

На правах рукописи



Родивилов Данил Борисович

**ОБОСНОВАНИЕ ЛИТОЛОГО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЙ  
ХАРАКТЕРИСТИКИ И ФАЗОВОГО СОСТОЯНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ  
СЕНОНСКОГО ГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА  
СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ  
(НА ПРИМЕРЕ МЕДВЕЖЬЕГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)**

Специальность 25.00.10 – геофизика, геофизические методы поисков  
полезных ископаемых

**АВТОРЕФЕРАТ**  
диссертации на соискание ученой степени  
кандидата геолого-минералогических наук

Тюмень – 2020

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

**Научный руководитель**

**Мамяшев Венер Галиуллинович** – кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, доцент кафедры прикладной геофизики ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», г. Тюмень.

**Официальные оппоненты:**

**Коваленко Казимир Викторович** – доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геофизических информационных систем ФГБОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина», г. Москва

**Агалаков Сергей Евгеньевич** – кандидат геолого-минералогических наук, главный менеджер отдела сопровождения ГРР арктических регионов, управления ГРР «Север Западной Сибири», ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

**Ведущая организация:**

Филиал «КогалымНИПИнефть»  
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Тюмень

Защита диссертации состоится «29» декабря 2020 г. в 14:00 на заседании диссертационного совета Д 212.273.05 при Тюменском индустриальном университете (ТИУ) по адресу: г. Тюмень, ул. Володарского, 56, аудитория 113.

С диссертацией можно ознакомиться на сайте ФГБУ ВО «Тюменский индустриальный университет» [www.tyuiu.ru](http://www.tyuiu.ru) и в библиотечно-информационном центре по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 72.

Отзывы, заверенные печатью учреждения, в двух экземплярах просим направлять по адресу 625000, г. Тюмень, ул. Володарского 56, Тюменский индустриальный университет, ученому секретарю диссертационного совета Д 212.273.05, Семеновой Татьяне Владимировне. Факс 8(3452)39-03-46, e-mail: [semenovativ@tyuiu.ru](mailto:semenovativ@tyuiu.ru).

Автореферат диссертации разослан «16» ноября 2020 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета



к.г.-м.н. Т.В. Семенова

## **ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ**

### **Актуальность темы исследования**

Современный период развития топливно-энергетического комплекса Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО) характеризуется падением добычи газа уникальных сеноманских залежей, находящихся в разработке более 45 лет. По данным недропользователей, такие месторождения, как Медвежье, Комсомольское, Юбилейное и Вынгапуровское уже сегодня находятся на стадии падающей добычи или близки к полной выработке запасов сеноманского газа. На этих месторождениях создана газотранспортная инфраструктура, газодобывающие предприятия стали градообразующими (г. Надым, г. Новый Уренгой, пос. Пангоды и др.). В связи с этим продление срока эксплуатации уникальных месторождений природного газа на севере Западной Сибири посредством выявления и вовлечения новых объектов газодобычи – это важная социально-экономическая задача. Одним из таких значимых объектов является сенонский газоносный комплекс, содержащий трудноизвлекаемые запасы углеводородов (УВ).

В работе представлены результаты детализации литолого-петрофизической характеристики нижней подсвиты берёзовской свиты (НПБС) Медвежьего месторождения и слагающих её различных типов кремнисто-глинистых разностей. С учетом обоснованной литологической типизации пород, сформулированы методические подходы по корреляции газоносных отложений НПБС. Представлено петрофизическое обеспечение количественной интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) для целей подсчета трудноизвлекаемых запасов сенонского газа. Доказано, что в верхней части сенонской залежи Медвежьего месторождения располагается зональный интервал гидратообразования.

### **Степень разработанности темы исследования**

Изучение кремнисто-глинистых отложений надсеноманского возраста как потенциального газоносного объекта началось в 1974 году с публикации С.В. Стригоцкого и В.В. Масленникова, описавших газопроявления при

бурении на Медвежьем месторождении. В 1992 году С.Е. Агалаков и О.В. Бакуев провели региональные исследования по ряду площадей и обосновали комплекс надсеноманских отложений в качестве нового объекта промышленной газоносности на территории Западной Сибири. Вопросы регионального строения, стратиграфии, палеогеографии и перспектив газоносности надсеноманских отложений также изучали Ю.В. Брэдучан, С.Г. Галеркина, Н.Х. Кулахметов, В.А. Захаров, М.И. Мишульский, А.Л. Наумов, А.А. Нежданов, О.М. Нелепченко, И.И. Нестеров, В.Н. Сакс, М.И. Таначева и Г.М. Татъянин.

Детальный анализ современной промысловой и лабораторной информации, полученной после 2016 года в ходе реализации геологоразведочных работ на Медвежьем месторождении, представлен в работах А.А. Дорошенко, С.А. Варягова, А.А. Левченко, М.Ю. Миротворского, А.А. Нежданова, С.В. Нерсесова, В.В. Огибенина, В.В. Рыбальченко, А.Н. Рыбьякова, А.С. Пережогина, Ю.И. Пятницкого, Д.Я. Хабибуллина, В.В. Черепанова и др. Авторами представлены методические подходы по оценки ресурсного потенциала надсеноманских отложений ряда месторождений ПАО «Газпром», проработаны проблемы добычи трудноизвлекаемых запасов газа сенонской залежи, выявлены особенности литолого-минералогической характеристики и структуры пустотного пространства кремнисто-глинистых пород НПБС, предопределяющие дифференцированный подход к подсчету запасов газа посредством оценки подсчётных параметров по данным ГИС, с учётом литологической неоднородности изучаемых отложений.

Существенный интерес вызывает вопрос фазового состояния углеводородов сенонской залежи – важного фактора, определяющего стратегию будущего освоения трудноизвлекаемых запасов газа. Обоснованием температурной характеристики и изучением вопроса потенциальной гидратоносности надсеноманских отложений занимались С.Е. Агалаков, Е.С. Баркан, А.Д. Дучков, А.В. Ильин, А.Р. Курчиков, С.А. Леонов, В.А. Ненахов, Е.В. Перлова, В.П. Царев, Е.М. Чувиллин, В.С. Якушев.

Среди авторов нет единого мнения о наличии газовых гидратов в интервале сенонской залежи Медвежьего месторождения. Однако интегрированный анализ накопленного объема новой геолого-промысловой и лабораторной информации позволяет обосновать модель фазового состояния залежи и урегулировать обозначенное научное разногласие.

### **Цели и задачи**

Целью работы является обоснование литолого-петрофизической характеристики и фазового состояния залежей сенонского газоносного комплекса на основе интегрированного анализа результатов изучения керн, материалов ГИС и геолого-промысловой информации (на примере Медвежьего месторождения).

Для достижения поставленной цели решены следующие задачи:

1. На основе материалов лабораторного изучения керн разработать детализированную литолого-петрофизическую типизацию кремнисто-глинистых пород НПБС Медвежьего месторождения.

2. Разработать алгоритм детальной корреляции разрезов скважин по данным ГИС, с привлечением литолого-петрофизической информации, выявить закономерности пространственного распределения литотипов, а также, при необходимости, обосновать целесообразность корректировки границ пластов, выделенных ранее в интервале НПБС Медвежьего месторождения.

3. На основе литологической типизации пород и результатов лабораторного изучения изолированного керн разработать петрофизическое обеспечение интерпретации материалов ГИС, позволяющее оценивать эффективные газонасыщенные толщины и определять петрофизические параметры пород-коллекторов, необходимые для решения задач подсчета запасов сенонского газа.

4. Обосновать модель фазового состояния сенонской залежи Медвежьего месторождения посредством интегрированного анализа лабораторной информации, данных ГИС, геолого-технологических

исследований (ГТИ) и результатов газохимических исследований проб бурового раствора и керна.

### **Научная новизна**

1. Уточнено геологическое строение НПБС Медвежьего месторождения посредством корреляции литотипов кремнисто-глинистых пород, детализация которых обоснована по результатам комплексного литолого-петрофизического изучения керна.

2. Впервые на основе результатов лабораторного изучения изолированного керна сенонских газоносных отложений севера Западной Сибири разработано петрофизическое обеспечение интерпретации материалов ГИС, учитывающее литолого-петрофизическую типизацию кремнисто-глинистых пород НПБС.

3. Разработана модель фазового состояния сенонской залежи Медвежьего месторождения, согласно которой формирование зонального интервала гидратообразования в верхней части НПБС обусловлено особенностями структуры пустотного пространства кремнисто-глинистых пород, содержащих опал-кristобалит-тридимитовую фазу (ОКТ-фазу) кремнезёма.

### **Теоретическая и практическая значимость**

1. Разработанная схема детальной корреляции отложений НПБС позволила уточнить геологическую модель сенонской газовой залежи Медвежьего месторождения, на основе которой оптимизировано проектирование геологоразведочных работ, направленных на бурение и испытание скважин.

2. Разработанное петрофизическое обеспечение интерпретации данных ГИС, учитывающее литологическую типизацию кремнисто-глинистых пород, послужило основой для создания методики подсчёта запасов УВ в породах коллекторах сенона в пределах Надым-Пур-Газовского региона ЯНАО. Петрофизические модели для определения коэффициентов пористости и газонасыщенности прошли апробацию в федеральном бюджетном учреждении

«Государственной комиссии по запасам полезных ископаем» (ФБУ «ГКЗ») в июле 2019 г. и рекомендованы для подсчетов запасов свободного газа сенонской залежи Медвежьего месторождения.

3. Обоснованная геолого-геофизическая характеристика разрезов пилотных стволов скважин 5С и 6С Медвежьего месторождения применялась при проектировании и бурении боковых горизонтальных стволов этих скважин, а также была использована для разработки дизайна многостадийного гидроразрыва пластов, в результате которого из отложений НПБС получены промышленные притоки газа.

4. Установленные особенности фазового состояния сенонской залежи Медвежьего месторождения, а именно наличие в её верхней части зонального интервала гидратообразования, необходимо учитывать при проектировании геологоразведочных работ и освоении всего сенонского газоносного комплекса севера Западной Сибири. Кроме того, результаты исследований подчеркивают значимость извлечения УВ из газовых гидратов, которое станет возможным при создании искусственной гидродинамической связи между пластами.

### **Методология и методы исследования**

Решение задач диссертационного исследования проводилось путём анализа и интерпретации данных ГИС и ГТИ, с привлечением результатов испытаний в открытом стволе, литолого-петрофизических исследований кернового материала и результатов газохимических исследований керна и бурового раствора по шести скважинам сенонского проекта Медвежьего месторождения.

В процессе работы использовались следующие методы исследования: обобщение и анализ результатов проведенного ранее изучения сенонских отложений на территории севера Западной Сибири; обработка и интерпретация геолого-геофизической информации; построение литолого-компонентных моделей различных типов пород, детальная корреляция разрезов скважин; построение петрофизических моделей ёмкостных и физических свойств пород; построение петрофизических зависимостей типа «керна-ГИС».

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

1. Алгоритм детальной корреляции разрезов скважин по данным ГИС, с привлечением результатов литолого-петрофизических исследований керна позволяет выявлять закономерности пространственного распределения литотипов, повышая достоверность геологических моделей сенонских залежей посредством обоснования границ пластов в интервале кремнисто-глинистых отложений НПБС.

2. Детализированная литологическая типизация кремнисто-глинистых пород НПБС позволяет дифференцировать результаты лабораторных исследований керна, повышая достоверность петрофизического обеспечения интерпретации материалов ГИС, разработанного для целей подсчёта запасов сенонского газа.

3. Модель фазового состояния сенонской залежи Медвежьего месторождения позволяет определять по данным ГИС границы зональных интервалов с различным фазовым состоянием углеводородов.

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

Результаты диссертационного исследования основаны на результатах обработки и интерпретации данных геофизических и геолого-технологических методов исследований шести поисково-разведочных скважин Медвежьего месторождения, данных результатов опробования и испытания скважин, а также литолого-петрофизических исследований кернового материала. В работе использованы результаты уникальных исследований изолированного крена четырех скважин, впервые отобранного из интервала сенонской залежи на территории Западной Сибири.

Основные положения и результаты выполненных исследований обсуждались на внутренних научно-технических совещаниях ООО «Газпром геологоразведка» и ПАО «Газпром», а также были представлены на научно-практических конференциях, в их числе: VII Тюменский международный инновационный нефтегазовый форум «НЕФТЬГАЗТЭК» (г. Тюмень, 2016); I научно-практическая конференция

молодых ученых и специалистов «Геологоразведка. Проблемы и пути их решения» (г. Тюмень, 2017, 2019); IV международная научно-практическая конференция «Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения» (г. Москва, 2017); международный научно-практический семинар «Информационные системы и технологии в геологии и нефтегазодобыче» (г. Тюмень, 2017); международная геолого-геофизическая конференция «ГеоЕвразия 2018. Современные методы изучения и освоения недр Евразии» (г. Москва, 2018); семинар «Геологическое строение и подходы к разработке изменчивых терригенных коллекторов» (г. Тюмень, 2018); международная научно-практическая конференция «Современные технологии нефтегазовой геофизики» (г. Тюмень, 2018, 2019); всероссийская ежегодная научно-практическая конференция «Трудноизвлекаемые запасы природных углеводородов: опыт и перспективы разработки» (г. Санкт-Петербург, 2018); XX научно-практическая конференция молодых ученых и специалистов «Проблемы развития газовой промышленности» (г. Тюмень, 2018); 73-я международная молодежная научная конференция «Нефть и газ – 2019» (г. Москва, 2019); XIII всероссийская конференция молодых ученых, специалистов и студентов «Новые технологии в газовой промышленности» (г. Москва, 2019).

### **Структура и объем работы**

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав и заключения. Работа изложена на 156 страницах машинописного текста, содержит 10 таблиц, 52 рисунка и одно приложение. Список использованной литературы включает 133 наименования работ ответственных и зарубежных авторов.

### **Благодарности**

Диссертационная работа выполнена под руководством кандидата геолого-минералогических наук, доцента кафедры «Прикладная геофизика» (ФГБОУ ВО «ТИУ») Мамяшева Венера Галиуллиновича, которому автор искренне признателен за формирование мировоззрения инженера-исследователя,

научные консультации, практическую помощь, обсуждение результатов и постоянное внимание к представленной работе.

Автор благодарит коллег из ООО «Газпром геологоразведка» (в настоящее время ООО «Газпром недра»): докторов геолого-минералогических наук А.А. Дорошенко и А.А. Нежданова, кандидатов геолого-минералогических наук В.В. Огибенина, А.С. Пережогина и Г.Р. Хуснуллину, непосредственного руководителя П.Н. Кокарева, а также администрацию общества за поддержку и помощь в проведении исследований.

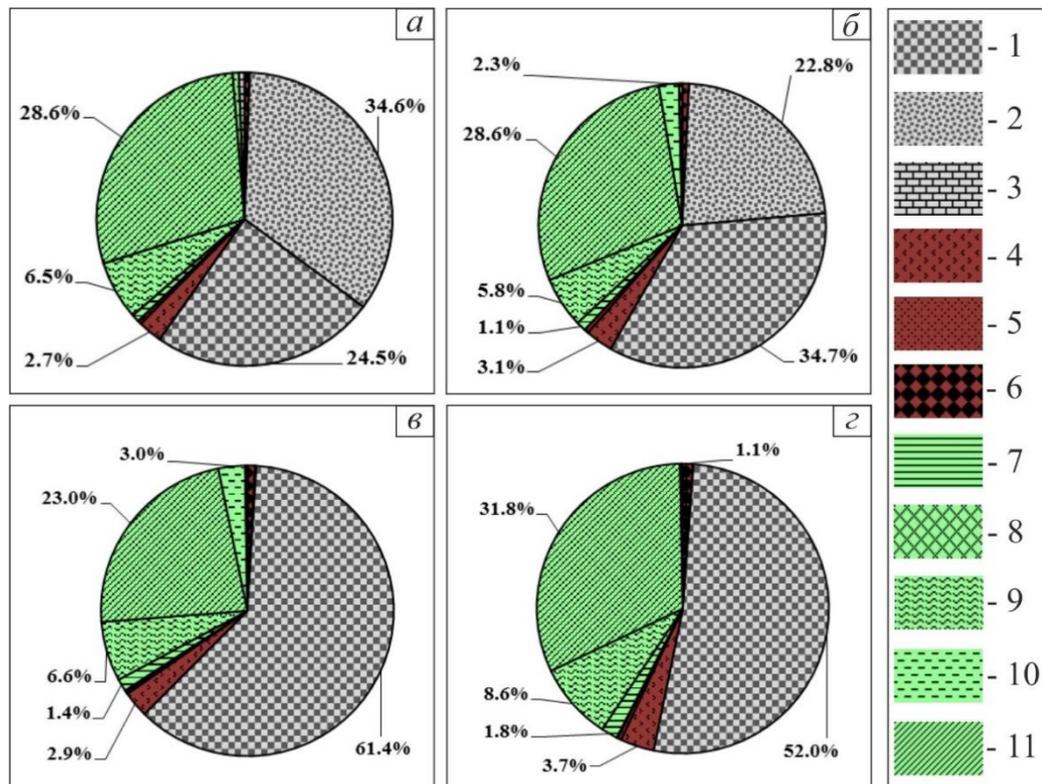
## СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

В первой главе «**Краткая геологическая характеристика объекта исследований**» на примере Медвежьего месторождения приведены общие сведения об объекте исследований – кремнисто-глинистых отложениях нижней подсвиты берёзовской свиты сенонского надъяруса верхнего отдела меловой системы. Медвежье месторождение расположено в приполярной части Тюменской области, на территории Надымского района ЯНАО. В главе рассмотрены литолого-стратиграфический разрез, тектоническая характеристика, а также нефтегазоносность месторождения.

Описано развитие геологоразведочных работ, направленных на изучение перспектив сенонского газоносного комплекса. Представлено краткое описание, разработанных А.А. Неждановым и А.С. Пережогиним, методических решений по поиску и оценке ресурсного потенциала сенонских залежей на основе анализа сейсморазведочных данных. Приведены основные результаты сенонского проекта геологоразведочных работ на Медвежьем месторождении, в рамках которого в период с 2012 года по настоящее время пробурено шесть новых скважин, подтвердивших при испытании газоносность отложений НПБС.

В конце главы приведён критический анализ полноты и информативности комплекса ГИС, в том числе и специальных методов, применяемых в условиях бурения низкопроницаемых кремнисто-глинистых пород при помощи нефилтрующих полимерных и углеводородных растворов.

В первой части второй главы «Литолого-петрофизическая характеристика кремнисто-глинистых пород и выявление закономерностей пространственного распространения литотипов» рассматривается общая литологическая характеристика силицитов НПБС, которые классифицируются, согласно устоявшемуся определению, как опоки глинистые. Впервые изменчивость литолого-петрофизической характеристики разреза НПБС Медвежьего месторождения описана А.А. Дорошенко и Я.О. Карымовой. Авторы выделили два основных типа глинистых опок: с кварцевым составом кремнистой матрицы и комбинированным, включающим, помимо кварца, аморфную ОКТ-фазу кремнезёма. Анализ новой литолого-петрофизической информации позволил детализировать существующую классификацию и обосновать четыре литологических типа пород, минеральный состав которых продемонстрирован на рисунке 1, а петрофизическая характеристика и критерии их идентификации представлены в таблице 1.



**Рисунок 1– Средний минеральный состав литотипов глинистых опок ЛТ1-1 (а), ЛТ1-2 (б), ЛТ2-1 (в) и ЛТ2-2 (г)**

Обозначения: 1 - кварц, 2 - ОКТ-фаза, 3 -- кальцит, 4 - альбит, 5 - ортоклаз, 6 - пирит, 7 - хлорит, 8 - каолинит, 9 - гидрослюда, 10 - цеолит, 11 - монтмориллонит

Таблица 1 – Литолого-петрофизическая характеристика различных типов глинистых опок НПБС Медвежьего месторождения

Литотип	Условное литологическое название	Критерии идентификации	K <sub>п</sub> , д.ед.		Плотность объемная, г/см <sup>3</sup>	Плотность минеральная, г/см <sup>3</sup>	K <sub>пр</sub> , 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	
			Кол-во образцов	<u>мин-макс</u> среднее			Кол-во образцов	<u>мин-макс</u> среднее
ЛТ1-1	ОКТ-кварцевые опоки	Комбинированный состав кремнезёма. Содержание ОКТ-фазы более 30%.	196	<u>0.219-0.380</u> 0.324	<u>1.47-1.95</u> 1.64	<u>2.29-2.59</u> 2.44	86	<u>0.008-0.473</u> 0.061
ЛТ1-2	ОКТ-кварцевые опоки	Комбинированный состав кремнезёма. Содержание ОКТ-фазы менее 30%.	346	<u>0.252-0.364</u> 0.302	<u>1.58-2.317</u> 1.76	<u>2.39-2.64</u> 2.54	274	<u>0.006-0.824</u> 0.096
ЛТ2-1	Кварцевые опоки	Отсутствует ОКТ-фаза кремнезёма. Содержание глинистых минералов менее 40%.	667	<u>0.122-0.387</u> 0.303	<u>1.52-2.03</u> 1.81	<u>2.50-2.68</u> 2.59	806	<u>0.004-0.877</u> 0.074
ЛТ2-2	Кварцевые опоки	Отсутствует ОКТ-фаза кремнезёма. Содержание глинистых минералов от 40 до 50%.	85	<u>0.264-0.325</u> 0.298	<u>1.78-1.92</u> 1.84	<u>2.58-2.67</u> 2.63	90	<u>0.01-15.2</u> 0.408

Приведены и проанализированы результаты уникальных исследований структуры пустотного пространства различных литотипов глинистых опок. Выполнено сопоставление с аналогичными исследованиями близких по минеральному составу пород формации Монтерей (США), в результате чего выявлена схожесть структур пустотного пространства глинистых опок и порцеланитов.

Вторая часть главы посвящена разработке алгоритма детальной корреляции разрезов скважин по данным ГИС, с привлечением результатов лабораторного изучения керна, и детализированной литологической типизации. Алгоритм состоит из последовательности следующих операций:

1. В соответствие с приведенными в работе рекомендациями выбирается базовая скважина, в разрезе которой определяются реперные стратиграфические границы: кровли кузнецовской свиты и верхней подсвиты березовской свиты (ВПБС). Далее выделяются реперы третьего и второго порядка (корреляционные слои и пачки) и производится их классификация и описание идентификационных характеристик по ГИС.

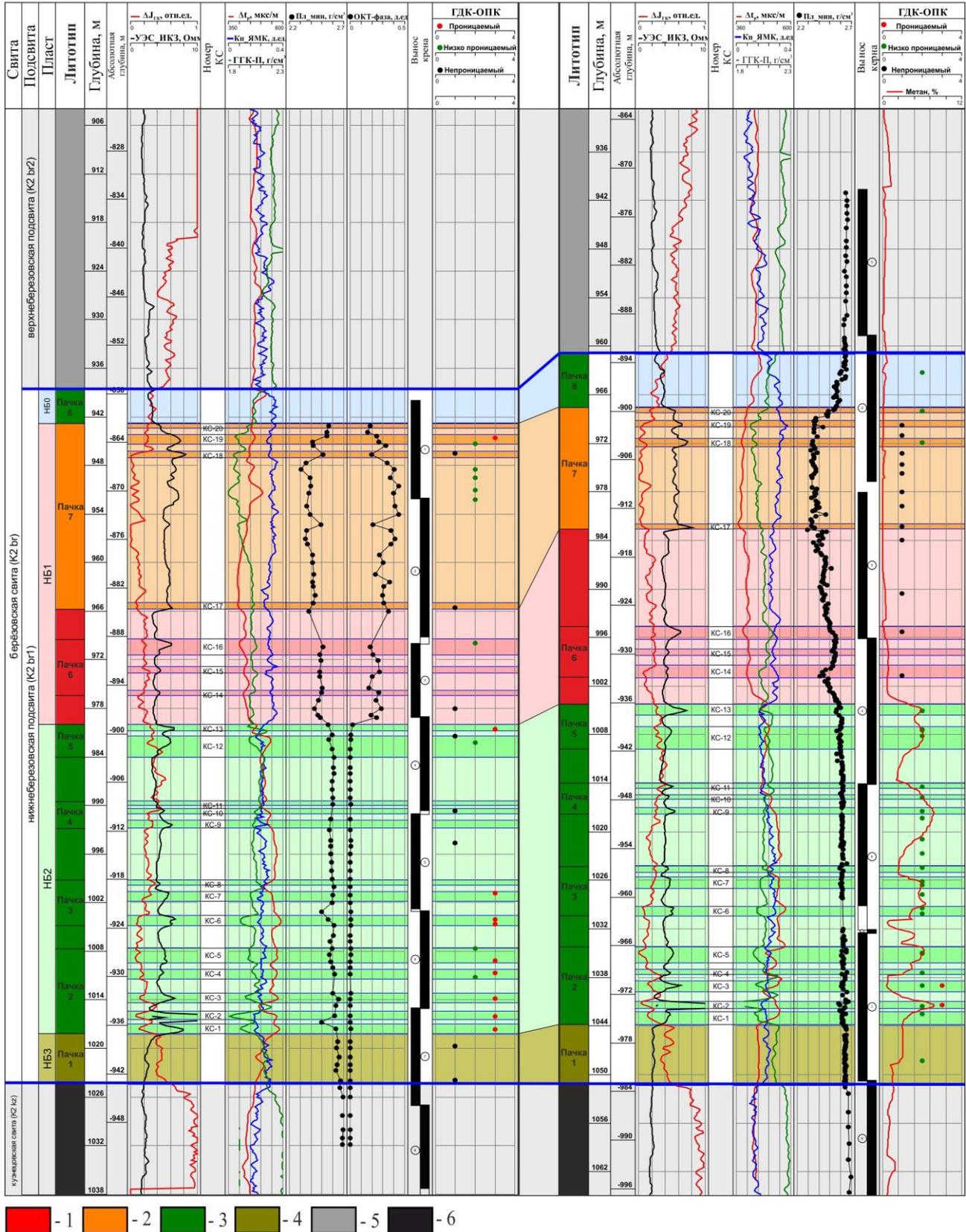
2. Отслеживаются и выделяются аналогичные корреляционные единицы в разрезах прочих скважин, осуществляется парное сопоставление и корреляция реперов относительно базовой скважины.

3. На схему корреляции наносится информация по литолого-петрофизическому изучению керна (содержание ОКТ-фазы кремнезема, минеральная плотность). Дается идентификация литотипов и устанавливаются границы их распространения, в соответствии с которыми при необходимости корректируются границы пластов.

Разработанный алгоритм позволил скорректировать границы ранее выделенных пластов. В частности, в скважине 4С границу между пластами НБ<sub>1</sub> и НБ<sub>2</sub> потребовалось сместить вниз на 11 м. По всему разрезу месторождения сокращена толщина пласта НБ<sub>2</sub> за счет выделения в его подошве дополнительного пласта НБ<sub>3</sub>, представленного более глинистой разностью литотипа ЛТ2-2, что можно видеть на рисунке 2.

Скважина 3С

Скважина 5С



**Рисунок 2 – Фрагмент детальной корреляции разрезов скважин в интервале НПБС Медвежьего месторождения**

Обозначения: 1 - ЛТ1-1, 2 - ЛТ1-2, 3 - ЛТ2-1, 4 - ЛТ2-2, 5 - глины ВПБС, 6 - глины кузнецовской свиты

В начале третьей главы 3 «Петрофизическое обеспечение интерпретации материалов ГИС для целей подсчёта запасов газа» отмечаются проблемы выделения пород-коллекторов в интервале НПБС в условиях отсутствия зоны проникновения промывочной жидкости в традиционном виде, рассмотрена возможность реализации статистического и корреляционного способов определения косвенных количественных критериев выделения коллекторов.

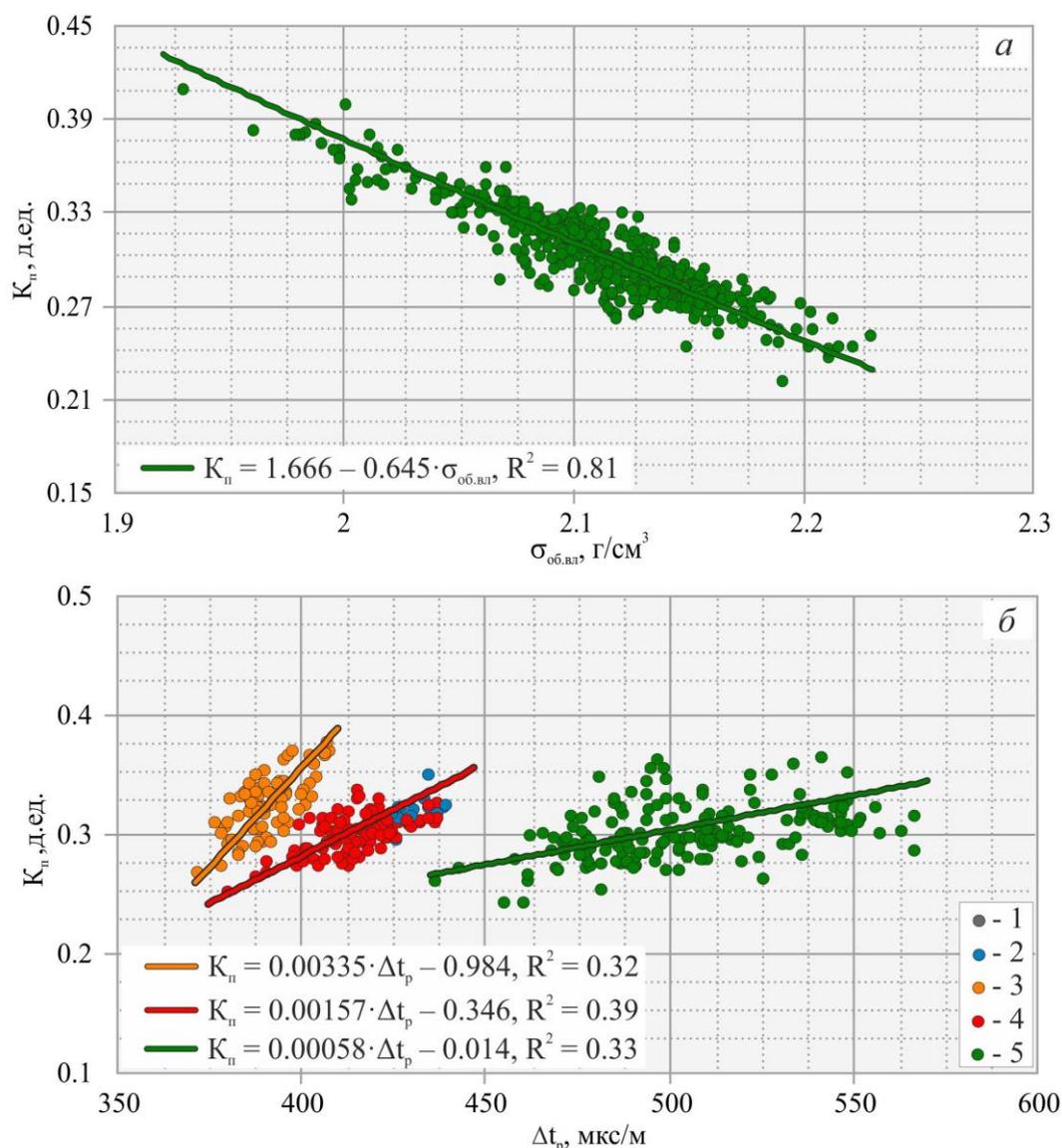
Статистический способ, основанный на анализе результатов гидродинамического каротажа (ГДК) и опробования пластов приборами на кабеле (ОПК), оказался не надежным. Прижимные модули ГДК зачастую не способны обеспечить депрессию, необходимую для вызова подвижности флюида в низкопроницаемых породах сенона, а статистика по данным ОПК, в различной аппаратурной компоновке, является недостаточной для реализации рассматриваемого способа.

Корреляционный способ подразумевает применение петрофизической информации, в частности, результатов исследования естественной (остаточной) водонасыщенности пород ( $K_{во}$ ). Анализ исследований изолированного керна четырех скважин показал отсутствие надежной корреляции между коэффициентами общей ( $K_p$ ) и эффективной пористости ( $K_{п.эф}$ ). Причиной этому является сложность и непостоянство структур пустотного пространства глинистых опок.

В связи с тем, что традиционные подходы по оценке граничных значений петрофизических параметров являются неэффективными для условий кремнисто-глинистых коллекторов сенона, для их выделения в главе обосновано применение граничного значения эффективной пористости, равное 0,06 д. ед. (0,047 д. ед. в пластовых условиях). Данное значение является максимальным для «явных» неколлекторов: глинистого литотипа ЛТ2-2 (пласт НБ<sub>3</sub>), глинистых толщ кузнецовской свиты и подошва ВПБС.

Вторая часть главы посвящена разработке петрофизического обеспечения количественной интерпретации данных ГИС для целей подсчета запасов

сенонского газа. Представлена разработка петрофизической основы оценки коэффициента пористости по данным методов гамма-гамма плотностного каротажа (ГГК-П) на основе зависимостей типа «кern-кern» (см. рисунок 3 а), приведены рекомендации, позволяющие учитывать влияние остаточной газонасыщенности. Оценка пористости по данным акустического каротажа (АК) производится по прямым зависимостям типа «кern-ГИС», представленным на рисунке 3 б. Также рассмотрены проблемы оценки  $K_p$  по данным метода ядерно-магнитного каротажа (ЯМК).



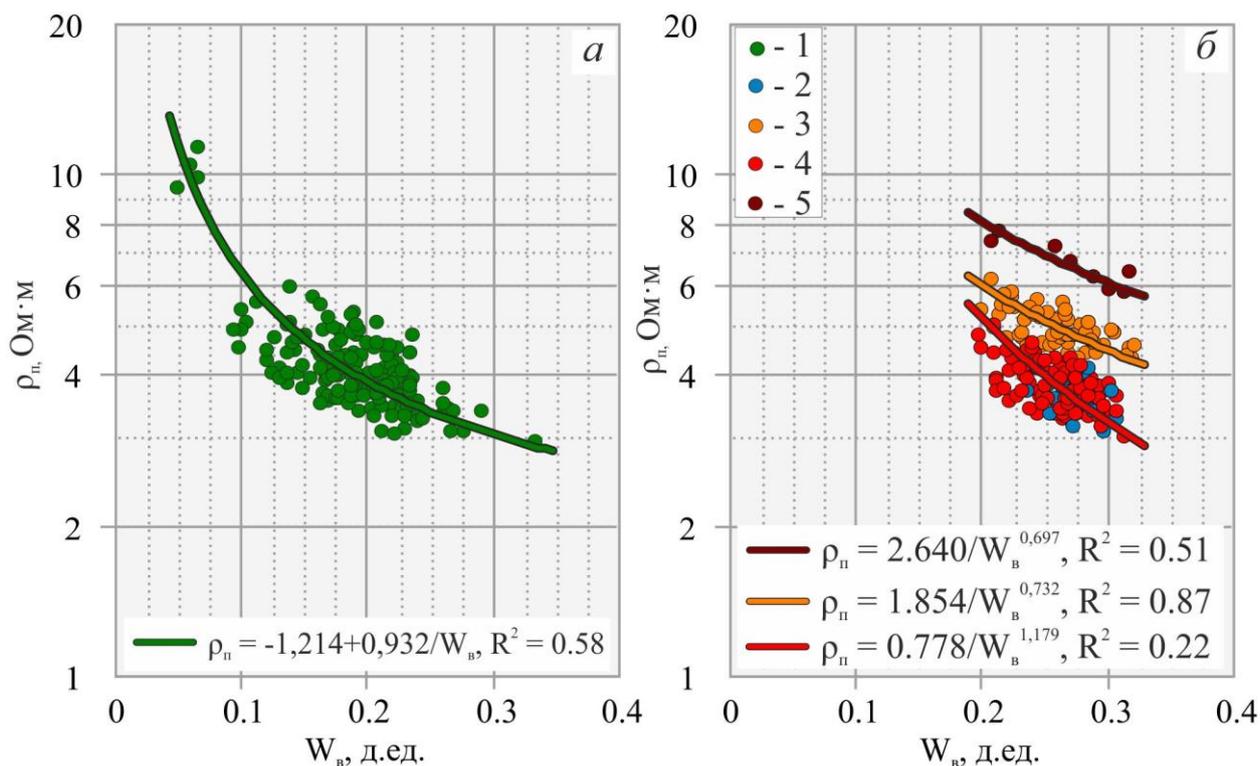
**Рисунок 3 – Зависимости коэффициента пористости пород от объёмной плотности (а) и интервального времени пробега продольной волны по данным АК (б)**

Обозначения: 1-ЛТ0-ВПБС, 2-ЛТ2-1 (пласт НБ<sub>0</sub>), 3-ЛТ1-1, 4-ЛТ1-2, 5-ЛТ2-1 (пласт НБ<sub>2</sub>)

Далее в главе приведен краткий обзор методик определения коэффициента газонасыщенности  $K_g$  пород-коллекторов сенонского возраста при помощи интегрированного анализа показаний метода ГГК-П и нейтронного каротажа (Ильин А.В., 2012), а также на основе анализа данных скважинной гравиметрии (Пережогин А.С., 2017). Рассмотрена возможность реализации объемно-компонентной модели коллектора в виде системы многомерных петрофизических связей, методическое построение которых было предложено М.М. Элланским. Отмечены проблемы применения данных методик, а также традиционного для нефтегазоносных объектов Западной Сибири способа оценки  $K_g$ , основанного на системе уравнений Арчи-Дахнова. Основное ограничение связано с разрушением монтмориллонит-содержащих глинистых опок во время насыщения их моделями пластовых вод при подготовке образцов к капиллярметрическим исследованиям.

В подобных условиях для оценки  $K_g$  применена методика, основанная на сопоставлении удельного электрического сопротивления (УЭС) с объемной влажностью (водонасыщенностью) пород ( $W_v = K_p \cdot K_v$ ). Способ впервые предложен В.Н. Дахновым, успешно зарекомендовал себя и получил развитие в трудах Е.И. Леонтьева, В.Г. Мамяшева, В.Х. Ахиярова, Н.А. Пих Н.И. Нефедовой. Основное преимущество данной методики в том, что возможно прямое сопоставление данных ГИС (УЭС) с объемной водонасыщенностью, определенной на керне, отобранном с помощью изолирующих технологий.

Зависимости УЭС пород от коэффициента объемной водонасыщенности, представленные на рисунке 4, разработаны с учетом литологической типизации кремнисто-глинистых пород. При этом необходимо учитывать, что характер взаимосвязей подобного типа напрямую зависит от минерализации пластовой воды, значение которой для Медвежьего месторождения достоверно не определено. Соответственно, применять разработанные уравнения для оценки  $K_g$  пород-коллекторов сенона прочих месторождений можно только с некоторой долей условности.



**Рисунок 4 – Зависимость УЭС пород от коэффициента объемной водонасыщенности изолированного ядра для пород пласта НБ<sub>2</sub> (а), а также пластов НБ<sub>1</sub> и НБ<sub>0</sub> (б)**

Обозначения: 1- ЛТ2-1, 2- ЛТ2-1 (пласт НБ<sub>0</sub>), 3 - ЛТ1-1, 4 - ЛТ1-2, 5 - ЛТ1-1(ρ<sub>п</sub> > 5,8 Ом·м)

#### **Четвертая глава «Модель фазового состояния сенонской залежи»**

посвящена вопросу обоснования наличия газовых гидратов в интервале сенонской залежи Медвежьего месторождения. Впервые данная проблема была рассмотрена в 2012 году А.В. Ильным, который в своей диссертационной работе сделал вывод о том, что сенонская залежь находится в зоне гидратообразования по всей своей высоте. Позже, в 2017 году, анализируя новые данные, полученные при испытании как расконсервированных, так и новых скважин сенонского проекта, А.С. Пережогин делает противоположный вывод: для того, чтобы термобарические условия соответствовали зоне метастабильного состояния газогидратов, температура в интервале НПБС должна быть ниже 16°C, что как минимум на 10 градусов меньше фактически замеренной температуры, изменяющейся в пределах от 25 до 29°C.

Не согласиться с фактическими данными и заключением о том, что современные термобарические условия не соответствуют так называемому

«гидратному окну», очень сложно. Анализ новой геолого-промысловой информации возвращает к этому вопросу и позволяет сделать однозначный вывод – газовые гидраты в интервале сенонской залежи Медвежьего месторождения существуют, несмотря на негативные для них условия. В качестве подтверждения данного вывода представлены следующие аргументы:

1. Анализ упруго-прочностных свойств разреза НПБС по данным каротажа скважин отмечает аномально высокую акустическую проводимость пород в верхней части залежи (пласты  $НБ_0$  и  $НБ_1$ ) относительно нижележащего (явно газонасыщенного) пласта  $НБ_2$ , что можно видеть на рисунке 3 б. При этом ультразвуковые исследования водонасыщенных кернов не выявили разницы акустических характеристик глинистых опок различного минерального состава. Следовательно, аномалия, наблюдаемая в скважинных условиях, связана исключительно с поровой компонентой коллекторов, а именно газовыми гидратами – кристаллическими веществами с акустическими свойствами, как у твердых тел.

2. Результаты газового каротажа по всем скважинам сенонского проекта в интервале пластов  $НБ_1$  и  $НБ_0$  имеют практически фоновый уровень. Исключением является скважина 4С, при строительстве которой как в пилотном, так и горизонтальном стволах зафиксированы интенсивные аномалии газового каротажа (см. рисунок 5). Как оказалось, 4С – это единственная скважина проекта, пробуренная в зимний период с температурой бурового раствора, достигающей при подаче  $45^{\circ}\text{C}$ . Прочие скважины пробурены при температуре раствора менее  $16^{\circ}\text{C}$ . Таким образом обоснована взаимосвязь температурного режима бурения и интенсивности газопроявлений в пластах  $НБ_1$  и  $НБ_0$ , что является прямым доказательством существования газогидратов.

3. Результаты газохимических исследований герметизированных проб бурового раствора и образцов керна находятся в инверсии относительно границы пластов  $НБ_1$  и  $НБ_2$ . Это свидетельствует о том, что газовые гидраты блокируют пустотное пространство коллекторов и не позволяют газу попасть в

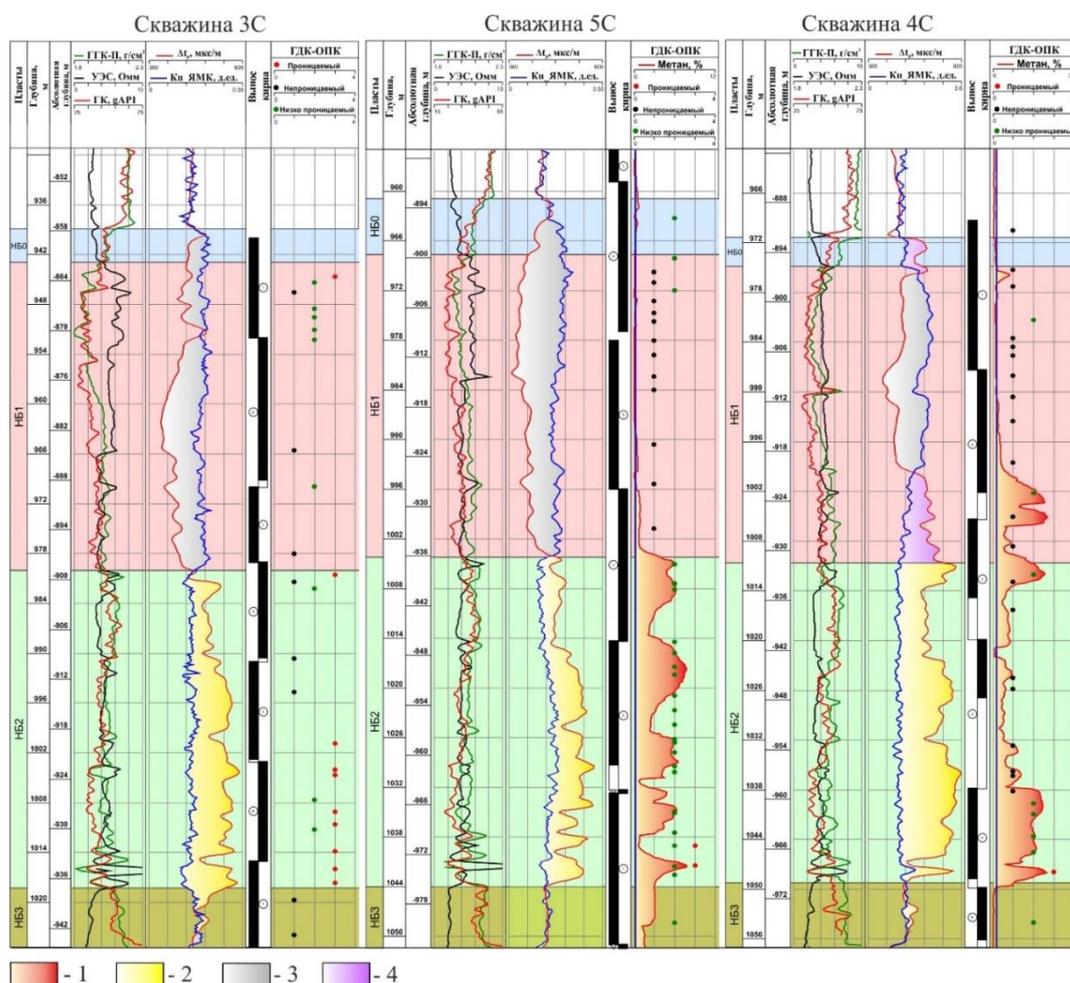
буровой раствор из интервала пласта НБ<sub>1</sub>. При отборе керн гидраты остаются стабильными, позже в герметизированных контейнерах они разлагаются и обеспечивают высокие газопоказания образцов в лабораторных условиях. Для пласта НБ<sub>2</sub> характерна обратная ситуация – газ беспрепятственно попадает в буровой раствор, обеспечивая высокие показания по пробам (аналогично газовому каротажу на рисунке 5). Также свободно газ покидает породу при отборе керн, проявляясь низкими газопоказаниями при лабораторном анализе.

Для того, чтобы увязать обоснованные в предыдущих главах литолого-петрофизическую характеристику, представления о строении НПБС, результаты петрофизического моделирования, а также геолого-промысловую информацию, разработана модель фазового состояния сенонской залежи. Согласно данной модели, в пределах НПБС Медвежьего месторождения существуют два зональных интервала с различным фазовым состоянием УВ. Первый – газогидратный располагается в верхней части залежи, в границах пластов НБ<sub>0</sub> и НБ<sub>1</sub>, второй – газонасыщенный располагается в нижней части, в пределах пласта НБ<sub>2</sub>.

В рамках обоснования фазового состояния сенонской залежи разработаны интерпретационные модели методов АК и ЯМК. Комплексирование данных методов позволяет определять границы зональных интервалов с различными характеристиками УВ. Как видно из рисунка 5, результаты применения данного способа подтверждают, что зона гидратообразования заключена строго в границах пластов НБ<sub>0</sub> и НБ<sub>1</sub>. Этот вывод справедлив для всех скважин сенонского проекта, имеющих удовлетворительно качество каротажного материала.

Модель фазового состояния включает также обоснование гипотезы, согласно которой газовые гидраты образовались в процессе миграции глубинных газовых потоков, вызвавших эффект Джоуля-Томпсона (эффект дросселирования). Это физическое явление проявляется понижением давления и температуры газа при прохождении его через дроссель (пористую перегородку) из резервуара с высоким давлением в резервуар с низким

давлением. При этом, чем меньше размер капилляров и извилистей сама система пор дросселя, тем при равном давлении, больше падение температуры. С этой точки зрения анализируются структуры пустотного пространства различных типов опок, представленных во второй главе. Исследование завершается выводом о том, что особенности ОКТ-содержащих пород пласта НБ<sub>1</sub>, относительно кварцевых опок пласта НБ<sub>2</sub>, обладают большей извилистостью капиллярной системы, что предопределяют большую выраженность дроссель-эффекта, интенсивности которого, вероятно, стало достаточно для запуска процесса гидратообразования в верхней части залежи. При этом сохранность газовых гидратов в течение геологического времени объясняется их свойством самоконсервации.



**Рисунок 5 – Графическое представление модели фазового состояния сенонской залежи Медвежьего месторождения**

Обозначения: 1 - аномалия газового каротажа, 2 - интервал газонасыщенности, 3 - интервал гидратообразования, 4 - интервал диссоциации газогидратов

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполненные в диссертационной работе исследования позволили решить поставленные задачи и получить следующие результаты:

1. Проведен анализ результатов литолого-минералогического изучения керна, на основе которого выявлена необходимость детализации существующей классификации глинистых опок НПБС Медвежьего месторождения. Разработана новая типизация кремнисто-глинистых пород, состоящая из четырех литотипов. Обоснована петрофизическая характеристика литологических типов пород, в том числе описаны особенности структуры пустотного пространства различных литотипов.

2. Разработан алгоритм детальной корреляции разрезов скважин по данным ГИС, с привлечением литолого-петрофизической информации. На примере НПБС Медвежьего месторождения проведена корреляция литотипов, на основе которой скорректированы границы ранее известных пластов НБ<sub>0</sub>, НБ<sub>1</sub>, НБ<sub>2</sub>, а также обоснована необходимость выделения нового пласта НБ<sub>3</sub>.

3. Разработано петрофизическое обоснование интерпретации материалов ГИС, которое учитывает литологическую типизацию пород и позволяет решать следующие задачи подсчёта запасов УВ:

- определение эффективных газонасыщенных толщин. Производится методом отсечек с применением граничного значения эффективной пористости «явных» неколлекторов – глинистых пород вмещающих толщ и пласта НБ<sub>3</sub>.

- оценка коэффициента пористости пород-коллекторов. Производится по материалам методов ГГК-П, АК и ЯМК с применением разработанных петрофизических зависимостей типа «кern-кern» и «кern-ГИС».

- оценка коэффициента газонасыщенности пород-коллекторов. Производится по материалам электрических методов каротажа с применением зависимостей типа «ГИС-кern» между УЭС пород и их объёмной водонасыщенностью ( $K_n \cdot K_v$ ), определенной в результате исследования изолированного керна.

4. Представлена модель фазового состояния сенонской залежи Медвежьего месторождения как системы знаний о продуктивном пласте, которая увязывает геолого-промысловую и лабораторную информацию для обоснования зональных интервалов с различным фазовым состоянием УВ (газ и газовые гидраты). В рамках обоснования модели разработаны гипотетические механизмы формирования газогидратов и обеспечения их стабильного состояния в современных негативных термобарических условиях.

### **СПИСОК РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ**

Научные результаты изложены в 14 научных публикациях по теме диссертации, из которых 5 работ опубликованы в журналах, включенных в Перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук по специальности 25.00.10.

*Статьи, опубликованные в изданиях, рекомендованных ВАК РФ:*

1. Нетрадиционный коллектор нижеберезовской подсвиты и критерии его выделения. / Д. Б. Родивилов, П. Н. Кокарев, В. Г. Мамяшев // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 3. – С. 37-43.

2. Газонасыщенность нетрадиционного коллектора нижеберезовской подсвиты севера Западной Сибири и её связь с минеральным составом и структурой пустотного пространства. / Д. Б. Родивилов, П. Н. Кокарев, В. Г. Мамяшев. // Экспозиция Нефть Газ. – 2018. – № 3 (63). – С. 26-31.

3. Оценка газонасыщенности нетрадиционных коллекторов сенонских отложений севера Западной Сибири. / Д. Б. Родивилов, П.Н. Кокарев, В. Г. Мамяшев. // Научно технический вестник «Каротажник». – 2018. – № 9 (291). – С. 18-25.

4. Литолого-минералогические и промыслово-геологические критерии выделения продуктивных зон в сенонских отложениях. / Д. Я. Хабибуллин, А. Н. Рыбьяков, Н. Р. Ситдилов, С. А. Варягов, С. В. Нерсесов, С. Г. Крекнин, В.

В. Огибенин, А. А. Дорошенко, Я. О. Карымова, Д. Б. Родивилов. // Газовая промышленность. – 2018. – №8 (772). – С. 34-41.

5. Трудноизвлекаемые запасы газа нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири: опыт определения эффективных толщин и оценки подсчётных параметров коллекторов. / Д. Б. Родивилов. // Недропользование XXI век. – 2018. – № 6 (76). – С. 112-119.

*Статьи, опубликованные в прочих изданиях:*

1. Анализ информативности комплекса геофизических исследований скважин на современном этапе изучения сенонских отложений Медвежьего месторождения. / Д. Б. Родивилов, П. Н. Кокарев. // Сборник материалов. VII Тюменский международный инновационный нефтегазовый форум «НЕФТЬГАЗТЭК». – 2016. – С. 150-153. Режим доступа: <http://oilgasforum.ru/upload/doklady.pdf> (дата обращения: 01.02.2018).

2. Оценка газонасыщенности нетрадиционного коллектора сенонских отложений по данным специальных исследований керна и ГИС. / Д. Б. Родивилов, П. Н. Кокарев. // «Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения» (WGRR-2017): Тезисы докладов IV Международной научно-практической конференции. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – С. 65.

3. Разработка комплексной объемно-компонентной модели нетрадиционного коллектора сенонских отложений. / Д. Б. Родивилов // материалы докладов международного научно-практического семинара. Информационные системы и технологии в геологии и нефтегазодобыче. – Тюмень: ТИУ, – 2018. – С. 32-39.

4. Литолого-петрофизическая характеристика «наноколлектора» нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири. / Д. Б. Родивилов, А. А. Дорошенко, Я. О. Карымова, П. Н. Кокарев, В. Г. Мамяшев. // «ГеоЕвразия 2018. Современные методы изучения и освоения недр Евразии»: Труды Международной геолого-геофизической конференции. – Тверь: ООО «ПолиПРЕСС». – 2018. – С. 132-137.

5. Разработка методики выделения эффективных толщин и оценки подсчётных параметров коллекторов трудноизвлекаемых запасов газа нижнеберезовской подсвиты. / Д. Б. Родивилов // «Проблемы развития газовой промышленности»: Сборник тезисов докладов XX научно-практической конференции молодых учёных и специалистов. – Тюмень: ООО «Газпром проектирование». – 2018. – С. 79-80.

6. Разработка комплексной петрофизической модели нетрадиционного коллектора сенонских отложений. / Д. Б. Родивилов, П. Н. Кокарев. // Инновационный потенциал молодых ученых и специалистов ПАО «Газпром»: Материалы научно-практических конференций молодых ученых и специалистов ПАО «Газпром» – призеров 2017 года. – СПб.: ООО «Газпром экспо». – 2018. – С. 52-57.

7. Оценка газонасыщенности «наноколлектора» нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири. / Д. Б. Родивилов, П. Н. Кокарев. // Современные технологии нефтегазовой геофизики: материалы докладов международного научно-практического семинара. – Тюмень: ТИУ. 2019. – С. 89-93.

8. Методические подходы к комплексной интерпретации материалов ГИС и определению подсчётных параметров нетрадиционных коллекторов нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири. / А. А. Нежданов, А. А. Дорошенко, П. Н. Кокарев, А. С. Пережогин, Д. Б. Родивилов, Я. О. Карымова. // Сборник работ лауреатов международного конкурса научных, научно-технических и инновационных разработок, направленных на развитие топливно-энергетической и добывающей отрасли. – М.: Министерство энергетики Российской Федерации, ООО «Технологии Развития». – 2019. – С 23-25.

9. Перспективы разработки содержащих газогидраты залежей Медвежьего месторождения (Западная Сибирь). / С. В. Нерсесов, А. А. Нежданов, В. В. Огибенин, Д. Б. Родивилов. // Газовая промышленность. – 2019. – № 8 (788). – С. 48-55.