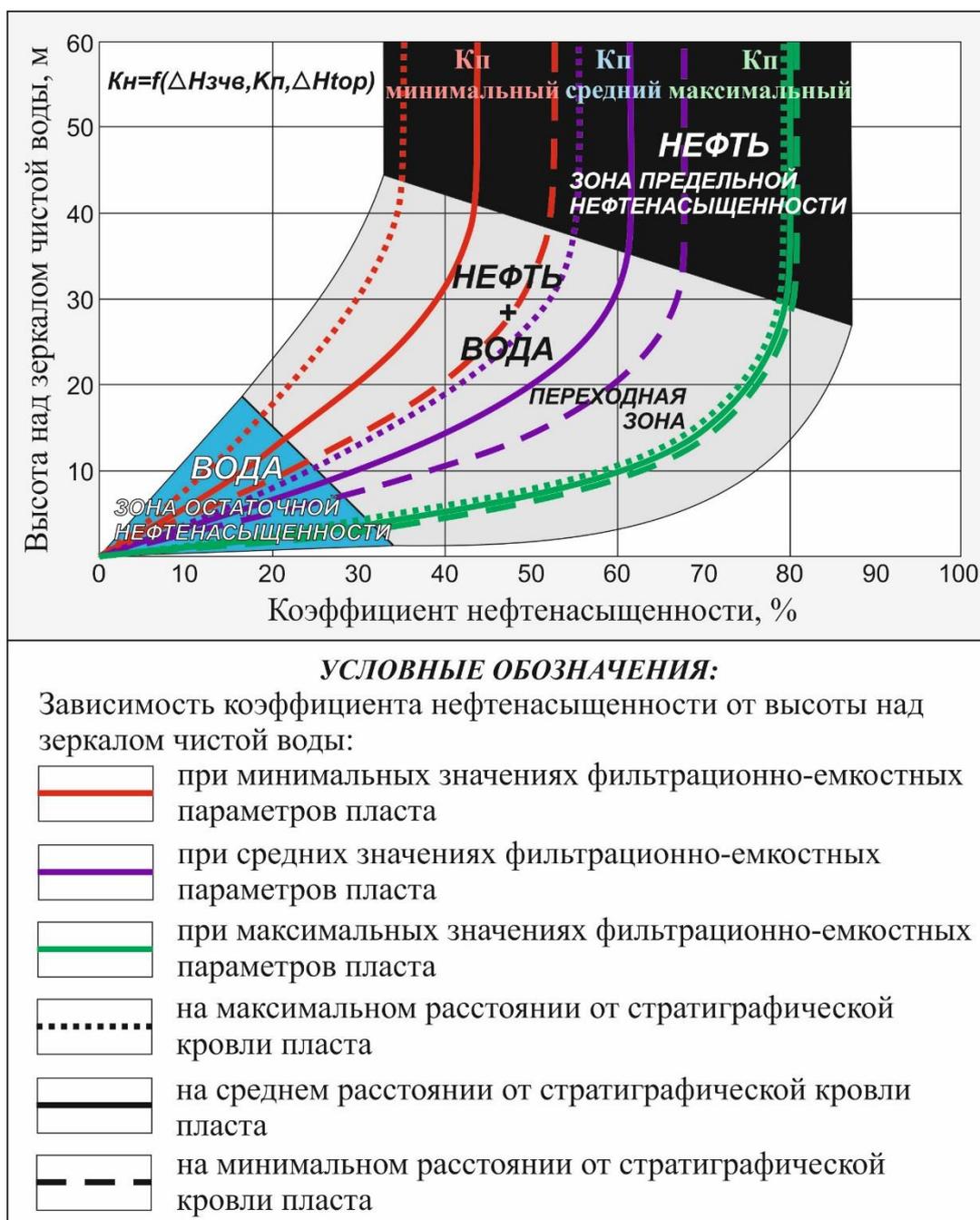


Рисунок 4 – Схема строения нефтяной залежи, локализованной под нефтематеринской породой

Схема позволяет объяснить представленное на рисунке 2 несоответствие фактических значений коэффициента нефтенасыщенности прогнозируемым на основе капиллярно-гравитационной теории: на равной высоте над зеркалом чистой воды при равных низких значениях фильтрационно-емкостных свойств коэффициент нефтенасыщенности должен являться величиной постоянной (рисунок 1). Согласно предложенной схеме (рисунок 4), на равной высоте над

зеркалом чистой воды при равных низких значениях фильтрационно-емкостных свойств коэффициент нефтенасыщенности зависит от расстояния от стратиграфической кровли пласта.

В четвертой главе «**Моделирование нефтенасыщенности пластов, залегающих под нефтематеринскими породами**» отмечено, что стандартная методика моделирования нефтенасыщенности, представленная в главе 1, в основе которой лежит использование зависимости коэффициента нефтенасыщенности от высоты над уровнем зеркала чистой воды для классов коллектора с различными фильтрационно-емкостными свойствами, не позволяет описать идентифицированные в рамках выполненной 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:

$$K_n = f(\Delta H_{зчв}, K_p, \Delta H_{top}), \quad (2)$$

где K_n – коэффициент нефтенасыщенности,

f – функция,

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

K_p – коэффициент пористости,

ΔH_{top} – расстояние от стратиграфической кровли пласта.

В главе представлено сравнение моделей, созданных на основе разработанной методики моделирования, с моделями, построенными по стандартной методике (рисунок 5). Иллюстрации на рисунке 5 демонстрируют, что 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.

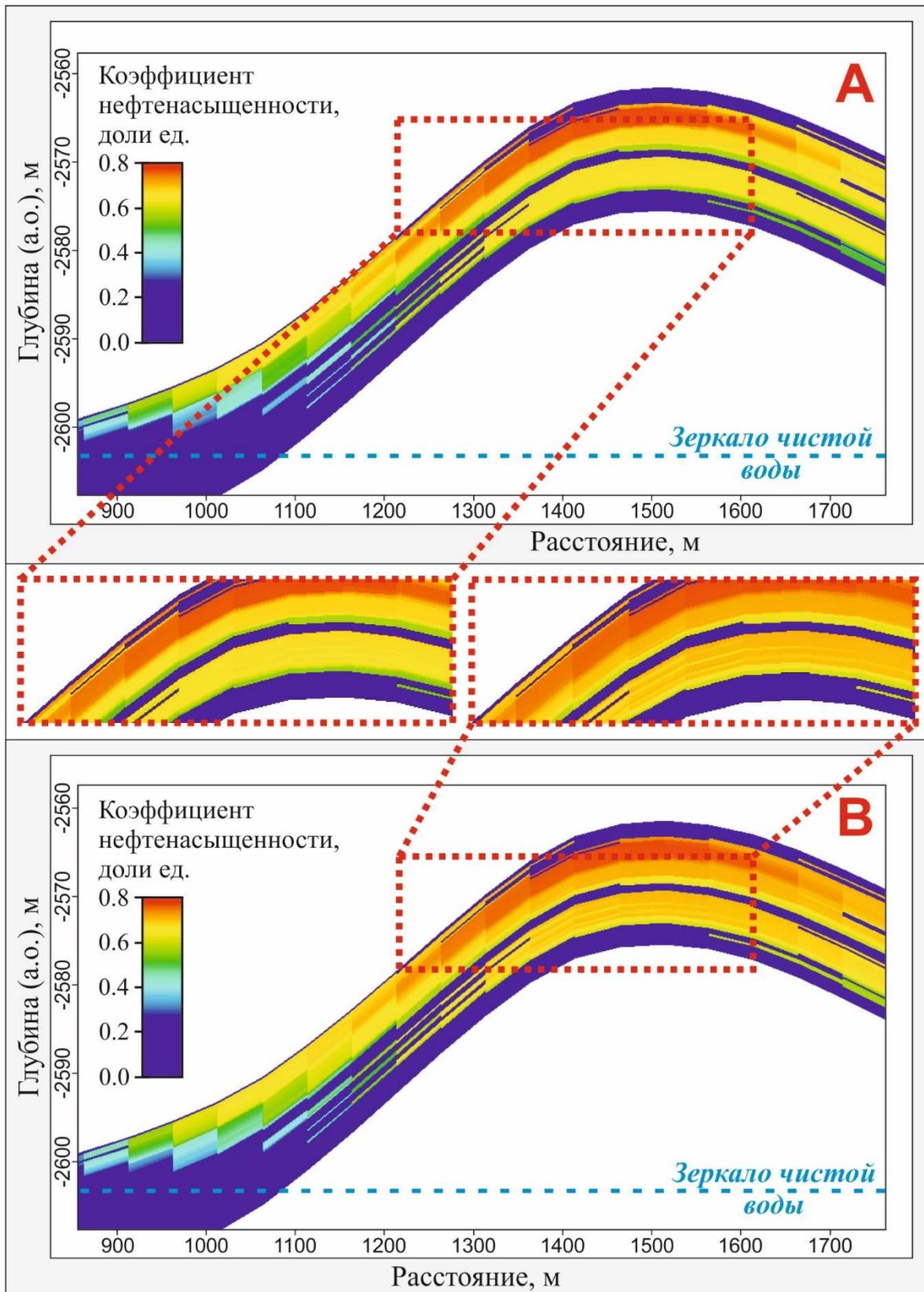


Рисунок 5 – Разрез кубов нефтенасыщенности пласта ЮВ₁ месторождения С, созданных на основе разработанной методики моделирования нефтенасыщенности пластов, залегающих под нефтематеринскими породами (А), и на основе стандартной методики моделирования параметра (В)

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 РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ**Статьи, опубликованные в рецензируемых научных журналах,
входящих в перечень ВАК РФ:**

1. Кузнецова, Я. В. 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.

2. 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.

3. 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.

4. 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.

5. Кузнецова, Я. В. Особенности распределения нефти в пластах, залегающих под нефтематеринскими породами (на примере залежей пласта ЮВ₁ наунакской свиты, Западно-Сибирский бассейн) / Я. В. Кузнецова // Геология нефти и газа. – 2014. – №4. – С. 59-63.

6. 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.

Статьи, опубликованные в других изданиях:

7. 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.

8. Кузнецова, Я. В. 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.

9. 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.

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

11. 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.

12. 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.