

На правах рукописи



Пережогин Александр Сергеевич

**ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СЕНОНСКИХ
ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРА 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 – 2017

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

Научный руководитель: **Нежданов Алексей Алексеевич**
доктор геолого-минералогических наук,
заместитель начальника ИГЦ ООО «Газпром геологоразведка» по научной работе,
г. Тюмень

Официальные оппоненты: **Лобусев Александр Вячеславович**
доктор геолого-минералогических наук,
заведующий кафедрой промышленной геологии
нефти и газа РГУ нефти и газа (НИУ) имени
И.М. Губкина, профессор, г. Москва

Агалаков Сергей Евгеньевич
кандидат геолого-минералогических наук,
директор департамента ГРР Север Западной
Сибири ООО «Тюменский нефтяной научный
центр», г. Тюмень

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

Защита диссертации состоится 25 января 2018 г. в 14:00 на заседании диссертационного совета Д 212.273.05 при Тюменском индустриальном университете (ТИУ) по адресу: 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 56, Институт геологии и нефтегазодобычи, аудитория 113.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотечно-информационном центре ТИУ по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 72, и на сайте www.tyuiu.ru

Отзывы, заверенные печатью учреждения, в 2-х экземплярах просим направлять по адресу: 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 56, ученому секретарю диссертационного совета Д 212.273.05.

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

Автореферат диссертации разослан 9 декабря 2017 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета



Семенова Татьяна Владимировна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы

В настоящий момент ряд крупных газовых месторождений Западной Сибири (ЗС) находится на стадии падающей добычи. Так, на первом введенном в эксплуатацию уникальном газовом месторождении – Медвежьем, запасы сеноманской газовой залежи уже практически близки к полной отработке (пластовое давление упало ниже 1 МПа). Это и другие месторождения с падающей добычей сеноманского газа (Вынгапуровское, Комсомольское, Вынгаяхинское и др.) внесли весомый вклад в экономическое благосостояние Российской Федерации и ПАО «Газпром». Поиски в разрезе этих месторождений новых газовых залежей, пригодных для разработки, имеют большое практическое значение.

С этой точки зрения, сенонские глинисто-кремнистые отложения, с которыми связаны многочисленные газопроявления и низкодебитные притоки газа на многих месторождениях севера Западной Сибири, представляют первоочередной интерес как объект возвратной разработки на месторождениях с выработанными запасами сеноманского газа. Наличие развитой инфраструктуры на уже освоенных месторождениях позволит избежать дополнительных затрат на обустройство и транспортировку добываемого газа, а также других капитальных вложений.

Цель работы

Уточнение геологического строения и оценка перспектив нефтегазоносности нетрадиционных глинисто-кремнистых коллекторов сенона, развитых в северной части ЗС.

Основные задачи исследований:

- создание региональной геолого-геофизической модели турон-сенонских отложений северной части ЗС;
- разработка методических приемов картирования сенонских газовых залежей и наиболее перспективных их зон для заложения скважин на лицензионных участках ПАО «Газпром» в ЗС;

- выявление и анализ перспективных сенонских нефтегазоносных объектов на лицензионных участках ПАО «Газпром» в интервале нижней подсвиты березовской свиты по данным сейсморазведки и комплексного анализа геолого-геофизических данных.

Научная новизна

1. Уточнена геолого-геофизическая модель турон-сенонских отложений ЗС, с учетом трансгрессивно-регрессивного развития бассейна и их клиноформного строения обоснована диахронность границ позднемеловых стратонов, в частности, омоложение кровли газсалинской пачки в западном направлении.

2. Разработана методика прогноза и картирования наиболее продуктивных зон сенонских газовых залежей на основе данных сейсморазведки МОГТ 3D и бурения с использованием динамического анализа, тектоно-диагенетической трещиноватости глинисто-кремнистых резервуаров сенона и результатов картирования временных толщин.

3. По данным сейсморазведки МОГТ, ВСП, акустического каротажа и результатам испытания скважин установлено, что сенонские газовые залежи характеризуется неоднородностью коэффициентов аномальности флюидальных давлений по разрезу, а их большая часть расположена вне зоны метастабильности газогидратов.

Защищаемые положения

1. Уточненная геолого-геофизическая модель турон-сенонских отложений севера ЗС (территория ЯНАО) с высокой оценкой перспектив их газоносности.

2. Методика картирования сенонских газовых залежей и наиболее продуктивных их частей по материалам сейсморазведки МОГТ и бурения. Методика основана на использовании динамического анализа, учете тектоно-диагенетической трещиноватости глинисто-кремнистых резервуаров сенона и картировании их временных толщин для оценки газонасыщенности и прогноза аномально высоких флюидальных давлений.

3. Сенонский газоносный комплекс имеет важное промышленное значение

как возвратный объект разработки на месторождениях с выработанными сеноманскими газовыми залежами (в первую очередь, на Медвежьем месторождении).

Практическая значимость

Результаты выполненных исследований использованы для подготовки успешно реализуемого в настоящее время проекта геологоразведочных работ на сенонские отложения Медвежьего НГКМ.

Методика прогноза наиболее продуктивных зон сенонского резервуара была использована автором для выбора точки заложения и обоснования траекторий горизонтальных стволов сенонских скважин на Медвежьем нефтегазоконденсатном месторождении. Использование горизонтального бурения и многостадийного ГРП позволило впервые в ЗС получить из отложений сенона стабильные притоки газа с устойчивыми промышленными дебитами.

Результаты работы позволяют определить наиболее перспективные площади для ввода сенонских газовых залежей в промышленную разработку на месторождениях ПАО «Газпром». Поэтому оценка ресурсов газа сенонских залежей, выполненная автором, положена в основу программы освоения газовых залежей надсеноманских отложений на ЛУ ПАО «Газпром» в Ямало-Ненецком автономном округе.

Фактический материал и методы исследований

Диссертация основана на обширном геолого-геофизическом материале, включающем стратиграфические разбивки и данные ГИС более чем по 4000 поисковых и разведочных скважин в надсеноманском интервале, проанализированных автором в ходе работы над диссертацией, результаты петрофизических, макро- и микроскопических, биостратиграфических исследований кернового материала из сенонских отложений.

Использованы материалы региональных и площадных сейсморазведочных работ МОГТ 2D и 3D по 16 лицензионным участкам ПАО «Газпром» в ЯНАО, интерпретация которых по многим площадям выполнена лично автором.

Проанализированы опубликованные и фондовые научно-исследовательские работы по изучению сенонских отложений ЗС.

В комплексе проведенных исследований использованы приемы лито- и биостратиграфического, литолого-палеогеографического, формационного и сейсмостратиграфического видов анализа. Используются результаты геолого-геофизических исследований, обработка и интерпретация которых выполнялась с использованием современных программно-технических комплексов.

Личный вклад автора

Автором выполнены сбор, систематизация и анализ материалов по турон-сенонскому перспективному комплексу ЗС. Построены структурные карты и карты изопакит сенонского комплекса и газсалинской пачки. Уточнены контуры продуктивности сенона по большинству ЛУ ПАО «Газпром» в ЗС и проведена оценка ресурсов газа.

Разработана методика выбора наиболее перспективных участков для заложения разведочных скважин на сенонские отложения на основе комплексного анализа геолого-геофизической информации. Проведена интерпретация сейсморазведочных данных МОГТ 3D по ряду месторождений на ЛУ ПАО «Газпром» с целью картирования газовых залежей и полигональной трещиноватости. Автором выполнен выбор точек заложения и направлений горизонтальных стволов разведочных и поисково-оценочных скважин на сенонские отложения.

Апробация работы

Результаты проведенных исследований и основные положения диссертации докладывались на конференциях студентов, аспирантов и молодых ученых: Юбилейной X всероссийской конференции молодых ученых, специалистов и студентов «Новые технологии в газовой промышленности (газ, нефть, энергетика)» (Москва, 2013 г.); V международной молодежной научно-практической конференции «Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность» (Москва 2013 г.); XVIII научно-практической конференции молодых ученых и специалистов ООО «ТюменНИИгипрогаз» (Тюмень 2014 г.);

III Всероссийской молодежной научно-практической конференции «Науки о Земле. Современное состояние» (Шира, 2015 г.); VI Тюменском международном инновационном форуме «НЕФТЬГАЗТЭК», 2015 г.

Публикации

По результатам исследований опубликовано 9 статей, в том числе 3 – в научных журналах, рецензируемых ВАК РФ.

Структура и объем работы

Работа состоит из введения, 4 глав и заключения. Текст изложен на 196 страницах, содержит 89 рисунков, 1 таблицу. Список литературы включает 131 наименование.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

В главе 1 «Состав, строение и условия формирования глинисто-кремнистых пород сенона» кратко рассмотрена история изучения надсеноманских отложений ЗС. Отмечено, что различные вопросы геологии и газоносности этих отложений изучены С.Е. Агалаковым, О.В. Бакуевым, Ю.В. Брадучаном, С.А. Варяговым, С.Г. Галеркиной, Г.Н. Гогоненковым, Ю.Н. Карагодиным, Н.Х. Кулахметовым, М.И. Мишульским, А.Л. Наумовым, А.А. Неждановым, И.И. Нестеровым, В.А. Захаровым, В.М. Подобинной, В.Н. Саксом, М.И. Таначевой, Г.М. Татьяниным, Ю.В. Филипповичем и др. С.Е. Агалаков был первым исследователем, оценившим сенонские отложения как перспективный газоносный комплекс.

В результате проведенных исследований, на основании анализа схем корреляции (рисунок 1) и палеонтологических данных уточнен возрастной диапазон газсалинской пачки, включающей, кроме турона, сенонские слои.

Она приурочена к регрессивной части кузнецово-ипатовского РЦ и прослеживается в виде меридиональной полосы шириной до 200 км, пересекающей всю ЗС от Карского моря до Казахского нагорья. Представлена она глауконитовыми алевритами и песками разной степени уплотненности, разделенными алевритовыми глинами с плавными переходами между литологическими разностями. Мощность изменяется от 10 до 150 м с общей тенденцией увеличения в восточном направлении. В этом же направлении

возрастает доля песчаных образований, достигая максимума в пределах Русскореченского месторождения, где прогнозируется крупная турон-сенонская палеодельта.

Приведена уточненная схема цикличности верхнемеловых отложений, в которой на фоне общего трансгрессивно-регрессивного режима осадконакопления выделены (при помощи сопоставления с глобальной кривой относительных изменений уровня моря III порядка Вейла-Грацианского) отдельные этапы падения уровня моря, с которыми связано накопление песчано-алевритовых отложений газсалинской пачки, и тракт высокого стояния уровня моря (время формирования хэяхинской пачки). Рассмотрены особенности корреляции турон-сенонских отложений по данным сейсморазведки. Приведены доказательства пологоклиноформного строения верхнемеловых отложений ЗС.

С учетом трансгрессивно-регрессивного развития позднемелового бассейна ЗС и принципа Головкинского-Вальтера обоснована диахронность стратиграфических границ верхнемеловых стратонов и необходимость дальнейшего изучения стратиграфии этих отложений.

Изложены результаты анализа лабораторных исследований кернового материала по Етыпуровскому, Медвежьему, Южно-Падинскому, Харампурскому, Ленскому, Южно-Русскому, Заполярному и другим месторождениям. Установлено, что отложения сенона (нижней подсвиты березовской свиты – НПБС) сложены глинистыми опоками и глинами опокovidными. На наиболее изученном в отношении литологии сенона Медвежьем месторождении среднее содержание кремнезема в породах НПБС составляет 82,0 %, из которых 55,6 % приходится на силициты (опал, тридимит, кристобалит) и хемогенный кварц. Кремнистые минералы в виде округлых и кристаллоподобных выделений ультрамикроскопического размера слагают линзы, разделенные глинистыми прослоями. Среди глинистых минералов доминируют монтмориллонит, смешаннослойные образования ряда гидрослюда-монтмориллонит. Обломочный материал алевритовой и мелкопесчаной размерности обогащает отдельные прослои и чаще составляет не более 10% от объема породы.

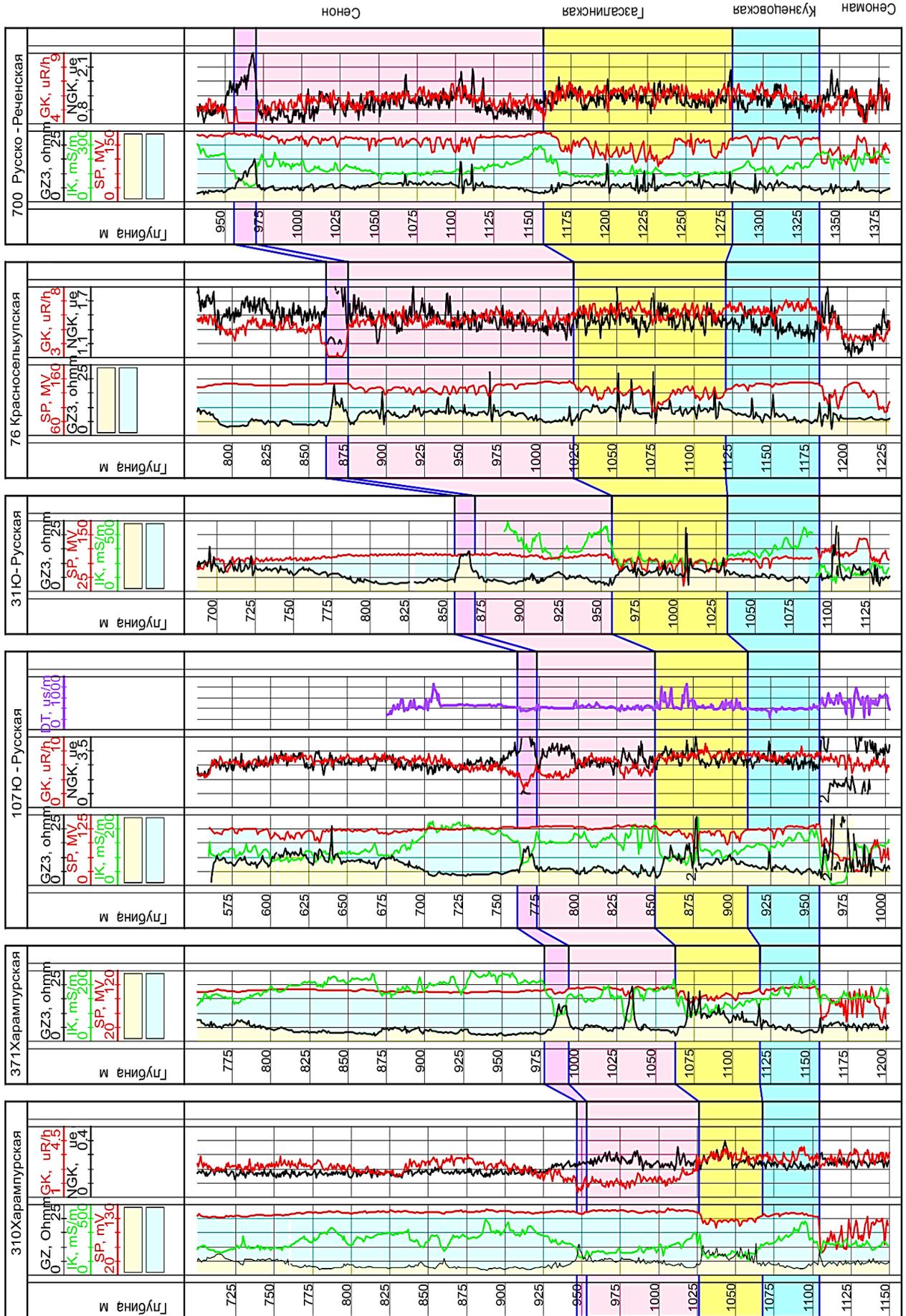


Рисунок 1 – Схема корреляции отложений кузнецово-ипатовского региоциклита от Харампурской до Русско-Реченской площади

Открытая (общая) пористость глинисто-кремнистых пород НПБС по керосину изменяется от 0,21 до 0,39, составляя в среднем 0,32. В кузнецовской свите этот показатель составляет 0,20-0,25. Проницаемость пород НПБС и кузнецовской свиты примерно равная и изменяется от 0,003 мД до 0,60 мД, составляя в среднем 0,09-0,10 мД.

Глинисто-кремнистые породы сенона следует рассматривать как порово-трещинные коллекторы с микропористостью, приуроченной к межглобулярным (межкристаллическим) пространствам кремнистых линз, разделенных глинистыми прослоями с ограниченной трещинной проницаемостью. Т.е. эти породы аналогичны кремнистым коллекторам неогена Окружного месторождения (Сахалин), однако на последнем кремнистые глобулы имеют более крупные размеры – до 10 мкм. В нашем же случае они (кристаллиты, глобулы) имеют размеры не более 1-2 мкм. Отмечено также, что глинистые алевролиты и песчаники газсалинской пачки, распространенные в восточной части ЗС, являются гранулярными коллекторами с низкими (относительно сеномана) фильтрационно-емкостными свойствами.

Затронуты особенности генезиса пород, обогащенных кремнеземом, в частности, рассмотрены гипотезы поступления кремнезема в сенонский бассейн как за счет интенсивного выветривания на водосборных площадях Восточной Сибири, так и вследствие поствулканических процессов в акваториях Ледовитого океана. Обогащение позднемеловых – палеогеновых отложений ЗС биогенно-хемогенным кремнеземом (SiO_2) является отражением глобальной эпохи кремненакопления в истории Земли.

Накопление осадков турона-сенона ЗС происходило преимущественно (на большей ее части) в глубоководно-морском бассейне, при конседиментационных тектонических движениях, которые (наряду с наличием дельтовых источников питания) определяют изменение толщин рассматриваемых отложений, но (в связи с глубоководностью бассейна) не влияют на их литологический состав, который зависит, главным образом, от расстояния до источников питания бассейна терригенным материалом, наличия глубоководных течений.

Описана нефтегазоносность сенонской глинисто-кремнистой формации, которая до проведения специализированных геологоразведочных работ на сенон на Медвежьем месторождении могла оцениваться только на уровне нефтегазопроявлений (нефтенасыщенные породы на Ваньеганском месторождении, повышенные газопоказания, газопроявления и фонтаны дебитом от 0,8 до 20 тыс. м³/сут. на Медвежьем, Комсомольском, Вынгаяхинском, Вынгапуровском, Пурпейском, Ярейском и др. месторождениях). Высокие сорбционные свойства опок и монтмориллонитовых глин, а также значительная способность к набуханию у последних в воде затрудняют изучение их коллекторских свойств, газонасыщенности, а также исключают возможность получения промышленных притоков газа при вскрытии и освоении описываемых отложений в скважинах с технологическими жидкостями на водной основе.

В главе 2 «Разработка методических приемов прогноза и картирования газовых залежей в турон-сенонских отложениях на основе комплексной интерпретации геолого-геофизических данных» анализируются динамические характеристики отраженных волн и другие сейсмические атрибуты по залежам газа в турон-сенонских отложениях. Установлено, что наиболее информативными атрибутами проявления сенонских газовых залежей в сейсмическом волновом поле являются амплитудные аномалии типа «яркое пятно», связанные со снижением акустической жесткости пород и газонасыщенностью, а также увеличенные значения временных толщин сенонского интервала или отдельных его частей.

Интенсивные динамические аномалии «типа залежь» обусловлены резким понижением акустических жесткостей пород нижней подсвиты березовской свиты за счет газонасыщения. Волновая сейсмическая картина в объеме сенонских залежей является неоспоримым свидетельством их существования и масштабности. Такие аномалии выявлены на Медвежьем (рисунок 2), Ямбургском, Вынгаяхинском, Вынгапуровском, Ямсовейском, Северо-Комсомольском, Комсомольском, Губкинском, Южно-Падинском и др. месторождениях.

Наличие газовых залежей в интервале сенонских отложений на этих месторождениях подтверждается повышенными значениями УЭС пород, показаниями газового каротажа и газопроявлениями.

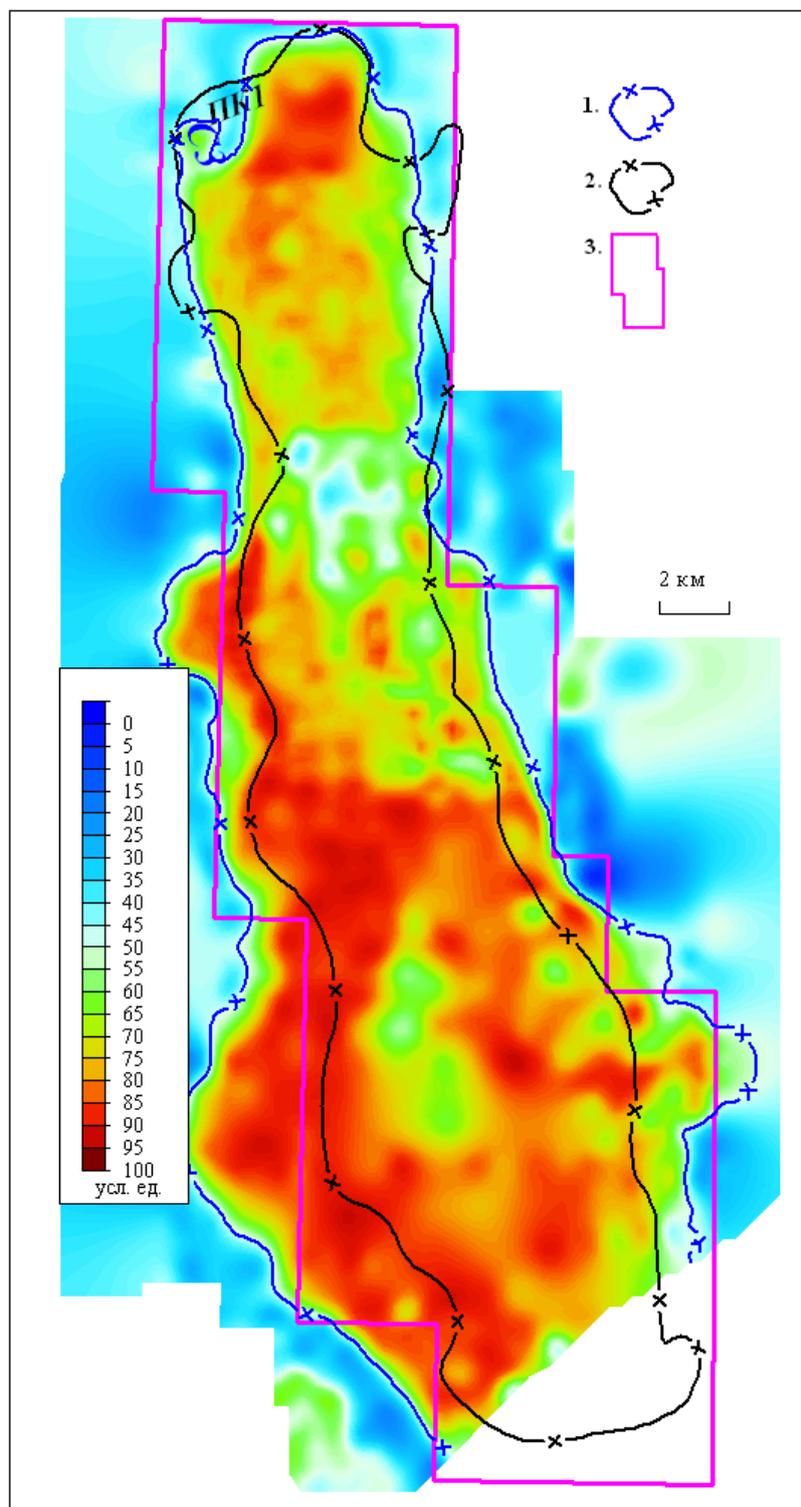


Рисунок 2 – Карта нормированных средних амплитуд в интервале ОВ С₃ Медвежьего НГКМ
1 – контур динамической аномалии ОВ С₃;
2 – контур газоносности пласта ПК₁; 3 – границы ЛУ

Как известно, газонасыщенность пород и аномально высокие флюидальные давления значительно снижают скорость распространения в них сейсмических колебаний. Падение скоростей вызывает увеличение временных толщин соответствующих интервалов разреза. На этом основании, путем детального анализа временных толщин выделены зоны повышенной продуктивности сенонских отложений на Медвежьем месторождении. Получены карты временных толщин, отражающих газонасыщенность и зоны развития улучшенных коллекторов (рисунок 3).

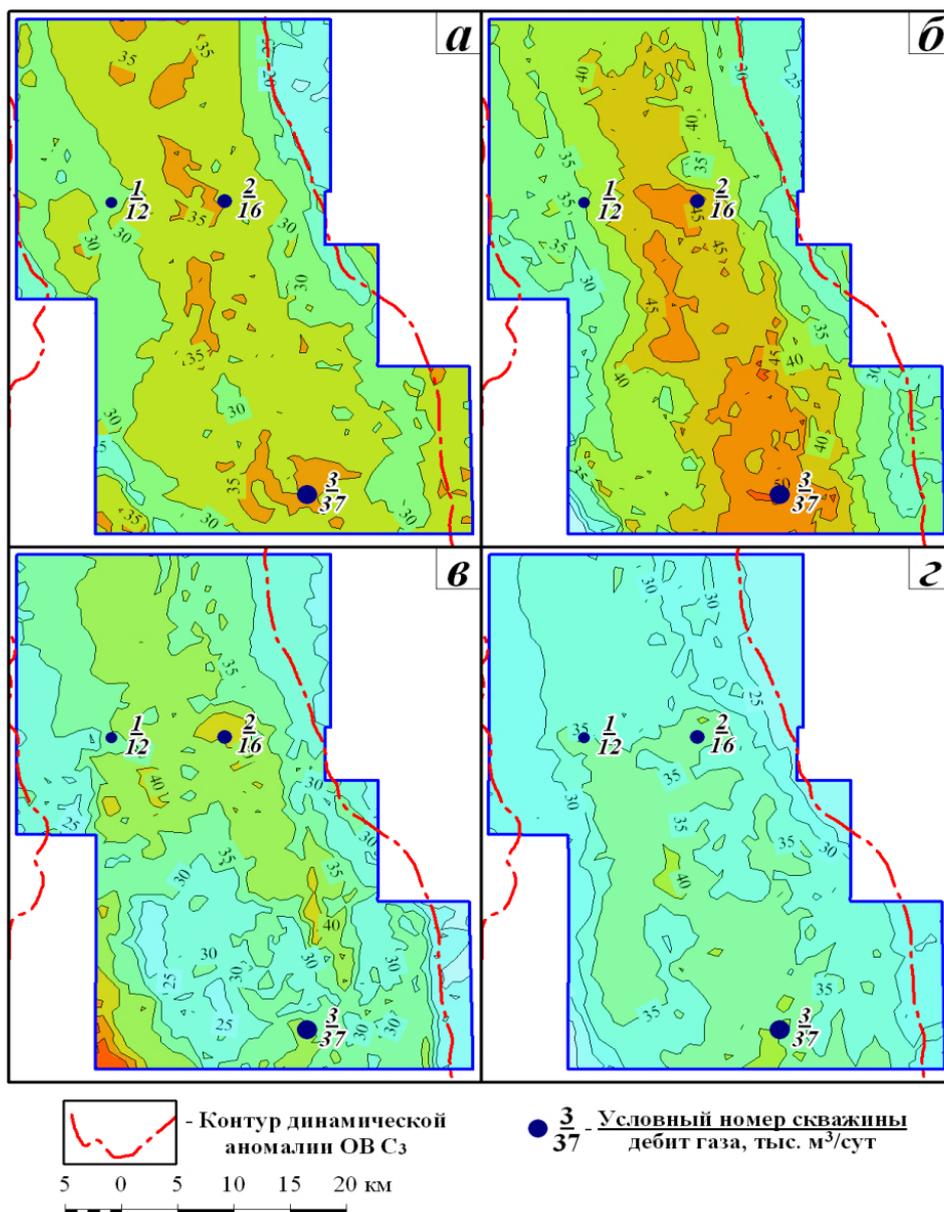


Рисунок 3 – Карты прогнозных изохор между исследуемыми ОГ в интервале турон-сенонских отложений
а – С₃-С₄, б – С₄-С₄₋₁, в – С₄₋₁-С₅, г – С₅-Г

Максимальное увеличение временных толщин наблюдается в интервале C_4-C_{4-1} . Это связано с наибольшей газонасыщенностью данного интервала и более высокими пластовыми (поровыми) давлениями. В южной части, в районе скважины №3, давшей промышленный приток газа дебитом 37 тыс. м³/сут из данного интервала, модельные изохоры возрастают до 53 мс.

На рисунке 4 приведено сопоставление данных по скв. №3 (номера скважин условные) с сейсмическими данными. Интервал сенонских отложений, характеризующийся по данным термометрии и влагометрии как наиболее интенсивно «работающий» газом, приходится на верхнюю часть интервала C_4-C_{4-1} . В остальных интервалах отмечается слабый или крайне слабый приток газа. В скважине №2, которая попадает в зону меньших толщин, по сравнению со скв. №3, дебит газа по результатам испытаний составил порядка 16 тыс. м³/сут газа, а в скважине №1, попадающей в зону меньших толщин, (порядка 35 мс) было получено лишь 12 тыс. м³/сут газа. На крыльях структуры и в пределах крупных дизъюнктивных зон происходит характерное сокращение временных толщин до 25 мс.

В северной части в данном интервале коллекторские свойства и газонасыщенность пород снижаются, поэтому наиболее перспективной для эксплуатационного разбуривания следует признать южную сводовую часть структуры.

На основе данных сейсморазведки МОГТ 3D, акустического каротажа и ВСП с помощью уравнения Итона выполнен прогноз коэффициента аномальности пластовых давлений. В результате было определено, что пластовые давления в пределах залежи распределены неоднородно – коэффициент аномальности в нижней части интервала существенно выше, чем в верхней. Это подтверждается и замерами пластового давления в продуктивных скв. 14, 18, 60, 1С-4С. Данный факт следует учитывать при испытании данного интервала и в процессе разработки.

По данным сейсморазведки МОГТ 3D в сенонских отложениях ЗС установлено широкое распространение характерной полигональной тектоно-

диагенетической трещиноватости, формирующейся за счет дегидратации и перекристаллизации опалового геля в диагенезе и последующих тектонических движений.

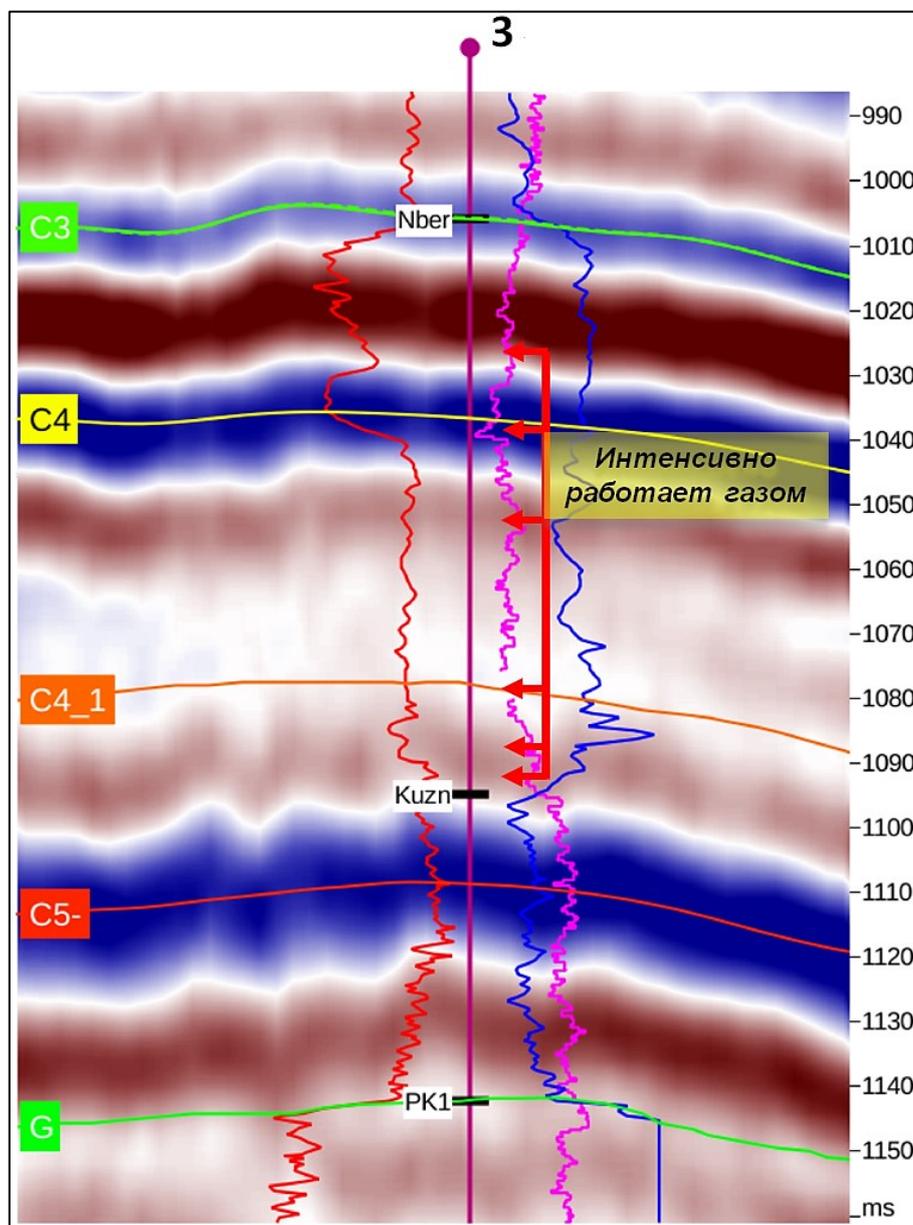


Рисунок 4 – Сопоставление работающих интервалов в скв. №3, выделенных по данным ГИС, с сейсмическим волновым полем

По данным сейсморазведки МОГТ 3D в сенонских отложениях ЗС установлено широкое распространение характерной полигональной тектоно-диагенетической трещиноватости, формирующейся за счет дегидратации и перекристаллизации опалового геля в диагенезе и последующих тектонических движений.

Учет естественной трещиноватости пород имеет большое значение для получения промышленных дебитов УВ из низкопроницаемых пород-коллекторов. Влияние трещиноватости, выявленной по данным сейсморазведки МОГТ 3D, на продуктивность исследуемых отложений, наглядно показано на примере горизонтального ствола скважины 4С Медвежьего месторождения (рисунок 5). Горизонтальный ствол скважины целенаправленно был заложен перпендикулярно направлению описываемой трещиноватости. В результате удалось получить промышленный приток газа дебитом 201 тыс. м³/сут.

По данным термометрии и влагометрии, интервал второго порта, расположенный на отметках от 1496,4 до 1497,6 м по стволу скважины, характеризуется как единственный интенсивно работающий газом. На срезе куба когерентности отчетливо видно, что порт №2 расположен в непосредственной близости от трещины, фиксируемой по данным сейсморазведки. При вскрытии этого интервала произошло увеличение газопоказаний до 19,58%.

Все скважины, как пробуренные, так и проектируемые для изучения газоносности сенона на Медвежьем месторождении, закладываются с учетом закартированной автором по материалам сейсморазведки МОГТ 3D тектоно-диагенетической трещиноватости.

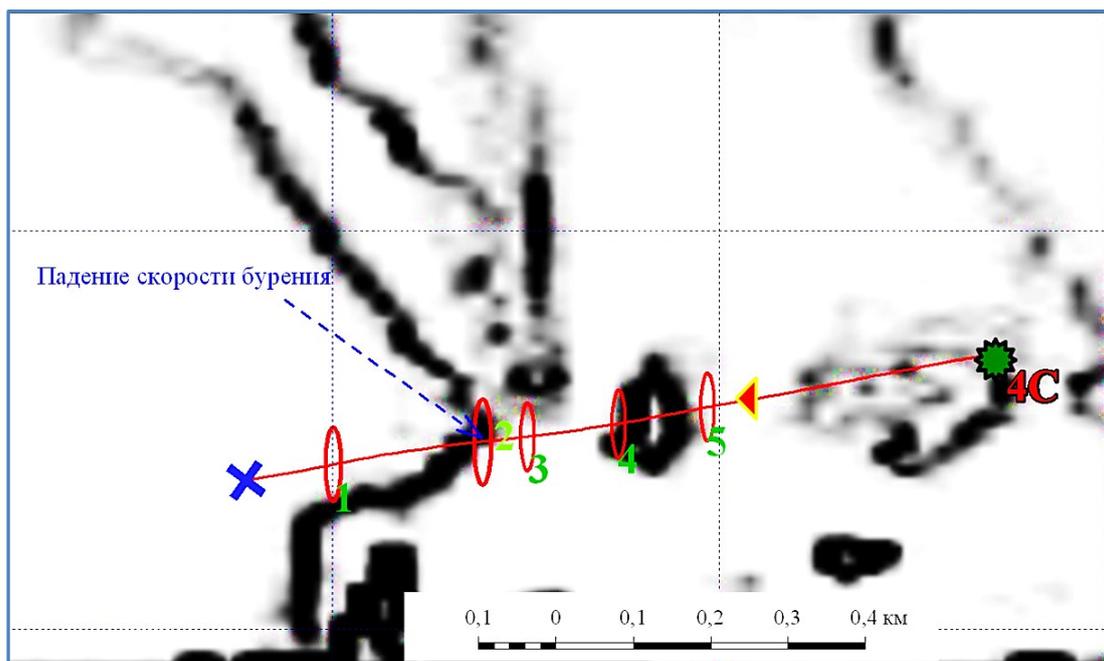


Рисунок 5 – Седиментационный срез куба когерентности на уровне второго порта ГРП скв. 4С Медвежьего месторождения

В главе 3 «Оценка перспектив нефтегазоносности сенонских отложений северной части Западной Сибири» приводится районирование территории бассейна по типам коллекторов и ловушек газа исследуемых отложений, представлен анализ развития бассейна с целью прогноза зон газонакопления в туроне-сеноне. Анализируется структурный план турон-сенонских отложений и степень изученности бурением, керновыми исследованиями и испытаниями скважин, дана характеристика продуктивности, описаны перспективные зоны. Даются рекомендации по дальнейшему изучению газоносности турон-сенонского комплекса.

Установлено, что турон-сенонский газоперспективный комплекс гетерогенен по своему строению и содержит ловушки и залежи двух основных типов. Первый тип связан с газовыми залежами в гранулярных коллекторах (преимущественно глинистых алевролитах с небольшим содержанием песчаной фракции), приуроченных к газсалинской пачке. Залежи газа в газсалинской пачке открыты на Южно-Русском, Харампурском (совместно с Тэрельским и Фестивальным участками), Верхнечасельском, Ленском, Заполярном месторождениях, где получены промышленные притоки газа и определены его запасы по категориям C_1 и C_2 . Они расположены в восточной половине бассейна, где выделена газсалинская пачка, глинизирующаяся в западном направлении.

Залежи газа в газсалинской пачке относятся к структурному типу, осложненному литологическими и, возможно, тектоническими экранами. Газсалинская пачка перспективна в узкой полосе шириной от 50 до 100 км, протянувшейся в субмеридиональном направлении от Харампурского месторождения на юге до Каркасной и Нанадянской структур на севере. Поскольку этот резервуар развит только в крайней восточной части бассейна, а его продуктивность на востоке ограничена зоной продуктивности газоносности сеномана, то и перспективы выявления новых залежей в нем крайне незначительны. Большинство промышленно значимых залежей в этих отложениях уже открыты.

Второй тип газоносности рассматриваемы отложений – это газоносность, связанная с порово-трещинными и трещинно-поровыми глинисто-кремнистыми породами (опоками, опокovidными глинами и глинистыми опоками) сенона. Их газоносность установлена, в основном, в центральных и западных районах ЯНАО по газопроявлениям в процессе вскрытия и проходки сенонских отложений бурением. Отсутствие до недавнего времени промышленных притоков газа из этих отложений объясняется не столько низкими коллекторскими свойствами пород, сколько отсутствием качественных испытаний и современных технологических подходов.

Сенонские газовые залежи относятся к структурно-литологическому типу и контролируются флюидодинамическими процессами. Поэтому сенонские газовые залежи имеют неровную нижнюю границу, которая расположена ниже в разломно-трещинных зонах, которые служили путями поступления газа. Так, на Медвежьем месторождении абсолютные отметки контура газоносности изменяются от минус 980-1000 м на севере и северо-востоке до минус 1120 м на юге. Сенонская залежь не подстилается подошвенными водами и не имеет законтурных вод. Т.е. контур газоносности сенонских залежей определяется заполнением сенонского резервуара газом за счёт глубинной дегазации, которая происходила под сверхвысоким давлением при неотектонических движениях.

Предполагается, что порово-трещинные коллекторы сенона приурочены к глинисто-кремнистым породам нижней подсвиты березовской свиты и локализуются преимущественно в ее верхней части, которая накапливалась в условиях ограниченного поступления терригенного материала в бассейн осадконакопления. Трещинно-поровые коллекторы сенона связаны с более глинистыми разностями глинисто-кремнистых пород и локализованы преимущественно в нижней части разреза нижней подсвиты березовской свиты, отложения которой накапливались в условиях более интенсивного поступления терригенного материала.

Установлено, что сенонский газоносный комплекс характеризуется промышленной газоносностью и значительными ресурсами газа, что позволяет

рассматривать его как объект разработки на обустроенных месторождениях с выработанными запасами сеноманского газа. Однако эти запасы относятся к трудноизвлекаемым. Средняя проницаемость сенонских коллекторов превышает 0,1 мД и составляет, по ограниченным данным, 1,0-10,0 мД. Для извлечения запасов этого газа необходимы «сланцевые» технологии. Использование горизонтального бурения и многостадийного ГРП на Медвежьем месторождении позволило впервые в Западной Сибири получить стабильные притоки газа с устойчивыми промышленными дебитами.

При определении подсчетных параметров глинисто-кремнистых пород-коллекторов сенонских газовых залежей, в частности, остаточной водонасыщенности, традиционными способами возникают сложности из-за высокой глинистости и деформации пустотности этих пород в поверхностных условиях. На примере Медвежьего месторождения обоснована возможность определения подсчетных параметров (коэффициентов газонасыщенности, остаточной водонасыщенности, эффективных газонасыщенных толщин) в пластовых условиях через плотность путем проведения высокоточного гравиметрического каротажа и использования данных лабораторных исследований керна.

В результате проведенной серии расчетов удалось получить график зависимости коэффициента остаточной водонасыщенности для пород различной минералогической плотности (рисунок 6). Полученные результаты свидетельствуют, о том, что значения $K_{ОВ}$ не превышают 0,5 при пористости в пластовых условиях 0,23 (для пород с $\rho_m=2,45$ г/см³) и значительно ниже в более пористых породах той же минералогической плотности и в более глинистых породах с $\rho_m=2,50-2,55$. Следовательно, сенонские отложения, судя и по данным гравиметрического каротажа, преимущественно газонасыщены. Условно, по аналогии с гранулярными коллекторами сеномана, значение пористости 0,23 было взято в качестве граничного, при котором порода способна отдавать газ. Значению пористости 0,23 в пластовых условиях отвечает объемная плотность 1,90 г/см³.

Используя это значение плотности в качестве граничного, мы оценили толщины газонасыщенных пород по данным гравиметрического каротажа в скв. 52. Полученное значение газонасыщенной толщины 50 м позволяет оптимистично рассматривать перспективы газоносности Медвежьего месторождения.

Суммарные ресурсы газа сенона в северной части ЗС на ряде месторождений ПАО «Газпром», оцененные с разными подсчётными параметрами, изменяются от 4,5 до 21,6 трлн. м³, средняя оценка составляет 12,4 трлн. м³. Приведенные оценки ресурсов, скорее всего, отражают разную степень извлекаемости газа. Минимальная оценка более соответствует реально извлекаемому газу, максимальная – геологическим ресурсам газа. Ресурсы газа определяются, при современной стадии изученности, в первую очередь, площадью залежи.

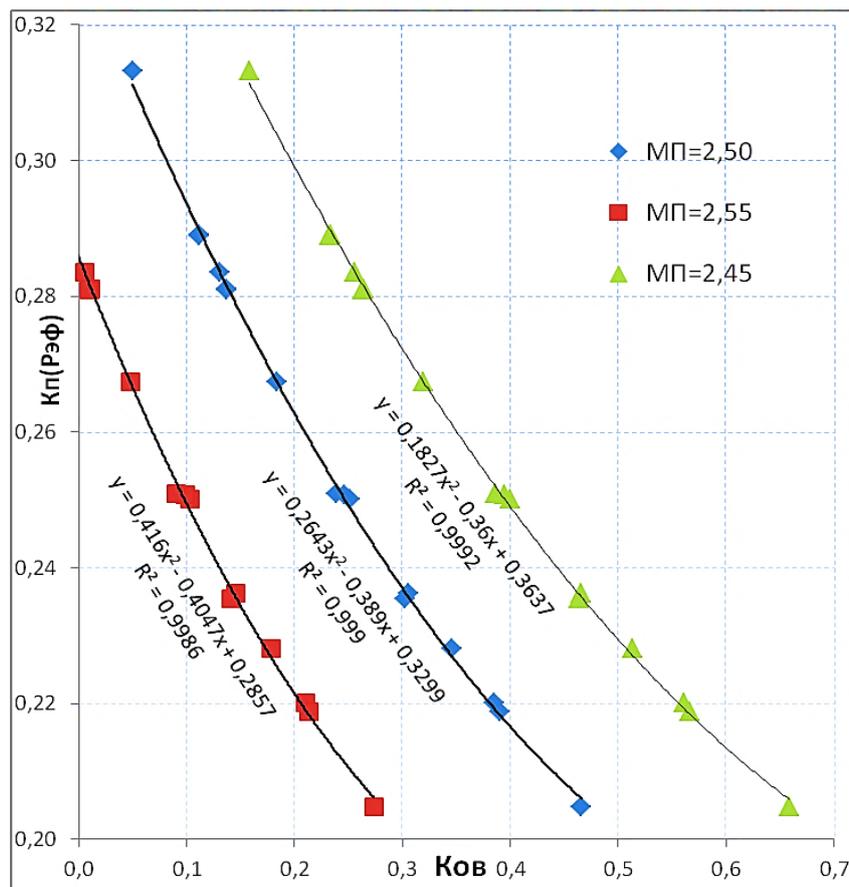


Рисунок 6 – График зависимости между коэффициентом пористости $K_p(P_{эф})$ в пластовых условиях и остаточной водонасыщенностью ($K_{ов}$), рассчитанной с разной минералогической плотностью пород (ρ_m , МП) по гравиметрическим данным

Согласно оценке, наиболее крупной по ресурсам (запасам) газа является сенонская залежь Медвежьего месторождения, несколько меньшей – залежь Ямбургского месторождения.

Учитывая позитивный опыт разработки сланцевых углеводородов за рубежом, наличие промышленных дебитов газа, полученных из сенона на Медвежьем месторождении (с неоптимальным дизайном скважин и ГРП, т.к. в каждой скважине эффективно работал только один порт), полученные оценки ресурсной базы сенона свидетельствуют о несомненной его привлекательности как возвратного объекта разработки на месторождениях с выработанными запасами сеноманского газа.

Также установлено, что по температурным характеристикам в сенонском интервале газогидратные скопления могут присутствовать только на севере п-ова Ямал, на Гыданском п-ове, в Карском море и Большехетской впадине. На территории Надым-Пур-Тазовского региона, в южной части п-ова Ямал сенонские залежи содержат свободный газ.

В главе 4 «Рекомендации по дальнейшему изучению и освоению сенонской глинисто-кремнистой формации» приводятся рекомендации по проведению комплекса геолого-геофизических исследований, необходимых для получения достоверной и более детальной информации о строении и газоносности сенонской глинисто-кремнистой формации. Рекомендуемый комплекс исследований включает в себя сейсморазведочные работы МОГТ 3D с повышенной плотностью наблюдений, расширенный комплекс ГИС, разносторонние исследования кернового материала в т. ч. с использованием инфракрасной спектроскопии, а также использования скважин с применением «сланцевых» технологий, в т. ч. управляемых портов, отдельного освоения нижней и верхней частей разреза сенона, различного дизайна ГРП.

В заключении кратко изложены наиболее важные результаты выполненных исследований, а также основные задачи дальнейшего изучения проблемы газоносности сенона севера ЗС.

СПИСОК РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Статьи, опубликованные в рецензируемых научных журналах, входящих в перечень ВАК РФ:

1. Пережогин, А.С. Перспективы нефтегазоносности сенонских отложений Медвежьего месторождения / А.С. Пережогин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2014. – №3. – С. 26-32.
2. Пережогин, А.С. Определение подсчетных параметров сенонских газовых залежей с помощью гравитационного каротажа / А.А. Нежданов, А.С. Пережогин, И.И. Полын // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – №5. – С. 8-14.
3. Пережогин, А.С. Перспективы освоения сенонского газоносного комплекса севера Западной Сибири / А.А. Нежданов, А.С. Пережогин, А.С. Смирнов // Экспозиция нефть Газ. – 2016. – №6. – С. 42-45.

Статьи, опубликованные в других изданиях:

4. Пережогин, А.С. Выделение зон флюидомиграции на севере Западной Сибири на основе анализа сейсморазведочных данных / А.С. Пережогин // Тезисы докладов Юбилейной десятой всероссийской конференции молодых учёных, специалистов и студентов «Новые технологии в газовой промышленности (газ, нефть, энергетика)» Секция 1. Геология поиски и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. – М: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2013. – С. 28.
5. Пережогин, А.С. Выделение флюидоактивных зон на лицензионных участках ОАО «Газпром» в ЯНАО на основе комплексного анализа геолого-геофизических данных / А.С. Пережогин // Тезисы докладов V Международной молодежной научно-практической конференции «Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность» Секция 1. Геология и разработка нефтегазовых месторождений, бурение и подземное хранение газа. – М: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – С. 43.

6. Пережогин, А.С. Выявление мегатрещиноватости сенонских отложений в пределах Медвежьего НГКМ на основе комплексного анализа геолого-геофизических данных / А.С. Пережогин // Тезисы докладов XVIII научно-практической конференции молодых ученых и специалистов ООО «ТюменНИИгипрогаз» Секция 1. Геология, поиск и разведка месторождений углеводородов – Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2014. – С 34-35.

7. Пережогин, А.С. Прогноз зон повышенной продуктивности сенонских отложений на одном из месторождений Западной Сибири на основе комплексирования геолого-геофизических данных / А.С. Пережогин // Тезисы докладов III Всероссийской молодежной научно-практической конференции «Науки о Земле. Современное состояние» – Новосибирск: Редакционно-издательский центр НГУ, 2015. – С. 68-69.

8. Пережогин, А.С. Роль надсеноманского перспективного комплекса Западной Сибири в поддержании уровня добычи в ЯНАО / А.С. Пережогин // Сборник материалов VI Тюменского международного инновационного форума «НЕФТЬГАЗТЭК» – Салехард: Печатник, 2015. – С. 336-339.

9. Пережогин, А.С. Определение подсчетных параметров сенонских газовых залежей с помощью гравитационного каротажа [Электронный ресурс] / А.А. Нежданов, А.С. Пережогин // Сборник материалов VII Тюменского международного инновационного нефтегазового форума «НЕФТЬГАЗТЭК» 21-22 сентября, 2016, г. Тюмень. – С. 134-137. – Режим доступа: <http://oilgasforum.ru/upload/doklady.pdf> (дата обращения: 10.11.2016).