

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

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

Диссертация на соискание ученой степени  
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:  
доктор геолого-минералогических наук,  
Нежданов Алексей Алексеевич

Тюмень – 2017

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ОГЛАВЛЕНИЕ.....</b>	<b>2</b>
<b>ВВЕДЕНИЕ.....</b>	<b>4</b>
<b>1. СОСТАВ, СТРОЕНИЕ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ГЛИНИСТО-КРЕМНИСТЫХ ПОРОД СЕНОНА .....</b>	<b>9</b>
1.1 Стратиграфия турон-сенонских отложений.....	9
1.2 Корреляция надсеноманских отложений по данным сейсморазведки .....	34
1.3 Литолого-минералогическая характеристика турон-сенонских отложений .....	39
1.4 Условия формирования турон-сенонских отложений Западной Сибири.....	66
1.5 Нефтегазоносность сенонской глинисто-кремнистой формации .....	79
<b>2. РАЗРАБОТКА МЕТОДИЧЕСКИХ ПРИЕМОВ ПРОГНОЗА И КАРТИРОВАНИЯ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В ТУРОН-СЕНОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ .....</b>	<b>88</b>
2.1 Использование динамического анализа для картирования газовых залежей в отложениях сенонской глинисто-кремнистой формации .....	88
2.2 Прогноз коэффициента аномальности сенонских газовых залежей с использованием уравнения Итона .....	110
2.3 Методика определения зон повышенной продуктивности с помощью анализа временных толщин.....	119
2.4 Картирование тектоно-диагенетической трещиноватости сенонских отложений с помощью анализа палеогеоизохронных слайсов .....	133
<b>3. ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СЕНОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ .....</b>	<b>142</b>
3.1 Районирование территории бассейна по типам коллекторов и ловушек газа в турон-сенонских отложениях.....	142
3.2 Определение подсчетных параметров сенонских пород-коллекторов .....	146
3.3 Оценка ресурсов сенонской глинисто-кремнистой формации .....	159
3.4 Выделение скоплений газогидратов в глинисто-кремнистых отложениях сенона на территории ЯНАО .....	163
<b>4. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ДАЛЬНЕЙШЕМУ ИЗУЧЕНИЮ И ОСВОЕНИЮ СЕНОНСКОЙ ГЛИНИСТО-КРЕМНИСТОЙ ФОРМАЦИИ .....</b>	<b>173</b>
4.1 Сейсморазведочные работы МОГТ.....	173
4.2 Комплекс ГИС.....	174
4.3 Петрофизические исследования .....	176

4.4 Испытание скважин и применение «сланцевых» технологий .....	177
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....</b>	<b>180</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....</b>	<b>183</b>

## ВВЕДЕНИЕ

### *Актуальность темы*

В настоящий момент ряд крупнейших 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». Поэтому 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.

Как строение, так и газоносность сенонских отложений изучены очень слабо, поэтому *цель работы* – уточнение геологического строения и оценка перспектив нефтегазоносности нетрадиционных глинисто-кремнистых коллекторов сенона в северной части Западной Сибири (ЗС).

### *Основные задачи исследований:*

- Создание региональной геолого-геофизической модели надсеноманских отложений в северной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна.
- Разработка методических приемов картирования наиболее перспективных зон для заложения скважин на отложения нижней подсвиты березовской свиты по данным сейсморазведки МОГТ и бурения на лицензионных участках ПАО «Газпром» в Западной Сибири.

- Выявление, анализ и оценка ресурсов газа перспективных газоносных объектов на лицензионных участках ПАО «Газпром» в интервале нижней подсвиты березовской свиты по данным сейсморазведки и комплексного анализа геолого-геофизических данных с использованием современных программно-технических комплексов.

### ***Научная новизна***

1. Уточнена геолого-геофизическая модель турон-сенонских отложений ЗС, с учетом трансгрессивно-регрессивного развития бассейна 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 траектории горизонтальных стволов скв. 4С и 3С на Медвежьем нефтегазоконденсатном месторождении. Использование горизонтального бурения и многостадийного ГРП позволило впервые в Западной Сибири получить из отложений сенона стабильные притоки газа с устойчивыми промышленными дебитами.

Результаты работы позволяют определить наиболее перспективные объекты для разведки и 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. Проана-

лизированы 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 сейсмо-разведочных 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 «ТюменьНИИГипрогаз» (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 работ, в том числе 3 научных статьи в журналах, рецензируемых ВАК РФ.

### ***Структура и объем работы***

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

### ***Благодарности***

Диссертация выполнена в процессе обучения в аспирантуре при ТюмГНГУ, научных исследований в ООО «ТюменНИИГипрогаз» и работы в ООО «Газпром геологоразведка» под руководством доктора геолого-минералогических наук А.А. Нежданова, которому автор искренне признателен за поддержку, ежедневные научные консультации и помощь в выполнении работы.

Автор выражает искреннюю благодарность коллегам из ООО «Газпром геологоразведка», в обсуждениях с которыми также решались важные вопросы диссертационного исследования.

# 1. СОСТАВ, СТРОЕНИЕ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ГЛИНИСТО-КРЕМНИСТЫХ ПОРОД СЕНОНА

## 1.1 Стратиграфия турон-сенонских отложений

Сенонский надъярус (Сенон, от Senones – лат. название г. Сене на р. Йонне во Франции) – подразделение верхнего отдела меловой системы. Впервые сенон был выделен в ранге яруса выдающимся французским естествоиспытателем А. д'Орбиньи в 1842 г., наряду с сеноманским и туронским [13, 40, 84]. В 1857 г. геолог Г. Кокан в разрезах Аквитании выделил четыре самостоятельных яруса, в совокупности, соответствующие стратиграфическому интервалу, занимаемому сеноном: коньякский по названию г. Коньяк, расположенного в западной части департамента Шаранта во Франции; сантонский – по названию д. Сантес во Франции; кампанский, получивший свое название от провинции Шампань и дордонский, названный по департаменту Дордонь во Франции. Эти ярусы, за исключением дордонского, получили всеобщее признание и были включены в стратиграфические схемы. Дордонский ярус, соответствующий выделенному ранее маастрихтскому, по праву приоритета был заменен последним. Маастрихтский ярус был выделен А. Дюмоном в 1849 г, по названию г. Маастрихт в южной части Голландской провинции Лимбург [92]. Впоследствии термин «сенонский ярус» приобрёл значение надъяруса, а отложения, соответствующие сенону, были подразделены на коньякский, сантонский, кампанский и маастрихтский ярусы.

Согласно региональной стратиграфической схеме районирования верхнемеловых отложений, принятой решением шестого Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири [75] в интервале турон-сенонских отложений выделяются следующие свиты: кузнецовская, березовская, ганькинская, танамская и часельская. Следует отметить, что две последние свиты выделены только в Тазовском районе и имеют площадь распространения около 25

тысяч км<sup>2</sup>, в то время, как три остальные – более 1,5 млн. км<sup>2</sup>. Поэтому выделение часельской и танамской свит вряд ли является оправданным.

Отмеченные верхнемеловые свиты, согласно РСС – 2004, имеют следующие особенности строения и состава:

*Кузнецовская свита (K<sub>2</sub> kz)* выделена Н.Н. Ростовцевым в 1955 г. по опорной скважине у пос. Кузнецово, на р. Тавда (Свердловская обл.) [77]. Свита сложена глинами серыми и зеленовато-серыми, с зернами глауконита. В краевых частях с прослоями глауконитовых алевролитов и песков. На севере в нижней части содержит прослой слабобитуминозных разностей. В основании пески алевролиты, слабосортированные, с фосфатными стяжениями. По всему разрезу встречаются пиритизированные водоросли, чешуя рыб. Отмечены остатки раковин моллюсков *Baculites romanovskii*, *Inoceramus cf. labiatus*. Установлены комплексы фораминифер с *Pseudoclavulina hastata hastata*, *Gaudryinopsis filiformis angusta*, комплексы диноцист. По этим органическим остаткам возраст свиты датирован туроном. Мощность свиты 40 – 110 м.

В восточной части области распространения кузнецовской свиты (Тазовский район и северо-восточная часть Ямало-Тазовского района) ее верхняя часть опесчанивается и выделяется в объеме газсалинской пачки (стратотип был принят по скв. 3 Тазовской). Эта пачка сложена мелкозернистыми песчаниками (песками) и алевролитами, однородными, хорошо отсортированными, прослоями – с зернами глауконита, часто – с прослоями темно-серых и зеленовато-серых морских глин. Встречаются крупные обломки раковин иноцерам, например, *Inoceramus kleini* G.Muller. Отмечен комплекс фораминифер с *Pseudoclavulina hastata hastata*–*Neobulimina albertensis*, *Cibicides westsibiricus* туронского возраста. В РСС 2004 г. мощность пачки показана в объеме 10-115 м, по возрасту пачка датирована туроном. Газсалинская пачка (рисунок 1.1) перекрыта маломощной (5 – 20 м) глинистой пачкой, сложенной серыми глинами с включениями глауконита и комплексом фораминифер с *Ammobaculites dignua* –*Pseudoclavulina hastata adtoma*. По схеме эта пачка отнесена к самым низам коньяка.



*Березовская свита* (K2 br) выделена Н.Н. Ростовцевым в 1955 г. по опорной скважине в пос. Березово, Тюменской обл. Свита распространена в западной и северо-западных частях ЗС. В верхней части серые, зеленовато-серые глины с редкими прослоями опоковидных глин, в нижней — опоковидные глины и опоки. Расчленяется на две подсвиты [77]. Залегаёт на кузнецовской и мугайской свитах, перекрывается ганькинской свитой. В центральной и южной частях ЗС стратиграфическим аналогом являются славгородская и ипатовская свиты.

*Нижняя подсвита березовской свиты*, характеризующаяся повышенным содержанием кремнистого материала, представлена темно-серыми с зеленовато-голубоватым оттенком опоками и опоковидными глинами с редкими прослоями глинистых алевролитов и мелкозернистых песчаников. В комплексе встречается много микрофитопланктона. На северо-востоке территории в кровле подсвиты обособляется регионально прослеживающийся пласт темно-серых, почти черных, плотных, крепких кремнистых пород-органогенных силицитов мощностью до 25 м. Этот пласт выделяется в качестве литологического и электрокаротажного репера под названием “кремнистый аргиллит”. Одновременно он известен как сейсмоотражающий горизонт С<sub>3</sub>. В скв. 20 Заполярной площади пласт представлен черными плотными породами, содержание кремнезема в которых достигает 90 %, т.е. это типичный осадочный кремнь, или кремнистое стяжение. Возраст нижней подсвиты березовской свиты показан в РСС – 2004 коньяк – сантонским, хэяхинская пачка, залегающая в кровле подсвиты, отнесена к самым верхам сантона. Толщина подсвиты от 40 до 120 м.

*Верхняя подсвита березовской свиты* сложена преимущественно глинами темно-серыми, с зеленоватым оттенком, слабоалевритистыми и алевритистыми, с редкими прослоями опоковидных глин и опок. Содержит конкреции пирита, сидерита, зерна глауконита, комплексы фораминифер с *Spiroplectamina optata*, *Spiroplectamina senonana roscurica* – *Spiroplectamina lata*, комплекс радиолярий с *Prunobrachium articulatum* и *Euchitonidae*, *Pronobraehium eraason* и *Dictyomitra uralia*. Толщина подсвиты 40 – 150 м. Возраст подсвиты датирован кампаном. На рассматриваемой нами территории опок и опоковидных глин в разрезе верхней

подсвиты березовской свиты не отмечено, они локализованы в нижней подсвите березовской свиты.

*Ганькинская свита* ( $K_2-P_1$  gn), перекрывающая березовскую свиту, сложена глинами серыми, с зеленоватым оттенком, известковистыми и известковыми, с прослоями мергелей аналогичной окраски, а также тонкими прослоями глинистых алевролитов, с редкими включениями глауконита, пиритизированными водорослями, обломками раковин моллюсков. Возраст свиты (самые верхи кампана – маастрихт) датирован по комплексам фораминифер с *Brotzenella praecuta*, *Spiroplectamina kasanzevi*, *S. variabilis*-*Gaudryina rugosa*, *S. optata*. Мощность ганькинской свиты, судя по РСС - 2004 изменяется на рассматриваемой территории от 25 до 240 м. Наличие хемо-биогенного кремнезема в отложениях свиты не отмечено, однако в западном направлении (Полярное и Приполярное Зауралье) ганькинская свита замещается диатомитами глинистыми и диатомовыми глинами, которые отнесены к верхней части разреза леплинской свиты. Поэтому обогащение отдельных прослоев ганькинской свиты в западной части рассматриваемой территории (например, Надымский район) кремнеземом вполне возможно. Это объясняет газоносность ганькинской свиты на Ямсовейском месторождении.

В Тазовском районе показаны (РСС – 2004) часельская и танамская свиты, выделенные ранее Н.Х. Кулахметовым и М.И. Мишульским [39]. Первая является полным аналогом березовской свиты и также делится на две подсвиты, причем нижняя по литологическому составу идентична нижней подсвите березовской свиты. Верхняя же подсвита представленная не глинами, как верхняя подсвита березовской свиты, а переслаиванием глин и алевролитов, имеет (по РСС – 2004) мощность 400-450 м против 40-150 м мощности верхней подсвиты березовской свиты. Выделение «локальной» часельской свиты, которая развита только в одном, небольшом по площади Тазовском районе не имеет никакого смысла, т.к. остальные стратоны верхнего мела имеют широкое площадное распространение. Юго-восточнее рассматриваемой территории в Омско-Ларьякском и Колпашевском районах развиты ипатовская и славгородская свиты, которые по возрасту аналогичны, соответственно, нижней и верхней подсвитам березовской свиты, но име-

ют более песчаный состав, т.к. приближены к источникам питания бассейна обломочным материалом. Ипатовская свита преимущественно песчаная, славгородская – преимущественно глинистая, но содержит отдельные песчаные прослои. В Тазовском районе, который расположен восточнее Ямало-Тюменского, разрезы верхнего мела должны быть более опесчаненными, что реально и наблюдается. Но это не является основанием для выделения здесь самостоятельной часельской свиты. На эту территорию можно распространить березовскую свиту, т.к. литологические изменения коньяк – кампанских слоев по отношению к березовской свите незначительны.

Танамская свита была выделена в Туруханском районе [77], значительно восточнее Тазовского района, где отложения маастрихта опесчанены. В Тазовском же районе этот интервал разреза имеет песчано-глинистый состав с преобладанием глин, поэтому выделение здесь танамской, а не ганькинской свиты вряд ли оправдано. Мощность танамской свиты показана в Тазовском районе 100 м, что намного ниже, чем у ганькинской свиты (см. рисунок 1.1). Если выделять в Тазовском районе ганькинскую свиту в полном объеме, а также березовскую свиту, то и толщина верхней подсвиты березовской свиты будет меньше, чем она показана для верхней подсвиты часельской свиты. О том, что выделение часельской и танамской свит не целесообразно, ранее уже писали Ю.В. Филиппович и Л.В. Лапина [90].

В Западном направлении происходит опесчанивание надсеноманских отложений верхнего мела, что свидетельствует о наличии западного источника поступления обломочного материала и о выраженности данной территории в палеорельефе. Поэтому в районе восточного склона Урала и Зауралья выделяют мугайскую, камышловскую, зайковскую и высокогорскую свиты.

Мугайская свита туронского возраста, представленная глинами гидрослюдисто-каолиновыми алевритистыми пепельно-серыми, переслаивающимися с кварцевыми глинистыми алевролитами, является прибрежно-морским аналогом кузнецовской свиты. Толщина свиты не превышает 30 м. Для отложений мугайской свиты характерно также наличие оолитовых железняков и сидерита. В скв. 3,

пробуренной Тюменским геологоразведочным управлением на Ингалинской площади вскрыта железорудная толща, которую некоторые геологи относят к отложениям туронского возраста, хотя наличие среди подстилающих отложений опок указывает на большую вероятность раннесенонского возраста железорудного горизонта [87].

Камышловская свита названа по г. Камышлову в Свердловской области коллективом авторов [87], распространена узкой полосой вдоль восточного склона Урала. Свита согласно залегает на отложениях кузнецовской свиты и является прибрежно-морским аналогом ипатовской свиты. Первоначально выделялась как пачка, затем на уральском стратиграфическом совещании в 1963 г. была переведена в ранг свиты. Свита сложена песчано-алевритовыми породами сложного минерального состава: кварц-глауконитовыми, глауконит-кварцевыми, реже кварцевыми с опоковым, глинистым, иногда известковистым цементом. Песчаники с известковистым цементом и известковистые пески встречаются в долинах рек Ляля и Актая, в Каменской районе, в бассейне р. Миасса, в районе г. Шумихи. К востоку от г. Верхотурья и в нижнем течении р. Мугая среди осадков свиты залегают тонкие прослои фосфоритов и фосфоритизированных опок, которые протягиваются неширокими полосами вдоль выступов складчатого фундамента. В нижнем течении р. Течи между выступами пород фундамента в верхней части разреза залегают гидрогетит-глауконит-лептохлоритовые породы мощностью до 7 м, известные под названием Синаро-Теченских железных руд. Мощность свиты чаще всего колеблется от 10 до 20 м, иногда до 50 м.

Зайковская свита прибрежно-морского генезиса сантон-кампанского возраста согласно залегает на породах камышловской свиты. В наиболее полных разрезах выделяются две подсвиты: нижняя, более кремнистая, и верхняя, глинистая. Нижняя часть свиты в восточной части площади сложена опоками и глинистыми опоками, иногда с отдельными гнездообразными скоплениями глауконита, выше по разрезу – аргиллитами с редкими тонкими прослоями алевролита. К западу, в зоне, где мощность отложений сокращается, наблюдается увеличение содержания алевритовой фракции, появляются прослои песчаника. В районе Северного За-

уралья свита сложена бейделлит-монтмориллонитовыми глинами с прослоями опок и диатомитов. Верхняя подсвита, представлена зеленовато-серыми глинами с прослоями глинистых опок. Границей между подсвитами являются слои с фауной *Oxytoma tenuicostata* Roem. Мощность нижней подсвиты достигает 200 м, а верхней 50 м.

В районе Полярного и Приполярного Зауралья выделяется Усть-Маньинская свита, названная по пос. Усть-Манья Ханты-Мансийского автономного округа. Расположена в бассейне рек Северная Сосьва и Сыня, с запада ограничена палеозойскими образованиями Урала, на востоке фациально замещается отложениями верхней подсвиты березовской свиты.

Свиты и их части в отложениях верхнего мела объединены в более крупные латеральные стратонны – горизонты. Для рассматриваемой части разреза это (снизу-вверх) кузнецовский, ипатовский, славгородский и ганькинский горизонты (см. рисунок 1.1). Кремнистые породы локализованы в свитах, относящихся к ипатовскому горизонту. Это (на рассматриваемой территории) нижняя подсвита березовской свиты, нижняя подсвита часельской свиты, ипатовская свита. В соответствии с РСС-2004 возраст кремнистых (кремнисто-глинистых) пород датирован коньяком – сантоном. В Усть-Енисейском районе верхнемеловые отложения изучены в обнажениях, где А.А. Захаровым и др. [82] опоки и опокovidные глины салпадинской свиты датированы кампаном. Это наиболее высокий стратиграфический уровень распространения кремнистых пород. Салпадинская свита относится к славгородскому горизонту. Это не единственная стратиграфическая проблема верхнего мела. Вызывает споры возрастной диапазон газсалинской пачки, которая в РСС-2004 датирована туроном, а по мнению С.Г. Галеркиной и др. [18], Н.Х. Кулахметова и др. [37, 38] образует единый резервуар с ипатовской свитой коньяк-сантонского возраста. С.Е. Агалаков и Ю.В. Брадучан [3, 4, 14] считают, что на сегодняшний день существует проблема возраста хэяхинской пачки – кремнистого репера (маркирующего горизонта) в кровле нижеберезовской свиты. Эти кремнистые образования либо нельзя считать изохронными, либо следует пересмотреть существующие палеонтологические определения [69].

Биостратиграфия верхнего мела Западной Сибири изучена по парастратиграфическим группам ископаемых – преимущественно это фораминиферы, видовой состав комплексов которых в значительной степени подвержен фациальному контролю. Хотя в этих отложениях установлены разнообразные и богатые по видовому составу комплексы микрофауны, между исследователями – палеонтологами нет единого мнения о возрастном диапазоне поздне меловых литостратонов. В РСС позднего мела – палеогена отражена коллективная, в некоторых отношениях компромиссная точка зрения, которую не разделяет В.М. Подобина – одна из наиболее авторитетных исследовательниц биостратиграфии верхнего мела. Кроме детального изучения состава комплексов фораминифер, что легло в основу датировки возраста вмещающих отложений, ею были выполнены палеоэкологические исследования [67-69]. Так, анализ изменения таксономического состава комплексов фораминифер позволил В.М. Подобиной выделить трансгрессивные и регрессивные этапы седиментационных циклов. В моменты широкого распространения трансгрессий обнаружены морфологически более организованные раковины фораминифер, а в регрессивные этапы преобладают примитивные формы [67, 68].

Для трансгрессивных этапов развития Западно-Сибирского бассейна в мезозое – кайнозое характерно изобилие фораминифер рода *Gaudryinopsis*, отдельные виды которых имеют широкое латеральное распространение и относительно узкий стратиграфический диапазон (рисунок 1.2). Для рассматриваемых отложений – это вид *Gaudryinopsis angustus* Podobina, который широко распространен в трансгрессивных тонкоотмученных глинах, залегающих в нижней части разреза кузнецовской свиты; *Gaudryinopsis vulgaris* (Kuprianova) – широко распространенный в нижних, трансгрессивных слоях верхней подсвиты березовской свиты.

На завершающих, регрессивных этапах циклов установлены палеоценозы примитивно устроенных фораминифер, что характерно для обмелевшего, возможно, несколько опресненного бассейна. Так, для нижней подсвиты березовской свиты характерен обедненный комплекс агглютинирующих фораминифер с *Dicsorbus sibiricus*, *Ammobaculites gignus* – *Pseudoclavulina hastata hastata* и др.; к концу сантонского века (при накоплении верхних слоев славгородской свиты)



Между нижними и верхними слоями кампана отмечается выпадение из разреза ряда средних фораминиферовых зон, установленных на Русской платформе, что интерпретируется как наличие размыва, связанного с восходящими тектоническими движениями [69]. Такой вывод не выглядит убедительным, даже учитывая сокращение толщин сенонских отложений в сводах антиклинальных структур, т.к. формирование тонкозернистых сенонских отложений происходило на довольно больших глубинах (первые сотни м), что исключает их волновую эрозию. Своды антиклинальных структур отставали в темпах погружения от смежных прогибов, поэтому на сводах мощности синхронных с прогибами отложений несколько меньше.

Вместе с тем приуроченность определенных «трансгрессивных» комплексов фораминифер к фациям (возрастное скольжение которых является законом) резко снижает их стратиграфическое значение. Возможно, по этой причине циклы В.М. Подобиной имеют несколько иной возрастной диапазон по сравнению с принятой РСС верхнего мела. По ее мнению, ипатовский горизонт (нижняя подсвита березовской свиты) датируется коньяком, а по РСС он охватывает и сантон. Славгородский горизонт (верхняя подсвита березовской свиты) по В.М. Подобиной отвечает сантону, а по РСС – кампану, ганькинская свита, соответственно, кампану-маастрихту (В.М. Подобина) и маастрихту (РСС).

В.М. Подобина [67], изучив условия обитания широко распространенных в ЗС фораминифер отряда *Ataxophragmiida*, пришла к выводу о том, что в трансгрессивные этапы появляются характерные типы фораминифер, встречающиеся как в более древних (верхняя юра, неоком), так и молодых (апт-альб, поздний мел) отложениях. В.М. Подобина называет их видами-двойниками. Как тут не вспомнить знаменитую речь Д.В. Наливкина на Всесоюзном палеонтологическом совещании 1948 г., [60] в которой он обличал палеонтологов в том, что они по-разному называют одни и те же организмы, встречающиеся в разных (по возрасту) отложениях. Очевидно, что стратиграфическая роль таких видов-двойников очень мала. Возможно, по этой причине (экологический контроль распространения фораминифер и большая длительность существования отдельных таксонов),

биостратиграфическая датировка стратонов верхнего мела ЗС столь неоднозначна.

Противоречия в биостратиграфической датировке возраста стратонов позднего мела во-многом связаны и с цикличностью их формирования, обусловленной трансгрессивно-регрессивным развитием позднемелового бассейна ЗС [34, 10]. По мнению А.А. Нежданова [55] рассматриваемые отложения входят в состав двух региональных циклитов трансгрессивно-регрессивного режима – в кузнецовско-ипатовский и славгородско-ганькинский (рисунок 1.3).

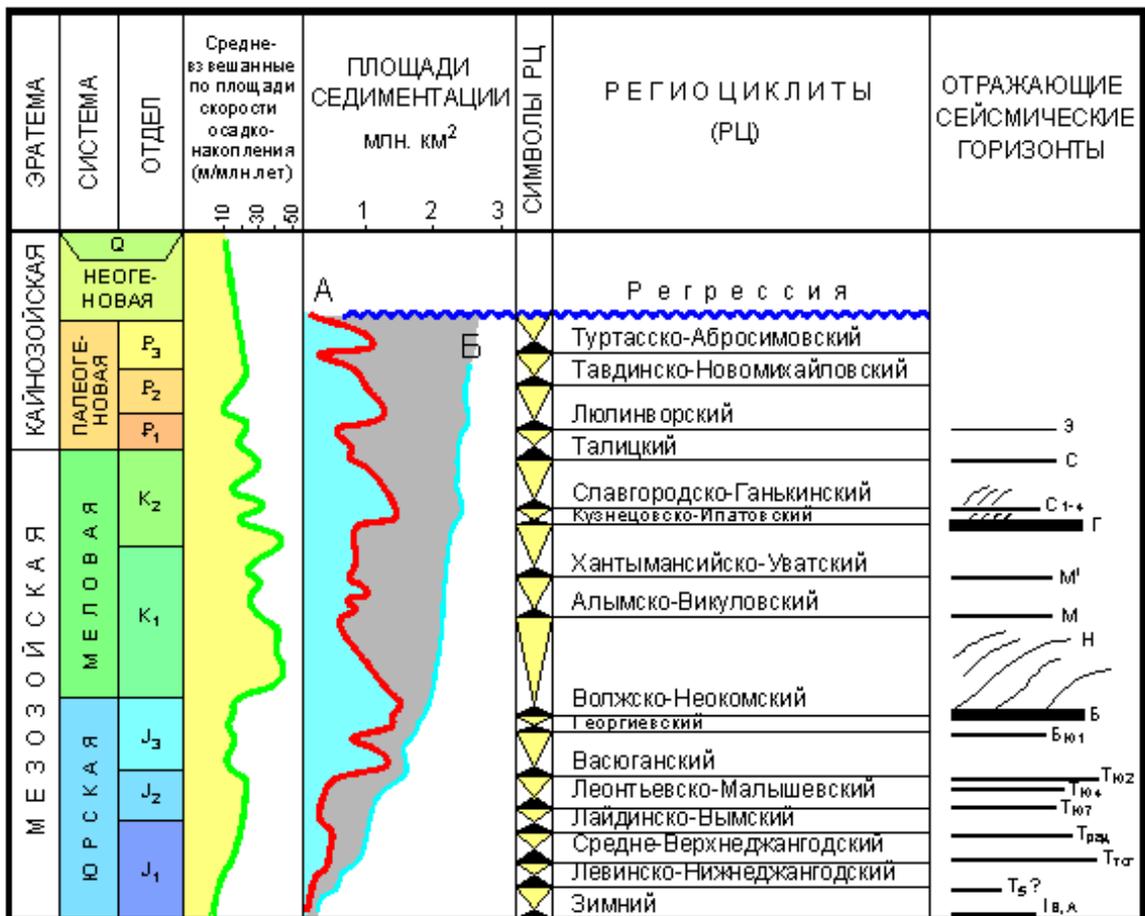


Рисунок 1.3 – Схема региональной цикличности осадочного чехла Западной Сибири. А – площади развития глинистых осадков, связанных с относительно глубоководно-морскими и озерными фациями; Б – общие площади седиментации

Кузнецовские глины туронского возраста связаны с обширной региональной морской трансгрессией, регрессивная, опесчаненная ипатовская часть цикла-та сформировалась при высоком стоянии уровня моря. Славгородско-ганькинский

региоциклит также характеризуется морским режимом осадконакопления, нижняя часть его более глинистая, верхняя – опесчаненная, что хорошо заметно в составе свит верхнего мела вблизи Уральского и Восточно-Сибирского источников сноса обломочного материала. Отложения сеномана традиционно считаются континентальными, однако по результатам исследований фораминифер в разрезе покурской и кузнецовской свит Ван-Еганского месторождения В.М. Подобиной установлено [70], что верхняя часть покурской свиты накапливалась в морских условиях, т.к. она содержит комплексы агглютинированных фораминифер относимых к зонам (снизу-вверх) *Saccamina micra*, *Ammomarginulina Sibirica* и *Trochammina wetter tumidae*, *Verneuilinoidea cansaensis*. Общая мощность слоев, охарактеризованных микрофауной, охватывает около 50 м верхней части разреза покурской свиты Ван-Еганского месторождения. Ранее присутствие морских слоев в составе сеномана в Усть-Енисейском районе было описано В.А. Захаровым и др. [28]. Позднесеноманский возраст пород был установлен по находкам моллюсков *Inoceramus pictus* Sowbery. Эти песчано-глинистые отложения перекрыты аналогичными по составу слоями с фауной *Inoceramus labiatus* (Schloheim) раннего турона.

Кроме палеогеографических выводов (морские по облику породы сеномана были описаны еще в 70-х г. прошлого века А.В. Ежовой в Тазовском и Уренгойском районах), наличие морских сеноманских слоев подсказывает, что граница кузнецовской и покурской свит не может быть изохронной – туда, где в сеномане был низменный рельеф, море пришло раньше. Можно считать, что и в позднем мелу рельеф ЗС был равнинным (сомневаться в этом нет оснований), а его превышения на большей части бассейна были не более 50 м (сейчас – больше 100 м, но четвертичный период – время неотектогенеза). Средние скорости трансгрессий (поднятия уровня моря) в позднем мелу (согласно схеме изменений уровня моря в мезозое – кайнозое под ред. П. Грацианского [122]) около 10-15 м/млн. лет. Исходя из этого, море пришло в разные районы ЗС с разницей, достигающей 3,3 – 5,0 млн. лет. Учитывая же, что продолжительность сеноманского и туронского веков, соответственно, 6,1 и 4,2 млн. лет, а коньяка и сантона – 3,5 и 2,3 млн. лет (только

кампан имеет продолжительность около 13 млн. лет), то становится понятной условность большинства биостратиграфических построений в верхнемеловом интервале и необходимость учета диахронности границ стратонов при литолого-палеогеографических исследованиях. Эта диахронность «вытекает» из хорошо известного в геологии, но слабо используемого при стратиграфических исследованиях закона, или правила Головкинского-Вальтера (Уиллера-Бисли) [81], гласящего, что вертикальная последовательность слоев разреза при трансгрессии или регрессии моря наследуется в латеральной последовательности литолого-фациальных зон (в направлении перпендикулярном береговой линии). Причем при трансгрессии происходит омоложение фаций (и пород) одного типа в сторону берега, а при регрессии – в сторону моря.

Этот вопрос затронут для того, чтобы объяснить причину несоответствия между однозначными литостратиграфическими границами позднемеловых стратонов и дискуссионной биостратиграфической датировкой их возраста. Если опираться на закон (правило) диахронности фаций при трансгрессиях и регрессиях, то любая региональная стратиграфическая схема превратится в практически не читаемый чертеж, изобилующий линиями фациальных замещений и скольжением даже реперных границ в пределах веков относительной (биостратиграфической) геохронологической шкалы. К тому же для точной датировки возраста границ в пределах каждого района информации недостаточно – ведь в большинстве случаев положение даже устойчивых, региональных границ в Западной Сибири ЗС обосновано единичными фаунистическими находками. Поэтому наиболее выраженные сменой литологических типов пород региональные трансгрессивные границы (например, бата и келловея, оксфорда и кимериджа, баррема и апта, сеномана и турона) показаны изохронными. Фактически же они таковыми являться не могут вследствие диахронности трансгрессий в разных районах, имеющих различные гипсометрические отметки рельефа (в том числе и морского дна).

В принципе, при увеличении количества валидных находок архистратиграфической фауны такая диахронность реперных границ может быть установлена и отражена в региональных стратиграфических схемах. Однако этот этап в геологии

Западной Сибири уже не наступит как из-за сокращения объема геологоразведочных работ, так и из-за естественной убыли квалифицированных палеонтологов – биостратиграфов.

Интересные результаты дает также анализ датировки возраста верхнемеловых отложений на рассматриваемой территории палеонтологами ЗапСибНИГНИ (рисунок 1.4). Результативных определений весьма немного, практически все они показаны на рисунке, где можно отметить наличие сантон-кампанских датировок возраста нижнеберезовской подсвиты, а также турон-коньякский и коньяк-сантонский возраст газсалинской пачки (Южно-Русское, Харампурское месторождения). Таким образом, можно констатировать, что газсалинская пачка, бесспорно, должна датироваться не туроном, а туроном – сантоном. Возраст же кремнисто-глинистой нижней подсвиты березовской свиты (или ипатовской свиты) по сегодняшней степени изученности следует считать сенонским, т.к. более точная датировка по палеонтологическим данным невозможна.

Образование кремнистых отложений происходило путем захоронения в осадке остатков диатомей [41], радиолярий и других организмов с кремнистым скелетом с их последующей перекристаллизацией [36]. Однако количество  $\text{SiO}_2$  в породе зависит не только от содержания органогенного материала, но и от количества «разубоживающего» терригенного (глинистого и обломочного) материала. Поэтому с точки зрения здравого смысла, основной объем кремнистых пород верхнего мела рассматриваемой территории следует относить к кампану, исходя из того, что кампанский век имеет максимальную длительность (13 млн. лет, что в 3,1 – 5,6 раз больше чем у других сенонских веков) и, следовательно, наименьшие скорости терригенной седиментации (при соизмеримых с другими веками толщинах накопившихся отложений). При низких скоростях осадконакопления количество терригенного материала, разбавляющего кремнистый осадок, было наименьшим. Отдельные прослои и включения кремнистых пород отмечены и в кузнецовской свите, и в верхнеберезовской подсвите, но кремнистый состав имеет только нижнеберезовская подсвита, а также ее фациальные аналоги, включая ипатовскую и сымскую свиту.

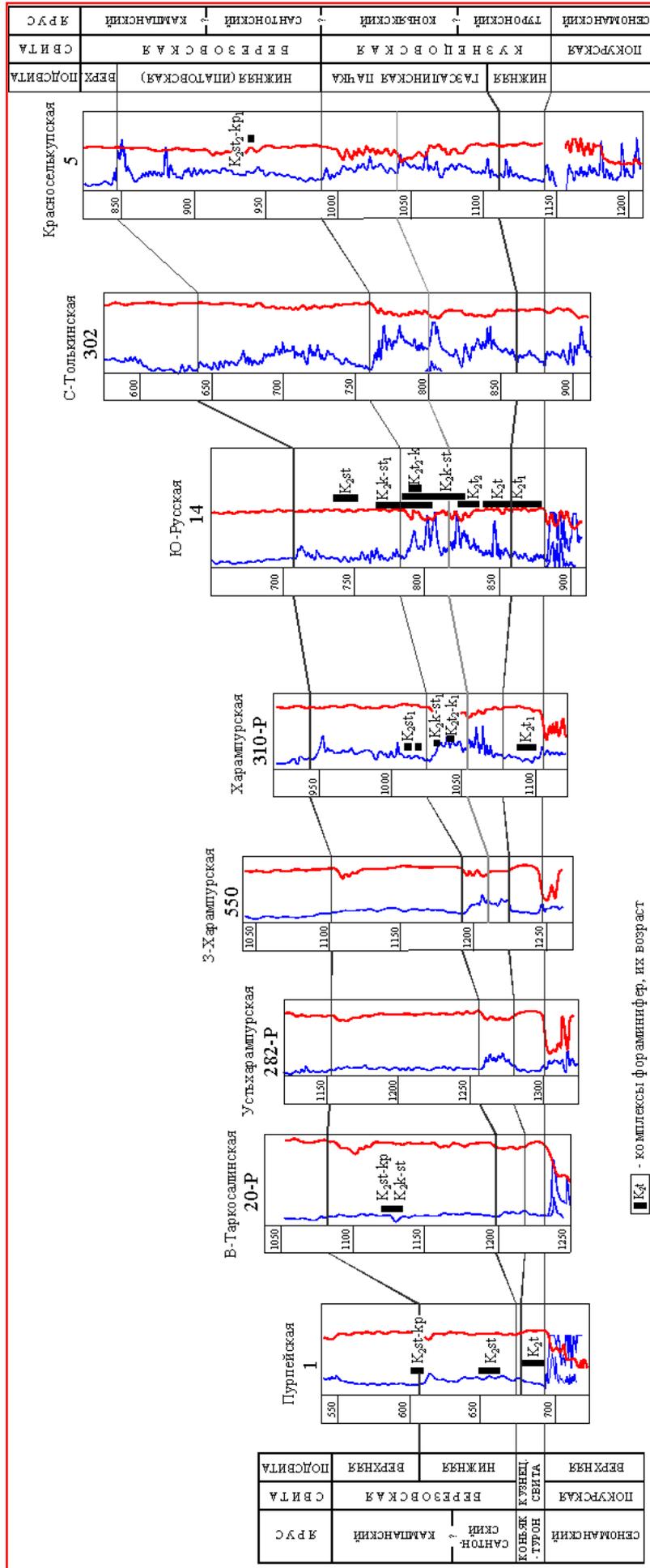


Рисунок 1.4 – Схема корреляции отложений кузнецовско-ипатовского цикла с определением возраста пород по фораминиферам (по А.А.Нежданову [54], 1992 г.)

Поэтому кампанский возраст кремнистых пород, установленный В.А. Захаровым и др. в Усть-Енисейском районе по моллюскам, представляется нам наиболее верным – именно кампанский век с минимальными скоростями терригенной седиментации был максимально благоприятным для органогенно-хемогенных накоплений.

Исходя из сиквенс-хроностратиграфической схемы мезозоя и кайнозоя осадочных бассейнов Европы, под редакцией П. Грацианского [99, 122] (рисунок 1.5), начавшаяся в туроне трансгрессия (отклонение красной пунктирной линии на границе турона и сеномана влево) сменилась регрессией на границе сантона и кампана (отклонение той же линии на этой границе вправо, см. рисунок 1.3). Регрессия с некоторыми вариациями и кратковременными колебаниями уровня моря продолжалась вплоть до датского века палеогена, сменившись затем обширной трансгрессией. Исходя из этих данных, можно предположить, что в течение турона, коньяка и сантона Западно-Сибирский морской бассейн расширялся. В кампане в море, достигнувшем пенеппенизированной Восточной Сибири, начали поступать продукты глубокого химического выветривания –  $\text{SiO}_2$ , Al, Fe, Ti. Благодаря этому и происходило накопление бокситов, гидрогетит-шамозитовых железных руд и силицитов в кампан-маастрихтских и палеоценовых отложениях Западной Сибири. Хотя эта схема вполне правдоподобна, для ее подтверждения необходимо детальное изучение стратиграфии верхнего мела-палеогена бассейна.

Для решения этой проблемы необходимо бурение большого количества скважин с отбором керна в верхнемеловом интервале, что, возможно, будет осуществлено в ходе реализации сенонской программы, предполагающей проведение геологоразведочных работ на обширных площадях Западной Сибири в пределах перспективных зон. При этом необходимо выполнение детальных исследований кернового материала и обнаружение в керне остатков организмов, относящихся к архистратиграфической группе ископаемой фауны (моллюски), а также наличие специалистов, которые смогут выполнить эти палеонтологические определения.

Выполненные к настоящему времени корреляции разрезов верхнего мела по скважинам в пределах перспективных зон турон-сенонских отложений (рисунки 1.6-1.10) свидетельствуют о высокой степени коррелируемости этих отложений,

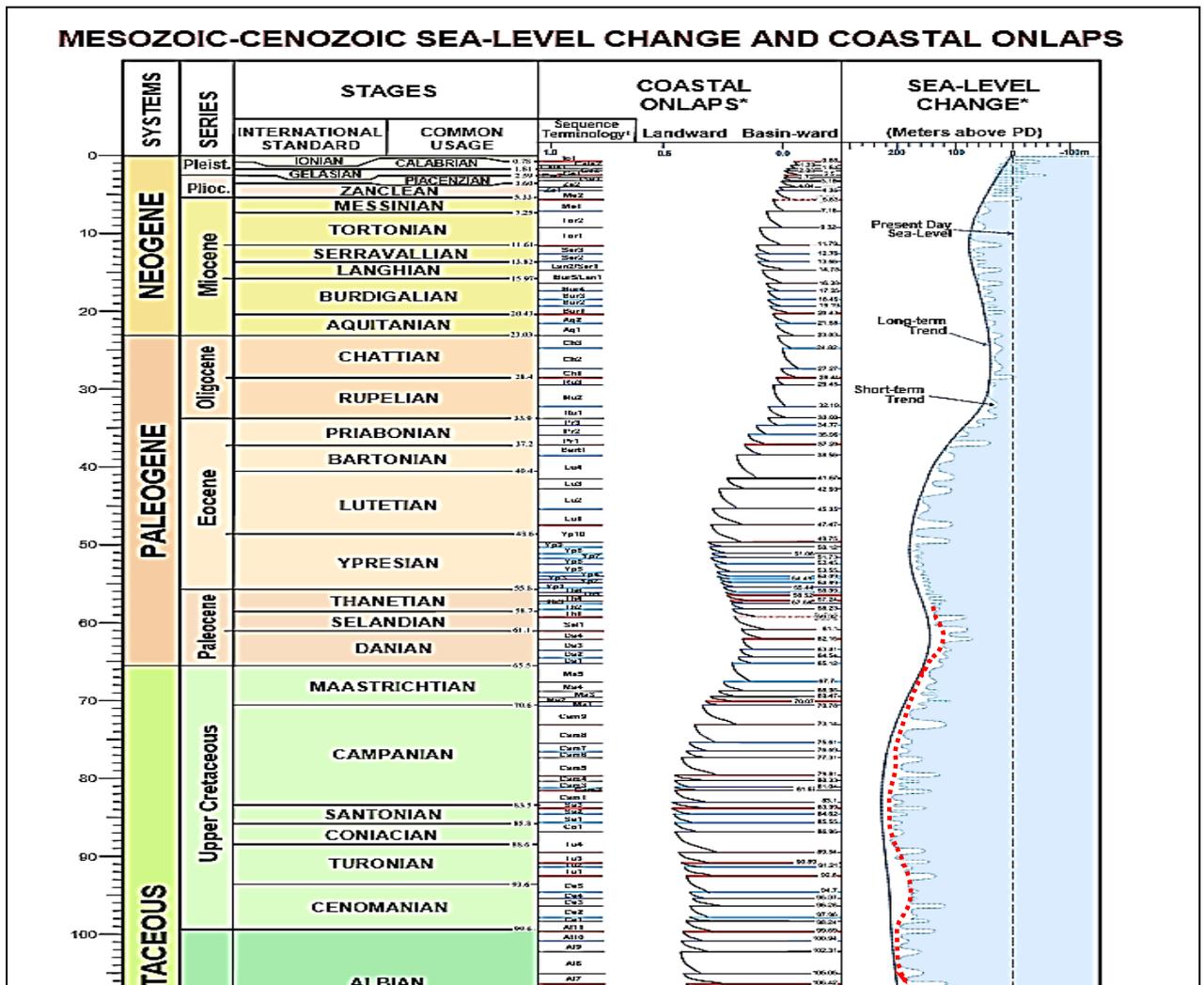


Рисунок 1.5 – Сиквенс-хроностратиграфическая схема альб-кайнозойских отложений Европейских бассейнов [122]

однозначном трассировании реперных поверхностей, клиноформном строении сенонских отложений (уменьшение толщин с востока на запад) и закономерном опесчанивании их на восток. Характерно, что песчанистость разрезов сенона в восточной части ЯНАО и в Красноярском крае изменяется не только в широтном, но и в латеральном направлении. Так, наиболее опесчаненными являются разрезы сенона на Русско-Реченской площади, где песчаные прослои появляются не только в нижней, газсалинской пачке, но и выше по разрезу. На этом основании С.Е. Агалаков, Ю.В. Брадучан и др. [4, 71] выделили на этой площади самостоятельную, русско-реченскую толщу. С нашей точки зрения, это не имеет большого

смысла, т.к. несколько южнее и восточнее сенонские отложения полностью опесчаниваются (ипатовская, сымская свиты). Площадной устойчивости строения, необходимой для выделения стратона с собственным географическим названием, русско-реченская толща не имеет.

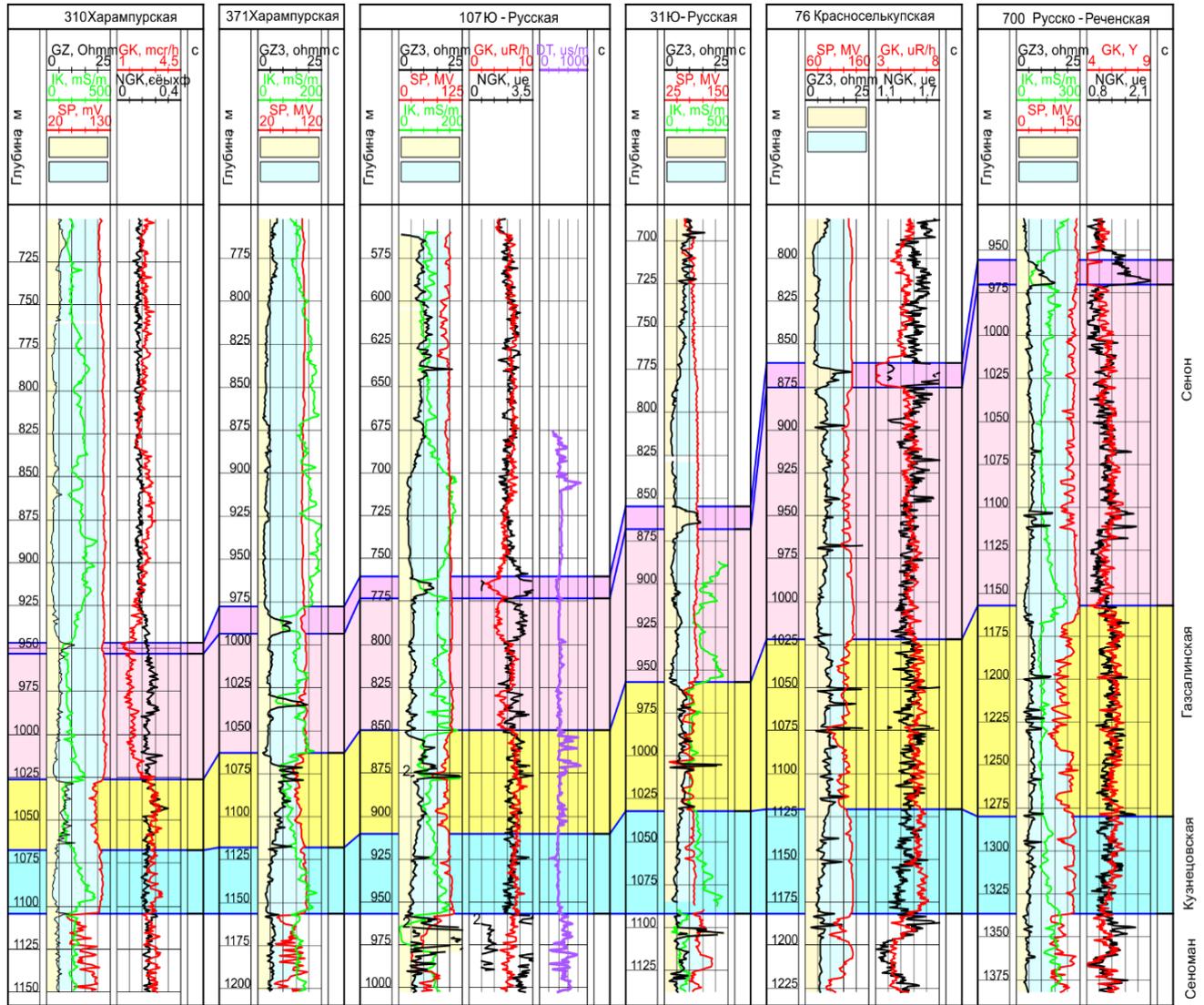


Рисунок 1.6 – Схема корреляции отложений кузнецово-ипатовского региоциклита по линии скважин 310 Харампурская – 700 Русско-Реченская (по данным Г. В. Магденко)

В качестве реперных границ при проведении межскважинной корреляции использовались: граница сеномана и глинистой части кузнецовской свиты, кровля глин кузнецовской свиты, кровля песчаных отложений газсалинской пачки, а также репер в кровле нижней подсвиты березовской свиты, названный Н. Х. Кулахметовым хэяхинской пачкой.

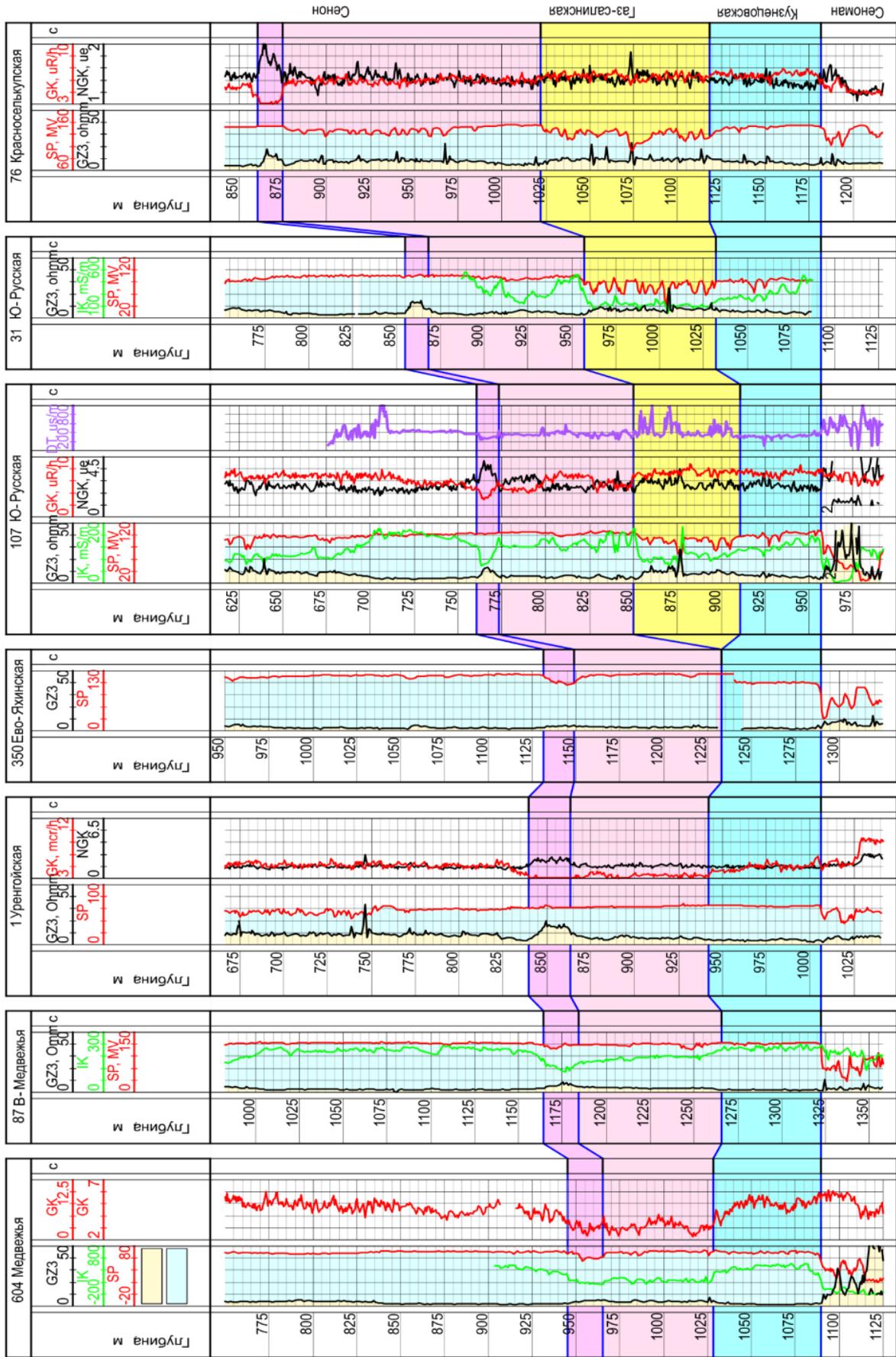


Рисунок 1.7 – Схема корреляции сенон-сенонских отложений по линии скважин

76 Красноселькупская – 604 Медвежья (по данным Г.В. Магденко)

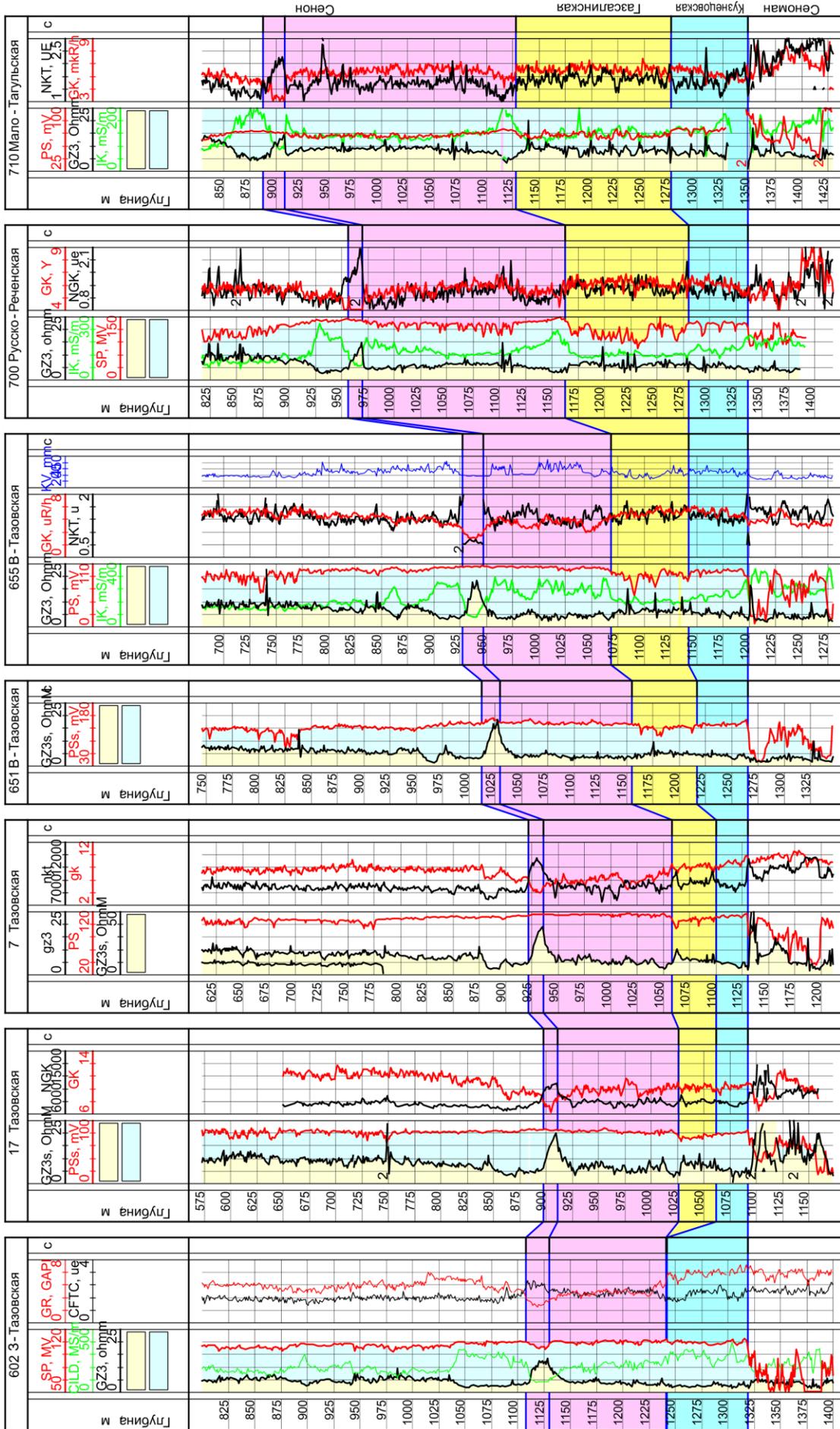


Рисунок 1.8 – Схема корреляции сеноман-сенонских отложений по линии скважин 602 3-Тазовская – 710 Мало-Тазовская (по данным Г.В. Магденко)

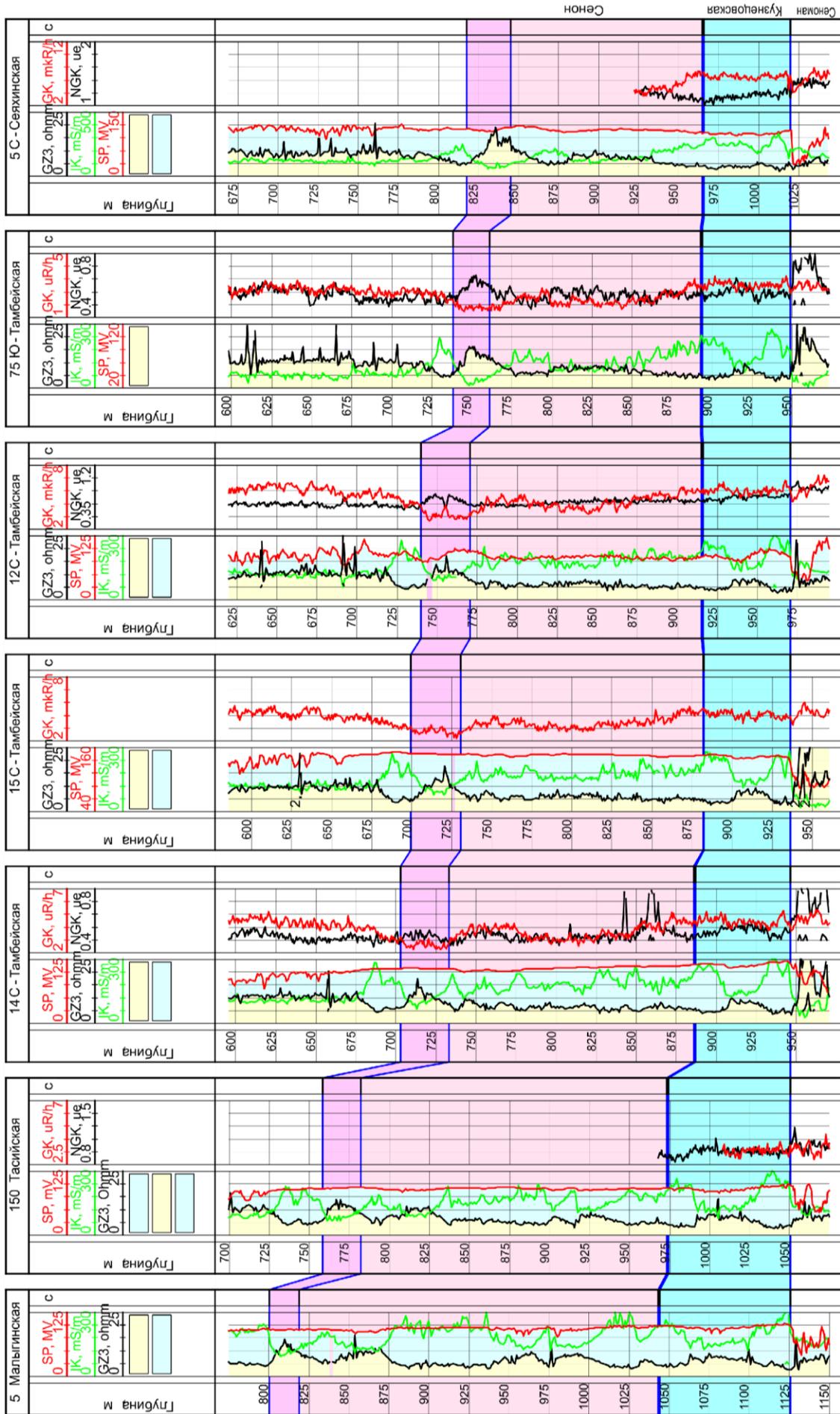


Рисунок 1.9 – Схема корреляции сенонан-сенонских отложений по линии скважин

5 Малыгинская – 5 Северо-Сеяхинская (по данным Г.В. Магденко)

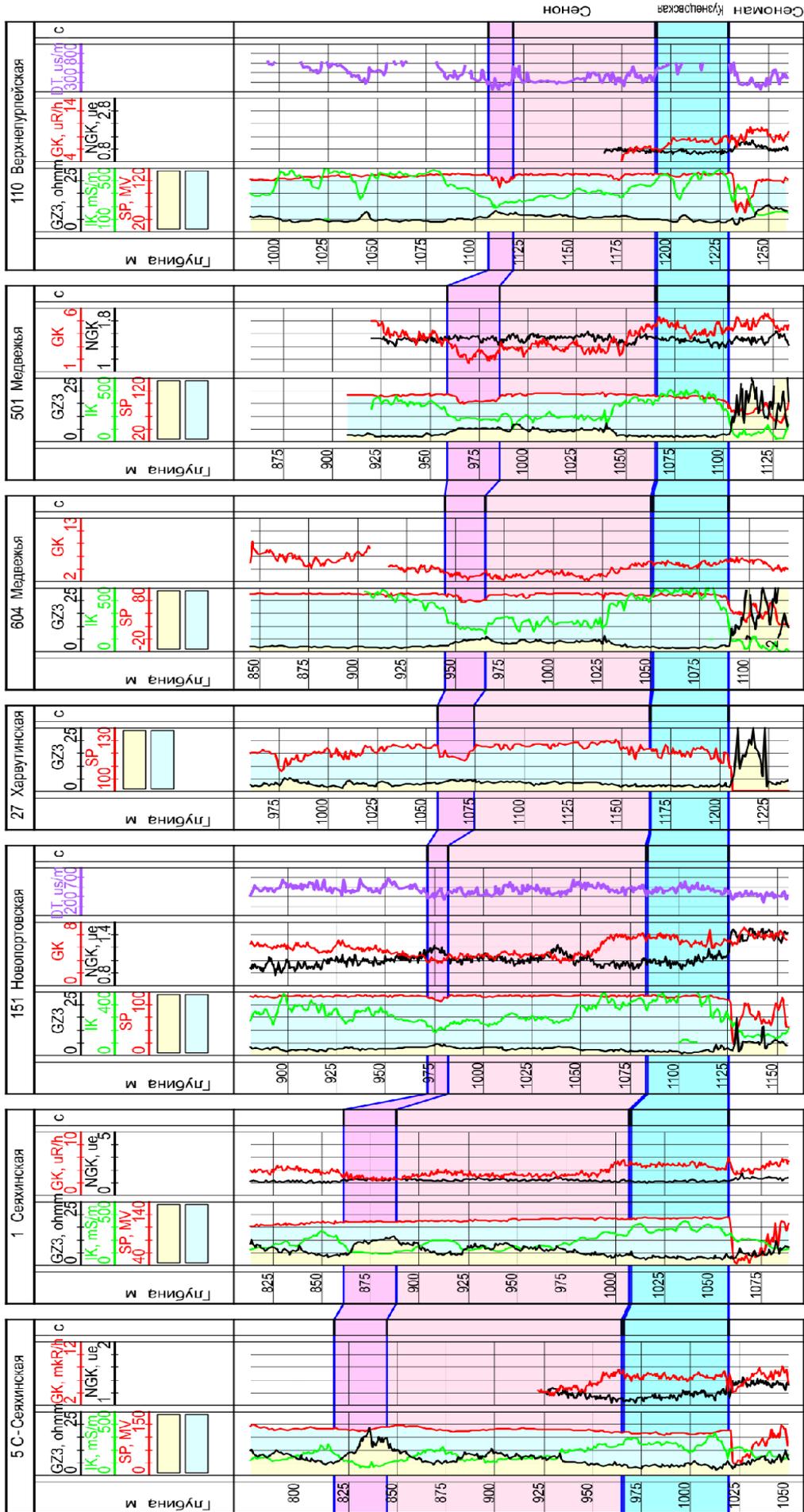


Рисунок 1.10 – Схема корреляции сеноман-сенонских отложений по линии скважин

110 Верхнепурлейская – 5 Северо-Сеягинская (по данным Г.В. Магденко)

С.Е. Агалаков и Ю.В. Брэдучан [3, 4, 14] считают, что на сегодняшний день существует проблема возраста хэяхинской пачки. Эти кремнистые образования либо нельзя считать изохронными, либо следует пересмотреть существующие палеонтологические определения. По мнению В.М. Подобинной [69] репер не совпадает с кровлей ипатовских образований, как это принято в ныне действующей стратиграфической схеме, а проходит внутри славгородской свиты. Возрастная датировка самого репера и его объем нуждаются в уточнении.

Изохронность конкреционных образований обычно не вызывает сомнений, но если задуматься по этому поводу, то становится ясно, что эта изохронность только кажущаяся, вытекающая из похожести пород. На самом деле трудно представить, что в какой-то отрезок времени огромная часть территории Западной Сибири превратилась в «конкреционную мостовую» с прекратившейся терригенной седиментацией, т.к. формировались хемогенные породы.

Скорее всего, этот репер трансгрессивный, как и другие (например, юрские) маркирующие горизонты в Западной Сибири. При трансгрессии бассейн затапливал пенеplenезированную равнину, пресные воды с высокой концентрацией солей  $\text{SiO}_2$  попадали в морской бассейн с соленой водой, где слаборастворимые соединения выпадали в осадок, образуя в условиях гумидного климата прибрежные накопления  $\text{Al}$ ,  $\text{Fe}$ ,  $\text{Mn}$ ,  $\text{P}$ ,  $\text{SiO}_2$ .

В этом случае ближе к центру бассейна рассматриваемый репер более древний, чем в восточной части. И то, что в зоне развития ипатовской и славгородской свит он следится в славгородской свите, а не в кровле ипатовской (как считает В.М. Подобина), можно рассматривать в пользу трансгрессивного омоложения на восток кремнистого хэяхинского стяжения.

Однако генезис этого осадочного кремня может быть несколько иным – не седиментационным, а диагенетическим, в пользу чего склонялись Н.М. Страхов, В.Т. Фролов, рассматривавшие образование осадочных кремней. При превращении илистого, насыщенного кремнеземом осадка в породу он уплотнялся, дегидратировался, а обогащенные  $\text{SiO}_2$  иловые воды отжимались вверх, где из-за уменьшения давления кремнезем выпадал в осадок. Масштабы дегидратации или-

сто-кремнистых осадков были очень значительными, о чем свидетельствует полигональная трещиноватость глинисто-кремнистых пород, широко распространенная не только в Западной Сибири, но и во всем мире.

Следы отжатия обогащенных кремнеземом иловых вод вверх по разрезу обнаруживаются при изучении шлифов глинисто-кремнистых пород нижней подсвиты березовской свиты на Медвежьем месторождении, где горизонтальная слойчатость нарушается субвертикально ориентированными кремнистыми линзочками. Такие текстуры встречаются чаще в верхней части нижнеберезовской подсвиты (рисунки 1.11, 1.12).

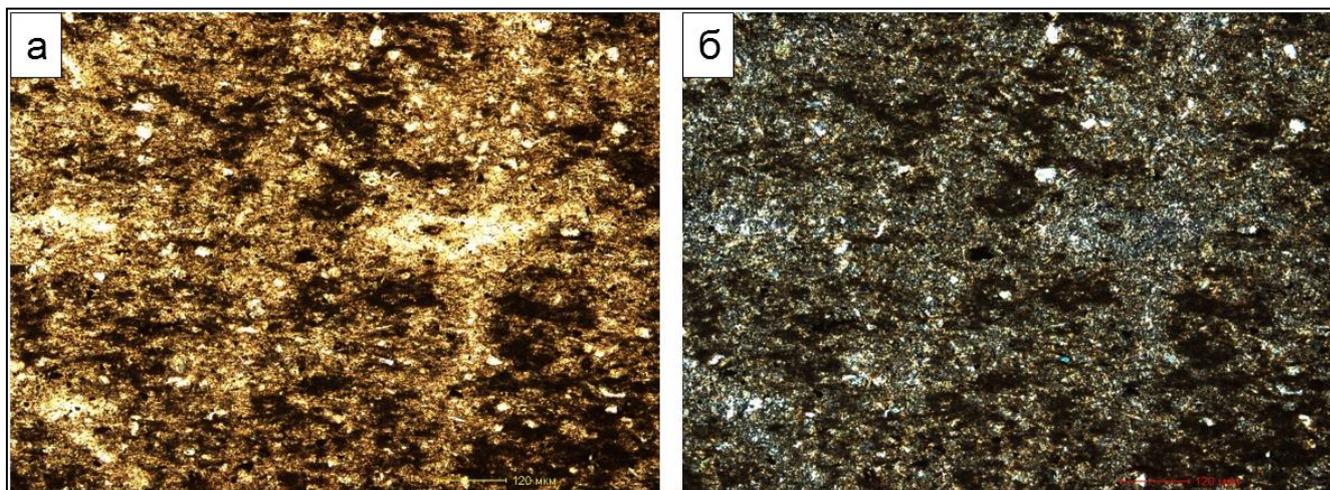


Рисунок 1.11 - Фотографии шлифов в обычном (а) и поляризованном (б) свете скв. 2С Медвежьего НГКМ, образец № 14, инт. 950,10-962,50 м, глуб. 0,48 м

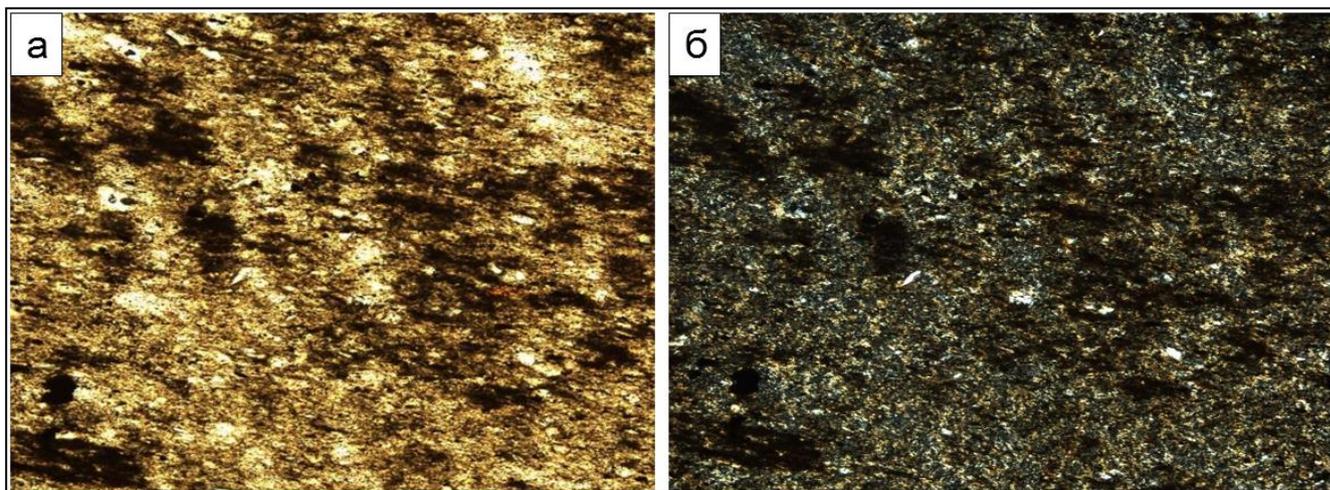
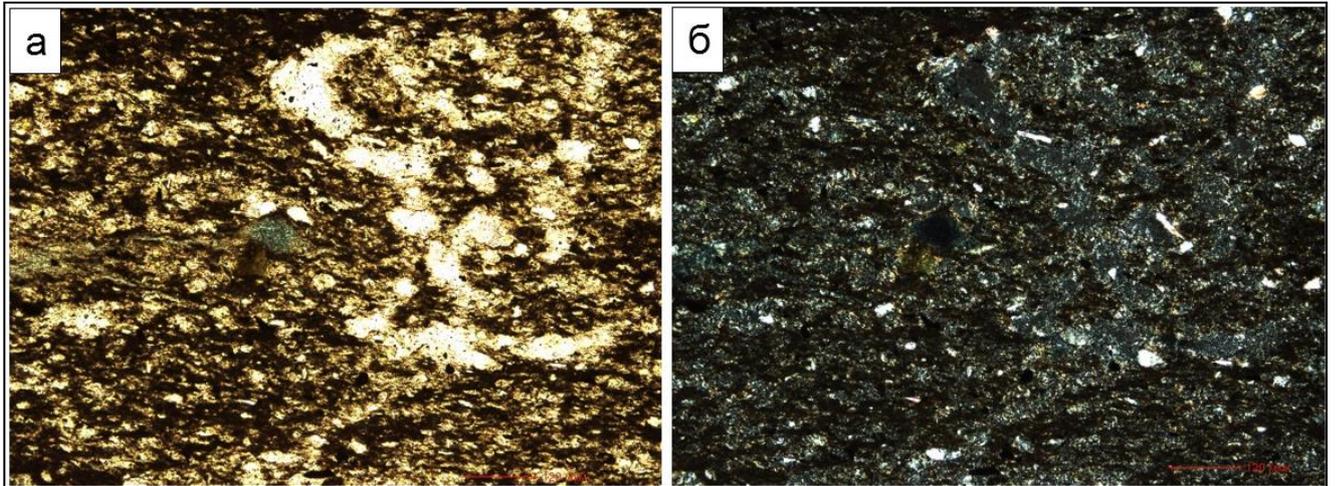


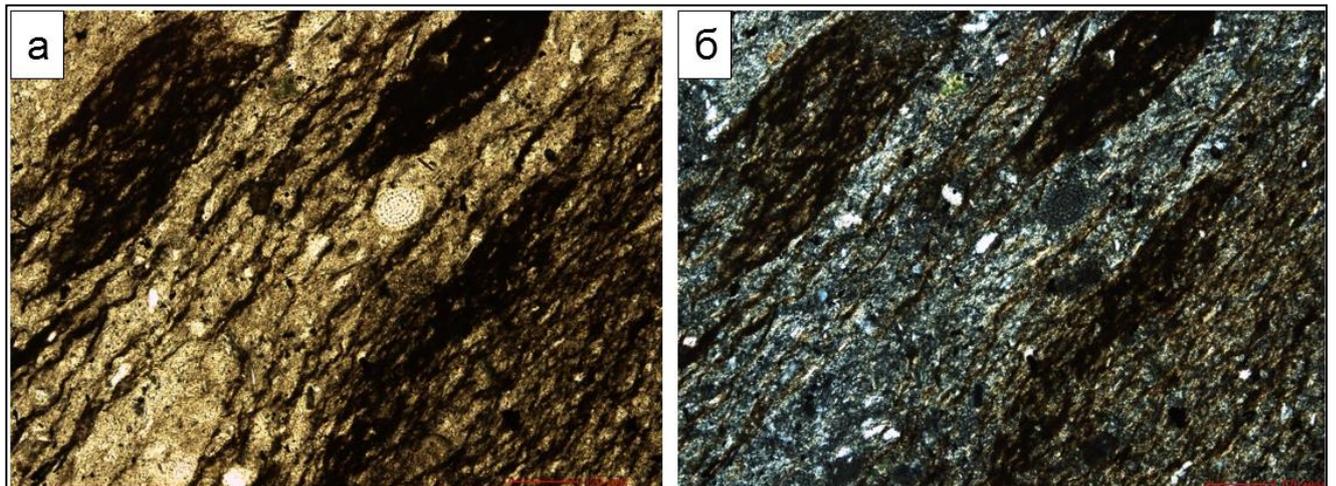
Рисунок 1.12 - Фотографии шлифов в обычном (а) и поляризованном (б) свете, скв. 2С Медвежьего НГКМ, образец № 44 инт. 950,10-962,50 м, глуб. 8,86 м

Несколько ниже отмечено пятнистое распределение кремнезема (рисунок 1.13), еще ниже (рисунок 1.14) вертикальные линзочки кремнезема отсутствуют и

хорошо заметна линзовидно-горизонтальная слоистость. По всей видимости, процессы уплотнения и диагенетического преобразования пород в нижней части разреза нижней подсвиты березовской свиты закончились раньше, чем накапливались верхние горизонты глинисто-кремнистых илов. Учитывая большую длительность кампанского века (13 млн. лет) это предположение выглядит вполне правомерным.



*Рисунок 1.13 - Фотографии шлифов в обычном (а) и поляризованном (б) свете скв. 2С Медвежьего НГКМ, образец № 72, инт. 962,50-974,50, глуб. 3,55 м*



*Рисунок 1.14 - Фотографии шлифов в обычном (а) и поляризованном (б) свете скв. 2С Медвежьего НГКМ, образец № 169, инт. 991,90-1004,00, глуб. 8,68 м*

## **1.2 Корреляция надсеноманских отложений по данным сейсморазведки**

Турон-сенонские отложения, залегающие над сеноманским терригенным комплексом, характеризуются на сейсмических разрезах наличием протяженных

высокочастотных и амплитудных отражений, т.е. сейсмофациальным обликом, соответствующим низкоэнергетическим глубоководным обстановкам седиментации. В подошве турон-сенонских отложений прослежен отражающий горизонт (ОГ) Г, имеющий региональное распространение и обладающий на большей части Западной Сибири качествами опорного. Лишь в восточной части бассейна ОГ Г прослеживается с трудом из-за опесчанивания вышележающих турон-сенонских отложений.

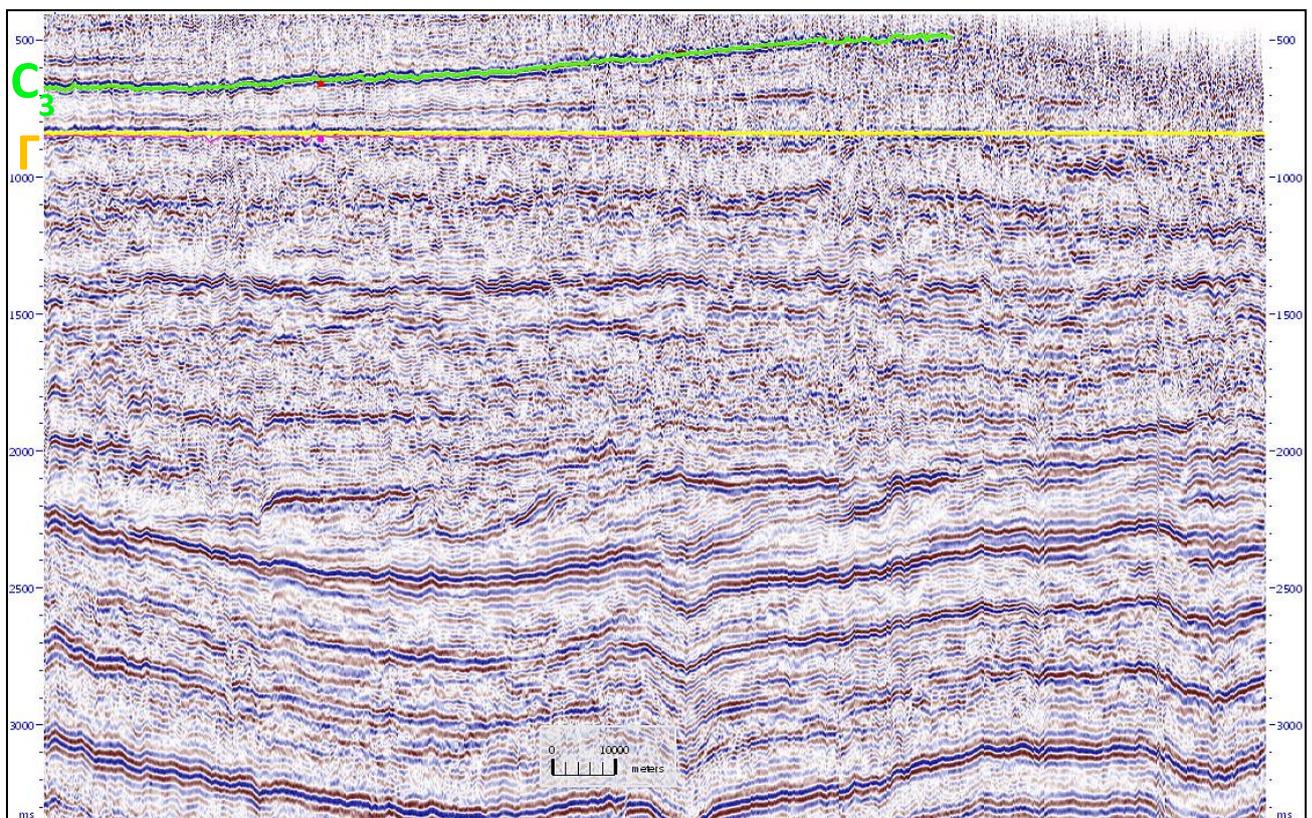
Ниже ОГ Г прослежена высоко- и переменнo-амплитудная слабохолмистая сейсмофация, отвечающая песчано-глинистым отложениям, сформировавшимся в высокоэнергетической обстановке осадконакопления (субконтинентальные аллювиально-озерные осадки покурской свиты и ее аналогов). По этому признаку – резкой смене сейсмофаций выше и ниже ОГ Г граница сеномана и турона легко выделяется на сейсмических разрезах.

В сенонской толще хорошо выделяется выдержанный по амплитудам ОГ, соотносимый с кровлей нижней подсвиты березовской свиты, где залегают пачка кремнистых аргиллитов, или хэяхинская пачка. Этот ОГ был назван ОГ С<sub>3</sub> (сенон) еще на первых этапах изучения геологического строения и нефтегазоносности Западной Сибири. На востоке бассейна ОГ С<sub>3</sub> прослежен в 350-400 мс выше ОГ Г, в крайних восточных и северо-восточных районах этот горизонт не прослеживается, т.к. сенонские отложения участками размыты, а участками представлены однородной песчаной толщей (сымская свита).

ОГ С<sub>3</sub> залегает по отношению к ОГ Г наклонно, погружаясь в западном направлении от 400 мс на востоке до 150-200 мс к центру бассейна. Эта «клиноформность» обусловлена изменением мощностей и литологического состава сенонских отложений. На востоке развиты преимущественно песчано-алевритовые породы, в центре – бассейна – опоки и глины. Т.е. волновая картина в интервале залегания сенона типична для глубоководного морского бассейна. Первым, кто установил клиноформное строение верхнемеловых отложений Западной Сибири [52] был А.Л. Наумов – автор клиноформной модели неокома Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна.

Ниже ОГ С<sub>3</sub> на 70-100 мс северо-востоке бассейна прослежен устойчивый ОГ, который связан с газсалинской пачкой (турон-сенон). Он хорошо заметен на региональных сейсмических разрезах.

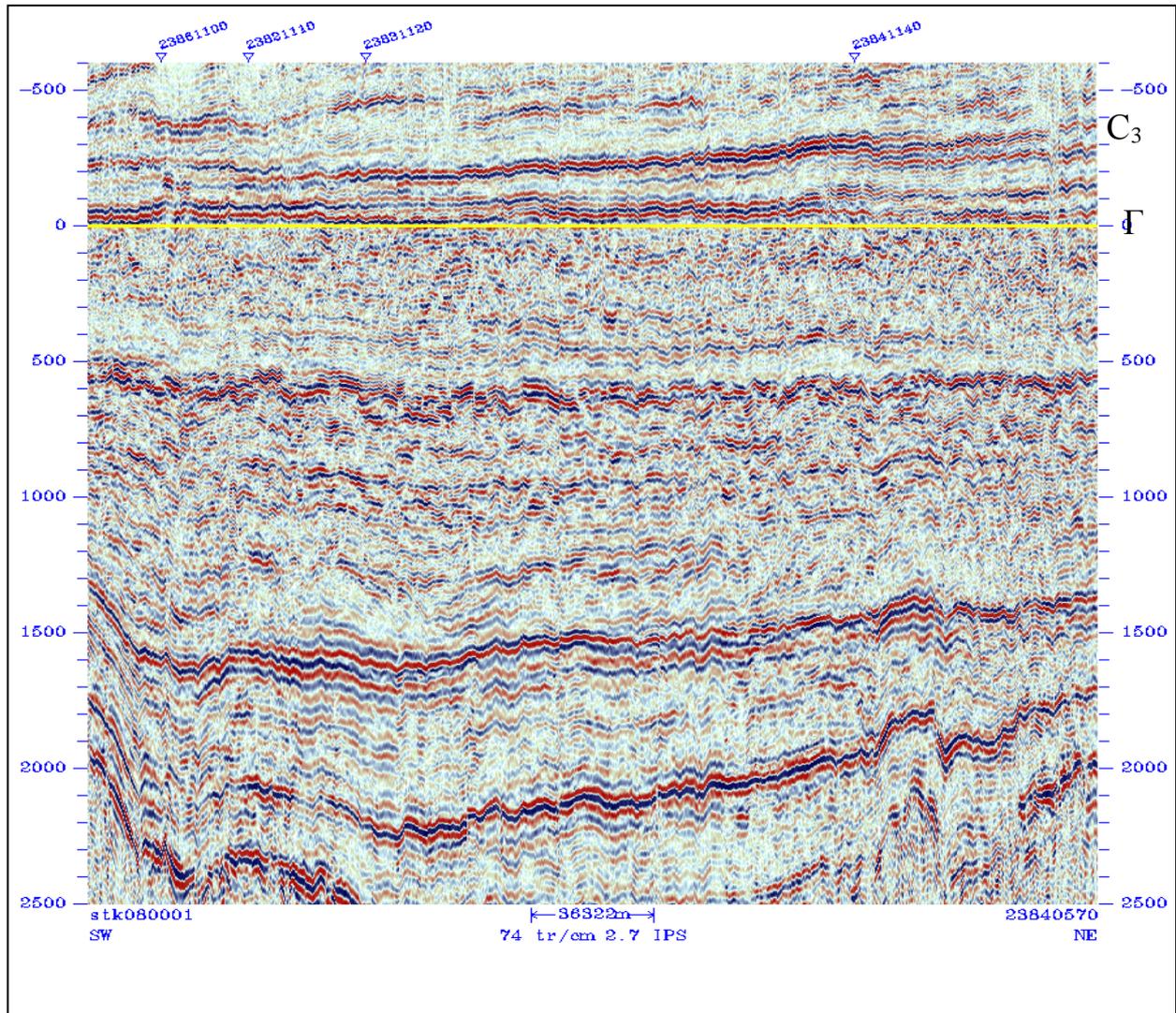
На материалах площадных сейсморазведочных работ, обладающих более высокой разрешенностью, могут быть прослежены отражения, контролирующие как кровлю, так и подошву газсалинской пачки. В западной половине бассейна, где газсалинская пачка уже выклинивается, также следится ряд пологоклиноформных ОГ, связанных с ее «следами», а также не связанных с ней, но отражающих клиноформное строение сенонской толщи (рисунок 1.15).



*Рисунок 1.15 – Фрагмент временного сейсмического разреза, выровненного на ОГ Г, по региональному профилю № 37. Восточная часть ЯНАО*

На материалах площадных сейсморазведочных работ, обладающих более высокой разрешенностью, могут быть прослежены отражения, контролирующие как кровлю, так и подошву газсалинской пачки. В западной половине бассейна, где газсалинская пачка уже выклинивается, также следится ряд пологоклиноформных ОГ, связанных с ее «следами», а также не связанных с ней, но отражающих клиноформное строение сенонской толщи (рисунок 1.15).

ющих клиноформное строение сенонской толщи (рисунок 1.16). На самом западе бассейна ОГ С<sub>3</sub> теряет амплитудную выраженность и прослеживается менее уверенно. В то же время несколько выше него (20-30 мс) появляется новый ОГ, связанный с неоднородностями в подошвенной части ганькинской свиты (мастрихт).



*Рисунок 1.16 – Фрагмент временного сейсмического разреза по региональному профилю № 57. Полуостров Ямал*

В меридиональном направлении (рисунок 1.17) клиноформное строение сенонских отложений практически не заметно, здесь фиксируется субгоризонтальная модель стратификации сенонских отложений с некоторым уменьшением толщин в южном направлении и увеличением их в зонах унаследованного мезозойско-кайнозойского прогибания. В 500 мс выше ОГ Г прослежен выраженный отражающий горизонт, связанный с подошвой люлинворской свиты (эоцен) и

названный ОГ Э (см. рисунок 1.17). Он приурочен к границе люлинворского региоциклита и обусловлен залеганием в разрезе высокопористых опок и диатомитов люлинворской свиты.

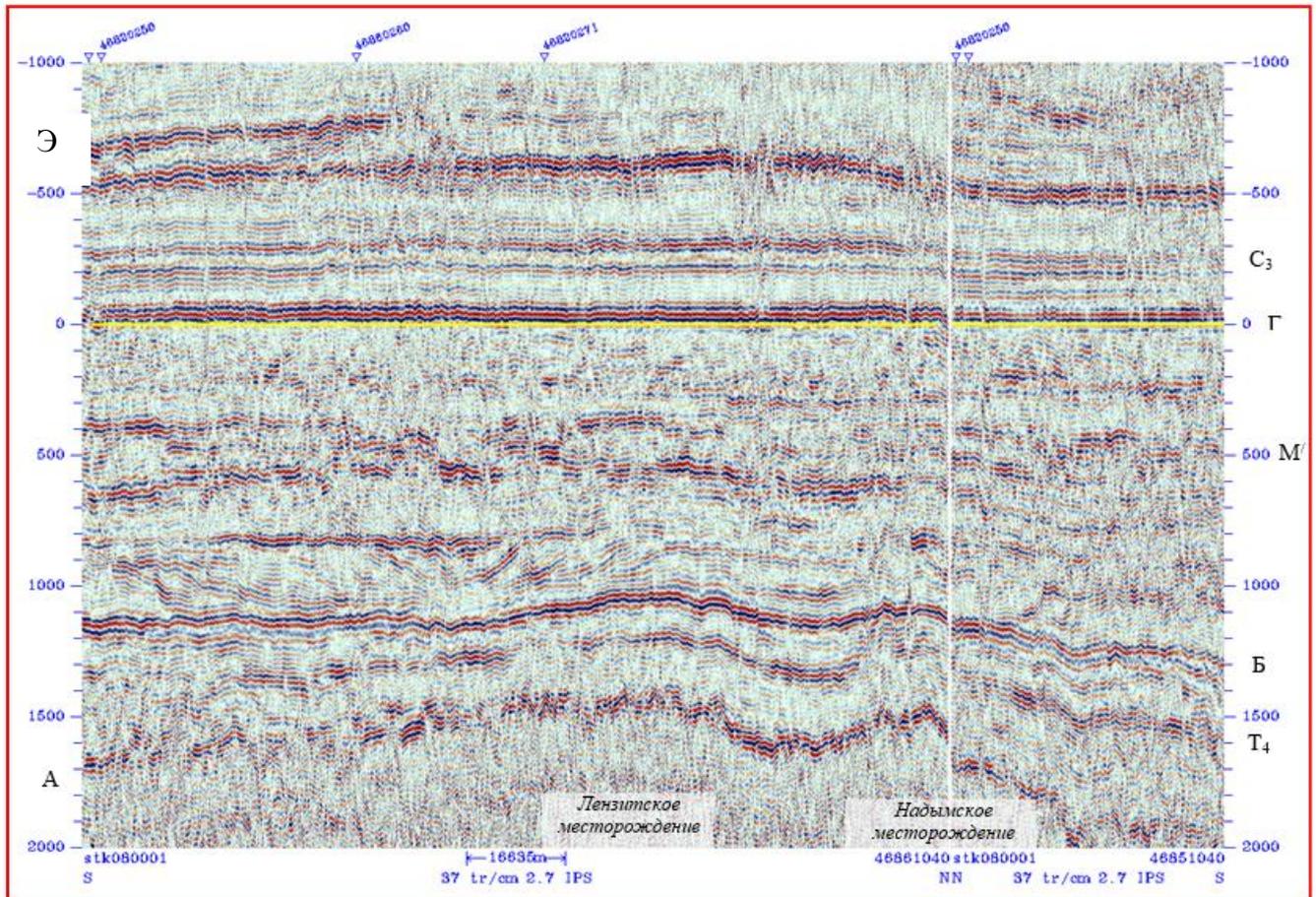


Рисунок 1.17 – Фрагмент временного сейсмического разреза по региональному профилю № 104. Центральная часть ЯНАО

Количество и протяженность сенонских и выше прослеживаемых ОГ, однако, зависит от качества используемых сейсмических материалов. На более современных разрезах с высокой кратностью наблюдений количество ОГ в сеноне несколько больше, чем на 12-кратных региональных разрезах 80-х годов прошлого века. Формирование этих ОГ происходит на менее протяженных и выраженных литостратиграфических границах. Это хорошо заметно, например, на разрезе по региональному сейсмическому профилю «Сибирь», проходящему через сверхглубокие скважины СГ-6 и СГ-7 (рисунок 1.18).

На этом разрезе также хорошо заметна динамическая аномалия, связанная с отложениями сенона в районе Медвежьего вала. Эта аномалия контролирует уни-

кальную по размерам зону газонасыщения глинистых опок сенона над Медвежьим месторождением. Аналогичные динамические аномалии установлены на Семаковском, Ямбургском, Ямсовейском, Вынгапуровском, Комсомольском, Губкинском и др. месторождениях и на ряде разведочных площадей на п-ове Ямал и в Карском море.

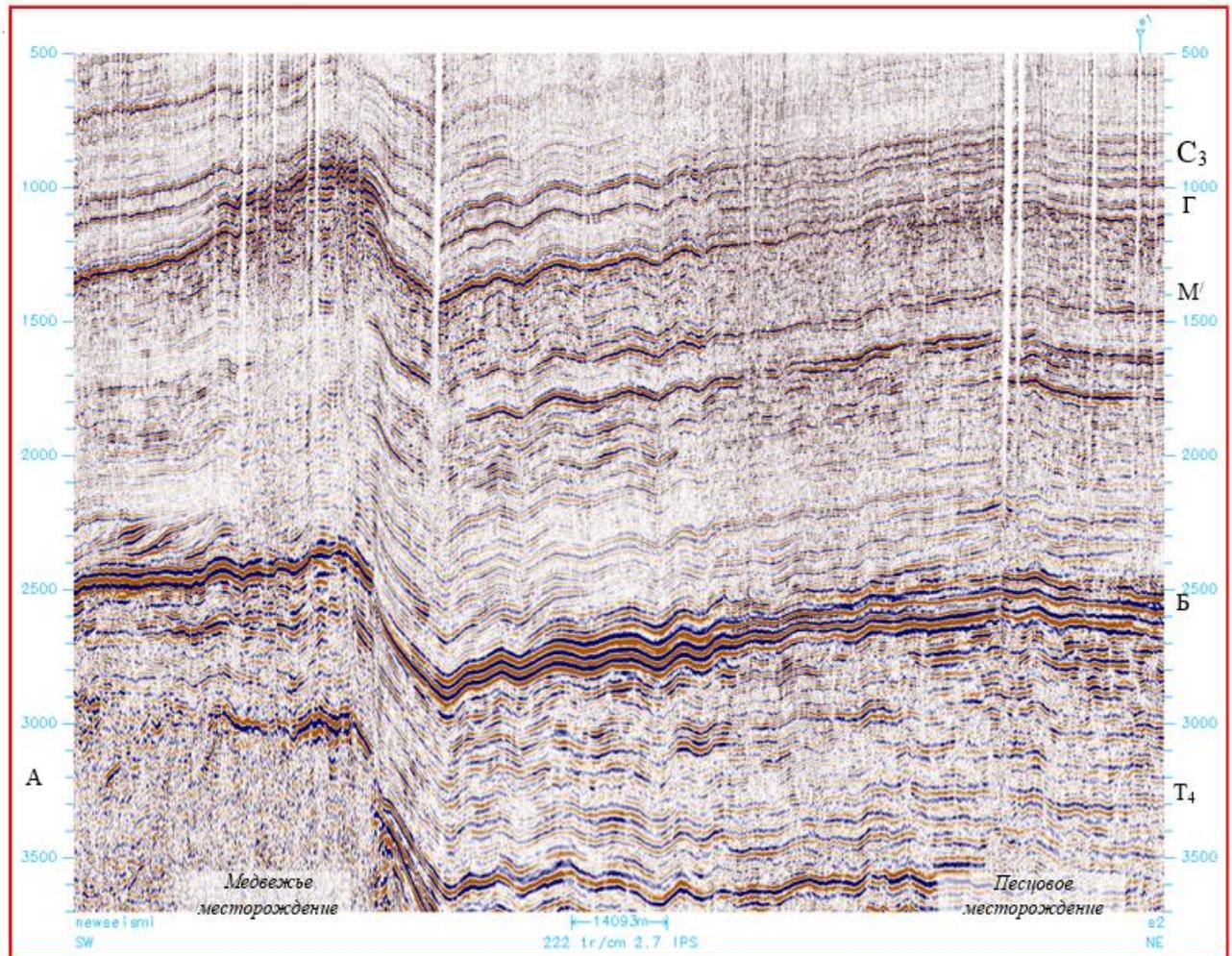


Рисунок 1.18 – Фрагмент временного сейсмического разреза по региональному профилю «Западная Сибирь». Западная и центральная часть ЯНАО

### 1.3 Литолого-минералогическая характеристика турон-сенонских отложений

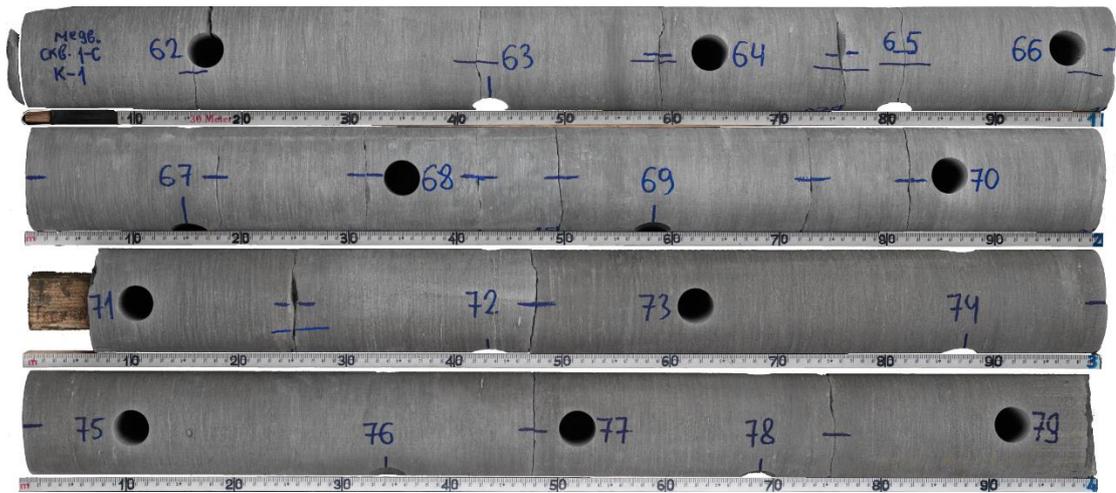
Турон-сенонские отложения, несмотря на высокую их изученность бурением (эти отложения пройдены всеми скважинами, пробуренными в Западной Сибири), характеризуются низкой степенью изученности. Причина этого заключается в том, что долгие годы перспективы промышленной нефтегазоносности надсе-

номанского комплекса Западной Сибири связывали лишь с гранулярными терригенными коллекторами газсалинского резервуара турон-сенонского возраста на востоке бассейна. Если говорить о гранулярных резервуарах газсалинской пачки, содержащих промышленные газовые залежи, то они в целом традиционны и достаточно хорошо изучены, т.к. первые промышленные притоки из них были получены еще в 70-х годах XX века, на Южно-Русском месторождении.

Главная проблема – это глинисто-кремнистые отложения сенона, промышленные притоки УВ из которых были получены совсем недавно, хотя их газонасыщенность не вызывала сомнений у компетентных специалистов. Именно эти породы остаются абсолютно не изученными в качестве пород-коллекторов, хотя их литологическая характеристика в целом известна. Объясняется это и тем, что в прошлом веке «Главтюменьгеологии», которая проводила широкомасштабные геологоразведочные работы, такие полупромышленные или даже непромышленные перспективные объекты были не интересны, то в настоящее время для ПАО «Газпром» изучение сенонского комплекса, как возвратного объекта разработки, весьма актуально. Способствует изучению сенона и заметное массовое развитие технологии бурения горизонтальных стволов и добычи из нетрадиционных коллекторов во всем мире, чему во многом способствовала сланцевая революция [23], произошедшая за океаном.

Отложения нижней подсвиты березовской свиты наиболее изучены на Медвежем месторождении. Это связано с тем, что, во-первых, запасы газа Медвежьего месторождения близки к отработке, а во-вторых, над сеноманской газовой залежью залегает крупнейшая по ресурсам в Западной Сибири сенонская газовая залежь. Проблема газоносности сенона известна еще с начала 70-х годов прошлого века. Как объект поисковых работ сенон рассматривается с 2004 г. Именно по этой причине сенонский керн был отобран в глубоких поисково-оценочных скважинах, пробуренных на Медвежем месторождении начиная с 2005 г. Однако, следует признать, что степень изучения керна остается невысокой. По старым разведочным скважинам имеются лишь производственные описания керна.

Более подробное изучение пород нижней подсвиты березовской свиты на Медвежьем месторождении началось после бурения поисково-оценочных скважин 1С, 2С, 3С и 4С. Согласно описанию кернового материала, верхняя часть отложений НПБС представлена чередованием прослоев опок различной степени глинистости с неровным, ступенчатым и скорлуповатым изломом, с единичными глинисто-карбонатными прослоями, мелкими включениями алевритового материала и пиритизированными остатками раковин двустворчатых моллюсков, скелетов радиолярий и фораминифер (рисунок 1.19).



*Рисунок 1.19 - Фотографии керна скважины 1С в интервале от 986 до 989 м*

Вниз по разрезу содержание кремнезема постепенно сокращается, наблюдается постепенное увеличение содержания глинистых минералов, порода становится более плотной, менее однородной и, как следствие, более трещиноватой (рисунок 1.20). В нижней части сенона наблюдается постепенный переход от опоквидных глин к породам кузнецовской свиты, которые представлены глинами серыми и зеленовато-серыми, с зернами глауконита, с включениями пиритизированных водорослей и чешуи рыб.

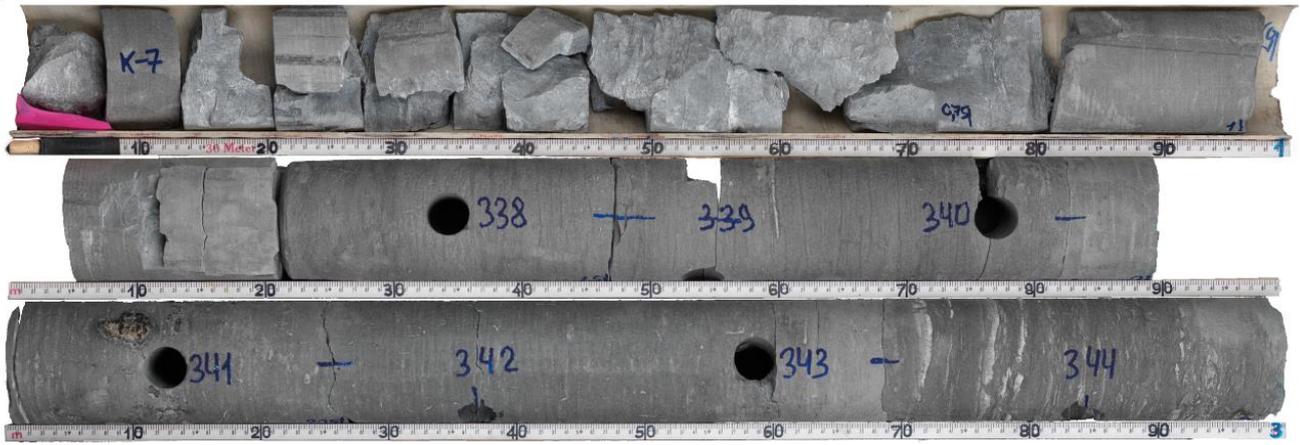


Рисунок 1.20 - Фотография керна скважины 1С в интервале от 1056 до 1059 м

Определение открытой пористости, объемной и минералогической плотности пород НПБС Медвежьего месторождения проводилось на образцах полноразмерного керна с помощью насыщения керосином (по методу Преображенского). По результатам исследований керна общая, насыщаемая керосином, пористость пород НПБС Медвежьего месторождения изменяется от 25,9 до 38,1%. При этом при насыщении образцов водой были получены завышенные значения порового объема, что связано с разбуханием глинистых минералов [21], главным образом монтмориллонита, при взаимодействии с водой (рисунок 1.21). А значения, полученные при замерах пористости газоволюметрическим методом, существенно занижены, в связи с невозможностью полного насыщения образцов гелием по причине их полного разрушения.

Также для уточнения петрофизических различий между породами НПБС и кузнецовской свиты проводилось изучение вскрытого интервала туронских глин. По результатам керосинонасыщения пористость глин кузнецовской свиты изменяется от 19 до 27%, при этом среднее значение пористости составляет 23%, что на 8% ниже, чем в глинистых опоках сенона (рисунок 1.22).

По результатам исследований керна проводились расчёты кажущейся минералогической плотности пород. Полученные значения не являются абсолютными и зависят измеренных значений объема пор, полученных по методу Преображенского, и объемной плотности пород. Соответственно, при неполном насыщении образцов керна керосином полученные значения минералогической плотности

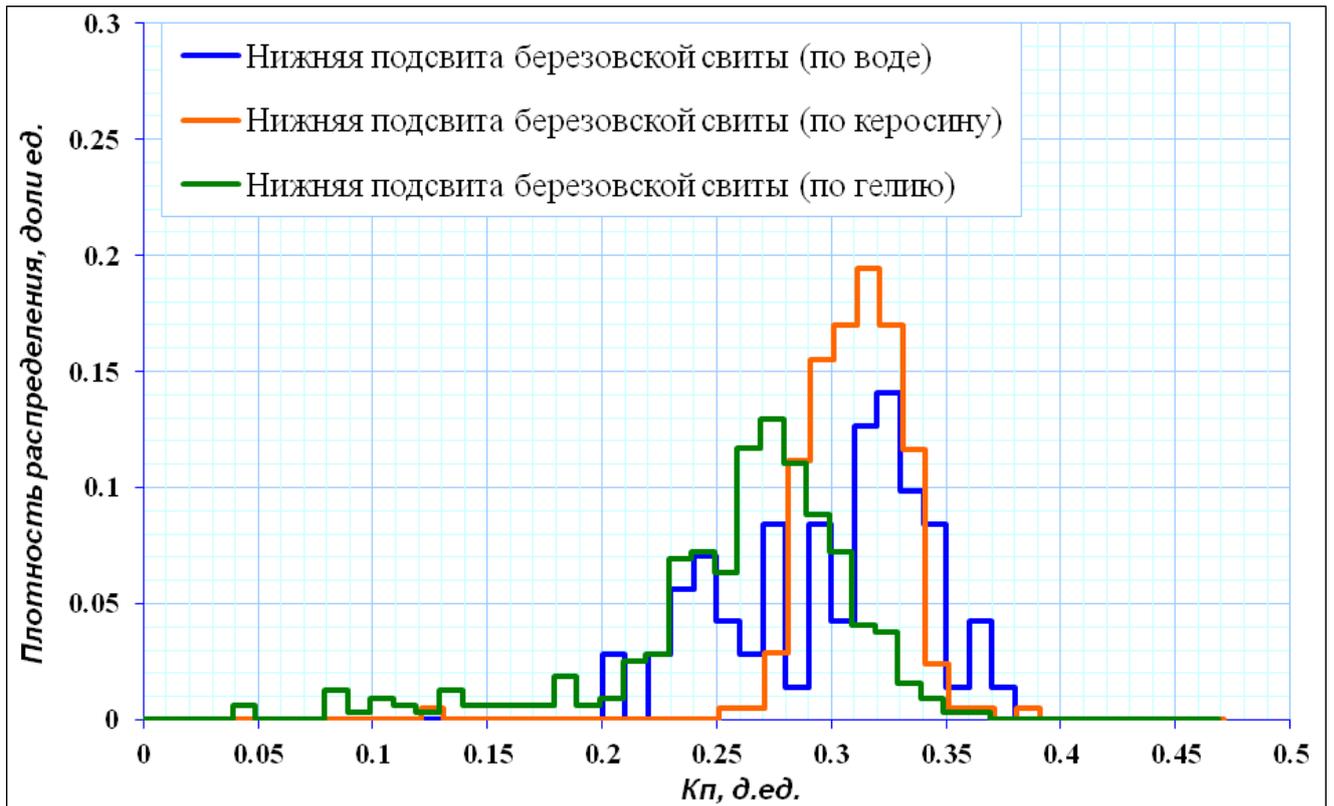


Рисунок 1.21 – Гистограмма распределения общей пористости пород НПБС в скважине 1С Медвежьего месторождения

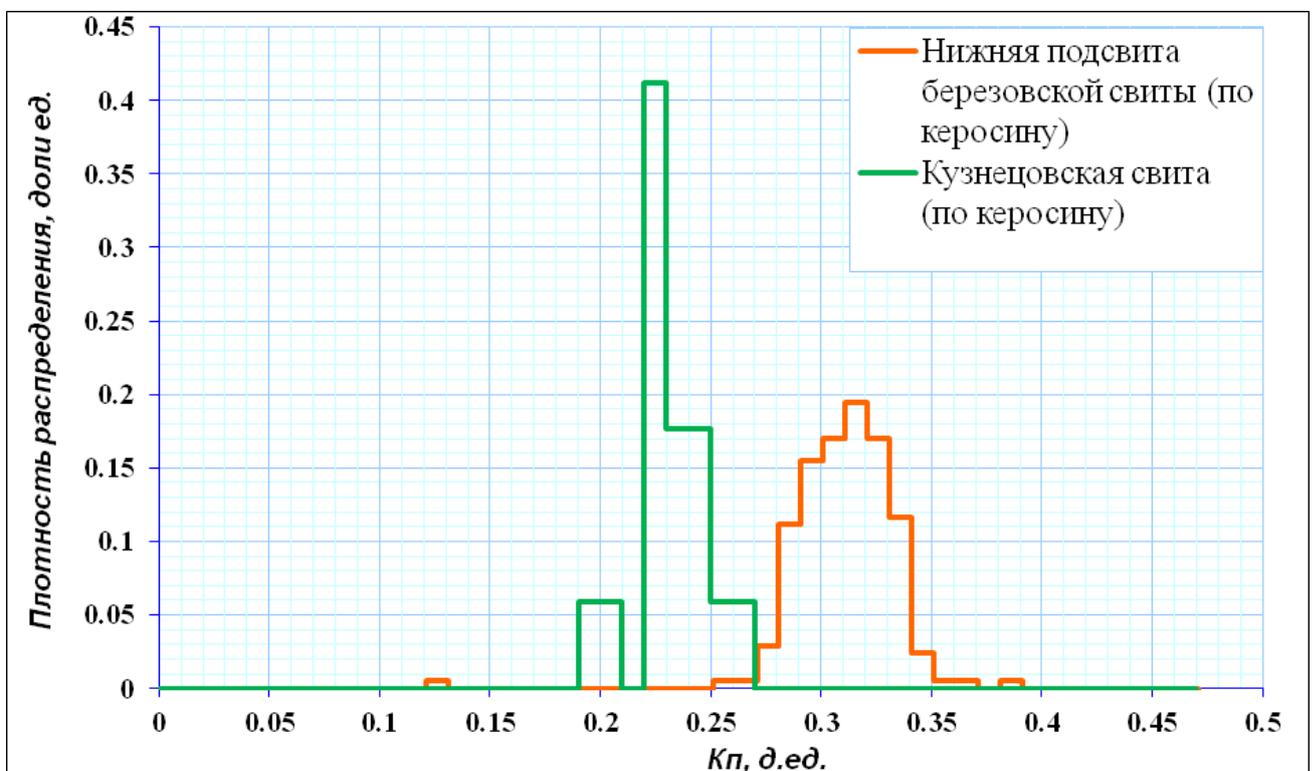


Рисунок 1.22 – Гистограмма распределения общей пористости пород НПБС и кузнецовской свиты в скважине 1С Медвежьего месторождения

будут несколько завышены. Кажущаяся минералогическая плотность пород нижней подсвиты березовской свиты изменяется от  $2,45 \text{ г/см}^3$  до  $2,66 \text{ г/см}^3$ , среднее значение составляет  $2,60 \text{ г/см}^3$  (рисунок 1.23). Для пород кузнецовской свиты значение КМП варьируется от  $2,60 \text{ г/см}^3$  до  $2,69 \text{ г/см}^3$ , а среднее значение равняется  $2,65 \text{ г/см}^3$ .



Рисунок 1.23 – Гистограмма распределения КМП пород НПБС и кузнецовской свиты скважины 1С Медвежьего месторождения

Для образцов керна пород нижней подсвиты березовской свиты скважины 1С наблюдается высокая обратная корреляционная зависимость между коэффициентом общей пористости и объемной плотностью пород (рисунок 1.24).

Аналогичные исследования по изучению образцов керна целевого интервала были проведены также и в скважине 3С, которая была пробурена в 2017 году. Коэффициент общей пористости пород НПБС, определенный насыщением керосином по методу Преображенского, изменяется от 0,21 до 0,39 д. ед., среднее значение составляет 0,32 д. ед. (рисунок 1.25). Для пород кузнецовской свиты значе-

ния общей пористости изменяются от 0,2 до 0,25, при среднем значении 0,22 д. ед. Из этого следует, что, в целом, изучаемые породы в скв. 1С и 3С по своим емкостным свойствам практически не отличаются. Однако, можно заметить, что породы НПБС в скв. 3С характеризуются большей неоднородностью, по сравнению со скважиной 1С.

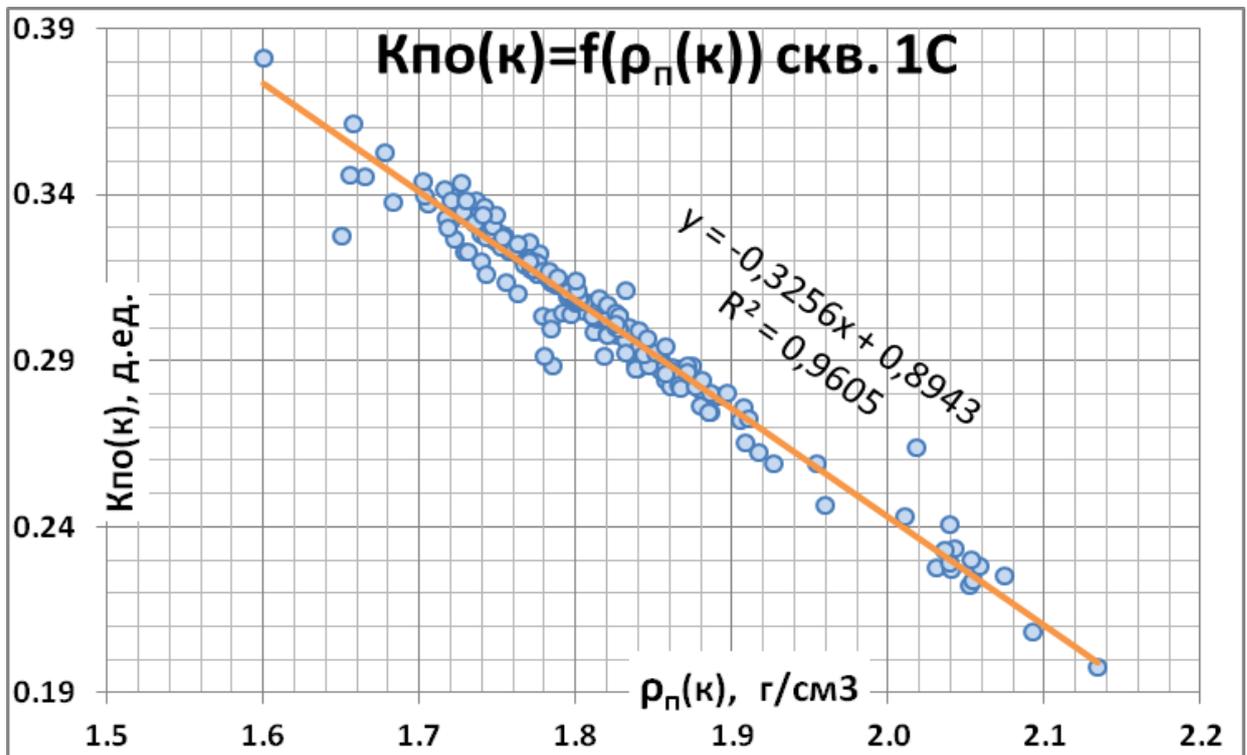


Рисунок 1.24 – Зависимость общей пористости пород сенона скв. 1С от объемной плотности пород по керосину

В скв. 3С проводились исследования по определению проницаемости пород нижней подсвиты березовской свиты и кузнецовской свиты по газу на образцах полноразмерного керна (рисунок 1.26). Проницаемость пород НПБС изменяется от 0,003 мД до 0,6 мД, проницаемость нескольких образцов составила 5,5 мД. Среднее значение проницаемости пород НПБС равняется 0,09 мД. Проницаемость пород кузнецовской свиты изменяется от 0,005 до 0,5 мД, среднее значение составляет 0,1 мД.

Таким образом, можно отметить, что исследованные образцы кузнецовской свиты по своим фильтрационным свойствам не уступают породам НПБС, однако они характеризуются более низкой пористостью и не являются коллекторами.

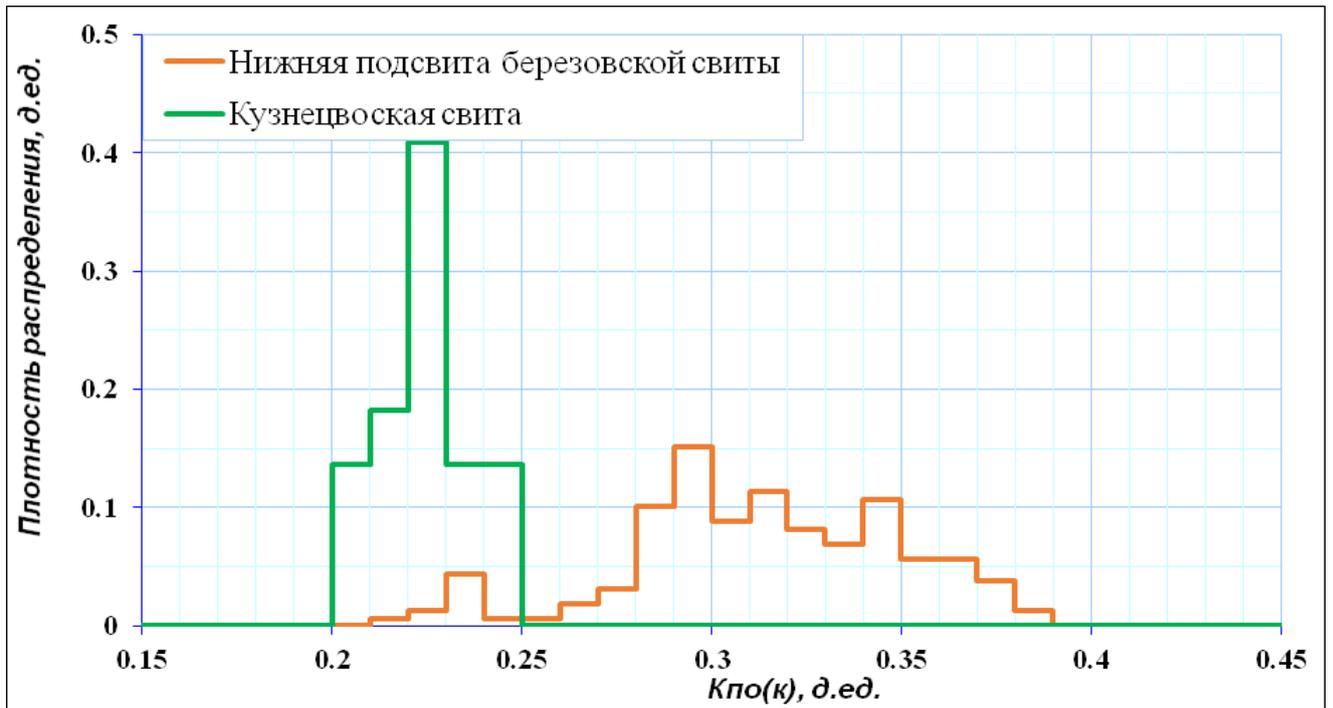


Рисунок 1.25 – Гистограмма распределения общей пористости пород НПБС и кузнецовской свиты в скважине 1С Медвежьего месторождения

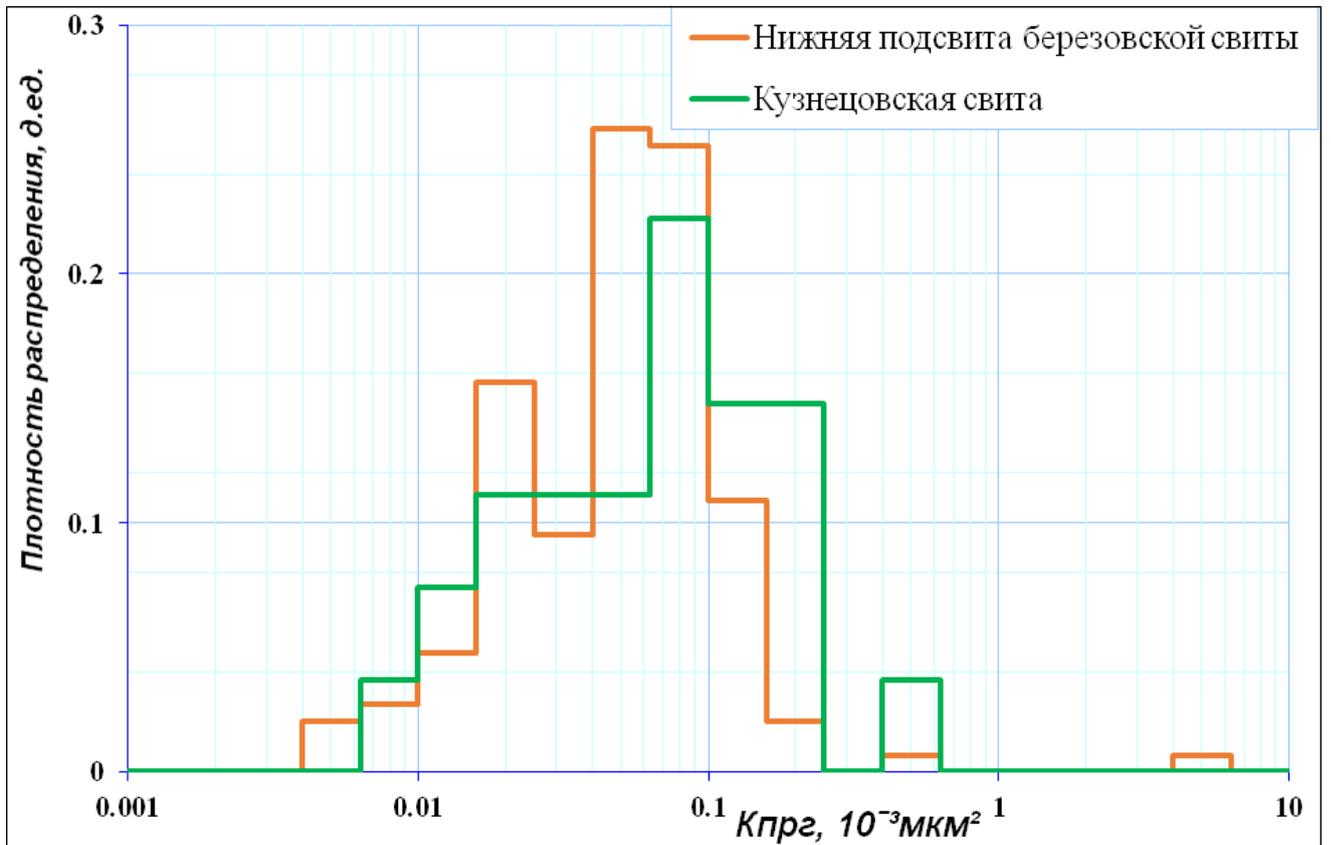


Рисунок 1.26 – Гистограмма распределения проницаемости по газу пород НПБС и кузнецовской свиты в скважине 3С Медвежьего месторождения

По результатам керновых исследований породы нижней подсвиты березовской свиты Медвежьего месторождения условно разделяются на два литотипа по содержанию  $\text{SiO}_2$ : первый – опоковидные глины, состоящие в основном из глинистых минералов и содержащие менее 50% минералов группы кремнезема; второй – глинистые опоки, которые состоят более чем на половину из кремнезема и содержат в своем составе глинистые примеси, содержанием до 50%. И для глинистых опок, и для опоковидных глин сенона наблюдается достаточно хорошие корреляционные зависимости между объемной плотностью пород и их общей пористостью по керосину (рисунок 1.27). Опоковидные глины характеризуются более высокими значением объемной плотности при одинаковых значениях общей пористости из-за низкой минералогической плотности опок.

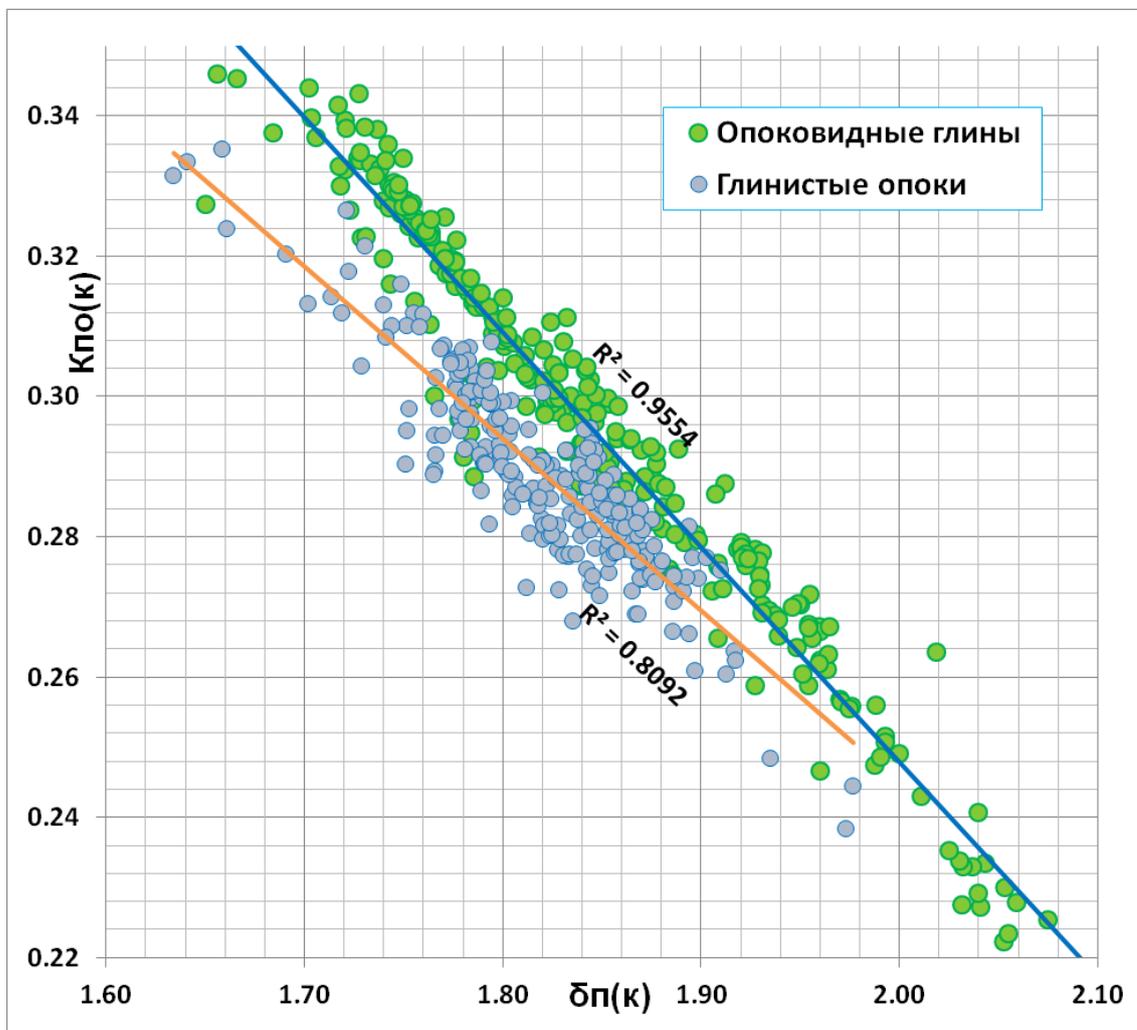


Рисунок 1.27 – Зависимость общей пористости пород сенона скв. 1С и 2С от их объемной плотности по керосину для двух литотипов

С целью более детального изучения минералогического состава пород сенона были проведены специальные исследования керн, включающие рентгеноструктурный, рентген-флуоресцентный методы анализа.

Рентгеноструктурный анализ пород сенонских отложений проводился с помощью дифрактометров общего назначения. По данным РСА удалось установить основные породообразующие минералы, входящие в состав сенонских отложений. Основными породообразующим минералами в сенонских отложениях по результатам исследований ЗапСибГЦ являются силициты (рисунок 1.28), которые сложно различить между собой на дифрактограммах. Также крайне сложно группу силицитов отделить от кварца, в результате чего содержание обломочного кварца было определено по среднему содержанию обломочной фракции в породах сенонских отложений. Содержание монтмориллонита варьируется от 26,7 до 32,8 %, глауконита и гидрослюда от 11,3 до 11,7 %. Такое значительное содержание монтмориллонита в составе обуславливает высокую степень набухаемости турон-сенонских пород, что затрудняет их вскрытие на обычных растворах на водной основе.

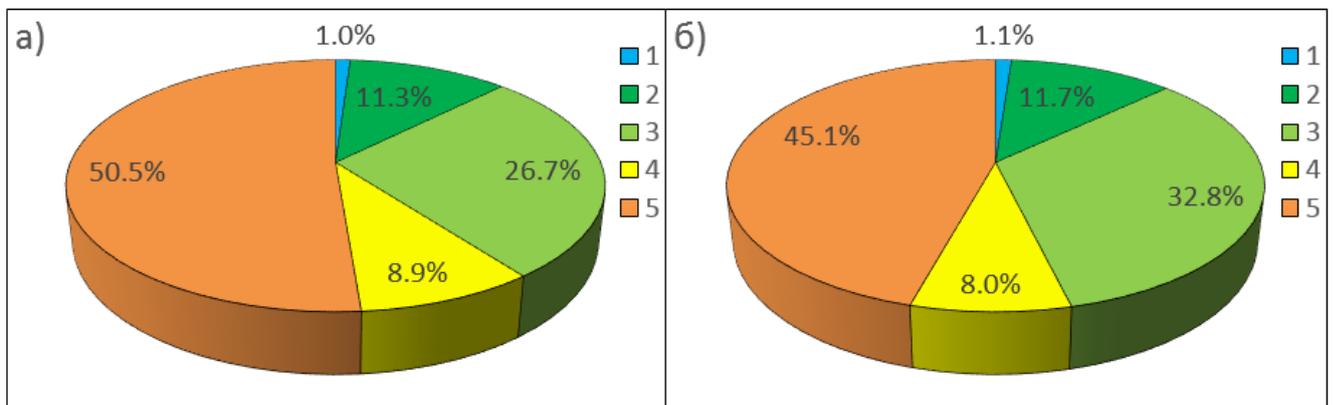


Рисунок 1.28 – Результаты изучения минералогического состава пород скв. 1С (а) и 2С (б) Медвежьего месторождения по данным РСА и РФА.

Условные обозначения: 1 – пирит; 2 – глауконит и гидрослюда; 3 – монтмориллонит; 4 – обломочный кварц; 5 – кремнистые минералы (по данным ЗапСибГЦ)

Следует отметить, что в интервале сенона скв. 1С содержатся более чистые кремнистые породы – в скв. 2С примесь глинистых минералов значительно выше.

В результате отложения НПБС в скв. 1С являются более перспективными и компетентными к трещинообразованию по сравнению со скважиной 2С.

ФГУП «ЦНИИГеолнеруд» проводились исследования по изучению минералогического состава пород скв. 4С Медвежьего месторождения методом рентгенографического фазового анализа на рентгеновском дифрактометре D8 ADVANCE с использованием монохроматизированного рентгеновского излучения в режиме «на отражение».

Содержание силицитов в минеральном составе пород скв. 4С составляет 48,5 %, глинистых минералов 29,9 %, обломочного кварца 9,9 %, опала 7,8%, альбита 2,7 %, содержание остальных минералов составляет сотые доли процента. В породах кузнецовской свиты содержится в среднем 60,6 % глинистых минералов и значительно меньшее количество кремнистых (рисунок 1.29).

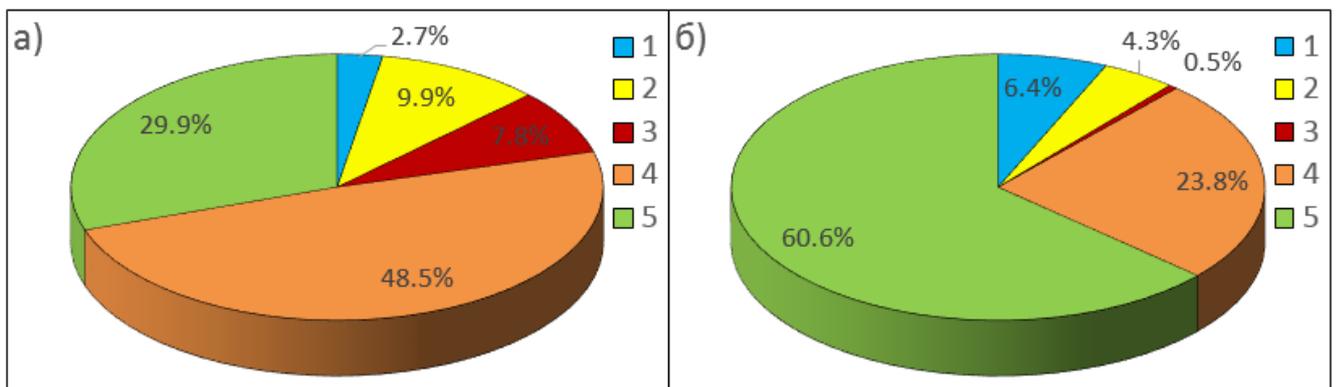


Рисунок 1.29 – Результаты изучения минералогического состава пород нижнеберезовской (а) и кузнецовской (б) свит скв. 4С Медвежьего месторождения по данным РКФА. Условные обозначения: 1 – альбит; 2 – обломочный кварц; 3 – опал; 4 – кремнистые минералы; 5 – глинистые минералы

Для определения элементного состава был проведен химический анализ образцов керна, извлеченного из скв. 4С. Элементопределения проводились методом атомно-эмиссионной спектроскопии с индуктивно связанной плазмой в соответствии с НСАМ 487-ХС на спектрометрах «Optima 2000DV» и «Optima 8300 DV», ARL Optim X, анализатор SC-144DR.

По результатам химического анализа в породах НПБС по содержанию в процентах на абсолютно сухую навеску преобладает  $\text{SiO}_2$ , который был разделен

на 4 группы, в зависимости от его среднего содержания в данных минералах и минерального состава пород. Среднее содержание кремнезема в породах НПБС составило 82,0 %, из которых 55,6 % приходится на силициты (опал, тридимит, кристобалит) и хемогенный кварц, 13,5 % – на глинистые минералы, 12,3% – на обломочный кварц, 0,7 % входит в состав полевых шпатов. На втором месте находится  $Al_2O_3$  с содержанием 6,9 %. В породах кузнецовской свиты по содержанию в процентах на абсолютно сухую навеску также преобладает  $SiO_2$ , однако основная часть кремнезема входит в состав минералов глин, и лишь 23,5 % приходится на минералы группы кремнезема, также, практически в 3 раза возрастает содержание  $Al_2O_3$  (рисунок 1.30).

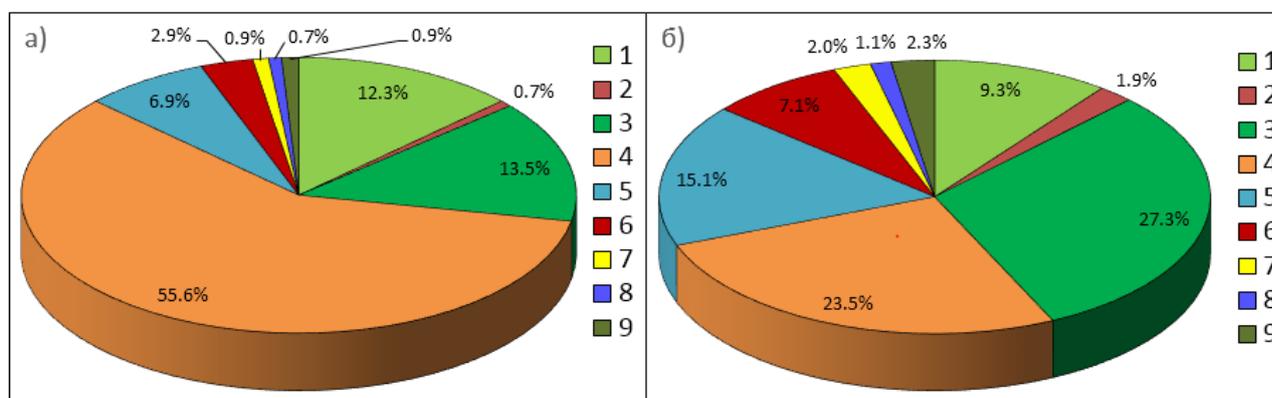
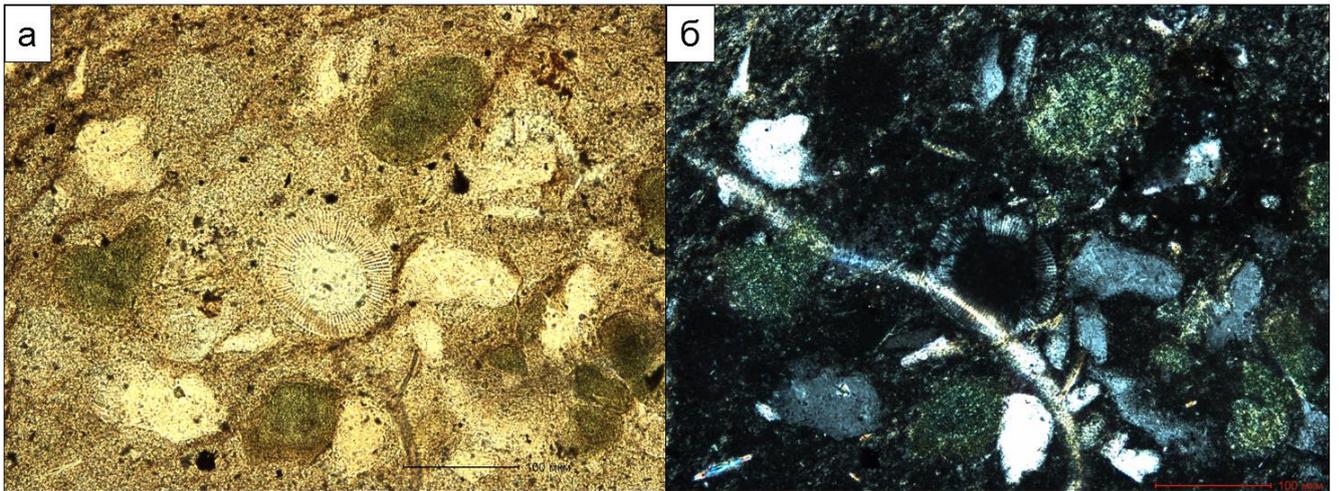


Рисунок 1.30 – Результаты изучения элементного состава пород нижнеберезовской (а) и кузнецовской (б) свит скв. 4С Медвежьего месторождения по данным РКФА. Условные обозначения: 1 –  $SiO_2$  в кварце; 2 –  $SiO_2$  в ПШ; 3 –  $SiO_2$  в глинах; 4 –  $SiO_2$  в силицитах; 5 –  $Al_2O_3$ ; 6 –  $Fe_2O_3$ ; 7 – MgO; 8 –  $Na_2O$ ; 9 –  $K_2O$

Проводилось также петрографическое изучение сенонских отложений в шлифах. На снимках шлифов по скв. 1С Медвежьего месторождения в верхнем интервале отбора образцов (1002,0-1014,9 м) видна опока глинистая, с неравномерной слабой примесью алевритового материала, с глауконитом и реликтами радиолярий. Алевритовая примесь распределена в образце неравномерно, составляет 3-4%, сложена в основном кварцем и редкими чешуйками слюды. Основной объем образца представлен кремнеземом (рисунок 1.31).



*Рисунок 1.31 – Фотографии шлифа скв. 1С Медвежьего месторождения в обычном (а) и поляризованном (б) свете*

Осадочные кремнистые породы характеризуются высокой пустотностью. В опоках, где остатки кремнистых микроорганизмов встречаются в единичных количествах, а  $\text{SiO}_2$  подвергся дигенетическим изменениям, пустотность обеспечивается глобулярной структурой кремнистых сферолитов. Аморфный и кристаллический опал (соответственно, опал – А и опал – КТ, т.е. кристобалит-тридимитовый) сложен изометричными округлыми и кристаллоподобными выделениями ультрамикроскопического размера, между которыми имеются также ультрамикроскопические поры, т.е. это гранулярный коллектор. В глинисто-кремнистых породах опал образует скопления – микролинзы, разделенные глинами. Принципиальная модель глинисто-кремнистого коллектора показана на рисунке 1.32.

Газонасыщенные линзы с кремнистыми глобулами располагаются в трещиноватой глинистой массе. Между глобулами имеется гранулярная пористость. При создании системы искусственных трещин порода способна отдавать газ, обеспечивая промышленные дебиты. Микроскопические исследования глинисто-кремнистых пород подтверждают такую модель (рисунок 1.33), только микролинзы кремнистого состава имеют гораздо более крупные размеры – доли мм.

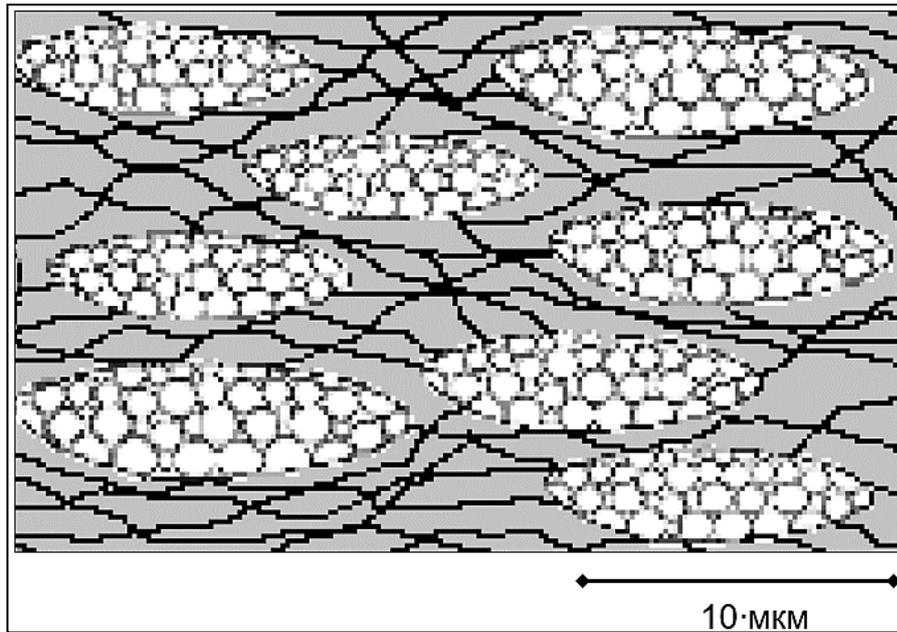


Рисунок 1.32 – Принципиальная модель глинисто-кремнистого коллектора

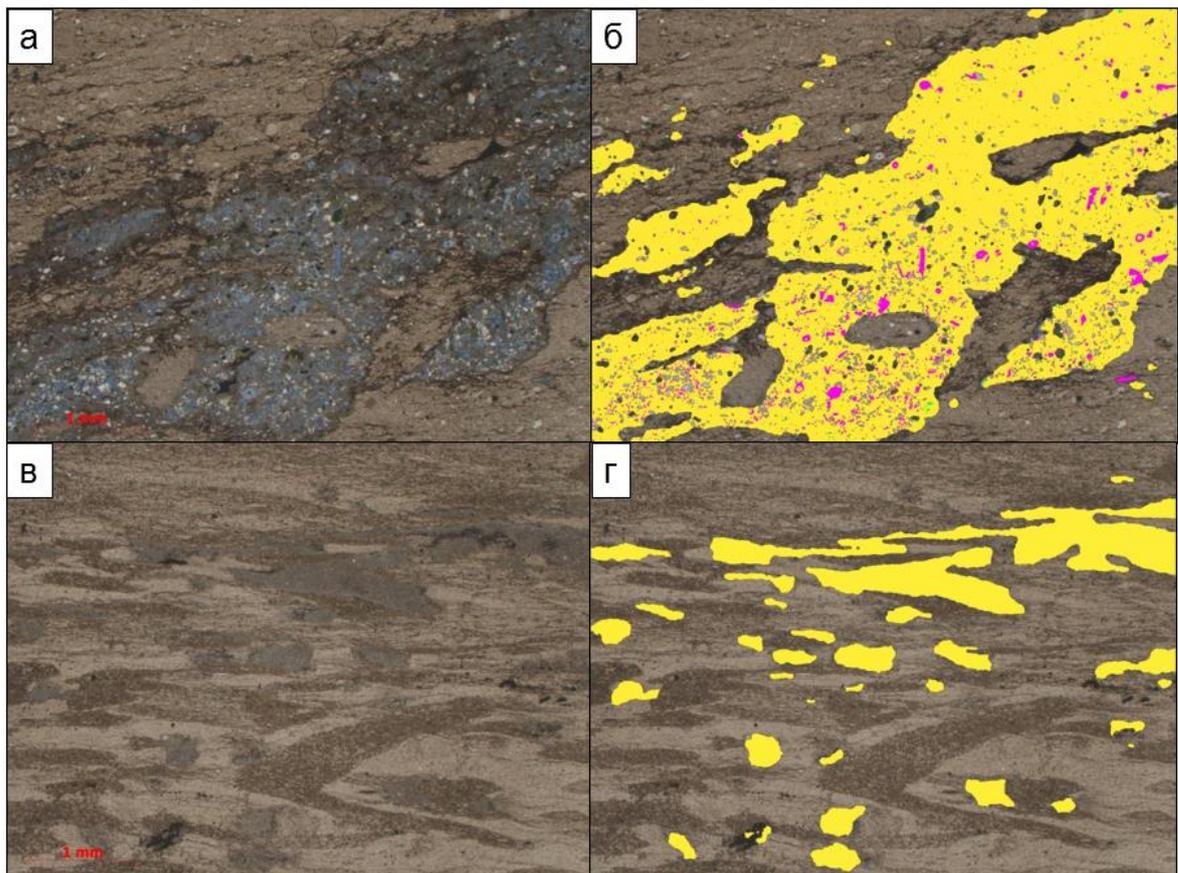


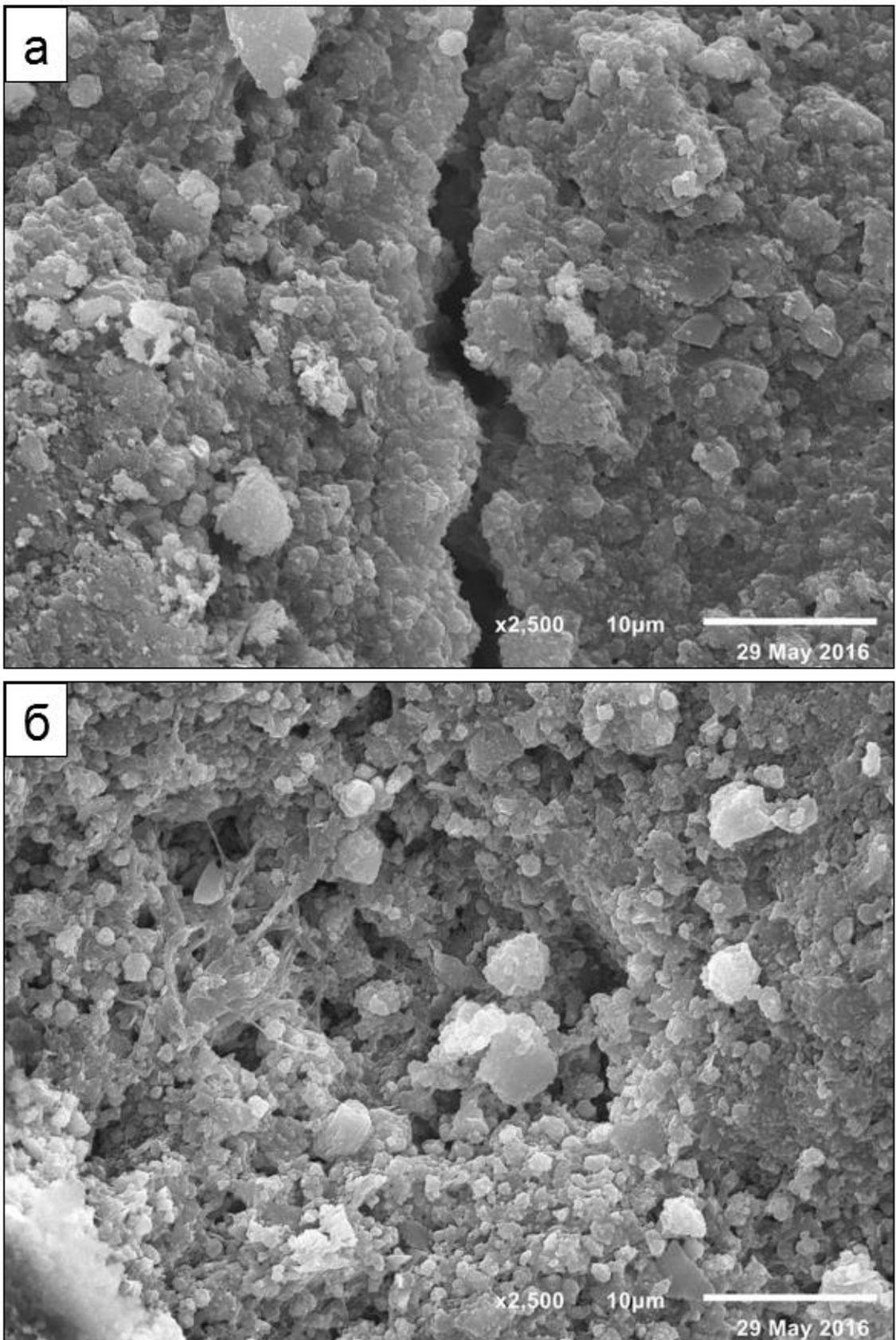
Рисунок 1.33 – Микрофотографии петрографических шлифов скв. 3С после пропитки окрашенной смолой. Глубина отбора 941,1 м, без анализатора (а), с анализатором (б). Глубина отбора 1007,7 м, без анализатора (в), с анализатором (г). Розовым цветом выделены внутриформенные поры, зеленым – межформенные, желтым – участки развития микропористости

Микротекстура породы мелковолнистослоистая, линзовидная, участками осложненная проявлениями биотурбации. Структура пород преимущественно пелитовая. На фоне глинисто-кремнистой массы присутствуют остатки раковин радиолярий, спикулы губок, возможно, участками встречаются фрагменты тел губок. Обломочная составляющая пород (первые проценты от площади шлифа) представлена плохоокатанным алевритовым материалом, минеральный состав обломков преимущественно кварцевый, отмечаются полевые шпаты, зерна глауконита, обломочные чешуйки мусковита. Кремнистый материал пород, помимо органических остатков (радиолярий и спикулы губок), представлен относительно однородной микрозернистой массой. Органические остатки и однородная кремнистая составляющая сложены, по-видимому, микрокристаллическим тридимитом или кристобалитом.

Пустотное пространство пород представлено микропоровыми обособлениями, связанными с отдельными участками кремнистой составляющей. Более крупные открытые поры приурочены к внутриформенному пространству спикул губок. В участках предположительного скопления фрагментов тел губок присутствуют единичные открытые межформенные поры. В образце с гл. 941,1 м отмечается концентрация открытых пор, приуроченных, по-видимому, к ходу илоеда.

Таким образом, в породах отмечается три типа пустотного пространства: микропористость в микрозернистой кремнистой массе; внутриформенные открытые поры в спикулах губок; редкие единичные межформенные поры. Микропористость в образце с глубины 941,1 м составляет 46,51% (имидж – анализ шлифов), в образце с гл. 1007,7 – 12,94%. Эти значения пористости относятся только к площади шлифов.

На рисунке 1.34 приведены электронно-микроскопические снимки пород сенона по скв. 4С. с увеличением в 2500 раз. На рис. 1.34а видны изометрично-угловатые кристаллиты, вероятно, опала – КТ размерами от 0,2 – 0,5 до 2,0 – 3,0 мкм, а также агрегаты этих кристаллитов. Это относительно крупнозернистый образец (вблизи кровли более продуктивного интервала в горизонтальном стволе скважины 4С).



*Рисунок 1.34 – Электронно-микроскопические снимки пород сенона по скв. 4С:*

*а) глубина 1009,32 м; б) глубина 1042,12 м*

На рис. 1.34б присутствуют более мелкие кристаллиты, а также ярко-выраженные глобулы опала, между которыми расположены поры, хорошо видимые на снимках. Практически, во всех изученных образцах присутствуют открытые трещины шириной 2-3 мкм. Хотя для полноценного изучения строения пород и их пустотности необходимы снимки с большим увеличением, по приведенным снимкам с изометричными кристаллитами можно заключить о вторичной (хемогенной, диагенетической или диагенетическо-гидротермальной) природе силицитов сенона. Об этом свидетельствуют изометричные и угловатые (призматические) очертания кристаллитов – глобулей кремнистых минералов.

На Вынгаяхинском месторождении, где сенонские отложения также газоносны, они представлены глинистыми опоками светло-серого цвета, со слабо выраженной пологоволнистой слоистостью, подчеркнутой обогащением отдельных прослоев более светлым алевритовым и более темным глинистым материалом, редкими остатками микрофауны. По данным ГИС в разрезе НПБС выделено два более проницаемых интервала, залегающих в кровле и подошве подбиты и названных как пласты НБ<sub>1</sub> и НБ<sub>4</sub>.

Лабораторные исследования фильтрационно-емкостных свойств горных пород пласта НБ<sub>4</sub> проведены на 6 образцах, отобранных из керна скважины 357 Вынгаяхинской площади. Выполнено 6 определений пористости керосинонасыщением, 3 определения проницаемости, 6 определений объемной плотности, 6 определений общей карбонатности. Значения пористости по керосину изменяются от 16,4 % до 44,6 %, среднее значение – 34,3 %. Значение проницаемости по трем образцам керна равно 0,01 мД.

В скв. 1160 Етыпуровского месторождения керном охарактеризована, кроме продуктивной части покурской свиты, с небольшими перерывами, 52 м глинистой покрышки над пластом ПК<sub>1</sub>, т.е. турон-сенонские отложения.

По данным описания керна скв.11 Етыпуровской площади породы нижней части НПБС (пласт НБ<sub>4</sub>) представлены чередованием опок серых, глинистых, слюдистых, плотных, алевритистых и глин опоквидных, более темного цвета, алевритистых, слюдистых.

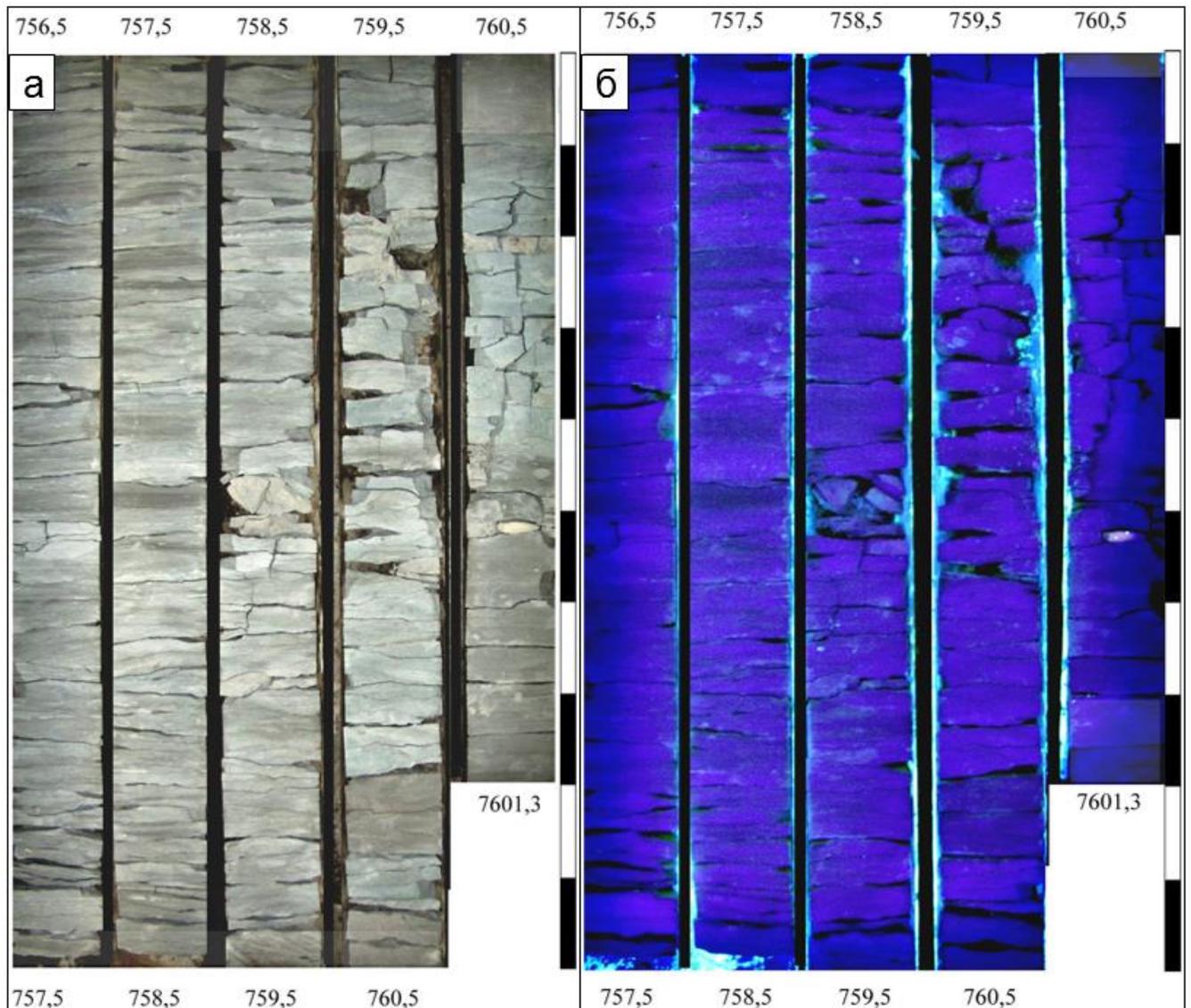
В слагающих этот пласт глинисто-кремнистых отложениях отмечается высокое содержание аморфного кремнистого материала – опала. Высокое содержание опала подтверждается и результатами лабораторного исследования керна. Так, рентгено-флуоресцентный анализ обр.3421 и обр.3445 показал значительное отличие их по содержанию кремнистого и глинистого материала. В образце 3421, обогащенном аморфным опалом, отношение  $\text{SiO}_2$  и  $\text{Al}_2\text{O}_3$  составляет 5,88, а в образце 3445, представленном глиной хлорит-монтмориллонит-гидрослюдистого состава это соотношение составляет 3,43, что близко к стехиометрическому отношению этих элементов в глинистых минералах такого состава.

Пересчет показывает, что содержание свободного опала в обр.3421 достигает 25 – 30%. Высокое содержание опала, кристобалита и тридимита в породах приводит к аномально низким значениям минералогической плотности пород в этой части разреза. Минералогическая плотность кристобалита изменяется от 2,220 до 2,295 г/см<sup>3</sup> в зависимости от условий образования и количества кристаллизационной воды. В этом образце № 3564 при пористости 38,8% расчетная минералогическая плотность составила 2,31 г/см<sup>3</sup>. По полуколичественной оценке рентгенофазовым методом содержание опала в породе достигает 70%, что объясняет такую низкую минералогическую плотность. Для контроля этим же методом был исследован образец 3691 из нижней части пласта. В нем опал не был обнаружен совсем. Следует отметить, что при макроскопическом описании керна примесь кремнистого материала практически не заметна.

Интересные результаты дало изучение керна сенонского интервала в дневном и ультрафиолетовом свете. В дневном свете в породах фиксируется слойчатость, наличие субвертикальной трещиноватости. В ультрафиолетовом свете характерного для УВ свечения в глинах не наблюдается, за исключением мелких (доли см) ярких светящихся пятнышек. При внимательном рассмотрении становится очевидным, что это остатки раковин двустворок и (наиболее мелкие пятнышки) – вероятно, губок (рисунок 1.35).

Таким образом, можно считать, что породы турона-сенона на Етыпурском месторождении представляют собой надежные покрышки, способные удерживать

сеноманскую газовую залежь, т.к. следов свечения нет даже по субвертикальным трещинам. Однако мелкие пустоты в раковинах организмов с известковым и кремнистым цементом все-таки заполнены газом. Хотя в изученном интервале они единичны, в вышележащих слоях сена их количество резко возрастает, и породы могут быть представлены газонасыщенными коллекторскими разностями. При изучении пород с помощью сканирующего (растрового) электронного микроскопа установлены округлые полые удлиненные органические остатки с кремнистым скелетом, скорее всего, спикулы губок.



*Рисунок 1.35 – Фотографии керн турон-сенонских отложений по скв. 1160 Етыпуровского месторождения в дневном (а) и ультрафиолетовом (б) свете*

Изолированный керн из сенонских отложений был отобран в скв. 5031 Южно-Падинской площади. Литологически это аналогичные описанным выше опоквидные глины и глинистые опоки. Было выполнено детальное изучение состава и физических свойств этих пород. Минеральный состав пород исследовался комплексом методов, включающих оптическую и электронную микроскопию в комплексе с микрозондовой приставкой, позволяющей определять элементный состав анализируемых микрообъектов, а также рентгеноструктурный и термовесовой анализ.

Рассматриваемые отложения представлены двумя основными литологическими типами пород: темно-серыми, иногда со слабым зеленоватым оттенком, тонко-волнисто слоистыми слабо алевритистыми кремнистыми глинами и более светлыми тонкослоистыми опоквидными глинами. Структура глин алевропелитовая и пелитовая, ориентированная. Текстура линзовидно-слоистая за счет микроагрегатного строения основной массы, за счет распределения обломочного материала и органических остатков. Местами первоначальная текстура нарушена роющими организмами.

Алевритовая примесь представлена, главным образом, обломочным кварцем и альбитом, а также обломками слюд. Обломки имеют преимущественно мелко-алевритовую размерность. Они часто распределены неравномерно, и составляют от 1-2 % до 5-7 %, редкими прослойками до 15-20 %.

Среди глинистых минералов, входящих в состав сенонских отложений, преобладающим является монтмориллонит, доля которого в составе глинистых минералов в среднем близка к 60-65%. Второй, по вкладу в суммарную глинистость образцов, является гидрослюда (в среднем 25-30%). Доля смешанослойных образований (ССО) занимает третье место – в среднем около 5-8%. Каолинит и хлорит присутствуют в виде следов.

ССО обычно представлены в сенонских отложениях округлыми и линзовидными зёрнами глауконита, имеющими серовато-зеленый цвет. Их содержание обычно не превышает 3-5 % от площади шлифов. Глинистые чешуйки тонко отмучены, имеют отчетливую ориентировку и агрегатное погасание. Хотя присут-

ствующие в составе ориентированных прослоев терригенные чешуйки слюд могут иметь хаотичную ориентировку.

Набухаемость глин составляет 52 % в верхнем интервале на глубине 1160 м и увеличивается вниз по разрезу до 75 % на глубине 1255 м. Причина данного явления заключается в самой высокой, среди глинистых минералов, емкости катионного обмена у монтмориллонита, содержание которого увеличивается с глубиной в сенонских отложениях. Следовательно, при взаимодействии с ФБР на водной основе именно нижняя часть сенонского интервала должна испытывать максимальный эффект от набухания глин и снижения проницаемости.

Содержание глинистой фракции в породе по данным исследований прозрачных петрографических шлифов преимущественно составляет 92-98 %.

Здесь, однако, необходимо сделать следующие замечания. Кремнистый материал, присутствующий в составе рассматриваемых сенонских отложений, является аутигенным – биогенно-хемогенным. Он представляет собой чрезвычайно мелкие часто округлые частички кремнезема, с размерами гораздо меньше 0,01 мм. Поэтому, исходя из их гранулометрической характеристики, они по формальным признакам попадают в глинистую фракцию, хотя и не являются глиной. Поэтому следует уточнить, что когда упоминается о содержании глинистой фракции, то речь идет не только о собственно глинистых минералах, но и об описанном выше тонкодисперсном аутигенном биогенном кремнеземе.

Резкое несовпадение результатов определения гранулометрического состава, полученного на основе исследований механо-гидравлическим и петрографическим (в прозрачных шлифах) способами, объясняется именно этими особенностями состава и строения рассматриваемых отложений. Дело в том, что кремнистые частички в процессе диагенеза успевают частично сцементироваться и в процессе приготовления проб далеко не всегда удается их разделить друг от друга. Поэтому по данным механо-гидравлического анализа рассматриваемые отложения часто попадают в алевролиты и даже мелкозернистые песчаники.

Органический материал представлен углистым детритом и морской сапропелевой органикой, которые часто концентрируются в виде слойков, обуславли-

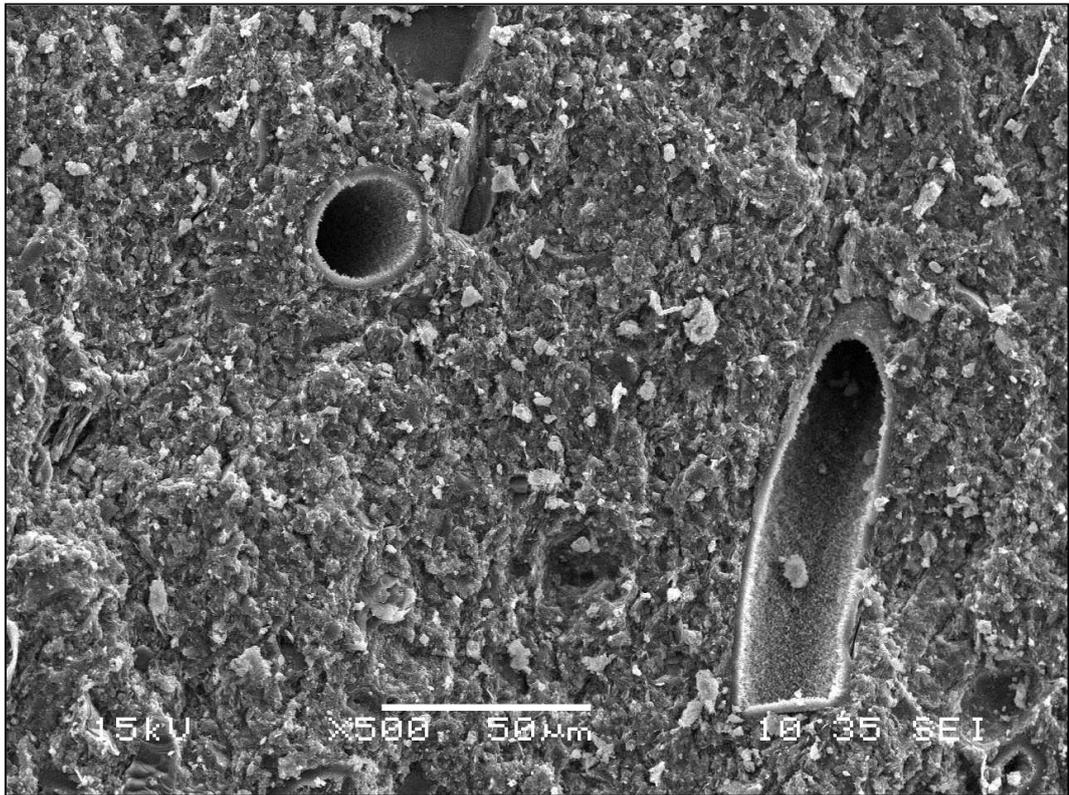
вая тонкослоистую текстуру отложений. Остатки раковинок организмов присутствуют в виде как более или менее хорошо сохранившихся радиолярий, так и спикул губок или спонгий. Основная масса тонкодисперсного аутигенного биогенного кремнезема, как уже отмечалось выше, представлена остатками разрушившихся раковинок радиолярий и в меньшей степени губок. Хорошо сохранившихся раковинок радиолярий немного, их содержание обычно не более 6-8 % на породу.

По данным растровой электронной микроскопии изучаемые породы представлены преимущественно серыми глинистыми опоками со спикулами губок (рисунок 1.36). В отдельных образцах наблюдаются большие скопления остатков кремнистых организмов, которые сцементированы монтмориллонитом (рисунок 1.37). Представляется, что области между скелетами отдельных радиолярий и элементами кремнистого биоса могут образовывать достаточно крупные поры для внедрения газа и его последующего дренирования. Присутствуют также следы битуминизированных обломков кремнистых организмов (рисунок 1.38).

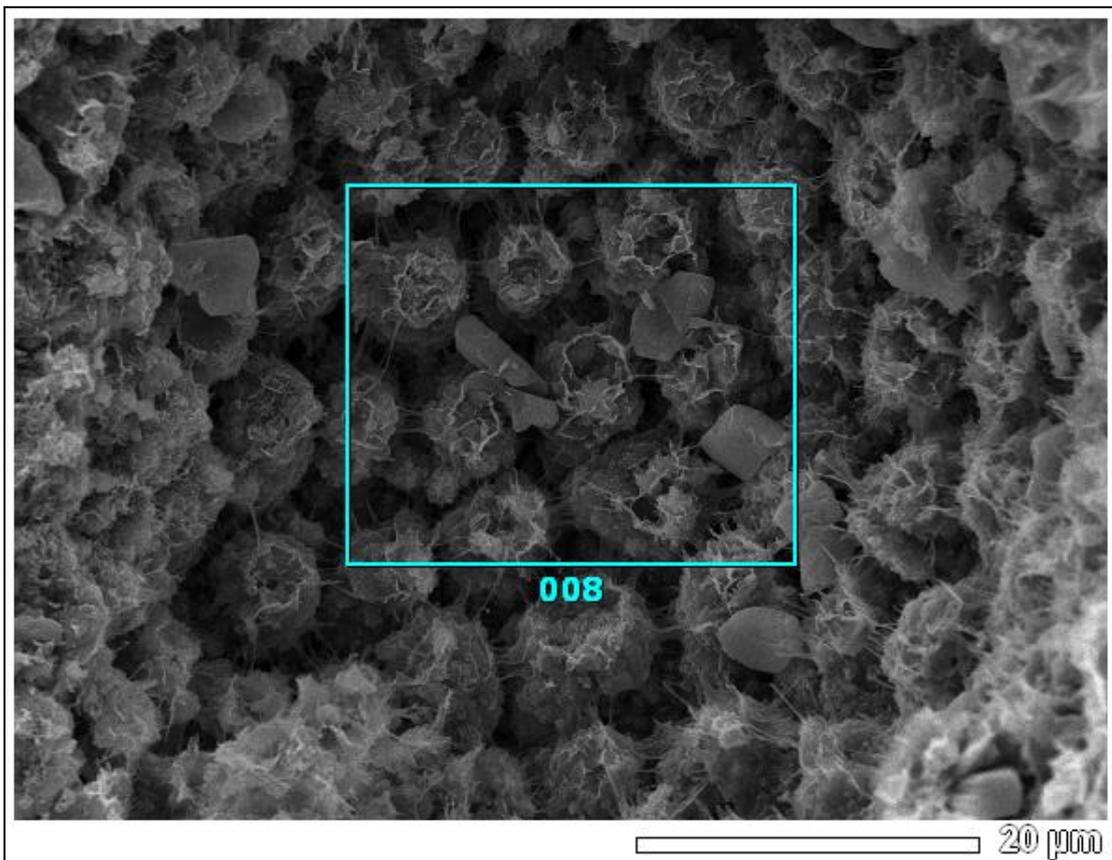
Из аутигенных и раннедиагенетических минералов следует отметить пирит, карбонаты и, в частности, сидерит, содержание которых обычно менее 1-2 % и лишь в редких случаях достигает первых десятков процентов. Сидерит возникает при условии угнетенной деятельности сульфатредуцирующих бактерий или в случае их полного отсутствия, то есть при низких значениях  $E_h$  в морской осадке. Кальцит часто замещает раковинки радиолярий, формируя своеобразные псевдоморфозы по ним.

Изредка встречаются интервалы с повышенным содержанием остатков ихтеодетрита – до 0,3-0,5 % от площади шлифа. Эти интервалы выделяются повышенной радиоактивностью, причем их радиоактивность обусловлена, главным образом, вкладом U, а вклады K и Th, напротив, незначительны.

В условиях удаленности от береговой линии и расцвета кремнистого биоса, раковинки радиолярий и спикулы губок, которые, однако, перерабатывались морскими водами и донными течениями до отдельных составляющих их кремнистых частиц, которые наблюдаются в рассматриваемых отложениях.



*Рисунок 1.36 – Спикулы губок (спонгии). Интервал отбора 1182,5 - 1200,8 м, образец 1393-3 (увеличение в 500 раз)*



*Рисунок 1.37 – Остатки кремнистых организмов, сцементированных монтмориллонитом. Интервал отбора 1225,2 - 1237,2 м*

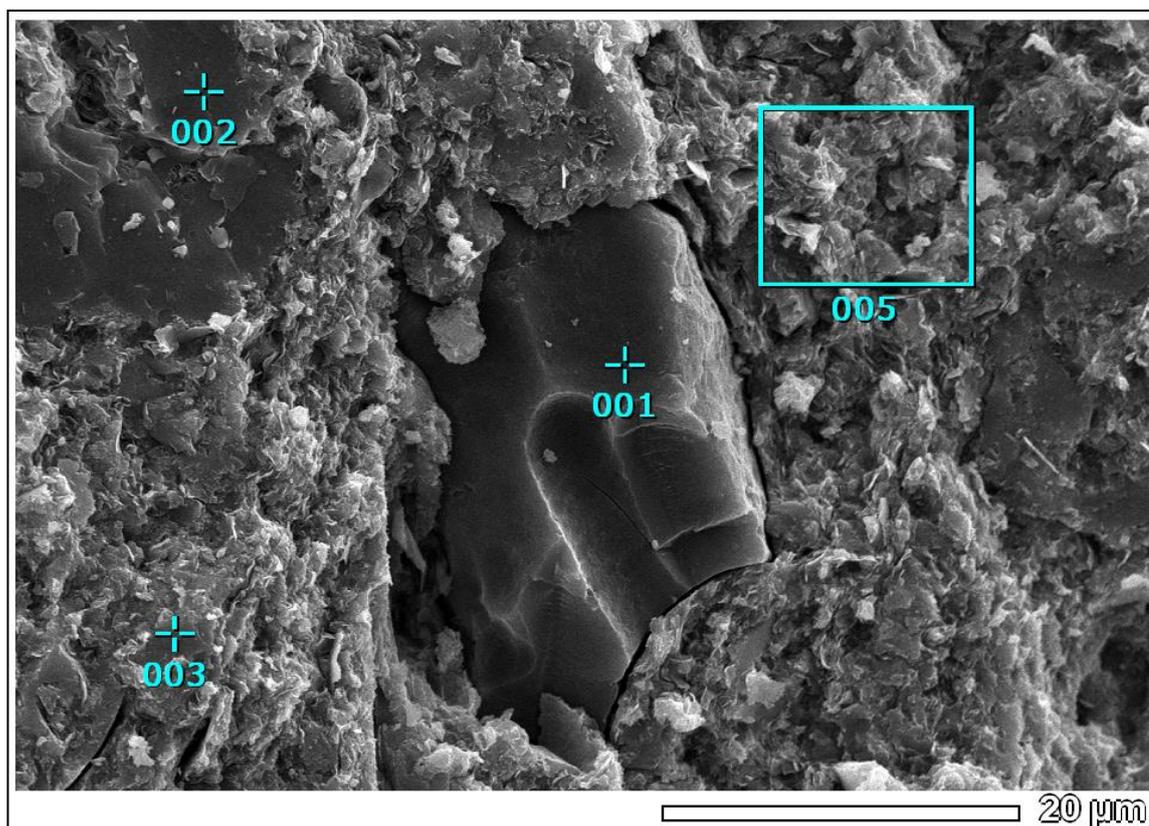


Рисунок 1.38 – Опоковидная глина с линзами светло-серого кремнистого материала. Интервал отбора 1182,5 - 1200,8 м. Условные обозначения:  
 1 – битуминизированный обломок органики; 2 – криптокристаллический кварц;  
 3, 5 – кремнистые минералы

На Вынгапуровском месторождении в интервале сенона выделяются два перспективных объекта: пласты НБ<sub>1</sub> и НБ<sub>4</sub>. Пласт НБ<sub>1</sub> по данным описания керн скважин 24 и 384 Комсомольской площади представлен чередованием опок и опоковидных глин. Опoki серого цвета, легкие, крепкие, пористые, с раковистым изломом, блестками слюды, местами глинистые, косоволнистые за счет примеси глинистых частиц. Глины светло-серые, опоковидные, местами переходящие в опoki легкие и пористые. Глины отличаются тонкой горизонтальной слоистостью.

По данным описания шлифов опoka состоит из аморфного и слабо раскристаллизованного опала, распределенного в породе неравномерно, скапливаясь в виде линзовидных прослоев. Текстура пятнистая, обусловленная неравномерным распределением глинистого материала. Ниже по разрезу опoki переходят в опoki глинистые и опоковидные глины. По данным описания шлифов глины темно-

серые, опоковидные, монтмориллонитового состава. Структура пелитовая. Текстура пятнистая, обусловленная неравномерным распределением опоковидного материала. Глина представлена монтмориллонитом, строение чешуйчатое, оптически неориентированное. Опал аморфный, иногда очень слабо раскристаллизованный. Порода содержит включения глауконита в виде полуокатанных зерен. Из других аутигенных минералов наблюдаются глобули и скопления пирита. Органические остатки представлены радиоляриями, диатомеями, редкими пиритизированными остатками водорослей, спикулами губок.

В известном смысле рассматриваемые осадочные породы аналогичны более древним битуминозным отложениям баженовской свиты [59] с тем существенным отличием, что в составе последней присутствует гораздо больше керогена. Общим же для тех и других осадков является высокое содержание в них аутигенного биохемогенного материала, представленного в первую очередь кремнеземом. Характерным для этих двух комплексов является также связь их продуктивности с наличием кремнистого материала, который придает породе коллекторские свойства.

Терригенные отложения газсалинской пачки, имеющей турон-сенонский возраст, изучены в литологическом отношении гораздо полнее, чем сенонские глинисто-кремнистые отложения. Они охарактеризованы керном и литолого-петрографическими, минералогическими, геохимическими и петрофизическими исследованиями на Харампурском, Южно-Русском, Заполярном, Ленском, Тэрельском и других месторождениях. Порода-коллекторы газсалинской пачки представлены преимущественно тонкослоистыми песчано-глинистыми алевролитами зеленовато-серого цвета, содержащими остатки раковин двустворок, углестый детрит, многочисленные стяжения пирита и известково-сидеритовые конкреционные прослои. Во многих случаях (например, Харампурское месторождение) туронские породы представлены слабосцементированными, практически рыхлыми разностями. По литогенетическим признакам (наличие морской фауны, хорошая сортировка обломочного материала), залегание среди явно морских глин с глауконитом и фауной – это осадки слабоподвижного морского мелководья.

Зернистость и мощности обломочных пород газсалинской пачки закономерно уменьшаются с востока на запад, в сторону центра турон-сенонского морского бассейна. Следует отметить, что конседиментационный рост антиклинальных структур практически не сказался на распределение толщин и коллекторских свойств газсалинских алевролитов – эти параметры подчиняются лишь региональному седиментационному фактору – расстоянию от береговой линии бассейна. Вероятно, что существенную роль в распределении песчано-алевритовых осадков газсалинской пачки играли аллювиально-дельтовые системы, а также подводные продолжения дельт – авандельтовые каналы. Однако по имеющимся данным такие аккумулятивные формы в отложениях газсалинской пачки не установлены. Скорее всего, как и для поздней юры, эти фации приурочены к палеопрогибам, в которых опесчанивание турон-сенонских отложений не имеет никакого значения для целей нефтегазовой геологии, т.к. газовые залежи в газсалинской пачке приурочены к поднятиям.

На Заполярном месторождении породы газсалинской пачки являются газоносными (продуктивный пласт Т). Общая толщина туронского пласта изменяется от 0,8 до 56,8 м, эффективные толщины достигают 21 м. Наибольшие эффективные толщины отмечаются в сводовой части структуры, сокращение их происходит на западном крыле, вплоть до полной глинизации пласта в скв. 82. Количество проницаемых прослоев внутри туронского пласта по данным ГИС изменяется от 0 до 18, чаще составляя 5-10.

Отмечается, что для продуктивного пласта Т характерно наличие карбонатизированных прослоев, отдельные из которых прослеживаются по соседним скважинам. Коллекторами туронского пласта, в основном, являются алевролиты и в меньшей степени песчаники. Алевролиты от светло-серых до тёмно-серых, мелкозернистые, глинистые, слюдистые, полевошпатово-кварцевые, реже аркозовые, слабосцементированные. Судя по имеющемуся описанию шлифов и гранулометрическим анализам алевролиты пласта Т характеризуются хорошей отсортированностью обломочного материала, в составе которого преобладают обломки размером 0,01-0,06 мм (43,2 – 51,4%).

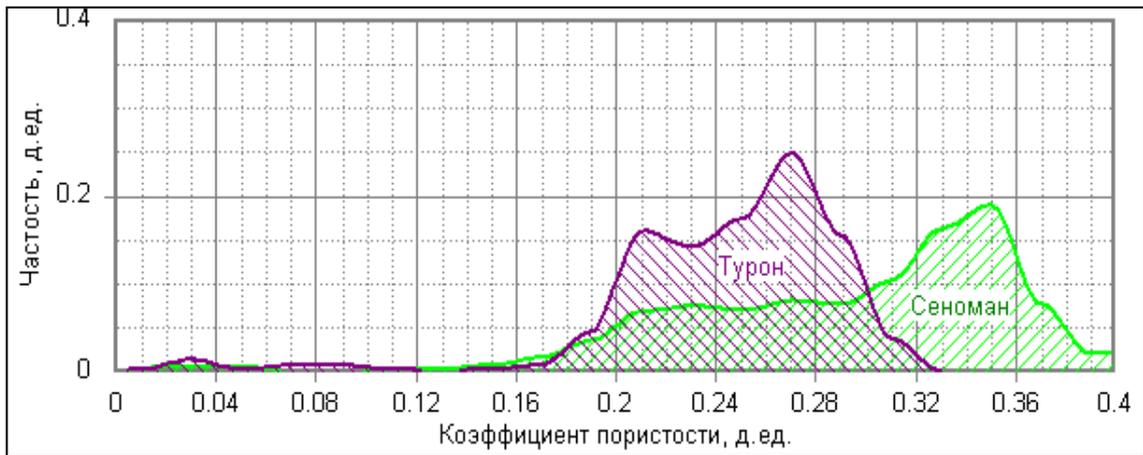
Песчаники серые и тёмно-серые, мелкозернистые, полевошпатово-кварцевые, крепкие и слабосцементированные. Преобладающий размер обломков 0,10-0,25 мм. В качестве примеси присутствуют обломки размером 0,4-0,5 мм.

Обломочный материал в коллекторах составляет 65 - 70 % породы и представлен кварцем (55 - 70 %), полевыми шпатами (20 - 25 %), слюдой (5 - 10 %), обломками пород (10 - 50%). Содержание аутигенных минералов очень незначительно (каёмки регенерационного кварца, глауконит, лейкоксен и пирит). Полевые шпаты сильно пелитизированы и серицитизированы. Наблюдается коррозия обломков цементом.

Состав терригенных минералов тяжёлой фракции: ильменит+магнетит – 30 - 60 %, эпидот – 10 - 12 %, гранат – 7 - 10 %, циркон – 8 - 20 %, сфен – 7 - 11 %, турмалин, амфибол, шпинель – 1 - 3 %, рутил до 1 %, слюда – 10 %. В составе аутигенной части тяжёлой фракции резко преобладает пирит (до 50 %). По составу цемент хлорито-слюдистый и каолинито-гидрослюдистый, по типу поровый и соприкосновения, участками коррозионный.

По данным макроописания керна для туронских коллекторов характерно тонкослоистое строение, обусловленное многочисленными волнистыми линзами глинистого материала. Толщина прослоев - от 1-2 мм до 2-3 см. В глинистых породах также отмечается множество тонких волнистых включений алевроитового материала.

Сравнительный анализ литолого-петрографической характеристики туронских и сеноманских отложений показал близость по минеральному составу обломочного материала и цемента. Существенные отличия отмечаются во фракционном составе пород. Туронские отложения в сравнении с сеноманскими характеризуются существенно меньшим содержанием песчаной фракции и увеличением доли алевроитового и глинистого материала. По своим емкостным свойствам туронские отложения Заполярного месторождения также значительно уступают сеноманским (рисунок 1.39).



*Рисунок 1.39 – Дифференциальные распределения коэффициентов пористости по ядру, туронские и сеноманские отложения Заполярного месторождения*

#### **1.4 Условия формирования турон-сенонских отложений Западной Сибири**

В начале туронского века произошла крупнейшая в меловом периоде трансгрессия бореального моря в пределах Западной Сибири. При этом на большей части территории Западно-Сибирской равнины установился нормальный морской режим седиментогенеза. Площадь морского бассейна составляла около 2,2 млн. км<sup>2</sup>.

Суша в туронский век в пределах современной территории Западно-Сибирской равнины была представлена относительно узкими вдольбереговыми зонами (рисунок 1.40). Более широкая полоса суши существовала в юго-восточной части бассейна. Здесь на значительной части территории Кулундинских степей и в Чулымо-Енисейском районе почти до правого берега Оби протягивалась область прибрежно-аккумулятивной равнины, временами заливавшейся морем.

Полоса низменной аккумулятивной равнины, сужающейся в северном направлении, протягивалась к северу от Елогуйского выступа. Эта равнина была покрыта хвойными лесами, состоящими из сосны и таксодиевых. В хвойных лесах часто встречались сфанговые болота.

Ширина низменной денудационной равнины, существовавшей вдоль Урала и по северным склонам Казахстанского побережья, менялась от 10-20 до 50-60 км, в зависимости от колебаний уровня моря.

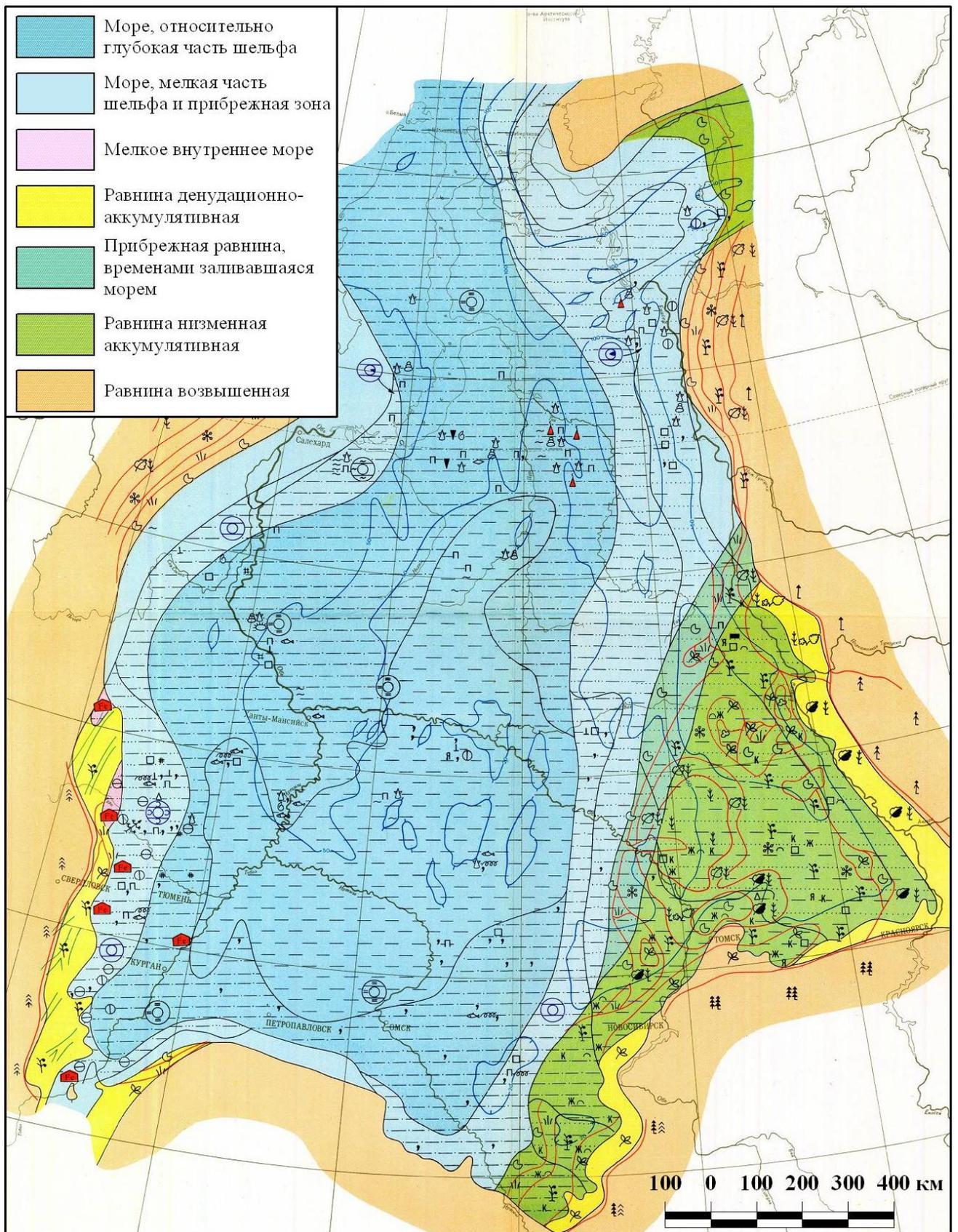


Рисунок 1.40 – Палеогеографическая карта Западно-Сибирской равнины (туронский век) [9]

Климат туронского века был теплым, более сухим на юго-востоке, чем на остальной части территории. Некоторое похолодание, по сравнению с сеноманским веком, было вызвано, вероятно, влиянием холодных арктических вод, свободно проникавших через северный и южный Новоземельские проливы. В конце турона произошло некоторое потепление климата, связанное с проникновением южноевропейских теплых вод через Тургай и проливы, образовавшиеся в пределах Серверного Урала.

Органический мир Западной Сибири в туронское время формировался во многом под влиянием Арктического бассейна, свободно сообщавшегося с Западно-Сибирским. Богатым составом фауны охарактеризована центральная относительно глубокая часть моря, насчитывающая 15-20 родов и 50-60 видов фораминифер.

В морском бассейне турона в это время существовало несколько фациальных зон, выделенных на основе анализа литологического состава пород и фораминиферовых палеобиоценозов.

В западной части, охватывающей Березовский, Сердне-Южно-Уральский, Кузнецовской, Ныдинский и Медвежий районы, существовало сравнительно глубокое море с довольно активной гидродинамикой и холодной температурой придонных вод. Палеобиоценоз фораминифер состоял здесь в основном из агглютирующих литоулид, саккаминид и атаксофрагмиид. В береговой Приуральской полосе в некоторых заливах накапливались осадки, обогащенные железом, которые образовали оолитовые и шамозитовые руды.

В конце турона в этой зоне наступило значительное потепление придонных вод, что привело к увеличению секреторных фораминифер – на юге нодозарид и дискорбид с преобладанием рода *Discrobis* (до 90%), на севере – дискорбид с преобладанием рода *Eponides*.

Зона прибрежного мелководья с нормальной соленостью выделялась в пределах обширной площади от Покурской опорной скважины на западе до восточного побережья моря. Здесь палеобиоценоз фораминифер состоял уже как из агглютирующих, так и известковистых. Также наряду с бентосными фораминифе-

рами присутствовало небольшое количество планктонных Globigerinidae. Увеличивается вверх по разрезу относительное количество секреторных бентосных видов. Литологический состав изменялся вместе со сменой фораминиферовых сообществ – глины вверх по разрезу сменяются глинисто-кремнистыми отложениями, состоящими частично из преобразованных скелетов фораминифер.

В центральных частях Западно-Сибирской равнины в это время располагалась зона открытого сравнительно глубокого моря с нормальной соленостью. Здесь происходило накопление однородной толщи зеленовато-серых глин с примесью глауконита, аутигенно пирита и сидеритовых конкреций. В менее глубоких частях шельфа накапливались глины, содержащие значительное количество алевритового материала.

В составе палеобиоценоза фораминифер преобладают литоулиды и атаксофрагмииды с хорошей сохранностью скелета. Присутствие эвригалинных силицинид и реофацид в отдельных участках рассматриваемой зоны указывает на небольшие глубины и возможное опреснение придонных вод.

Терригенный материал в осадочный бассейн в это время поступал преимущественно с Таймыра, Сибирской платформы, Северо-Енисейского кряжа и Алтае-Саянской горной системы. Меньший вклад в поступление обломочного материала вносили Северо-Казахское нагорье и Урал.

В раннесенонское время, охватывающее коньякский и сантонский века, Западно-Сибирский бассейн представлял огромную акваторию, которая свободно сообщалась с бореальной областью и была связана с морями Русской платформы через проливы в бассейнах рек Тура и Тагил. Также в это время образовался ряд островов и проливов в районе Полярного Урала. При этом произошло значительное углубление моря в западных районах и его обмеление – в восточных. Площадь, покрываемая морем, увеличилась в это время до 2,4 млн. км<sup>2</sup>. Суша сохранилась в виде узких прибрежных полос на западе и юге Западно-Сибирского седиментационного бассейна, расширилась в Кулундинском районе и довольно широкой полосой протянулась вдоль р. Енисей.

В центральной части бассейна в это время шло формирование осадков относительно глубокой части шельфа (рисунок 1.41), представленных тонкоотмученными глинами, с прослоями опоквидных глин со значительной примесью опала. Существенную роль в осадконакоплении играли диатомовые водоросли и радиолярии. Роль кремнистых осадков увеличивалась в западном направлении. В отложениях были также обнаружены остатки пелециподов, аммонитов и ихтиофауны.

С поздним мелом и кайнозоем связано масштабное кремненакопление в осадочных бассейнах Земного шара. В мезозойско-кайнозойских морях кремнистые осадки отлагались в мелководной периферической зоне, окаймлявшей низменные континенты и острова. К берегу они сменялись песками, а вглубь бассейна – либо глинистыми, либо известковыми осадками. В целом кремненакопление тяготело к северным участкам морей.

На распределение кремнистых осадков влияет и батиметрия: выше уровня карбонатной компенсации высококремнистые осадки исчезают, уступая место известковым. При этом главное породообразующее значение имели в позднем мелу и палеогене диатомовые водоросли. Второе место занимают радиоляриевые и радиоляриево-диатомовые илы, распространенные в основном в экваториальном поясе. Меньшее значение имеют кремнегубковые осадки, развитые локально на шельфах. Седиментационные органогенные породы образуются при обильном отмирании организмов, строящих кремнистый скелет и накоплении их остатков. Среди них широко распространены: диатомиты, радиоляриты и спонголиты.

Диатомиты представляют собой породу, состоящую из остатков диатомовых водорослей (до 70-80%), скорлупки которых сложены и сцементированы опалом. Возникают они в морских условиях за счет диатомовых водорослей, поглощающих кремнезем для своей жизнедеятельности из морской воды, и затем, после гибели, дающие органогенные осадки в виде скелетных опаловых остатков. В дальнейшем они превращаются в твердую породу – диатомит. Диатомиты могут формироваться аналогичным образом и в озерах.

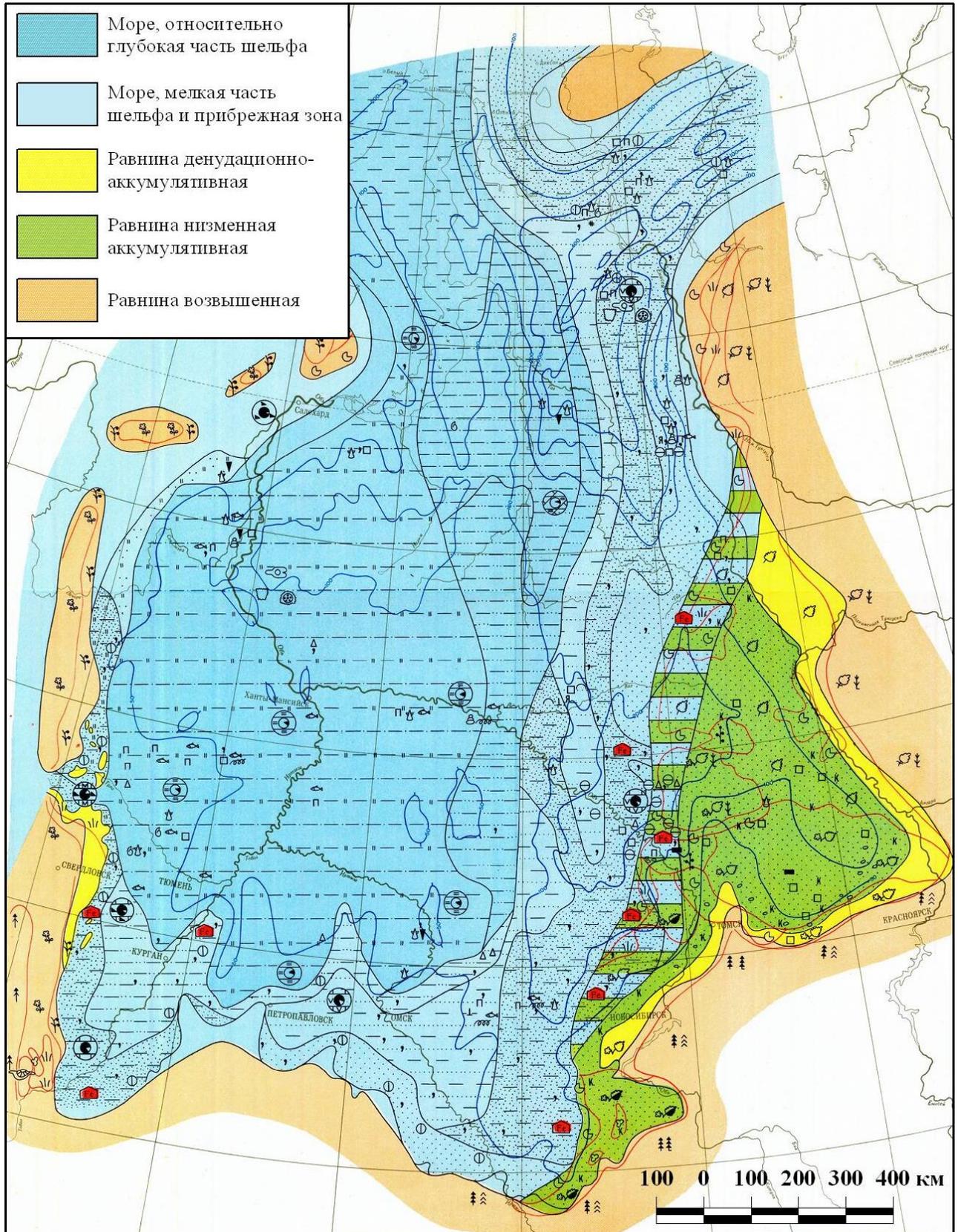


Рисунок 1.41 – Палеогеографическая карта Западно-Сибирской равнины (позднетуронский, коньякский и сантонский века) [9]

Радиоляриты состоят из опала, в котором рассеяны многочисленные скелетные остатки радиолярий и в которых содержится примесь органического вещества и глинистых частиц. Формируются они в результате уплотнения глубоководного радиоляриевого ила.

Спонголиты – это породы, состоящие из спикул кремниевых губок, сцементированных опалом. Часто они содержат алевроитовые и песчаные примеси и глауконит. В современных морских отложениях спонголиты образуются на глубинах 250-500 м. Осаждение кремнезема здесь биогенное, сопровождаемое последующим уплотнением и преобразованием кремнистого детрита.

После отложения кремнистых хемогенных и биогенных продуктов начинаются их диагенетические преобразования. В начале диагенеза происходит распад кремнистых органоминеральных комплексов, коагулируют их кристаллозоли и кристаллогели. Аморфный опал начинает постепенно структурироваться. Сначала он образует хлопья, затем глобулы, а позднее – более совершенные кристаллические формы. Затем опал постепенно переходит в неупорядоченный кристобалит, и значительно позднее – в халцедон. Так образуются глобулярные и микрокристаллические опал-кристобалитовые опоки и трепелы.

В природе широко распространены диагенетические кремнистые конкреции. Механизм образования кремнистых конкреций в принципе тот же, что и конкреций вообще. Источником для них являются седиментационный кремнезем и кремнезем, освобождающийся при диагенетическом минеральном преобразовании нестойких силикатов.

Также в природе известны кремни, имеющие явно диагенетическое происхождение, но распространенные в молодых отложениях некоторых щелочных озер вулканических областей. Механизм формирования кремней здесь иной. Воды щелочных озер богаты растворимым бикарбонатом натрия, их рН достигает 11, и они способны удерживать в растворе большое количество  $\text{SiO}_2$ .

Вопрос происхождения аморфного кремнезема является ключевым в проблеме генезиса силицитов. Существуют две основных точки зрения на природу этого явления: хемогенная и биогенная. Химическое осаждение любого соедине-

ния, в том числе и кремнезема, возможно только из пересыщенных растворов. Растворимость аморфной кремнекислоты при обычных температурах в морских и пресных водах колеблется в пределах 100-140 мг/л. Достичь таких концентраций в осадке достаточно сложно. Этому препятствует самопроизвольное выравнивание концентраций раствора – стоит только в какой-нибудь части осадка возникнуть превышению содержания любого компонента, как начнется его отток в сторону меньших концентраций. Движущей силой этого процесса является разность свободных энергий участков раствора с разной концентрацией, исходя из принципа динамического равновесия Ле Шателье. С другой стороны, образование кремнистого компонента пород происходит, вероятно, не в закрытой системе, а в морском осадке, где наряду с кремнеземом присутствуют, в достаточном количестве, и другие химические соединения: катионы кальция, магния, калия, железа и др., которые наверняка будут вступать в реакцию с кремнеземом, что способствует уменьшению содержания последнего в осадке. Некоторые ученые [91] считают, что условия для хемогенной осадки кремнезема исчезли уже в позднем протерозое с появлением первых организмов, использующих этот компонент для построения своих скелетов, что приводило к снижению его концентрации в морской воде. Но учитывая то обстоятельство, что свободный кремнезем просто обязан вступать в реакции с катионами, хемогенная осадка его была невозможна. Избирательно же накапливать определенные химические соединения могут только живые организмы, причем не обязательно из сред с высокими концентрациями. Само собой разумеется, что как чисто кремневые, так и другие минеральные разности могут образовываться в гидротермальных условиях или при метасоматозе, но эти процессы не имеют ничего общего с хемогенной осадкой в водных бассейнах. Сейчас уже почти не вызывает сомнения органическое происхождение трепелов и опок, образование которых объясняется растворением створок диатомовых водорослей [48, 85]. Но для интенсификации и расширения органогенной осадки  $\text{SiO}_2$  было необходимо появление и развитие кремнистых организмов, обладающих высокой биопродуктивностью. Из всех известных кремнистых организмов этими особенностями обладают диатомеи.

Дискуссионным до настоящего времени остается и вопрос об источнике поступления кремнезема в осадочный бассейн. Некоторые исследователи [24, 32] считают, что основные массы кремнезема приносились в бассейны платформенных областей с пенеplенизированных участков суши в виде коллоидных и истинных растворов. По мнению многих исследователей [47], определяющим фактором широкого развития процессов кремнезема накопления как в морях, так и в океанах, является наличие зон апвеллинга, в которых осуществляется подток глубинных вод, богатых  $\text{SiO}_2$  и другими биогенными веществами. Большинству исследователей кремнистых образований [11, 51] минералы свободного кремнезема представляются одной морфологической разновидностью – в виде леписфер с гладкой или ребристой поверхностью. Состав первых опаловый, вторых – опал-кристобалитовый или опал-кристобалит-тридимитовый. По поводу их генезиса существует несколько взаимно исключающих друг друга точек зрения, но принципиально все сводятся к выпадению из коллоидных растворов первичного опалового вещества в виде глобуль или леписфер. Со временем, в зависимости от содержания в исходном аморфном кремнеземистом веществе посторонних ионов, оно преобразуется по двум направлениям. При малом количестве ионов опал сначала переходит в опал-кристобалит и далее в халцедон и кварц. При большом содержании — на первой стадии из опала формируется опал-тридимит, далее – кварц, т.е. наличие либо тридимита, либо кристобалита является важным индикатором условий и способа образования кремнистых пород. По мнению [91] разделение и идентификация кристобалита и тридимита является весьма сложной, однозначно не решаемой задачей.

Независимо от способа образования – биогенным или хемогенным путем, и источника кремнезема – снос из кор выветривания или поступление из рифтов,  $\text{SiO}_2$  захороняется в водоеме совместно с терригенным материалом, под действием двух основных факторов: наличие и расстояние от источника питания осадками, и наличие седиментационной емкости, т.е. условий для захоронения. Толщины синхронных отложений в целом по бассейну или по его части позволяют вос-

становить условия седиментации (положение источников сноса, активность конседиментационной тектоники).

По составу и облику сенонских пород мы знаем, что они накапливались в глубоководном морском бассейне, ниже зоны действия волн, т.е. на глубинах 200-300 м. На рисунке 1.42 приведены толщины газсалинской пачки турон-сенонского возраста, сложенной песчано-алевритовыми породами с прослоями глин. Газсалинская пачка имеет клиноформное строение, ее толщины возрастают в восточном направлении и сокращаются на запад. Максимальная толщина газсалинской пачки, с учетом сейсморазведочных данных, составляет 150-170 м. Скважинами вскрыта газсалинская пачка наибольшей толщиной около 160 м на Малотогульской площади (Красноярский край).

В западном направлении, одновременно с сокращением толщин, происходит резкое сокращение толщин песчано-алевритовых пластов. В зоне выклинивания гранулярные породы – коллекторы отсутствуют. Линия глинизации газсалинской пачки проходит непосредственно западнее Заполярного и Харампурского месторождений. В восточной части распространения газсалинской пачки, в зоне высоких толщин и улучшенных ФЕС гранулярных коллекторов перспективы пачки как резервуара для газовых залежей ограничены, т.к. пачка продуктивна главным образом на поднятиях с газоносным сеноманом, которые в восточной части бассейна отсутствуют. В зоне наибольших толщин рассматриваемой пачки газовых залежей не выявлено.

На рисунке 1.43 показана схема толщин ипатовского горизонта сенона (без газсалинской пачки), т.е. это толщины преимущественно глинисто-кремнистых пород. Зона наибольших толщин ипатовского горизонта – до 180 м располагается на севере ЯНАО, до 200 м – на востоке. В этом же направлении происходит некоторое опесчанивание рассматриваемых отложений с увеличением содержания обломочной примеси и формированием в нижней части разреза отдельных маломощных песчано-алевритовых пластов.

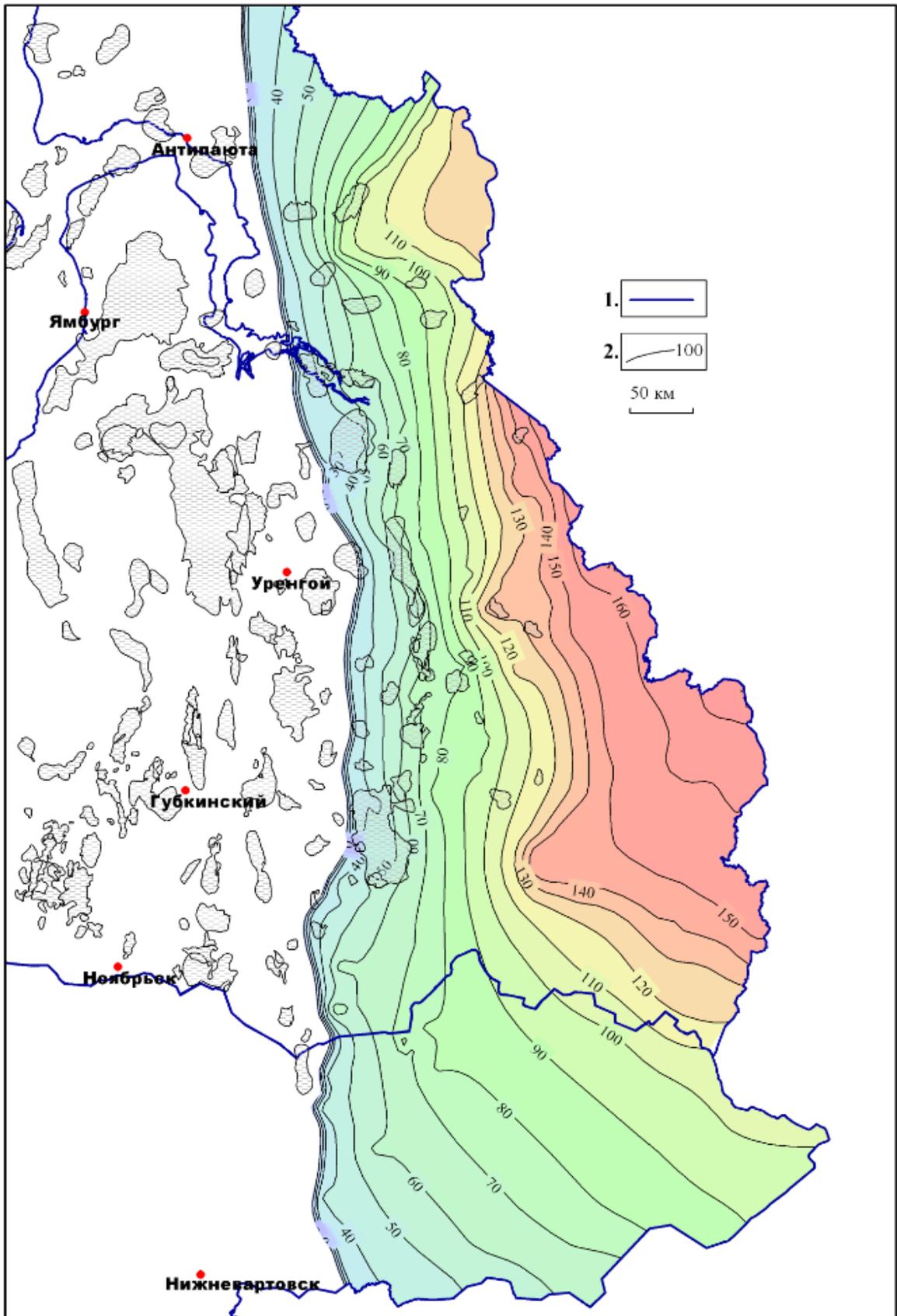


Рисунок 1.42 – Схема толщин газсолевой пачки на территории ЯНАО,  
 1 – границы административно-территориальных образований Тюменской  
 области, 2 – изопахиты газсолевой пачки, м

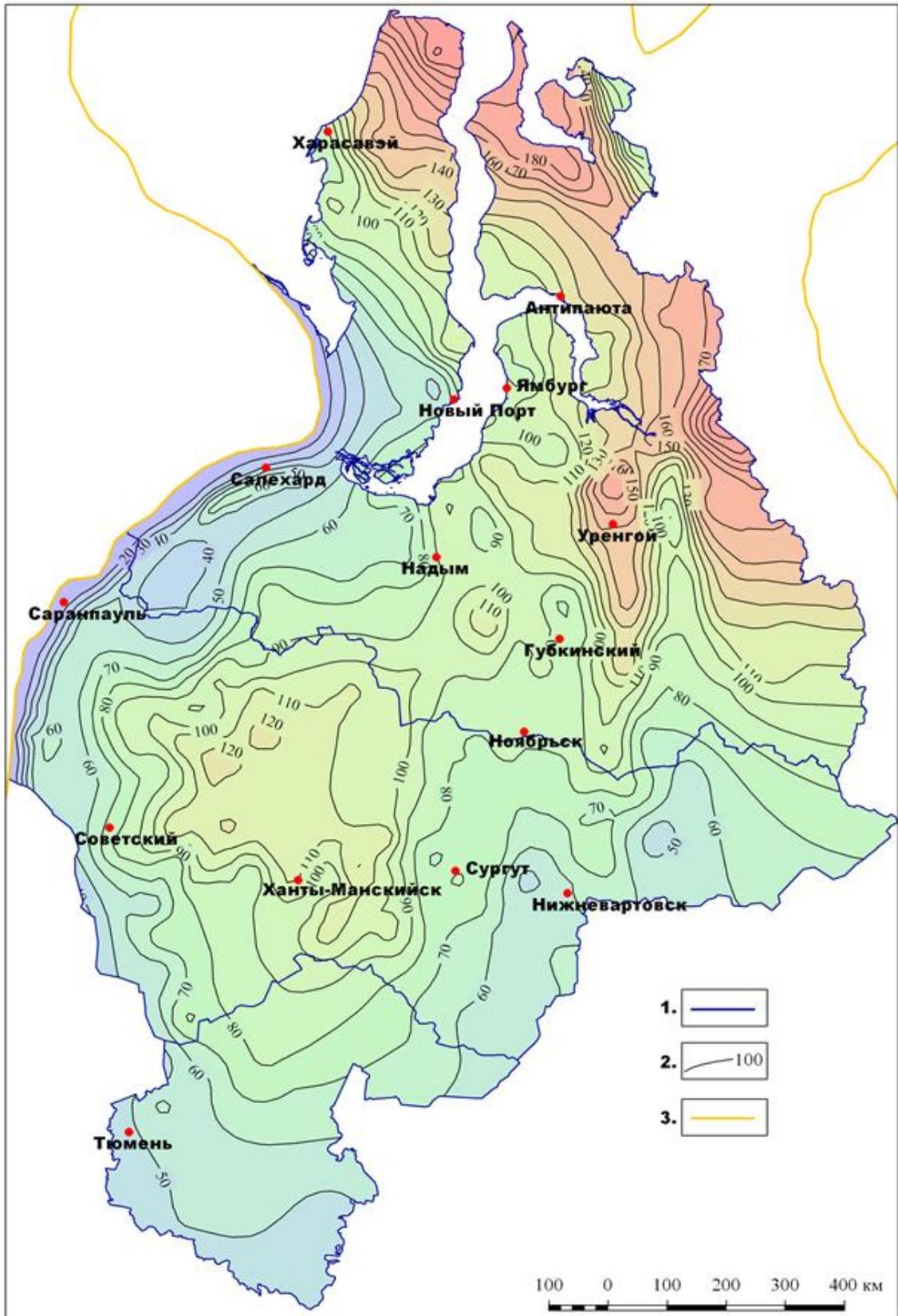


Рисунок 1.43 – Схема толщин ипатовского горизонта сенона (без газсалинской пачки). Условные обозначения: 1 – границы административно-территориальных образований Тюменской области; 2 – изопахиты сенонских отложений; 3 – граница меловых отложений Западной Сибири

Другой тренд увеличения толщин – крупные рифтогенные прогибы. Так, в пределах Среднепурского мегапрогиба, приуроченного к Колтогорско-Уренгойскому рифту, толщины ипатовского горизонта возрастают до 150 м. То же самое происходит и в Хантымансийской, Нерутинской и Танловской впадинах, однако здесь толщины ипатовского горизонта увеличиваются не так существенно – всего до 120 м.

Дифференциация толщин ипатовского горизонта происходит и в пределах структур I-III порядков. На сводах поднятий толщины сокращаются, а на их крыльях и в прогибах резко увеличиваются. Это зафиксировано практически на всех антиклинальных структурах Надым-Пур-Тазовского региона и на Ямале. Сокращение толщин в сводах антиклинальных структур составляет до 15-20% от мощности на крыльях.

Активизация конседиментационных тектонических движений связана с описанными выше явлениями – оживлением рифтогенеза, спредингом. В позднем мелу – палеогене ареной активного спрединга являлись бассейны Северного ледовитого океана, расположенные непосредственно к северу от рассматриваемой территории. Поэтому толщины сенона (как и вышележающих отложений маастрихта-палеогена) связаны не столько с наличием Таймырского источника сноса терригенного материала, сколько с увеличением темпов тектонического прогибания в северном направлении.

Следует отметить, что существуют различные гипотезы поступления кремнезема в Западно-Сибирский седиментационный бассейн. Первая заключается в поступлении основных объемов кремнезема с суши в области континентального и морского седиментогенеза в эпохи глобальной денудации рельефа и формирования кор выветривания [64, 65, 97]. Однако данный процесс протекает активно лишь в областях с гумидным типом климата в латеритно-каолиновом элювии с глубоким химическим выветриванием пород. Именно таким типом климата и характеризовался Западно-Сибирский седиментационный бассейн в позднемеловое и палеогеновое время [26, 33, 95, 99]. Не случайно в эту эпоху кремнистые породы получили такое широкое развитие. В областях же с аридным клима-

том вынос кремнезема из эллювия и масштабы окремнения континентальных терригенных отложений резко ослабевают. При этом происходит замещение силицитов карбонатами в морских бассейнах, за исключением редких и небольших участков морского побережья [25].

Ю.Г. Цеховский и другие исследователи, наряду с привносом кремнезема из площадных латеритно-каолиновых кор выветривания, признавал и возможность его поступления из глубинных источников в результате вулканической и гидротермальной деятельности [96, 98, 100, 101].

По мнению М.А. Петровой [66] в вулканических областях большая масса кремнезема поступает в бассейны при взаимодействии раскаленной лавы и горячего пирокластического материала с водой и при разрушении вулканического пепла в процессе диагенеза (гальмиролизе с выделением кремнекислоты) [8, 15, 16, 49, 50]. Именно с этим процессом и связывают возникновение минеральной ассоциации, состоящей из клинопирита, кристобалита, опала и монтмориллонита, которая характерна для раннекайнозойских отложений Южно-Русского и Западно-Сибирского морей [45]. В. Н. Силантьев предполагает [79], что и сам пепел является весьма благоприятным питательным материалом для диатомей, способных расщеплять алюмосиликаты.

Следует полагать, что все вышеперечисленные факторы оказали совместное влияние на поступление кремнистого материала в осадочный бассейн.

### **1.5 Нефтегазоносность сенонской глинисто-кремнистой формации**

Отложения сенона на первых этапах освоения нефтегазоносного потенциала ЗСБ не рассматривались в качестве перспективного объекта, ведь, по имеющимся традиционным представлениям, глинисто-кремнистые породы не могли содержать значительных объемов газа и рассматривались лишь в качестве покрышки для низезалегающих сеноманских газовых залежей. Однако при бурении поисково-разведочных и эксплуатационных скважин на нижележащие отложения наблюдались многочисленные газопроявления в интервале сенона.

Так, при проходке сенонского интервала был получен приток газа дебитом 3,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут через две колонны при бурении скв. 152 Ванъеганского месторождения. При бурении скв. 136 этой же площади из интервала глубин от 966,0 до 973,0 м (кровля нижней подсвиты березовской свиты) был поднят керн, представленный нефтенасыщенными опоками и опоковидными глинами.

В скважинах 101 Пурпейской и 457 Ярейской площадей из сенонских отложений были получены неуправляемые газовые фонтаны дебитом от 10 до 20 тыс. м<sup>3</sup>/сут, продолжавшиеся в течение длительного времени, что является неоспоримым свидетельством промышленного потенциала нижнеберезовского резервуара. При опробовании отложений нижней подсвиты березовской свиты в скв. 431 Комсомольской и 1-С Вынгаяхинской площадей через две колонны в первом случае был получен приток газа дебитом 4,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут. через 6-мм штуцер, во втором – зафиксирован газовый факел длиной 3-5 м.

Следует отметить, что все вышеперечисленные скважины бурились на стандартных глинисто-полимерных растворах. При этом породы нижней подсвиты березовской свиты, как известно, содержат в своем составе монтмориллонит, гидрослюды и смешанно-слоистые разности, которые характеризуются высокими значениями емкости катионного обмена (60-100 сМоль(р+)/кг для монтмориллонита, 20-40 сМоль(р+)/кг для иллита и 3-15 для каолинита). Таким образом, эти породы обладают высокой степенью набухания при взаимодействии с водой вследствие проникновения ионов воды в межпакетное пространство кремнекислородных тетраэдров. В результате взаимодействия этих глинистых минералов с водой они существенно увеличиваются в объеме, что приводит к значительному снижению проницаемости. Поэтому получение притоков газа в сенонском интервале при бурении скважин на стандартных растворах является дополнительным подтверждением промышленной значимости отложений нижней подсвиты березовской свиты. При условии использования буровых растворов на безводной основе, есть основания надеяться на получение качественных промышленных притоков газа из отложений сенонской глинисто-кремнистой формации.

Также были установлены многочисленные признаки нефтегазоносности по керну, показаниям ГИС и газового каротажа, при испытании скважин. Например, на Ямсовейском месторождении суммарные газопоказания по газовому каротажу в отложениях нижней подсвиты березовской свиты по скважинам эксплуатационного фонда зафиксированы в пределах от 0,04 % до 45 % в сводовой части структуры. Максимальные показания зафиксированы по скважинам 10 куста в центральной части поднятия. Значения, превышающие 7 %, были отмечены при бурении скважин 144, 171л, 212 и 292. Еще по четырем скважинам отмечались 5-процентные газопоказания. На Комсомольском месторождении в описываемых отложениях также установлены повышенные газопоказания, превышающие аналогичные показатели в интервале залегания сеноманской газовой залежи.

Стратиграфическая привязка нефтегазопроявлений и предполагаемого УВ насыщения пород по данным ГИС к разрезу березовской свиты показывает, что продуктивность связана с ее нижней подсвитой. Наличие УВ-насыщенных коллекторов фиксируется на основании сравнения электрических сопротивлений пород в периклинальных и сводовых скважинах. На Комсомольском месторождении разница сопротивлений в нижней подсвите березовской свиты в таких скважинах составляет 25-30 Ом·м. Сопоставление результатов электрометрии и газового каротажа по Комсомольскому месторождению позволило О.В. Бакуеву и С.Е. Агалакову установить, что содержание газообразных УВ находится в прямой зависимости от кажущегося электрического сопротивления и абсолютной отметки залегания кровли нижней подсвиты березовской свиты [2, 12].

О.В. Бакуевым признаки УВ-насыщения рассматриваемых отложений описаны [12] на Комсомольской, Варьеганской, Ваньеганской, Вынгаяхинской, Самотлорской и Восточно-Перевальной площадях. Несмотря на потенциальную перспективность, низкая установленная продуктивность сенонских отложений объясняется О.В. Бакуевым [12], как возможными процессами гидратообразования, так и низким качеством первичного и вторичного вскрытия описываемых резервуаров. По его мнению, «высокая гидрофильность опок, являющихся коллекторами, приводит, при соприкосновении с буровым раствором, к их разбуханию,

закрытию трещин и поровых каналов, формированию больших зон проникновения» [12, с. 36].

На Медвежьем месторождении газопроявления (от снижения плотности бурового раствора до его разгазирования и выбросов), связанные с отложениями нижней подсвиты березовской свиты отмечались с первых этапов эксплуатационного разбуривания месторождения, что описано С.В. Стригоцким и В.В. Масленниковым [86]. Для предупреждения газопроявлений при вскрытии описываемых отложений плотность бурового раствора, закачиваемого в скважины, увеличивалась до  $1,26 \text{ г/см}^3$ . Однако увеличением плотности промывочной жидкости желаемый результат, как правило, не достигался. По мнению этих авторов, [86] газопроявления обусловлены АВПД, связанным с линзовидными резервуарами нижней подсвиты березовской свиты.

Попытки освоения сенонского интервала были предприняты в 1994 г. по скв. 153, но вследствие негерметичности эксплуатационной колонны позитивный результат не был получен. В скважине 800 Медвежьего НГКМ освоение сенона выполнялось после капитального ремонта скважины с целью восстановления герметичности эксплуатационной колонны. После установки цементного моста, перекрывающего сеноман, скважина была перфорирована в интервале 911-935 м с плотность перфорации 8 отв./пог. м.

По акту освоения, в скважине находился буровой раствор плотностью  $1,5 \text{ г/см}^3$ . На момент начала исследования скважина была в режиме набора статического давления  $P_{\text{буф}}=0,332 \text{ МПа}$ ,  $P_{\text{затр}}=0,709 \text{ МПа}$ . Исследование проводилось на 5 режимах с диаметрами диафрагм от 2,3 до 7,0 мм. На малых шайбах продолжался набор давления буфера и затрубья, которые стабилизировались на шайбе 4,2 мм и стали уменьшаться на шайбах 5,0 и 7,0 мм. После дополнительных исследований, заключающихся в отработке скважины на диафрагмах 25-44 мм зафиксированы пульсация давлений и падение статического давления. На диафрагме 4,2 мм скважина устойчиво, с небольшими пульсациями работала с выносом газа и жидкости в течение 75 мин, после чего была остановлена.

Расчетный дебит газа составляет ориентировочно 0,732 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Был выполнен анализ состава газа и жидкости, поступавших из скважины. Газ преимущественно метановый (СН<sub>4</sub> - 99,05 % объемных, пентаны и высшие УВ – 0,022 % объемных). Вода, выносимая из скважины, имеет минерализацию 163,44 г/см<sup>3</sup>, что и не удивительно, т.к. в скважину было закачено 60 м<sup>3</sup> промывочного раствора на основе СаС<sub>2</sub>.

В целом же проведенные исследования нельзя считать результативными. Во-первых, скважина 800 характеризуется и по данным ГИС низкой продуктивностью сенона. Во-вторых, в скважине из-за отсутствия цемента и плохого его сцепления с колонной ранее было установлено заколонное движение газа к устью скважины. Поэтому нельзя однозначно сказать, работал ли сенон, или нет. В-третьих, без проведения гидроразрыва или вскрытия гидрофобных опок на инвертных растворах оценивать истинную продуктивность резервуаров сенона вряд ли возможно.

В 2007 году на Медвежьем НГКМ были испытаны отложения нижнеберезовской подсвиты в скважине № 61. В результате испытания интервала от 956,0 до 972,0 м (а. о. от минус 882,0 до минус 898,0 м), получен слабый приток газа, дебит которого не замерялся. Длина факела составила от 30 до 40 см. Были измерены пластовое давление (11,8 МПа) и температура (25,3 °С) [63]. Акт об испытании объекта отсутствует.

На Вынгапуровском месторождении в 2011 году были проведены испытания нижнего интервала сенонских отложений в скв. 178, относящейся к старым скважинам сеноманского эксплуатационного фонда. После проведения ГРП удалось получить приток газа дебитом 18 тыс. м<sup>3</sup>/сут на штуцере диаметром 6 мм.

В 2012 году была пробурена поисковая скважина 1С Медвежьего месторождения, которая вскрыла отложения нижней подсвиты березовской свиты в интервале от 949,0 до 1058,0 м [73]. Керн, отобранный из интервала от 958,0 до 1080,0 м по описанию представлен переслаиванием аргиллитов, опоковидных аргиллитов, опок, алевролитов, глин. Проницаемые прослои, выделенные по данным ГИС в интервале от 994,8 до 1006,2 м, оцениваются как возможно продук-

тивные и характеризуются следующими значениями геофизических параметров: УЭС - 5,9 Ом·м, Кп изменяется от 0,34 до 0,40 д. ед., а прослой, выделенные в интервале от 1033,4 до 1049,6 м так же имеют не ясный характер насыщенности при близких геофизических характеристиках: УЭС изменяется от 4,3 до 4,7 Ом·м, Кп - от 0,34 до 0,38 д. ед. По результатам испытаний был получен фонтанный приток газа, технического конденсата и ФБР дебитом смеси до 20 тыс. м<sup>3</sup>/сут. После проведения повторной перфорации и гидроразрыва пласта был получен приток газа дебитом 16,2 тыс.м<sup>3</sup>/сут при забойном давлении 1,47 МПа на 12 мм диафрагме.

В 2013 году на сенонские отложения Медвежьего НГКМ была пробурена поисково-оценочная скв. 2С, которая вскрыла отложения нижней подсвиты березовской свиты в интервале глубин от 952 до 1058 м. Дебит газа до проведения работ по интенсификации составлял менее 1 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа. Для интенсификации притока выполнялся гидроразрыв пласта (мини-ГРП и основной ГРП) на углеводородной рабочей жидкости с закачкой, соответственно, 28,8 м<sup>3</sup> рабочей жидкости с 1,0 т проппанта и 119,1 м<sup>3</sup> рабочей жидкости с 41,5 т проппанта при давлениях: максимальном 22 МПа, среднем 17,6 МПа, минимальном 13,7 МПа. Максимальный дебит газа составил 13,1 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

В 2014 году отложения нижеберезовской подсвиты были испытаны в скважине № 60 Ныдинской – северного участка Медвежьего НГКМ. Эксплуатационная колонна была перфорирована в интервале глубин 936,0 - 1006,0 м плотностью 10 отв. на 1 м. В результате испытания объекта (с применением ГРП) получен фонтанирующий приток газа дебитом 3,25 тыс.м<sup>3</sup>/сут при работе скважины на диафрагме диаметром 2 мм; при этом давление трубное составило 5,1 МПа, затрубное 5,3 МПа, забойное 5,34 МПа; температура на устье составила плюс 3,6 °С, забойная – плюс 20,8 °С. Пластовое давление расчетное и температура на глубине 971,0 м составили, соответственно, 11,4 Мпа (коэффициент аномальности пластового давления 1,24), и 26,8°С. Всего за период испытания из пласта отобрано и утилизировано: 84 тыс. м<sup>3</sup> газа и 251 м<sup>3</sup> технической жидкости. Ввиду малодебитного притока газа расчет газодинамических параметров пласта не проводился.

С целью определения профиля притока и работающих интервалов выполнен комплекс газогидродинамических исследований с записью «приток-состав» в динамике (два режима прямого хода на диафрагмах диаметром 2 и 3 мм и один режим обратного хода на 2 мм). В интервале глубин от 936,0 до 956,0 м признаков работы перфорированной толщины пласта (при созданных условиях) не отмечено. Интервал от 956,0 до 960,0 м работает газированной жидкостью наиболее интенсивно. Интервал от 960,0 до 1006,0 м работает газированной жидкостью очень слабо.

Южнее была испытана скважина 18, в которой первоначально был получен приток газа дебитом 6,3 м<sup>3</sup>/сут. на 4 мм диафрагме. После проведения ГРП удалось вызвать приток газа дебитом 37,2 м<sup>3</sup>/сут на 10 мм диафрагме при депрессии на пласт 6,25 м<sup>3</sup>/сут.

В скв. 53 Медвежьего месторождения был получен дебит газа 5,5 м<sup>3</sup>/сут после проведения ГРП. А в скв. 14 до интенсификации был получен дебит газа 1,51 м<sup>3</sup>/сут. После проведения ГРП с закачкой 218,8 м<sup>3</sup> геля и 100 т проппанта дебит составил 7,4 м<sup>3</sup>/сут на 10 мм диафрагме.

В 2016 году были проведены испытания сенонского интервала в горизонтальном стволе протяженностью 600 м скв. 4С Медвежьего НГКМ. После проведения пятистадийного ГРП из нижней подсвиты березовской свиты (НПБС) был получен приток газожидкостной смеси дебитом 139,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Максимальные дебит газа был зафиксирован на десятые сутки испытаний и составил 201 тыс. м<sup>3</sup>/сут на диафрагме диаметром 14 мм, в дальнейшем происходило постепенное снижение притока. В итоге, минимальный дебит газа составил 54,4 м<sup>3</sup>/сут, однако, через трое суток после падения, в конце испытания, он вновь возрос до 80,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

В 2017 году после МГРП были проведены работы по испытанию отложений нижней подсвиты березовской свиты в горизонтальном стволе скв. 3С, пробуренной на растворе на УВ основе. Конструкция скважины, протяженность горизонтального ствола и дизайн ГРП этой скважины аналогичны скв. 4С. Максимальный дебит по результатам испытаний составил 108,7 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа на штуцере диа-

метром 17,5 мм, минимальный дебит на конец испытания равнялся 38,2 м<sup>3</sup>/сут газа на 15,9 мм штуцере.

Скважины были заложены с учетом данных сейсморазведки МОГТ 3D, с направлением горизонтальных стволов, перпендикулярном основной трещиноватости, в точках, рекомендованных автором диссертации. Поскольку проектом ГРП на сенон Медвежьего месторождения предусмотрено заложение сенонских скважин в разных условиях, то по скв. 4С предполагались в целом более благоприятные условия для обнаружения газоносности сенона, а скв. 3С закладывалась в менее благоприятных условиях (менее интенсивная трещиноватость). Полученные результаты подтвердили прогноз, скв. 4С оказалась более продуктивной. Вместе с тем следует заметить, что пробуренные на Медвежьем месторождении специальные сенонские скважины, кроме доказательства возможности получения промышленных притоков газа из сенона, задали большое количество вопросов.

Так, отсутствие возможности управления портами ГРП не дало возможности исследовать их работу и оценить геолого-промысловые характеристики разных частей разреза сенона. В обеих скважинах установлено, что основным работающим являлся один порт, расположенный приблизительно в средней части разреза сенона, но причина этого не ясна (либо более высокие пластовые давления, либо – более высокие фильтрационно-емкостные свойства пород и коэффициент газонасыщенности). В последующих скважинах предусмотрено использование управляемых портов с возможностью отдельной их работы, что позволит получить более полную промыслово-геологическую характеристику разных частей разреза НПБС.

В сенонских скважинах Медвежьего месторождения был изучен состав полученного газа, который в целом идентичен по составу сеноманскому газу. В отдельных пробах, отобранных на устье, отмечено наличие азота, что связано с условиями их отбора. По отдельным пробам отмечено незначительное увеличение содержания тяжелого изотопа углерода С<sup>13</sup> [73], что можно рассматривать как свидетельство более молодого возраста сенонской залежи относительно сеноманской. Однако по единичным пробам обоснованность такого вывода крайне низка.

Очевидно, что различные свойства сенонских пластовых систем требуют серьезного и разностороннего изучения.

Сенон следует рассматривать в качестве возвратного объекта разработки на месторождениях с выработанными запасами сеноманского газа. К ним можно отнести в первую очередь Медвежье месторождение, с площадью газоносности сенона намного превышающей сеноманскую, а также Ямсовейское, Комсомольское, Ямбургское, Губкинское и др. месторождения.

## **2. РАЗРАБОТКА МЕТОДИЧЕСКИХ ПРИЕМОВ ПРОГНОЗА И КАРТИРОВАНИЯ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В ТУРОН-СЕНОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ**

### **2.1 Использование динамического анализа для картирования газовых залежей в отложениях сенонской глинисто-кремнистой формации**

Анализ имеющейся в нашем распоряжении информации по газовым залежам в газсалинской пачке, связанных с гранулярными коллекторами, свидетельствует, о том, что из-за тонкослоистости разрезов этого резервуара проявление связанных с ним газовых залежей в сейсмическом волновом поле является слабым и многовариантным. На поисковой стадии ГРП однозначное картирование газовых залежей в газсалинской пачке практически невозможно. Чаще всего они не выражены однозначно в динамических атрибутах отраженных волн. В зависимости от литологического состава, газонасыщенности, толщины, коллекторских свойств и особенностей строения (однородный резервуар, пачечное строение, тонкое переслаивание) турон-сенонские резервуары могут проявляться в динамических параметрах отраженных волн по-разному. Например, на Восточно-Тэрельском ЛУ и в его окрестностях динамические аномалии фиксируются как в контуре установленной продуктивности газсалинской пачки, так и далеко за ее пределами. На Южно-Русском месторождении динамические аномалии по ОГ, контролирующему кровлю газсалинской пачки, также не имеют однозначной связи с контуром продуктивности, хотя во многих случаях зоны повышенных толщин газонасыщенных резервуаров маркируются высокоамплитудными динамическими аномалиями.

На Заполярном месторождении зафиксирована практически такая же картина – наиболее интенсивные аномалии в энергии отраженных волн по ОГ  $S_4$ , связанному с кровлей газсалинской пачки, зафиксированы в присводовой части структуры, где толщины газсалинской пачки наибольшие. Однако и в зоне малых

ее мощностей, и за пределами залежи фиксируются динамические аномалии. Это объясняется изложенными выше причинами. Кроме того, клиноформное строение газсалинской пачки приводит к изменению динамических характеристик отраженных волн (ОВ) в зависимости от ее толщины, вследствие интерференционных явлений на границах клина. При уменьшении его толщины до значений менее  $\frac{1}{2}$  длины волны происходит интерференция и амплитуды ОВ в кровле клина резко уменьшаются, независимо от состава пород, слагающих это клиновидное тело. Это явление называется «тюнинг-эффектом». Несмотря на его очевидность, оно редко учитывается при сейсмостратиграфических исследованиях.

Для сенонских силицитовых резервуаров динамические аномалии типа «залежь» (АТЗ) установлены и изучены на Медвежьем и Ямсовейском месторождениях, где сенон однозначно газонасыщен. Аналогичные АТЗ установлены на большом числе месторождений и площадей, где сенонские отложения в той или иной степени газонасыщены. Поэтому динамические аномалии такого типа являются признаком газоносности сенонских отложений.

Кроме динамических характеристик, важным показателем является частотный состав ОВ. Но в условиях ЯНАО, где поверхностные условия и строение верхней части разреза являются неблагоприятными для получения качественной сейсморазведочной информации, частотный состав ОВ неоднороден. В первую очередь, он определяется условиями возбуждения и приема сейсмического сигнала, а они резко изменяются в каждом пункте возбуждения и приема сейсмических импульсов. Поэтому анализ частотного состава обычно не применяется для интерпретации сейсморазведочных данных. Для турон-сенонских отложений каких-либо связей между параметрами газоносных резервуаров и частотными атрибутами ОВ, контролирующими их, не установлено.

Важное значение для изучения газонасыщенных резервуаров имеет скоростной анализ, хотя при небольших толщинах турон-сенонских резервуаров таких эффектов «временных задержек», как в сеноманских газовых залежах здесь не наблюдается.

Более «тонких» видов исследований, таких как сеймостратиграфическая инверсия, AVO – анализ, анализ срезов кубов сейсмоданных для турон-сенонских отложений не проводилось, либо они не дали положительного эффекта. Не следует также забывать, что изучение объектов в верхней части разреза, особенно при использовании материалов МОГТ 3D выполняется на материалах, имеющих низкую кратность суммирования, т.к. полная кратность (32) достигается только на временах более 2 с. Поэтому разрешенность и информативность сейсмической записи для изучения турон-сенонских отложений довольно низкие.

Основной задачей проводимых исследований является выявление газоносных объектов в сенонских глинисто-кремнистых резервуарах, а также оценка их промышленной значимости. Для газовых залежей в резервуарах газалинской пачки, перспективность которых ясна, картирование залежей по данным сейморазведки МОГТ является задачей стандартной, успешно решаемой и для более глубоко залегающих нефтегазоносных объектов, таких как, например, ачимовская толща. Более того, эта задача решается для объектов, находящихся на стадии до-разведки и планирования разработки, т.е. имеется большое количество скважин, в которых выполнен достаточный для сеймостратиграфических исследований комплекс ГИС.

В таких условиях может быть использован широкий комплекс методов количественного сеймостратиграфического анализа, включая стандартный динамический анализ и AVO-анализ, сеймостратиграфическую инверсию, т.е. построение разрезов импедансов [94], использование метода распознавания образов сейсмической записи (пакет Stratimagic) и др. В данном случае, при наличии скважин, может быть выполнено районирование площади залежи или ловушки по типам разрезов, с выбором оптимального набора эффективных атрибутов и сейсмических признаков для каждой литофациальной зоны, охарактеризованной скважинной информацией.

Для сенонских залежей в силицитовых коллекторах задача сеймостратиграфического картирования осложняется слабой изученностью свойств этих резервуаров по скважинам. Поэтому кроме динамического анализа (полные, поло-

жительные, отрицательные амплитуды и энергии в различных по диапазону времен окнах, пиковые, мгновенные амплитуды), эффективность которого очевидна по ряду объектов (например, Медвежье месторождение), с учетом высокой пористости резервуаров, наличия АВПД, перспективным представляется использование детального анализа скоростей.

В газонасыщенных резервуарах с высокой пористостью фиксируется резкое падение скоростей распространения упругих колебаний. Доказанным является тот факт, что в породах с пористостью более 30 % и более скорости распространения сейсмических волн более чем на 50 % ниже, чем в низкопористых и не насыщенных газом средах. Причем на этот показатель, в отличие от динамических характеристик, не влияет строение резервуара (т.е. резкие или постепенные границы, тонкослоистость и т.п.). Падение скоростей будет происходить в любом случае, если в разрезе имеются высокопористые газонасыщенные резервуары.

Другой вопрос – насколько точно могут быть проанализированы скорости? Ведь известно, что скорости ОГТ и скорости суммирования определяются в сейсморазведке МОГТ с большими погрешностями? Однако в этом нет необходимости – ведь при уменьшении скоростей распространения сейсмических волн возникают временные задержки, а они легко фиксируются при построении карт  $\Delta T$  между целевыми горизонтами. Очень важно и то, что данный параметр в большей степени свободен от качества сейсмических материалов по сравнению с динамическими характеристиками.

Для достижения наилучшего результата должны выполняться все процедуры сейсмостратиграфического анализа. Это привязка скважин к сейсмическим разрезам с использованием одномерного моделирования, корреляция ОГ, анализ сейсмофаций и т.п.

При накоплении информации о строении и продуктивности сенонских резервуаров, получении сейсмических данных МОГТ более высокого качества, спектр применяемых методик сейсмостратиграфических исследований будет расширяться. Сейчас же стандартный динамический анализ и анализ временных толщин являются наиболее достоверными методами изучения строения и газо-

ности сена.

В интервале сенонских отложений на территории Западной Сибири на обширных площадях выявлены динамические аномалии в интервале глинисто-кремнистых отложений сенонского комплекса.

Наиболее перспективная динамическая аномалия типа залежь (АТЗ), превосходящая по площади сеноманскую газовую залежь, была зафиксирована на Медвежьем НГКМ (рисунок 2.1). Плановое положение этой динамической аномалии контролируется наиболее приподнятой частью Медвежьего мегавала. Исходя из особенностей формирования динамических аномалий можно заключить, что рассматриваемая динамическая аномалия обусловлена резким понижением акустических жесткостей пород нижней подсвиты березовской свиты, вызванным их газонасыщенностью.

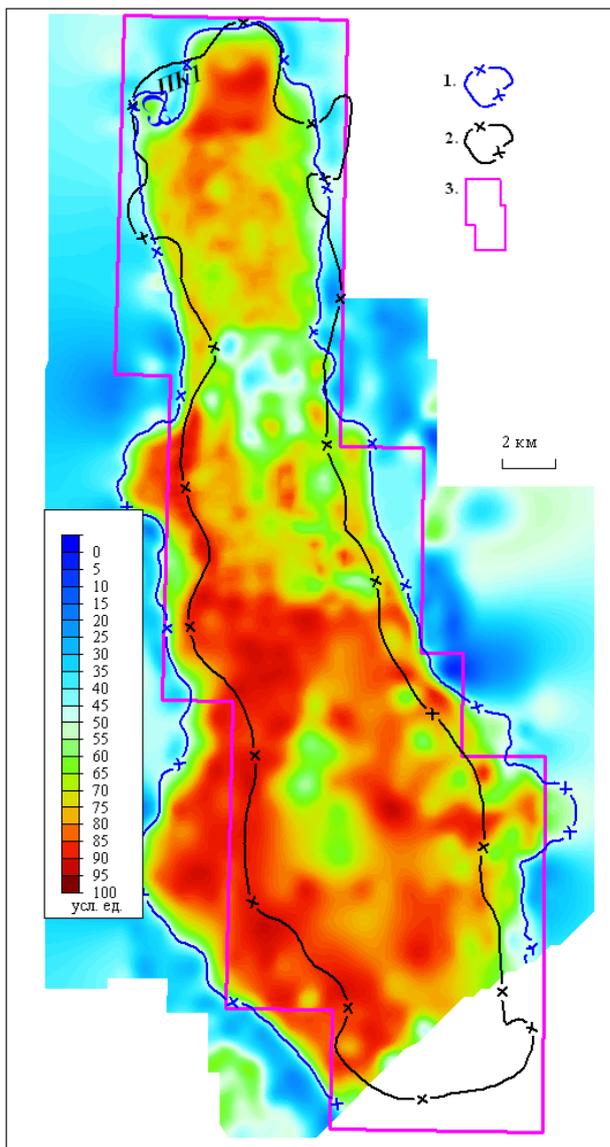


Рисунок 2.1 – Карта нормированных средних амплитуд в интервале ОВ С<sub>3</sub> Медвежьего НГКМ. Условные обозначения: 1 – контур динамической аномалии ОВ С<sub>3</sub>; 2 – контур газонасыщенности пласта ПК<sub>1</sub>; 3 – границы ЛУ

Первоначальная площадь газоносности пласта ПК<sub>1</sub> Медвежьего месторождения составляла 2180 км<sup>2</sup>, а контур динамической аномалии в интервале нижней подсвиты березовской свиты превышает ее по площади в 1,44 раза и составляет 3148 км<sup>2</sup>. Данная динамическая аномалия ярко выражена на субширотных разрезах 2D, пересекающих ось Медвежьего мегавала с запада на восток (рисунок 2.2).

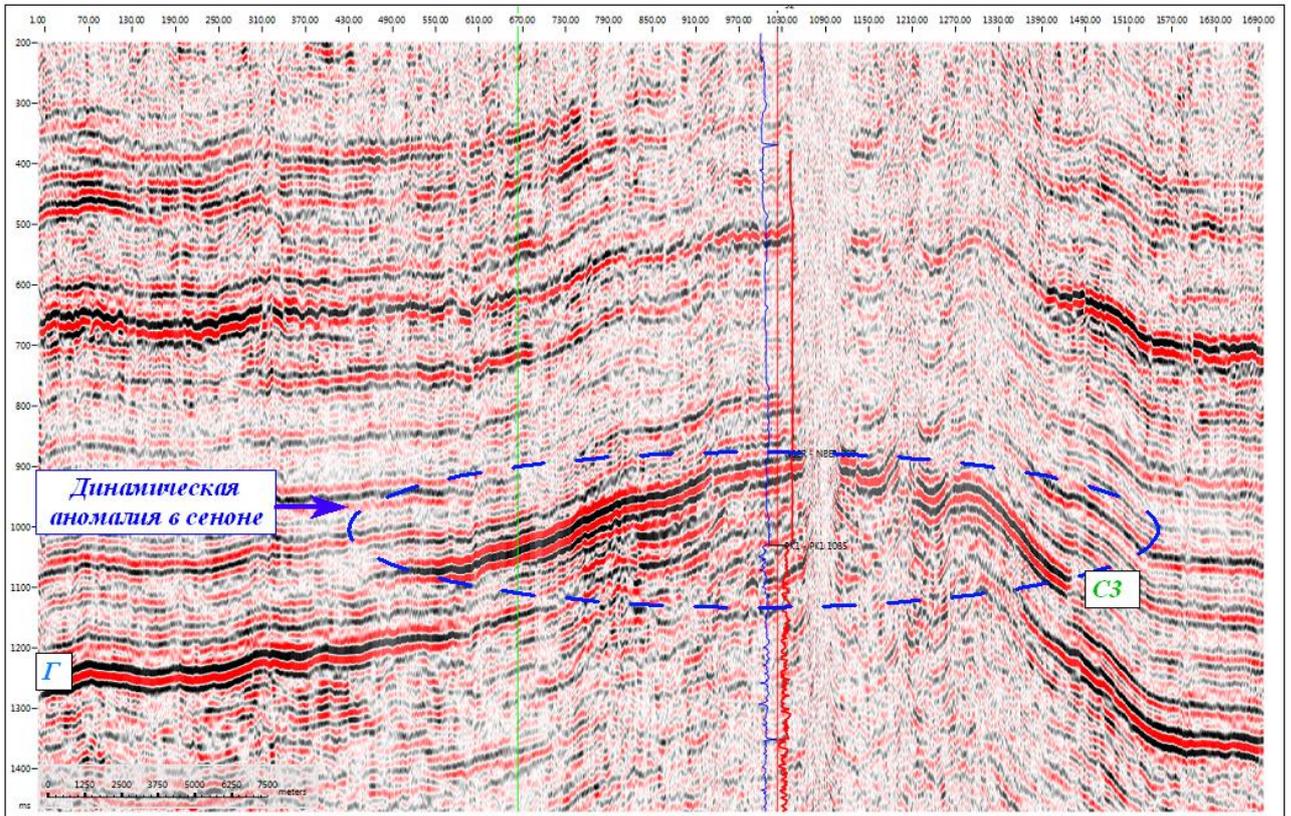


Рисунок 2.2 – Фрагмент временного сейсмического разреза по профилю 2890027

Следует отметить, что продуктивность сенонских отложений Медвежьего месторождения в пределах контура динамической аномалии подтверждается большим числом эксплуатационных и разведочных скважин, в то время как в скважинах, расположенных за контуром динамической аномалии признаки газонасыщения отсутствуют.

Наличие газовой залежи в отложениях сенона подтверждено и данными газового каротажа – во всех пробуренных к настоящему времени глубоких поисковых скважинах (№ 50, 51, 52, 61) сенонский интервал характеризуется повышенными газопоказаниями. По результатам газохроматографического изучения шлама в скв. 50 содержание УВ газов в отложениях сенона является повышенными.

Также в скважинах № 3С, 4С и 18 удалось получить промышленные притоки газа из отложений нижней подсвиты березовской свиты.

В то же время рядом с Медвежьим мегавалом, на Южно-Падинской площади сенон не газоносен и ОВ С<sub>3</sub> характеризуется невысокой амплитудой (рисунок 2.3).

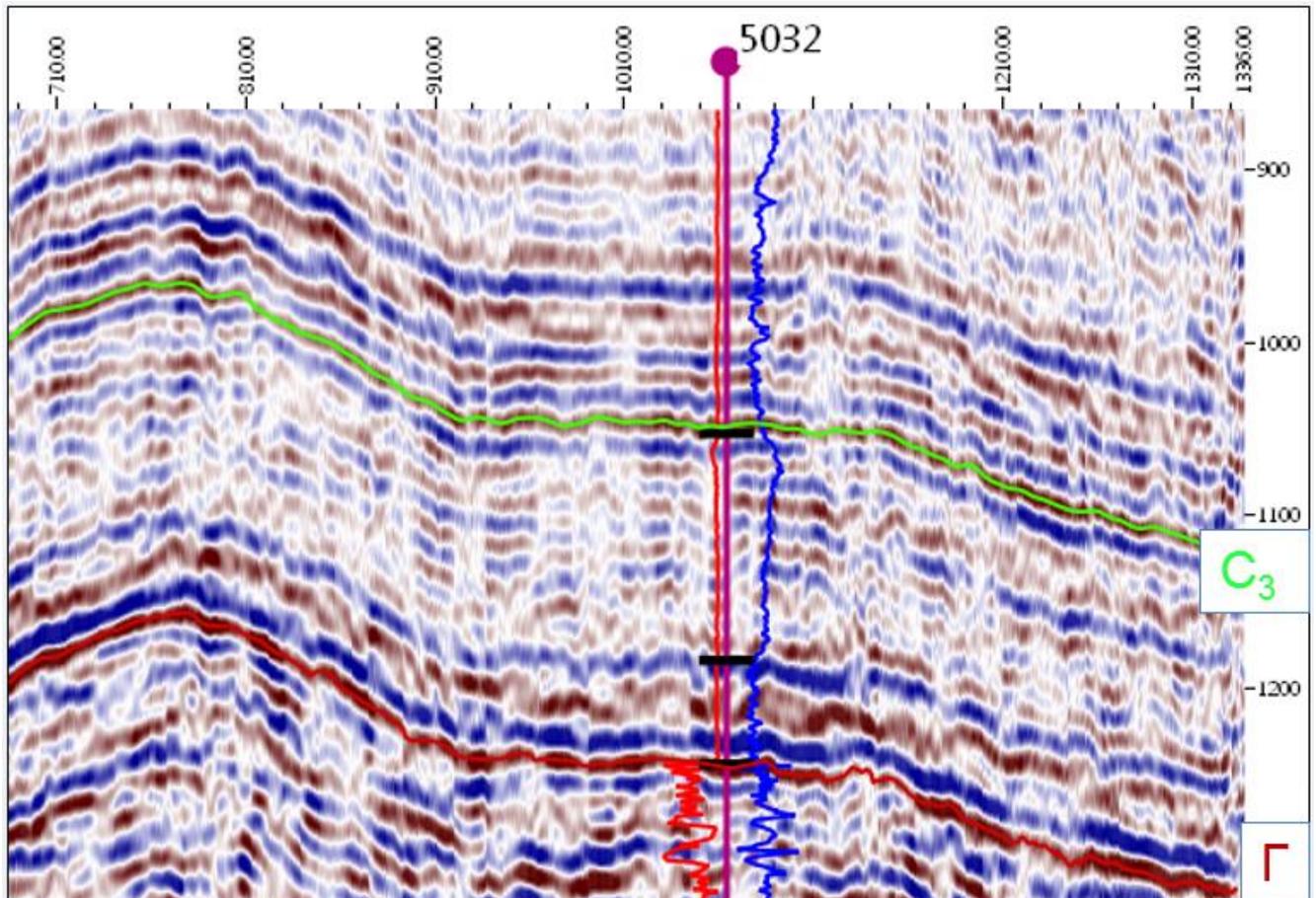


Рисунок 2.3 – Фрагмент временного сейсмического разреза 2D субширотного направления через Южно-Падинскую площадь

Продуктивность сенонских отложений Медвежьего месторождения в пределах контура динамической аномалии подтверждается не только результатами скважинных испытаний, но и данными одномерного сейсмического моделирования.

Одномерное моделирование (с использованием пакета SinTool интерпретационного пакета SeisWork) сейсмической волновой картины было выполнено путем изменения импеданса в отложениях сенона по скв. 51 Медвежьей и 5032 Южно-Падинской. Моделировался сенонский пласт с разной толщиной и коллектор-

скими свойствами. При отсутствии газонасыщения амплитуда волны  $C_3$  низкая. Было установлено, что при моделировании маломощного (5-10 м) газонасыщенного пласта с низким импедансом и резкими границами амплитуда отраженной волны  $C_3$  резко возрастает по сравнению с неgasонасыщенным резервуаром. Если моделировался пласт с относительно высоким импедансом (слабое газонасыщение, низкие коллекторские свойства), то амплитуда волны  $C_3$  возрастала, но незначительно. При моделировании даже мощного газонасыщенного пласта (30 м и более), но имеющего плавные границы, амплитуда волны  $C_3$  практически не увеличивалась.

На этом основании был сделан вывод о том, что в некоторых случаях даже при отсутствии динамических аномалий сенон может быть газонасыщенным. Однако этот вывод справедлив для отложений, имеющих несколько иное строение по сравнению с сеноном Надым-Пур-Тазовского региона, где, судя по имеющимся данным, коллекторы имеют резкие границы. Например, на севере п-ова Ямал, на Тамбейской группе месторождений, где резко увеличиваются толщины сенонских и вышележащих отложений и фиксируются повышенные электрические сопротивления в значительных по мощности интервалах, ярких динамических аномалий (АТЗ) не выявлено, хотя фиксируется несколько повышенный амплитудный фон. Возможно, что это обусловлено именно наличием плавных границ между газонасыщенными и неgasонасыщенными прослоями.

На синтетических трассах, полученных по результатам одномерного сейсмического моделирования, в скважине 51 Медвежьей, расположенной в пределах контура динамической аномалии ОВ  $C_3$ , в кровле нижней подсвиты березовской свиты фиксируется интенсивная положительная динамическая аномалия. В скважине 5032 Южно-Падинской, расположенной за контуром динамической аномалии, такой картины в кровле НПБС не наблюдается (рисунок 2.4).

В скв. 3С и 4С, пробуренных на сенонские отложения и расположенных в контуре динамической аномалии, по результатам одномерного сейсмогеологического моделирования также фиксируется также фиксируется повышение интенсивности ОВ  $C_3$  в кровельной части и в нижней части НПБС (рисунок 2.5).

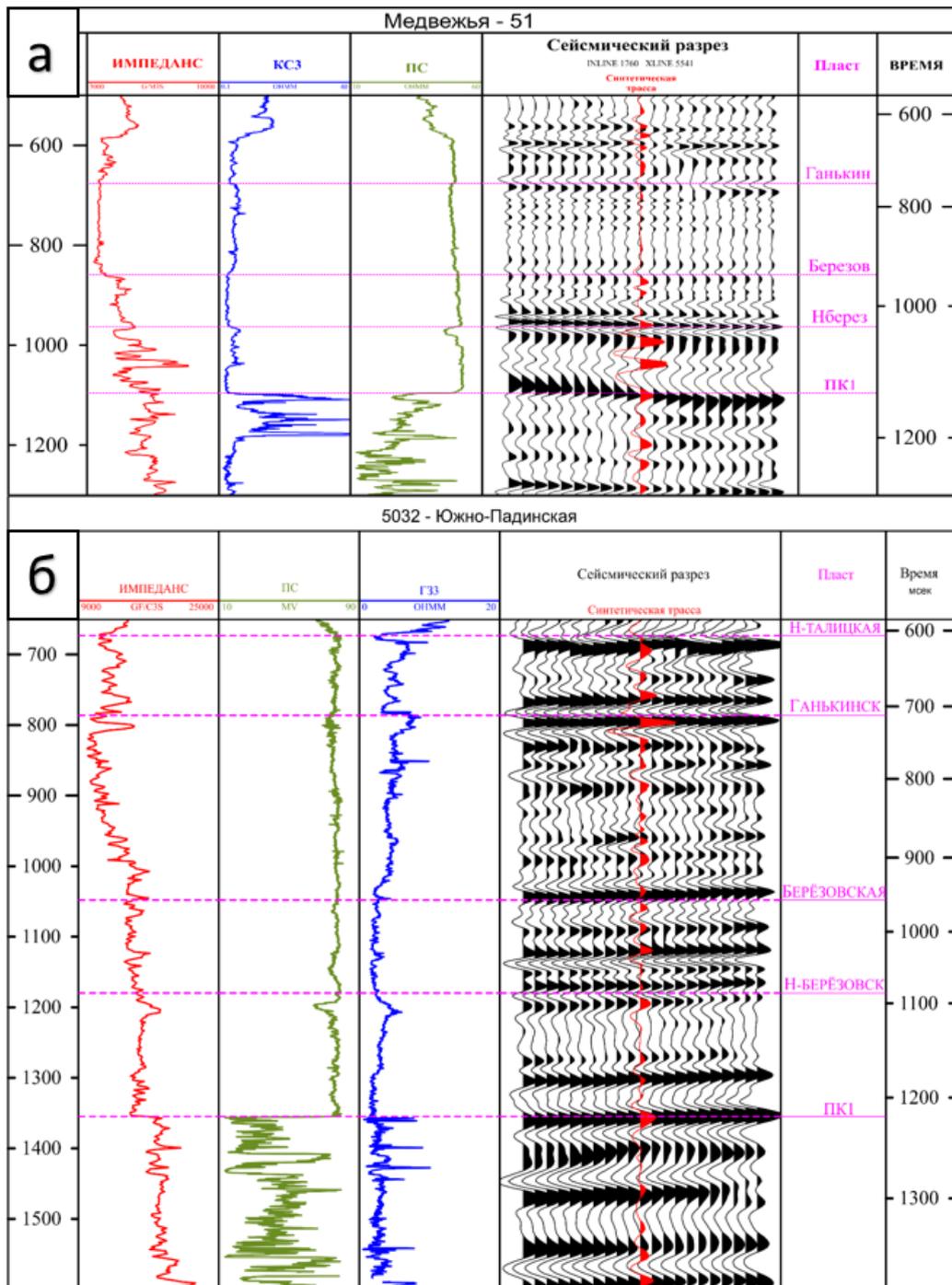


Рисунок 2.4 – Результаты одномерного сейсмогеологического моделирования по скв. 51 Медвежьей (с газом в сеноне) и скв. 5032 Южно-Падинской (без газовой залежи в сеноне), (по данным С. А. Черкашина)

На Юбилейном нефтегазоконденсатном месторождении динамическая аномалия в интервале была выявлена сравнительно недавно, с появлением новых сейсморазведочных данных МОГТ 3D (рисунок 2.6). Следует отметить, что перспективы нефтегазоносности нижней подсвиты березовской свиты более высоки в купольной части структуры, в южном ее линейном замыкании газонасыщенность

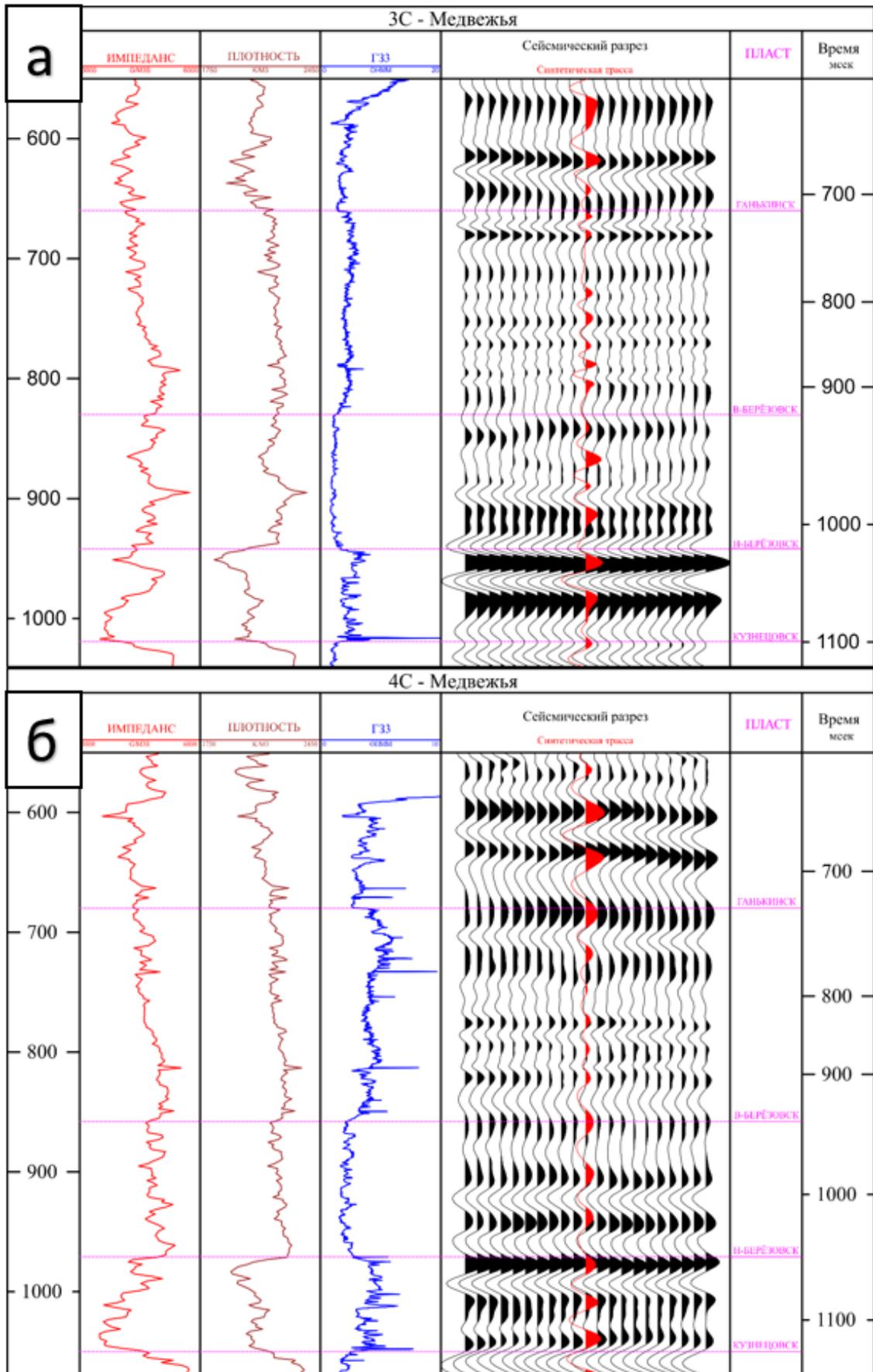


Рисунок 2.5 – Результаты одномерного сейсмогеологического моделирования по скв. 3С и 4С Медвежьей площади (по данным С. А. Черкашина)

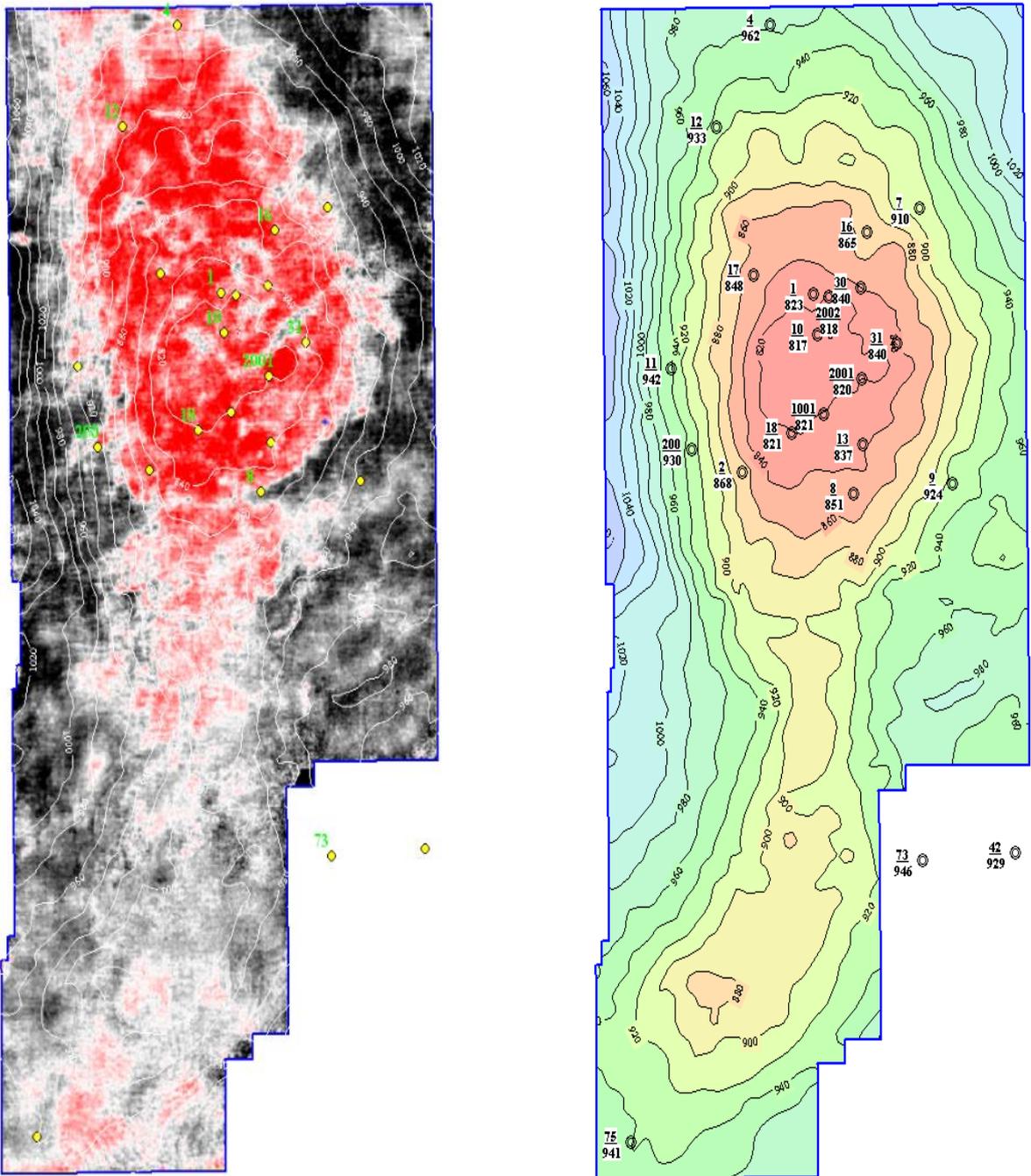
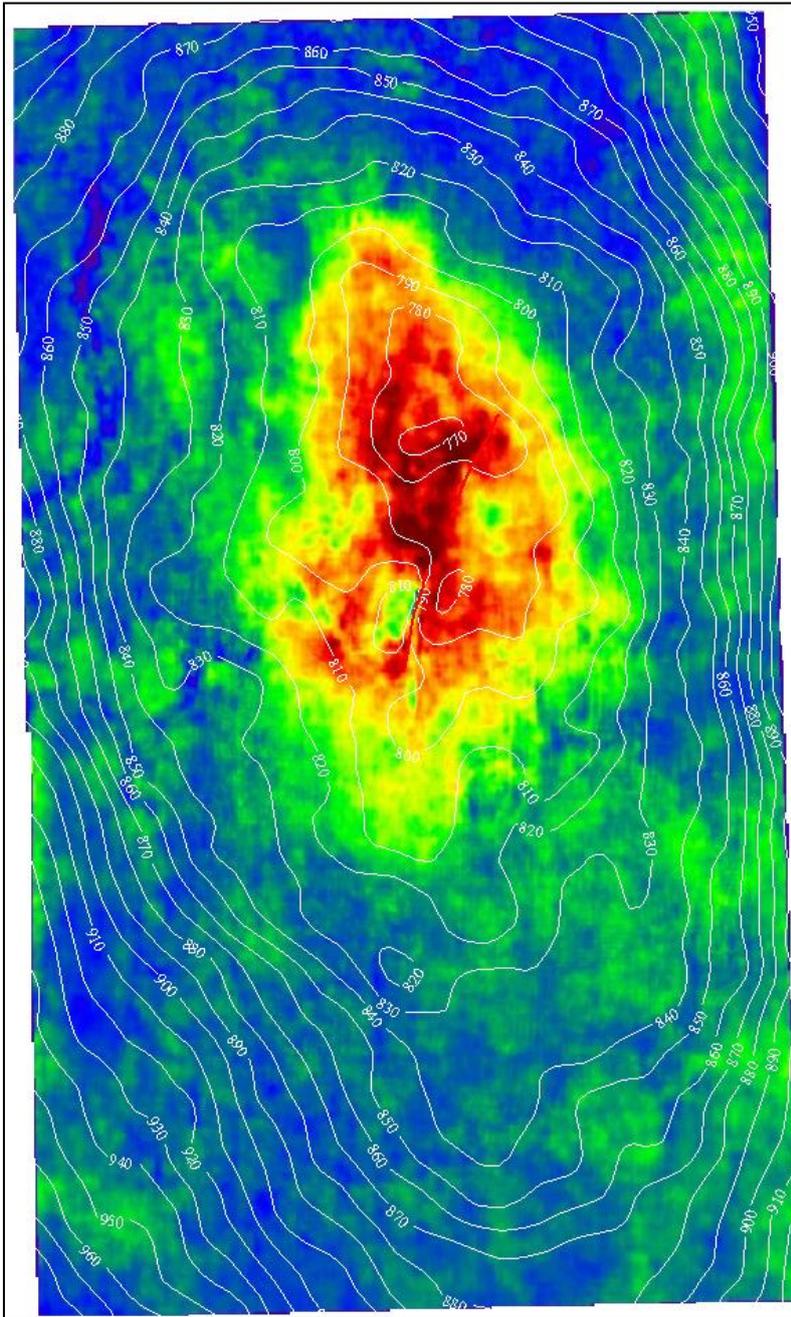


Рисунок 2.6 – Динамическая аномалия (а) и структурная карта (б) по отражающему горизонту  $C_3$  Юбилейного НГКМ

сенона, вероятно, ниже, что проявляется в ослаблении амплитуд ОВ  $C_3$  в результате снижения коэффициента отражения.

На Вынгапуровском месторождении, в сводовой части структуры в интервале ОВ  $C_3$ , приуроченной к нижней подсвете березовской свиты, фиксируется динамическая аномалия типа «яркое пятно», которая связана с газовой залежью пласта  $НБ_1$  (рисунок 2.7).



*Рисунок 2.7 – Структурная карта по кровле ОГ С<sub>3</sub> Вынгапуровского месторождения и карта средних абсолютных амплитуд в интервале ОВ С<sub>3</sub> в окне 20мс*

Для данного интервала характерно наличие некоторой связи между значениями амплитуд ОВ С<sub>3</sub> в точках скважин и УЭС пласта НБ<sub>1</sub> (рисунок 2.8). Коэффициент корреляции составляет 0,616, а среднеквадратичное отклонение 0,6031 Ом·м. Однако, по нашему мнению, высокая дисперсия и низкие значения коэффициента корреляции не позволяют достоверно (количественно) прогнозировать УЭС пласта и, следовательно, газонасыщение на основе проведенного динамического анализа. Таким образом, амплитуды ОВ С<sub>3</sub> на Вынгапуровском месторождении на качественном уровне отражают распределение УЭС пород пласта.

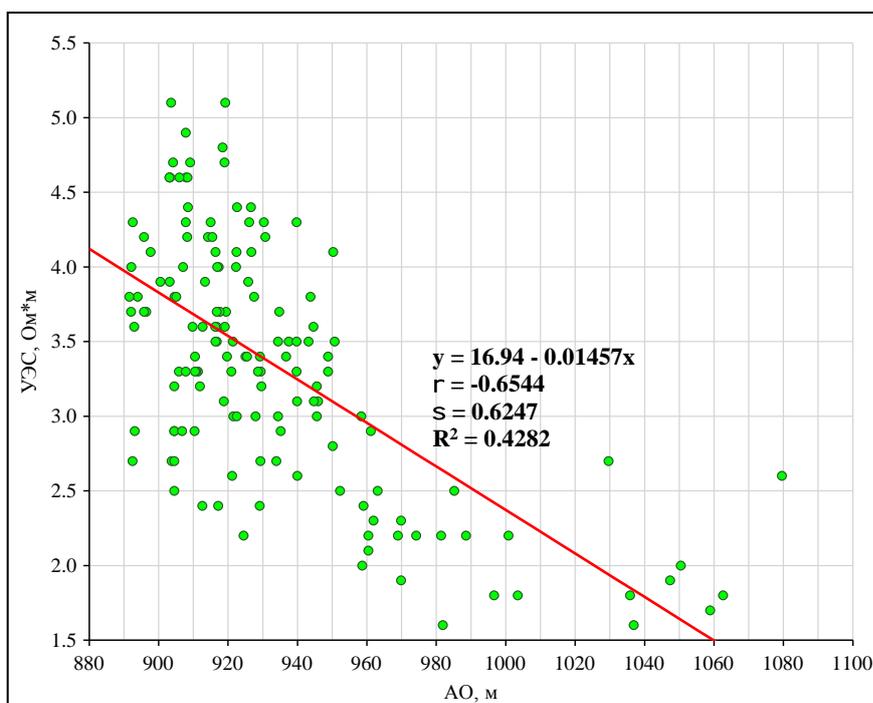
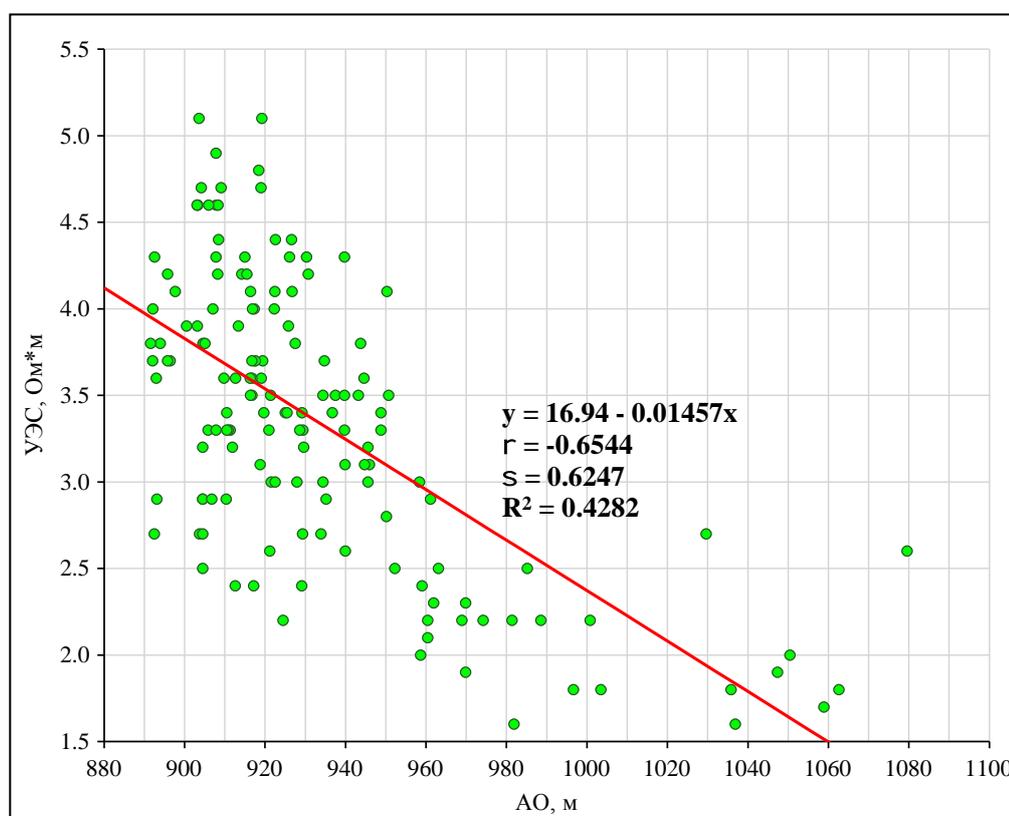


Рисунок 2.8 – График зависимости УЭС пласта НБ1 от амплитуд  
 ОВ С<sub>3</sub> в окне 20мс

Существует слабая связь между УЭС пласта и отметками кровли ОГ С<sub>3</sub> в скважинах (рисунок 2.9). Данная зависимость отражает газонасыщение сенонского интервала и увеличение коэффициента газонасыщенности в сводовой части структуры. Невысокие значение коэффициента корреляции может объясняться тем, что нижняя поверхность залежи неровная и не совсем согласуется со структурным планом. В данном случае, как и с другими сенонскими газовыми залежами, мы имеем дело с залежью флюидодинамического типа [128], т.е. с залежью, сформировавшейся вследствие флюидодинамических процессов – струйной миграции газа снизу под сверхвысоким давлением, причем положение залежи контролируется не гипсометрией или наличием экранов, а преимущественно положением зон (центров) активной флюидомиграции и перемещением газа от этих центров вверх по восстанию. Вследствие молодого возраста процессов газомиграции и формирования залежей, разного гипсометрического положения газовых труб, служащих источниками газа, нижняя поверхность залежей и имеет разное гипсометрическое положение. В наибольшей степени это проявилось на Медвежьем месторождении, где амплитудная аномалия, связанная с сенонской залежью, име-

ет разное гипсометрическое положение в разных частях месторождения, причем аномалия  $OB C_3$  проявляется также на картах относительного акустического импеданса и AVO атрибута Intercept (рисунок 2.10). На приведенных картах наблюдается снижение значений акустического импеданса в пределах залежи, вызванное влиянием газа, насыщающего поровое пространство пород. В целом, эти карты согласуются с распределением амплитуд в сенонском интервале. Проявление сенонской газовой залежи пласта  $НБ_1$  Вынгапуровского месторождения на карте атрибута AVO Intercept является дополнительным подтверждением ее существования.



*Рисунок 2.8 – График зависимости УЭС пласта  $НБ_1$  от а.о. кровли  $OG C_3$*

Второй уровень динамической аномалии связан с газовой залежью пласта  $НБ_4$ , который по данным описания керна скв. 357 Вынгаяхинской площади представлен глинами опоковидными, серыми, плотными, слабослюдистыми. Покрышкой для пласта  $НБ_4$  служат глины нижеберезовской подсвиты темно-серые тонкослоистые, слабослюдистые, местами алевритистые. В своде Вынгапуровского

вала в интервале ОВ С<sub>4</sub>, приуроченной к кровле пласта НБ<sub>4</sub>, фиксируется динамическая аномалия типа «яркое пятно», которая связана с газовой залежью пласта НБ<sub>4</sub> (рисунок 2.11). По площади данная аномалия превосходит динамическую аномалию в интервале ОВ С<sub>3</sub>, однако уступает аномалии ОВ Г.

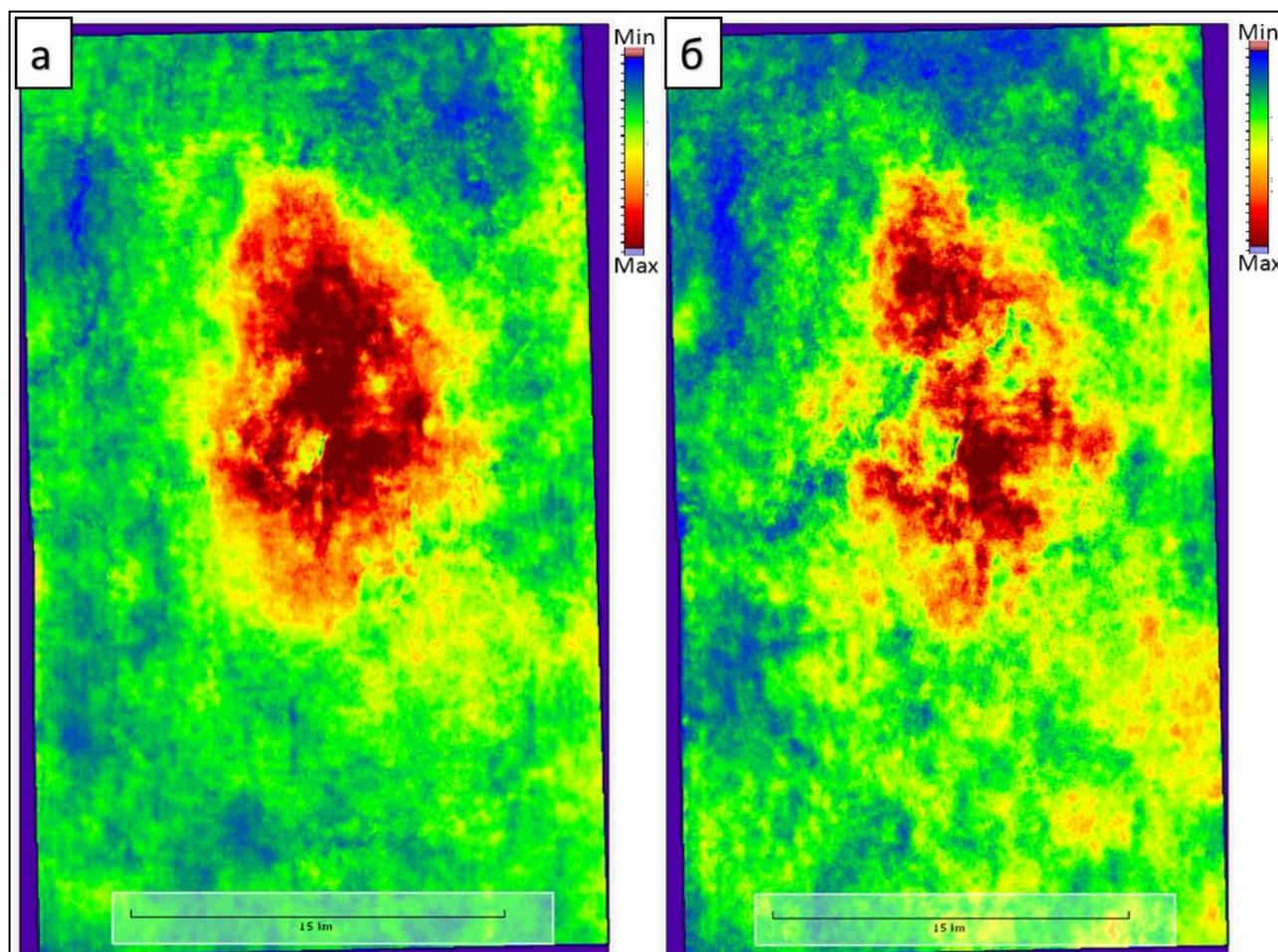
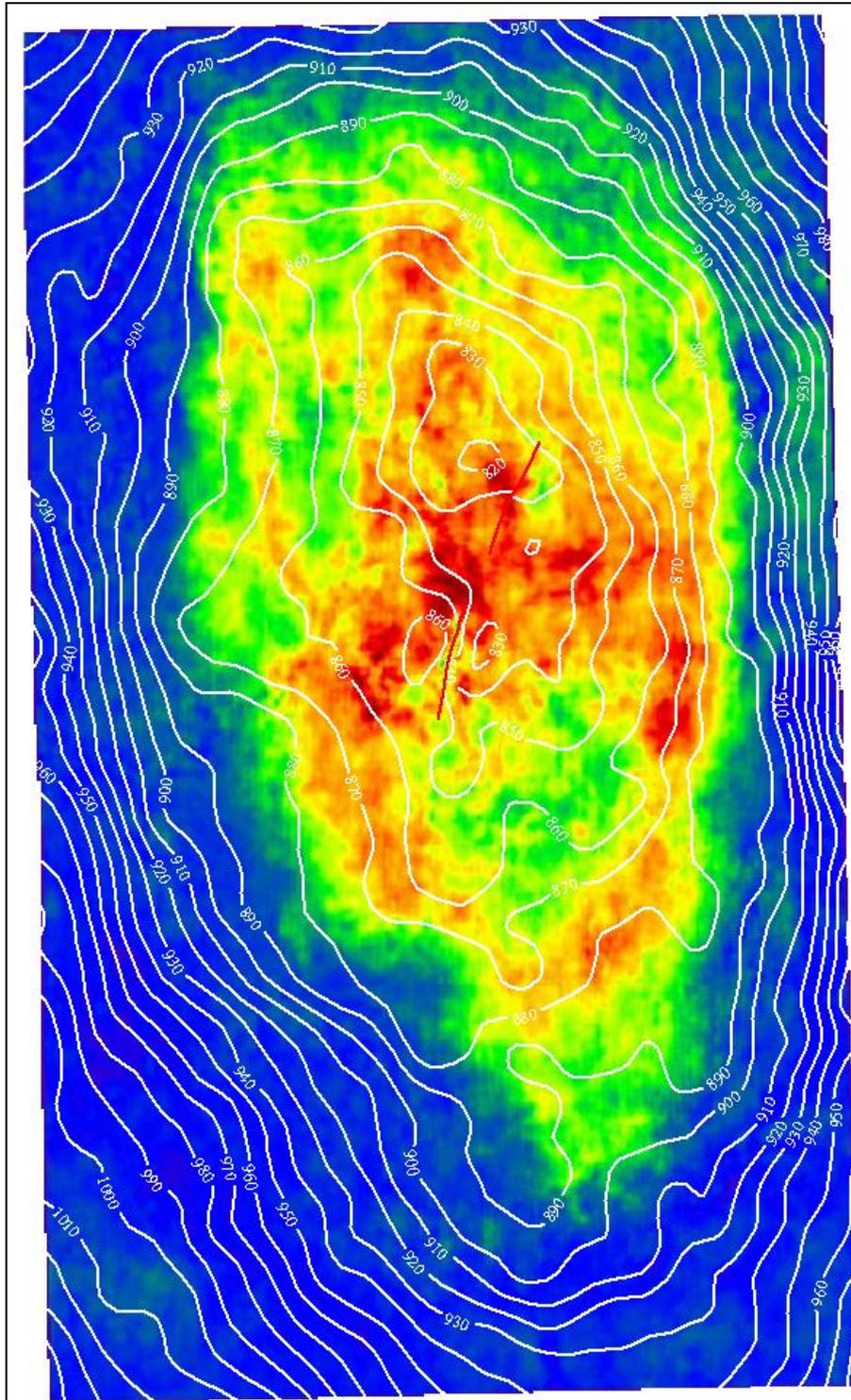


Рисунок 2.10 – Карта относительного акустического импеданса (а) и карта AVO атрибута Intercept ОВ С<sub>3</sub> в окне 20 мс (б)

Динамическая аномалия ОВ С<sub>4</sub> практически полностью повторяет структурный план ОВ С<sub>4</sub>. Незначительные колебания а. о. контура динамической аномалии могут быть связаны с неровной нижней границей газоносности сенона. В зонах с высокими коллекторскими свойствами газ должен распределяться более равномерно по структуре, а в зонах с пониженными коллекторскими свойствами газ движется медленнее и, соответственно, поэтому нижняя границы залежи неровная и находятся на разных а. о.

Продуктивность пласта НБ<sub>4</sub> подтверждена при испытании скв. 178-э Вынга-

пуровской в интервале глубин 972,0 - 982,0 м, после интенсификации притока методом гидроразрыва пласта бы получен приток газа дебитом 18 тыс. м<sup>3</sup>/сут на шайбе 6 мм [129ф] (рисунок 2.12).



*Рисунок 2.11 – Структурная карта по кровле ОГ С<sub>4</sub> Вынгапуровского месторождения и карта средних абсолютных амплитуд в интервале ОБ С<sub>4</sub> в окне 20 мс*

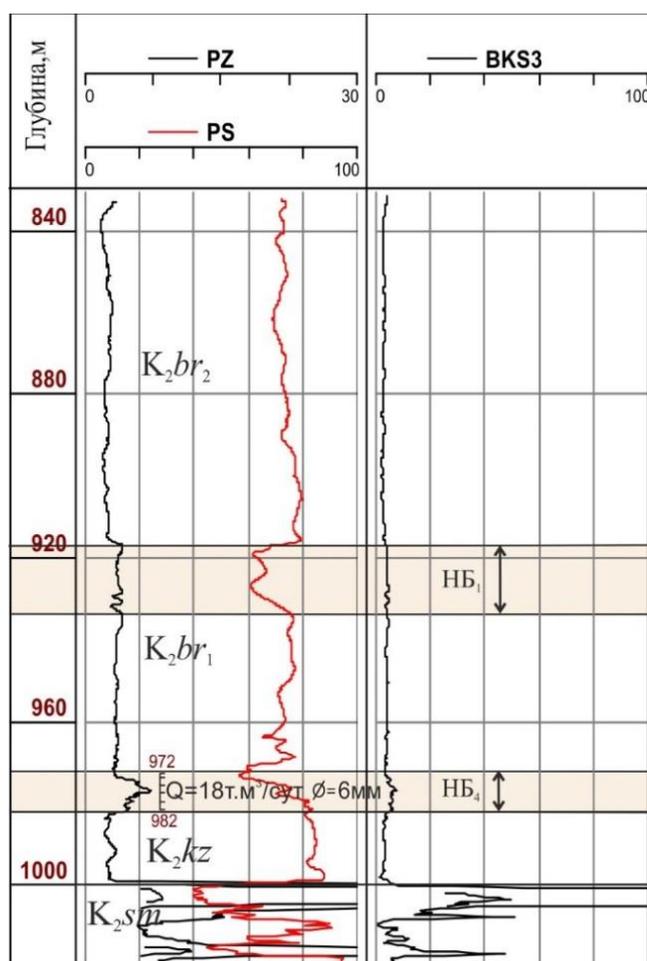


Рисунок 2.12 – Результаты испытания пласта  $НБ_4$  в скв. 178-э  
Вынгапуровского месторождения

Необходимо отметить, что состав газа надсеноманского продуктивного комплекса [83] исследован по единственной пробе устьевого газа, полученной из нижеберезовской подсвиты (786-804 м) скважины 431 Комсомольского месторождения. Основным компонентом газа является метан, концентрация которого составляет 97,09 % мольных. Сумма компонентов  $C_2H_{6+V}$  незначительна и не превышает 0,02 % мольных. Газ является малоазотистым (2,26 %), низкоуглекислым (0,58 %), с фоновым содержанием гелия, аргона и водорода. Относительная плотность газа по воздуху составляет 0,5689.

Газонасыщенность приводит к повышению УЭС пород, поэтому между значениями амплитуд в интервале  $OB C_4$  в точках скважин и значениями УЭС перспективных интервалах наблюдается прямая зависимость, коэффициент корреляции составляет 0,735, а среднеквадратичное отклонение 0,239 Ом·м (рисунок 2.13).

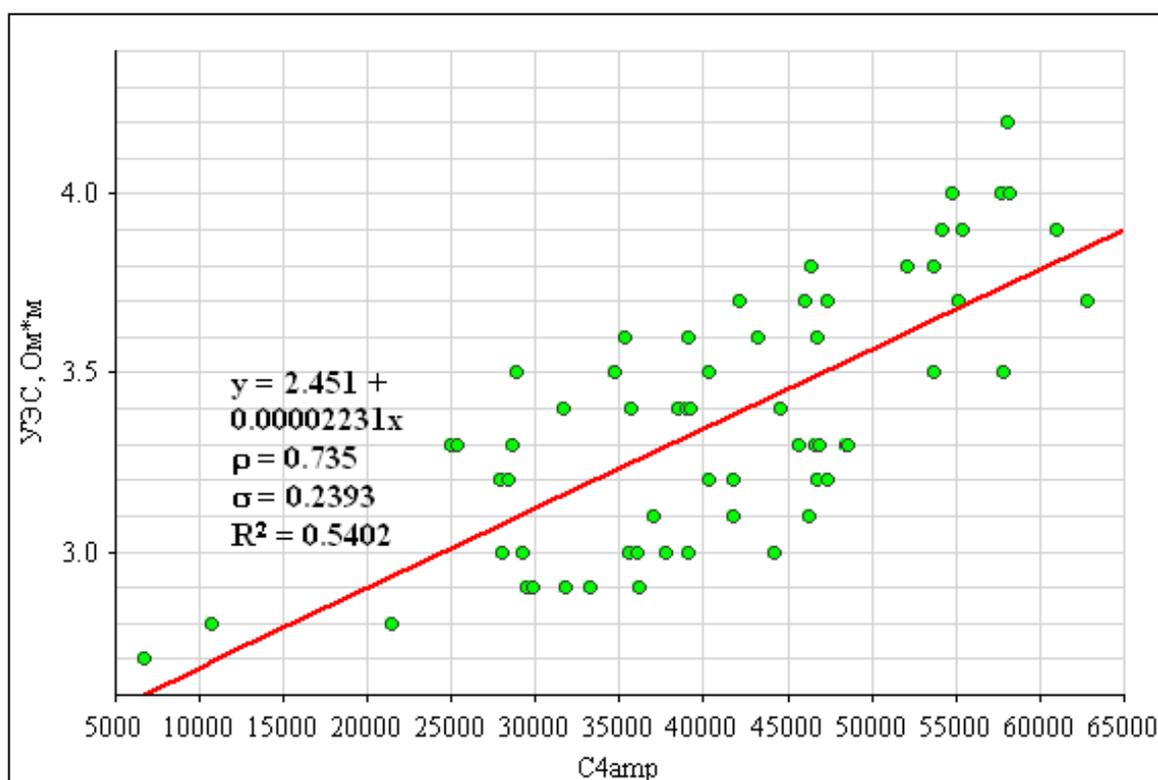


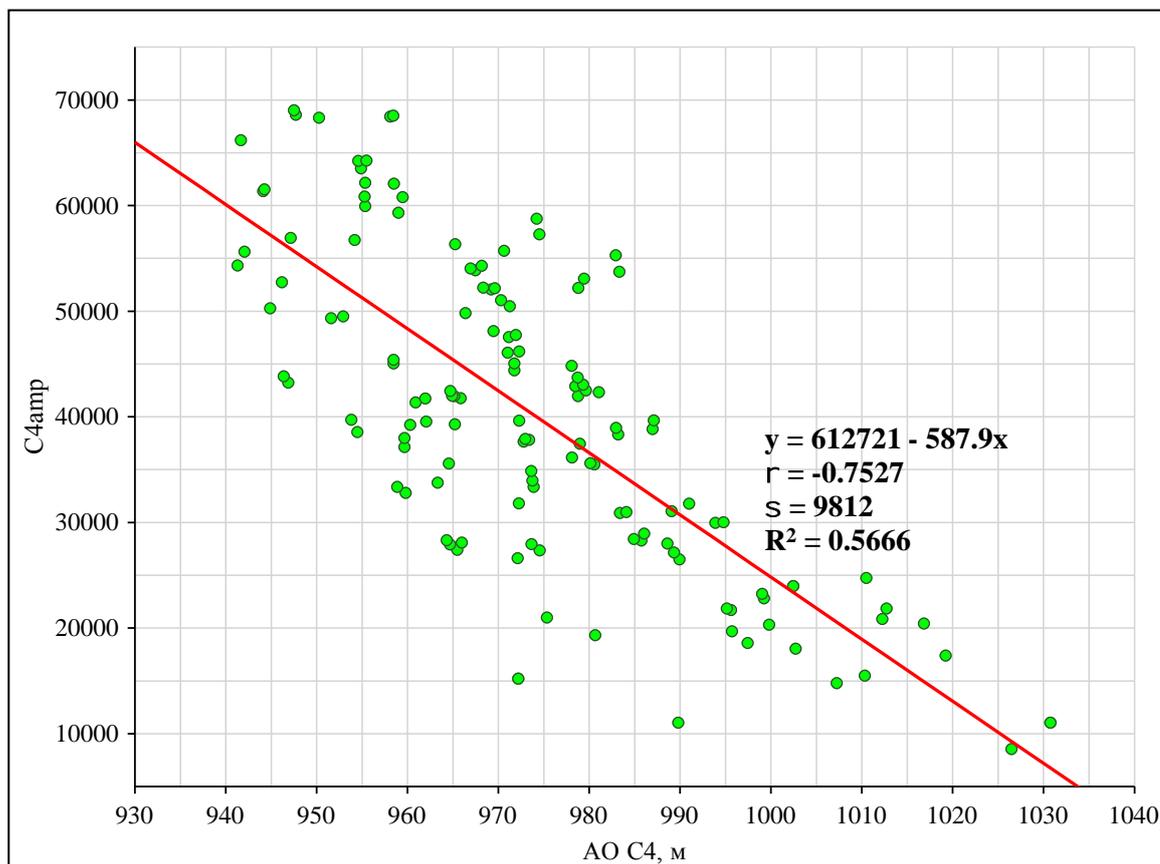
Рисунок 2.13 – График зависимости УЭС пласта НБ<sub>4</sub> от амплитуд ОВ С<sub>4</sub> Вынгапуровского месторождения

Изначально для построения данного кроссплота были отбракованы несколько скважин с аномально-высокими и –низкими значениями УЭС пласта НБ<sub>4</sub>. Причины такого повышения УЭС могут крыться не только в изменении физических свойств пласта, но и в качестве исходных данных ГИС. Таким образом, можно сделать вывод, что амплитуды ОВ С<sub>4</sub> отражают распределение УЭС в нижней части сенонского интервала и связаны с его газонасыщением.

В пределах Вынгапуровского вала амплитуды ОВ С<sub>4</sub> увеличиваются с уменьшением гипсометрической отметки пласта НБ<sub>4</sub> (рисунок 2.14). Такой эффект вызван ростом эффективных газонасыщенных толщин данного пласта к своду структуры.

На Крузенштернском месторождении в интервале нижней подсвиты березовской свиты (ОВ С<sub>3</sub>) фиксируется интенсивная динамическая аномалия (рисунок 2.15). Газоносность сенона подтверждается высокими УЭС пород по данным ГИС. Площадь данной динамической аномалии составляет 839,8 км<sup>2</sup>, а потенциальные ресурсы газа этого интервала превышают 350 млрд. м<sup>3</sup> газа. Однако се-

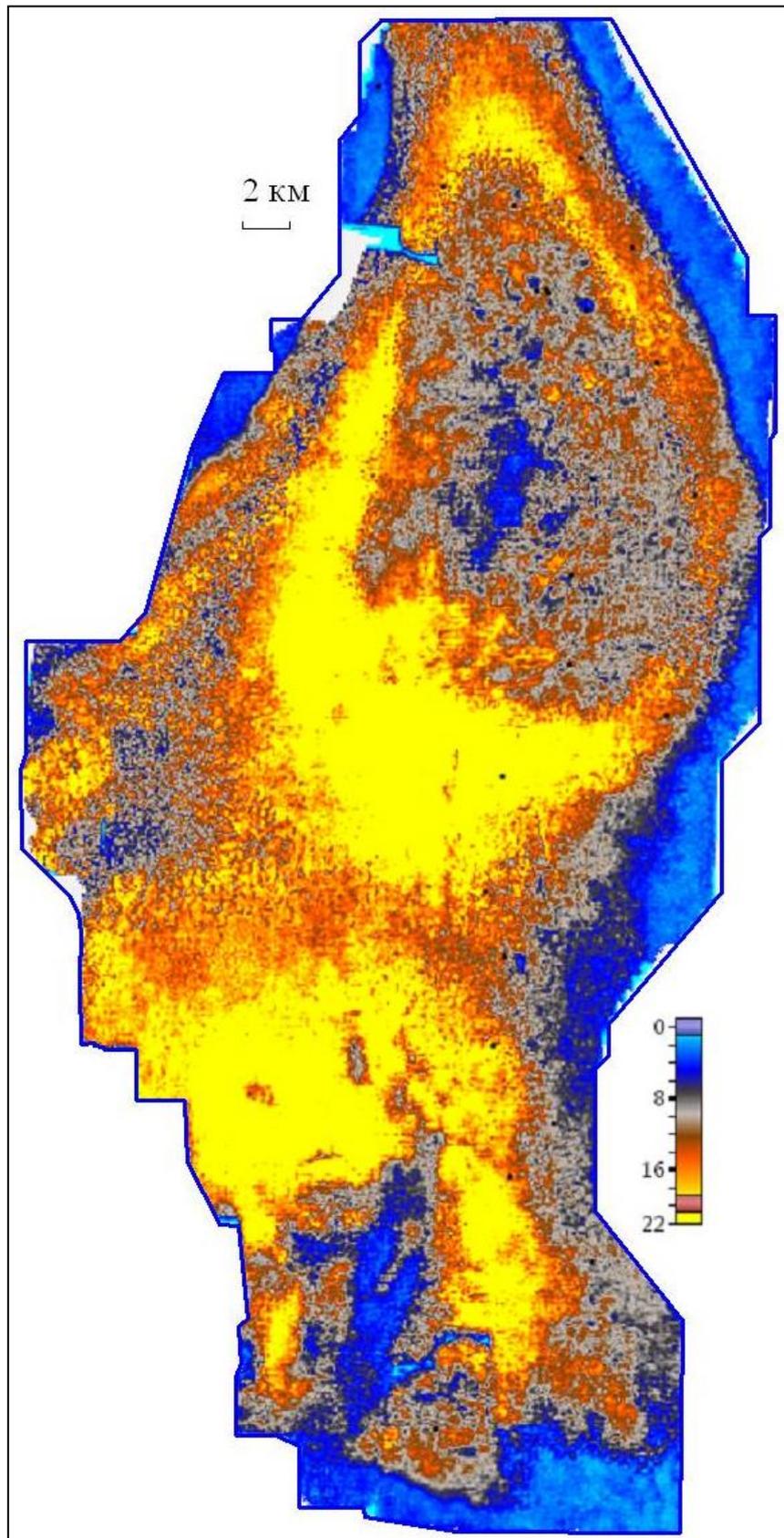
нонский комплекс промышленный потенциал сенонской газовой залежи Крузенштернского месторождения не стоит переоценивать – ведь сенон значительно уступает сеноману по своим коллекторским свойствам. На этом месторождении освоение сенона не является первоочередной задачей и его стоит рассматривать здесь как возвратный объект разработки, способный поддержать промышленный уровень добычи после истощения основных запасов.



*Рисунок 2.14 – График зависимости амплитуд ОВ С<sub>4</sub> от а. о. пласта НБ<sub>4</sub> Вынгапуровского месторождения*

Аналогичные динамические аномалии были зафиксированы также на Тасийском, Северо-Тамбейском и Западно-Тамбейском месторождениях. Они связаны с газоносностью глинисто-кремнистых пород сенона, которые можно рассматривать в качестве возвратного объекта разработки на месторождениях с выработанными запасами сеноманского газа.

На Тамбейской группе месторождений наиболее интенсивные аномалии в энергии отраженных волн, связанных с отложениями нижнеберезовской свиты, зафиксированы в присводовой части структуры (рисунки 2.16-2.18).



*Рисунок 2.15 – Карта средних абсолютных амплитуд  $OB\ S_3$  Крузенитернского месторождения в окне 20 мс по данным сейсморазведки МОГТ 3D*

На карте максимальных положительных амплитуд, рассчитанных под ОГ  $S_3$  в интервале нижнеберезовской подсветы выделены яркие чешуйчатые положительные аномалии сейсмической записи, которые могут отражать проявление тангенциальных сил тектонических напряжений и возможное развитие локализованных газонасыщенных трещинных коллекторов.

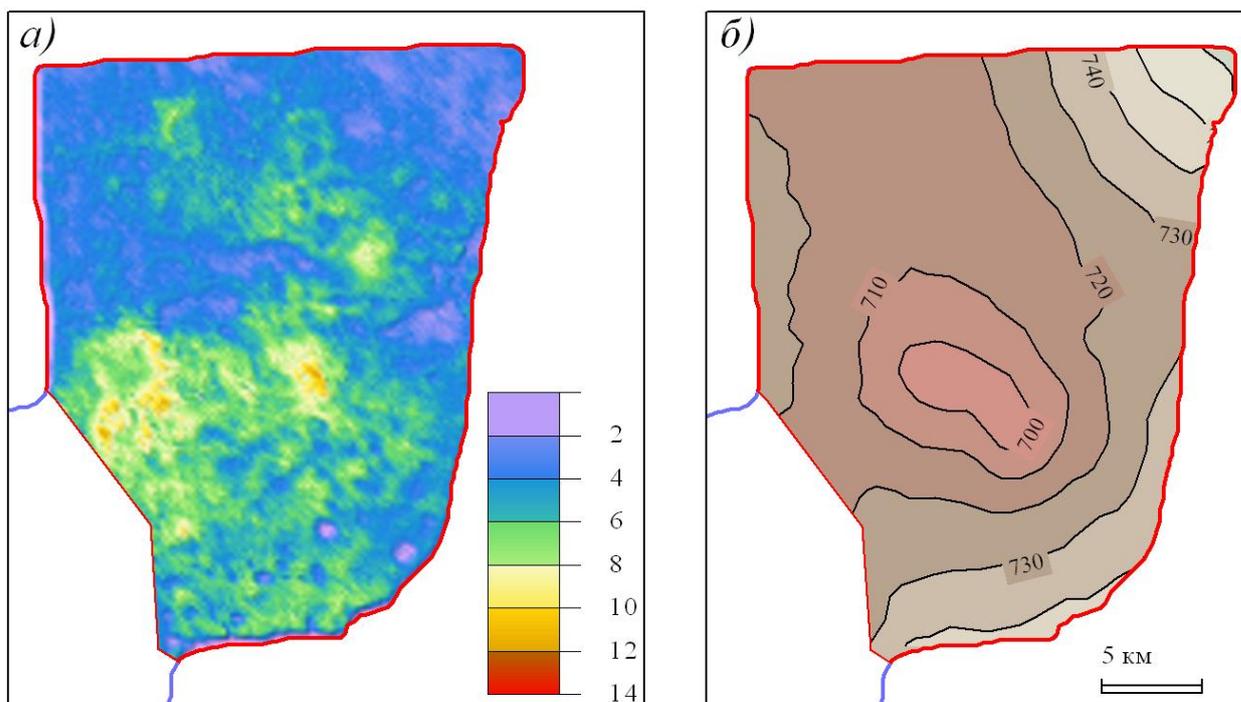


Рисунок 2.16 – Динамическая аномалия (а) и структурная карта (б) по отражающему горизонту  $S_3$  Тасийского месторождения по данным МОГТ 3D (по данным О.М. Горского)

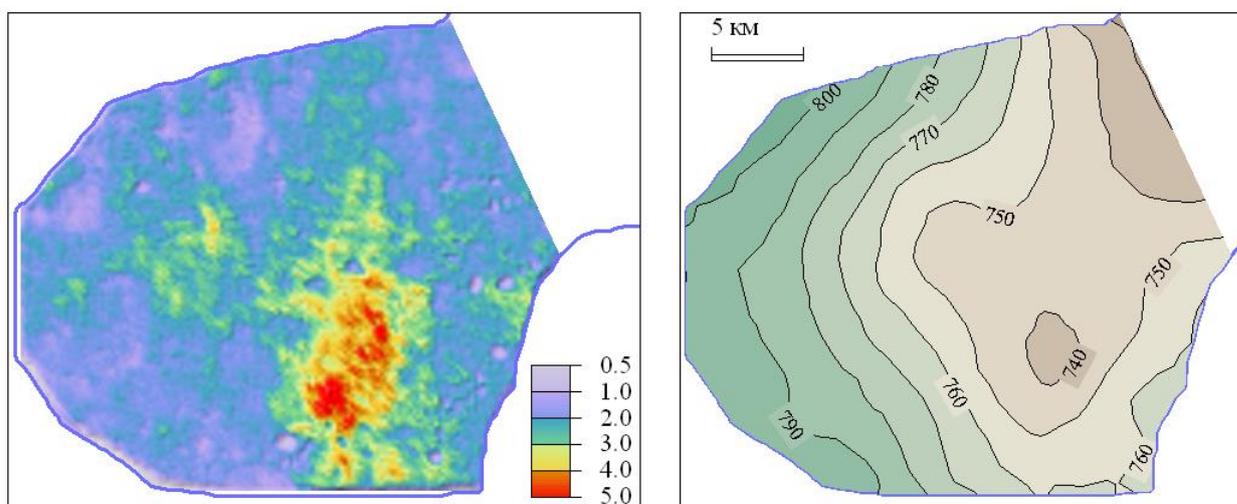
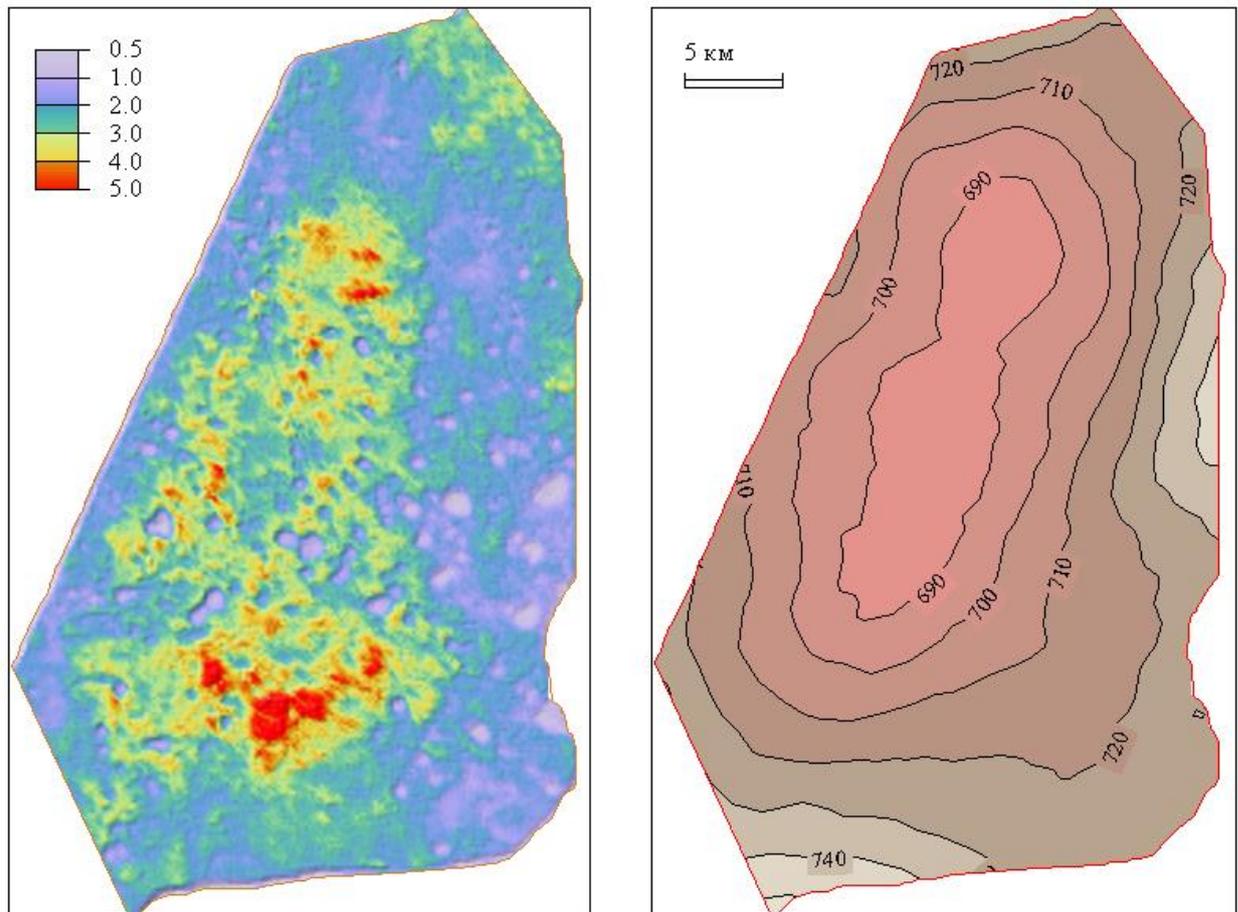


Рисунок 2.17 – Динамическая аномалия (а) и структурная карта (б) по отражающему горизонту  $S_3$  Западно-Тамбейского месторождения по данным МОГТ 3D (по данным О.М. Горского)



*Рисунок 2.18 – Динамическая аномалия (а) и структурная карта (б) по отражающему горизонту  $C_3$  Северо-Тамбейского месторождения по данным МОГТ 3D (по данным О.М. Горского)*

Динамические аномалии в интервале нижней подсвиты березовской свиты на Тасийском и Северо-Тамбейском месторождениях неоднородны по площади и характеризуются резкими локальными падениями значений амплитуд ОВ  $C_3$ , которые могут быть связаны с расположенными на поверхности озерами.

В связи с тем, что еще не выработан обоснованный метод подсчета запасов для сенонских залежей газа, а в сейсмическом поле явно наблюдаются динамические аномалии именно в сводовой части, следует принять, что перспективная залежь газа в нижнеберезовской свиты приурочена к пластовой сводовой ловушке по ОГ  $C_3$ .

Анализ динамических характеристик ОВ  $C_3$  позволяет уверенно картировать контуры сенонских залежей, но не может быть использован для перехода к эффективным параметрам.

## 2.2 Прогноз коэффициента аномальности сенонских газовых залежей с использованием уравнения Итона

По данным акустического каротажа, вертикального сейсмического профилирования (ВСП), данных сейсморазведки 2D и 3D было установлено, что сенонские отложения на перспективных участках характеризуются аномально-высокими флюидальными давлениями.

Ввиду отсутствия достоверных замеров пластовых давлений, для расчёта коэффициента аномальности в сенонском интервале была использована методика Итона, которая основана на сравнении физических свойств пласта с эквивалентными физическими свойствами при “нормальном уплотнении” на одной глубине. В условиях терригенного разреза этот метод является основным инструментом для прогноза флюидальных давлений. Максимально подробную информацию об изменении пластовых давлений по разрезу позволяют получить скорости продольных акустических волн.

Скорость распространения продольных волн в пористых средах возрастает с увеличением эффективного напряжения (термин предложен Карлом Терцаги в 1923 г.). Эффективное напряжение (давление между зёрнами породы, напряжение скелета породы, вертикальное напряжение скелета породы) равно разности между литостатическим и пластовым давлениями [7, 88]. Для пород-коллекторов эффективное напряжение определяется следующей формулой:

$$\delta_{эф} = P_{лит} - P_{пл} n, \quad (2.1)$$

где  $P_{лит}$  – литостатическое давление (давление вышележащих слоев, общее вертикальное напряжение);

$P_{пл}$  – пластовое давление;

$n$  – коэффициент разгрузки (коэффициент активной части пластового давления).

Эффективное напряжение в непроницаемых породах, т.е. в породах-неколлекторах или покрышках, зависит не от пластового, а от порового давления и определяется формулой:

$$\delta_{эф} = P_{лит} - P_{пор}, \quad (2.2)$$

Средний градиент эффективного давления для терригенных осадочных бассейнов составляет 0,013 МПа/м. Исходя из формул 2.1 и 2.2, увеличение пластовых и поровых давлений приводит к снятию части нагрузки со скелета породы. В результате эффективное напряжение уменьшается, что приводит к снижению скорости продольных волн и появлению характерных раздувов временных толщин.

Кроме того, снижение эффективного напряжения также приводит к разуплотнению пород и улучшению их коллекторских свойств, вследствие снятия части нагрузки вышележащей толщи пластовыми флюидами, что создает дополнительные условия для увеличения времени распространения продольных волн.

В зонах аномально высоких пластовых (АВПД) и поровых давлений (АВПоД), характеризующихся превышением флюидальных давлений над гидростатическим, происходят описанные выше явления. Наличие аномально высоких флюидальных давлений (АВФД), в целом, типично для сенонских отложений. Большие объемы флюидов из глубоких горизонтов по зонам дезинтеграции проникали в тонкослоистые породы нижней подсвиты березовской свиты, насыщая газом слабопроницаемые породы сенонского резервуара. Неравномерное насыщение газом ограниченного объема гидродинамически не связанных между собой пород и привело в результате к образованию зон АВФД. Отдельные интервалы сенонских отложений характеризуются коэффициентом аномальности флюидальных давлений 1,31.

Оценка флюидальных давлений выполнялась на основании их со скоростями продольных акустических волн по данным ВСП и акустического каротажа. В общем виде зависимость между флюидальными давлениями и скоростью распространения продольных волн выражается формулой Итона:

$$P_p = P_{obs} - (P_{obs} - P_{hyd}) \times \left( \frac{V_i}{V_n} \right)^3, \quad (2.3)$$

где  $P_p$  – прогнозируемое поровое давление;

$P_{obs}$  – литостатическое давление;

$P_{hyd}$  – гидростатическое давление;

$V_n$  – скорость продольных волн при нормальном уплотнении;

$V_i$  – интервальная скорость продольных волн.

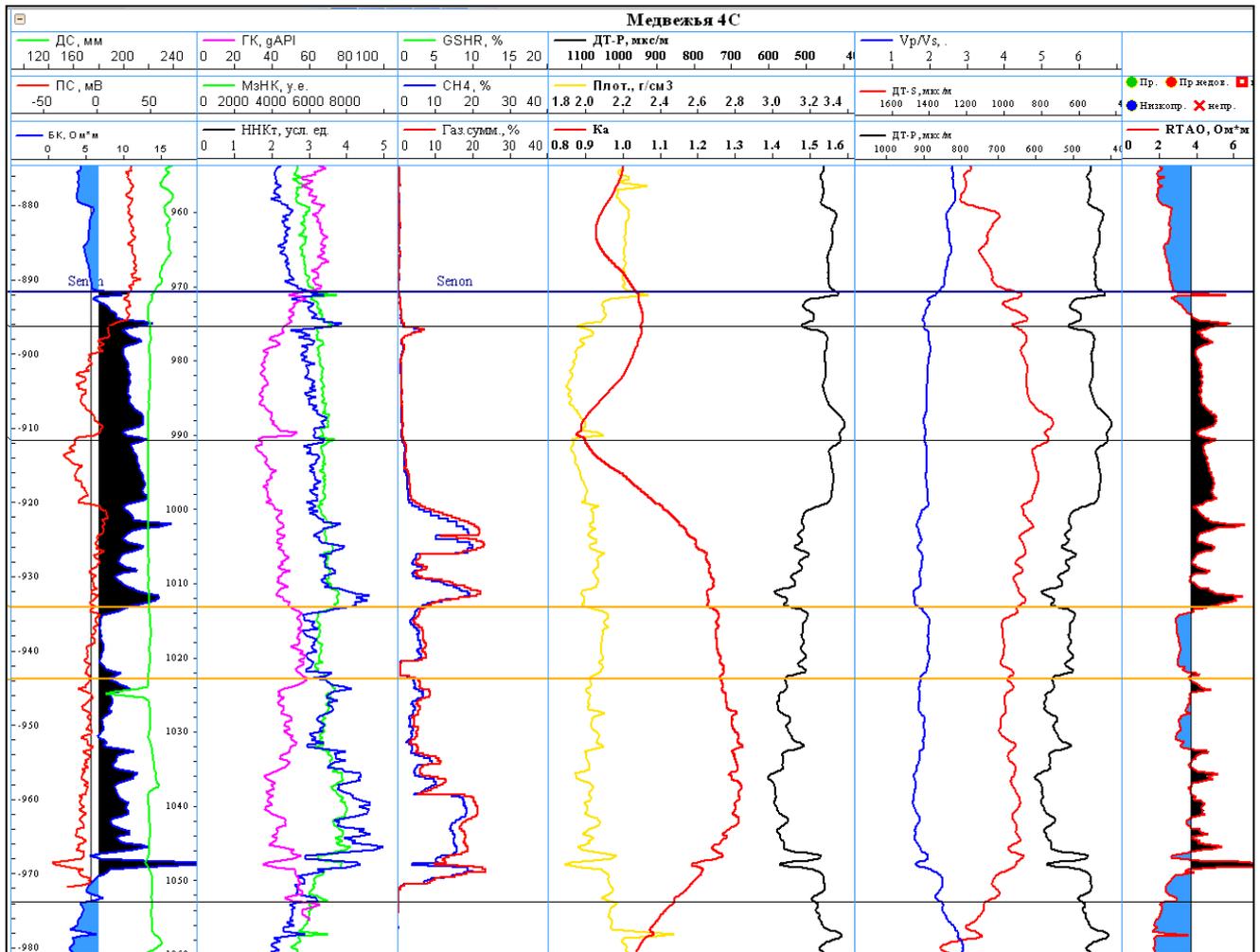
Для определения коэффициента аномальности флюидального давления в интервале нижней подсвиты березовской свиты использовалась классическая формула:

$$K_a = \frac{P_p}{P_{hyd}}, \quad (2.4).$$

Использование формул 2.3 и 2.4, а также данные плотностного и акустического каротажа позволило получить интересные результаты: в скв. 4С Медвежьего нефтегазоконденсатного месторождения, в кровле нижней подсвиты березовской свиты, флюидальные давления колеблются в пределах гидростатического (коэффициент аномальности не превышает единицы), а с глубины 990 м коэффициент аномальности начинает постепенно возрастать и достигает значения 1,3 на глубине 1031 м. Увеличение коэффициента аномальности сопровождается одновременным увеличением суммарных газопоказаний по газовому каротажу. Максимальные газопоказания зафиксированы в интервале глубин 1003-1010 м и составляют около 20 объемных процентов. Затем увеличение газопоказаний до 19 объемных процентов происходит уже в подошвенной части сенонского интервала на глубинах от 1038 до 1050 м (рисунок 2.19). Следует отметить, что в верхней части изучаемого интервала в скв. 4С газопоказания практически отсутствуют и составляют первые проценты, хотя по показаниям кривых УЭС и ПС этот интервал характеризуется как весьма перспективный. В тоже время пластовые давления в этом интервале близки к гидростатическому, а в процессе бурения использовался буровой раствор с плотностью 1,3 г/см<sup>3</sup>.

Несложные математические расчеты позволяют установить, что в интервале от 975 до 1000м превышение давления бурового раствора над пластовым давлением составляло 29-30 атмосфер. Такое серьезное нарушение технологии вскрытия пласта привело к кольматации призабойной зоны фильтратом бурового рас-

твора, чем и могут объясняться столь низкие газопоказания по данным газового каротажа в этом интервале сенонской перспективной толщи.



*Рисунок 2.19 – Геофизическая характеристика сенонского интервала нижней подсвиты березовской свиты по скв. 4С Медвежьего НГКМ (вертикальный ствол)*

Еще одним доводом в поддержку этой гипотезы служит тот факт, что в скв. 4С в интервале нижней подсвиты березовской свиты проводился сплошной отбор керна, а это означает, что разбуривания породы не происходило, и газ в газосепаратор мог поступать только из вскрытой бурением части пласта. Данный вопрос нуждается в дальнейшем изучении.

Нижний интервал разреза, где коэффициент аномальности флюидального давления уже значительно возрос, был вскрыт уже в гораздо более оптимальных условиях. Соответственно, кольматации призабойной зоны пласта фильтратом

бурового раствора уже не наблюдалось, чем и могут объясняться существенные газопоказания в нижней части сенона.

Немаловажен и тот факт, что по данным ЯМК верхний интервал закольматированный интервал характеризуется как наиболее перспективный, с минимальной остаточной водонасыщенностью и со значениями эффективной пористости до 11,5 %.

Для расчета коэффициента аномальности флюидальных давлений в скв. №52 Медвежьего месторождения, ввиду отсутствия данных акустического каротажа, были использованы данные ВСП. Анализ кривой коэффициента аномальности флюидальных давлений показывает, что в этой скважине наблюдается аналогичная картина: пластовые давления увеличиваются в нижней части разреза, а коэффициент аномальности при этом достигает 1,3 (рисунок 2.20).

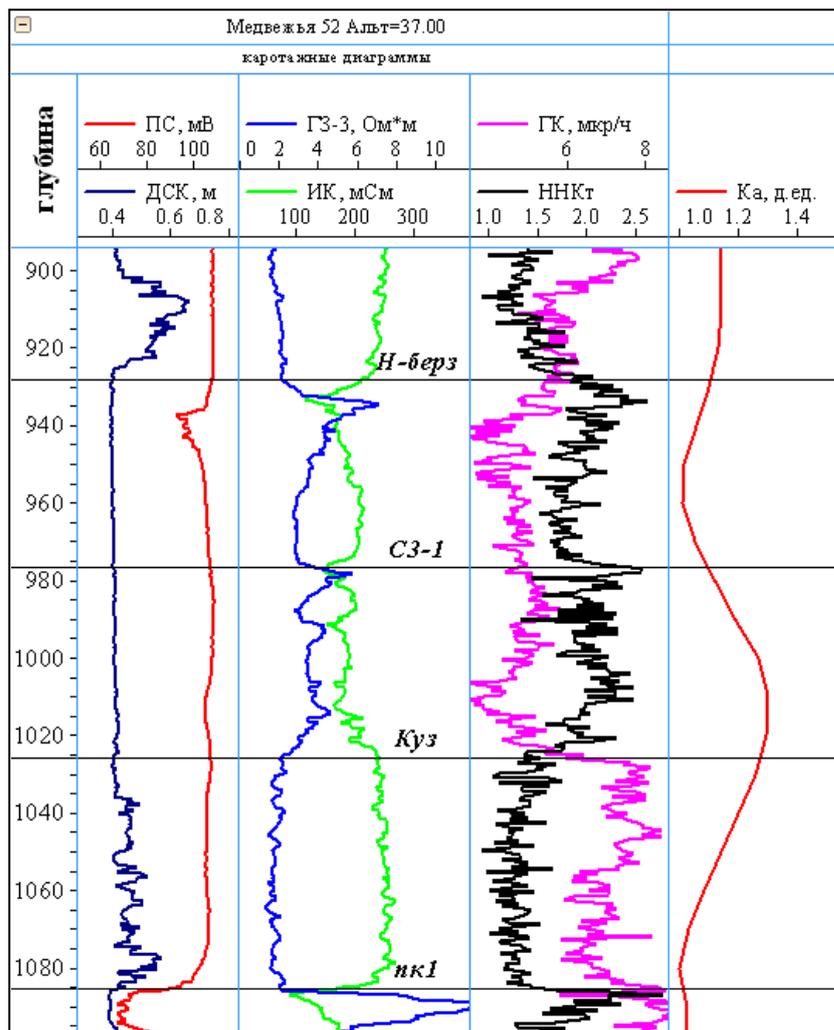


Рисунок 2.20 – Геофизическая характеристика сенонского интервала нижней подсвиты березовской свиты по скв. №52 Медвежьего НГКМ

В верхней подсвите березовской свиты, играющей роль покрышки,  $K_a$  при этом составлял 1,1, а при появлении гидродинамически связанного между собой объема пор снизился до гидростатики. В нижней части пласта в пределах линзовидного резервуара, заполненного газом, пластовое давление возросло до 1,3. В кровле кузнецовской свиты коэффициент аномальности составляет 1,25, уменьшаясь до 1,0 в кровле пласта ПК<sub>1</sub>.

Следует отметить, что данные вертикального сейсмического профилирования не обладают достаточной разрешающей способностью для прогноза коэффициента аномальности пластовых и поровых давлений на детальном уровне. Видимая частота падающей волны продольной волны ВСП составляет около 25-35 Гц и позволяет определять флюидальные давления лишь для пластов толщиной порядка 10 м. Для более точного определения флюидальных давлений в более тонких пропластках необходимо использовать данные акустического каротажа, обладающего большей разрешающей способностью по сравнению с ВСП.

Аналогичные построения были выполнены и по Ямбургскому месторождению, где в южной части установлена спорадическая газоносность сенона, а на севере – более масштабное газонасыщение. На юге, в скв. 251 Харвутинской площади (рисунок 2.21),  $K_a$  в сеноне низкий, около 1,2, причем в кузнецовской свите он увеличивается (видимо за счет консервации порового давления) до 1,39 в скв. 253 (рисунок 2.22). В северной части месторождения, где распространена сенонская АТЗ, в результате расчета  $K_a$  из данных ВСП по скв. 441 были получены значения до 1,4 как в верхней, так и в нижней частях разреза сенона.

С целью оценки достоверности связи прогнозных значений  $K_a$  с газоносностью сенонского интервала, мы также провели оценку  $K_a$  по данным ВСП в непродуктивной по сенону и сеноману скважине 21 Западно-Юбилейной и сравнили со значениями  $K_a$  в скв. 10 Юбилейного месторождения (рисунок 2.23). Скв. 10 Юбилейная расположена в пределах динамической аномалии по сенону и в ней фиксируются повышенные значения УЭС от 5 до 8,5 Ом·м в верхней части НПБС, при этом коэффициент аномальности в этом интервале возрастает до 1,3.

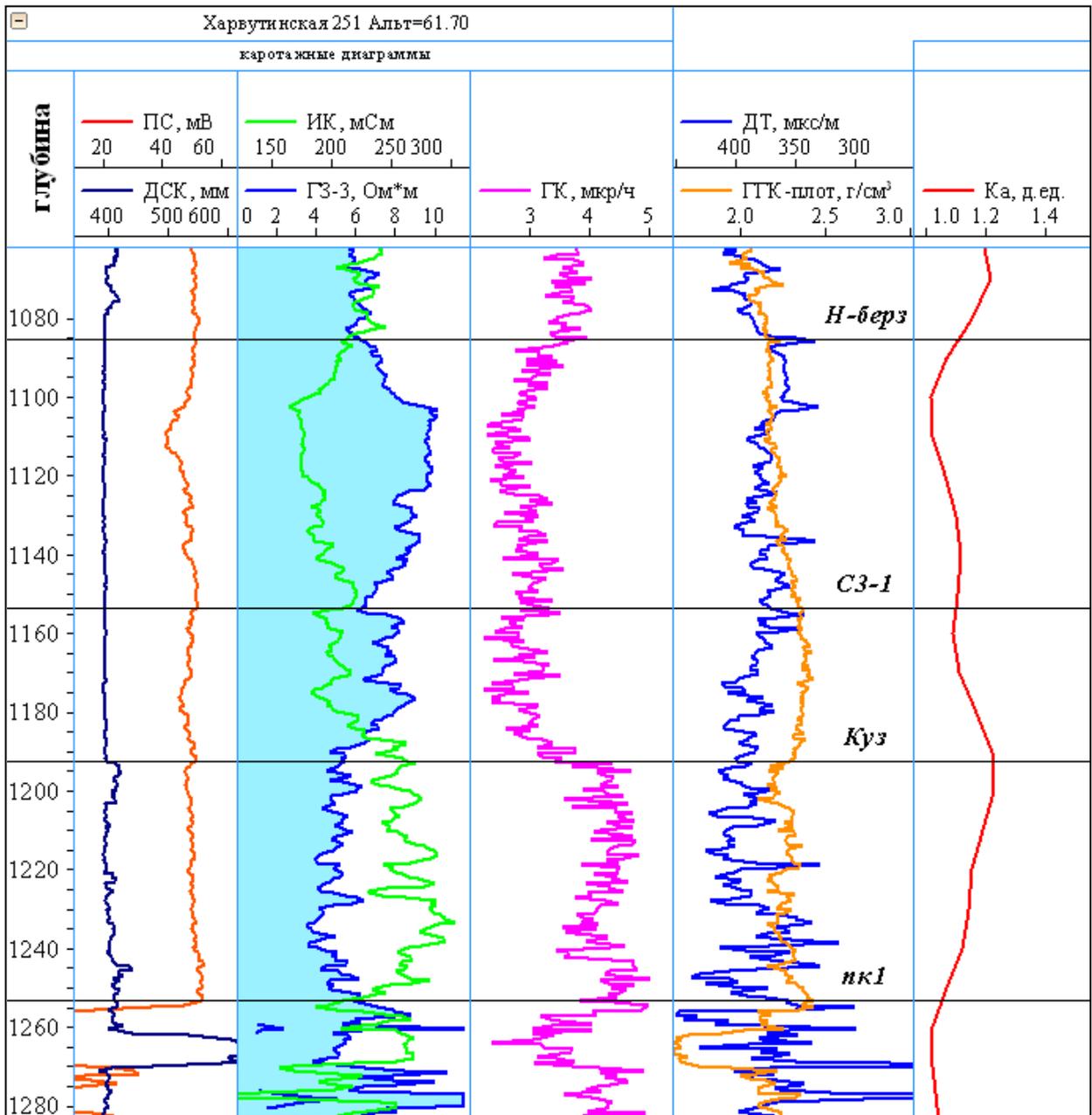


Рисунок 2.21 – Геофизическая характеристика сенонского интервала нижней подсвиты березовской свиты по скв. №251 Харвутинской площади

В свою очередь в скв. 10 Западно-Юбилейной, расположенной за пределами сенонской АТЗ, УЭС в сеноне не превышают 4 Ом·м, а максимальный коэффициент аномальности составляет 1,1. Таким образом, по данным ВСП и АК связь Ка и газоносности подтверждается достаточно надежно.

В результате проведенного анализа данных установлена связь повышенных значений Ка флюидального давления в сеноне с его газоносностью. Кроме того, связь аномально высоких флюидальных давлений с понижением скоростей рас-

пространения сейсмических колебаний позволяет проводить прогноз как газоносности, так и Ка флюидального давления через расчет  $\Delta T$  по данным сейсморазведки МОГТ 3D. По-видимому, существует прямая зависимость между значениями Ка флюидального давления и энергией газоносного резервуара, обеспечивающей дебитность притоков. Поэтому нами была предложена методика прогноза наиболее продуктивных зон в сеноне по данным МОГТ через анализ временных толщин.

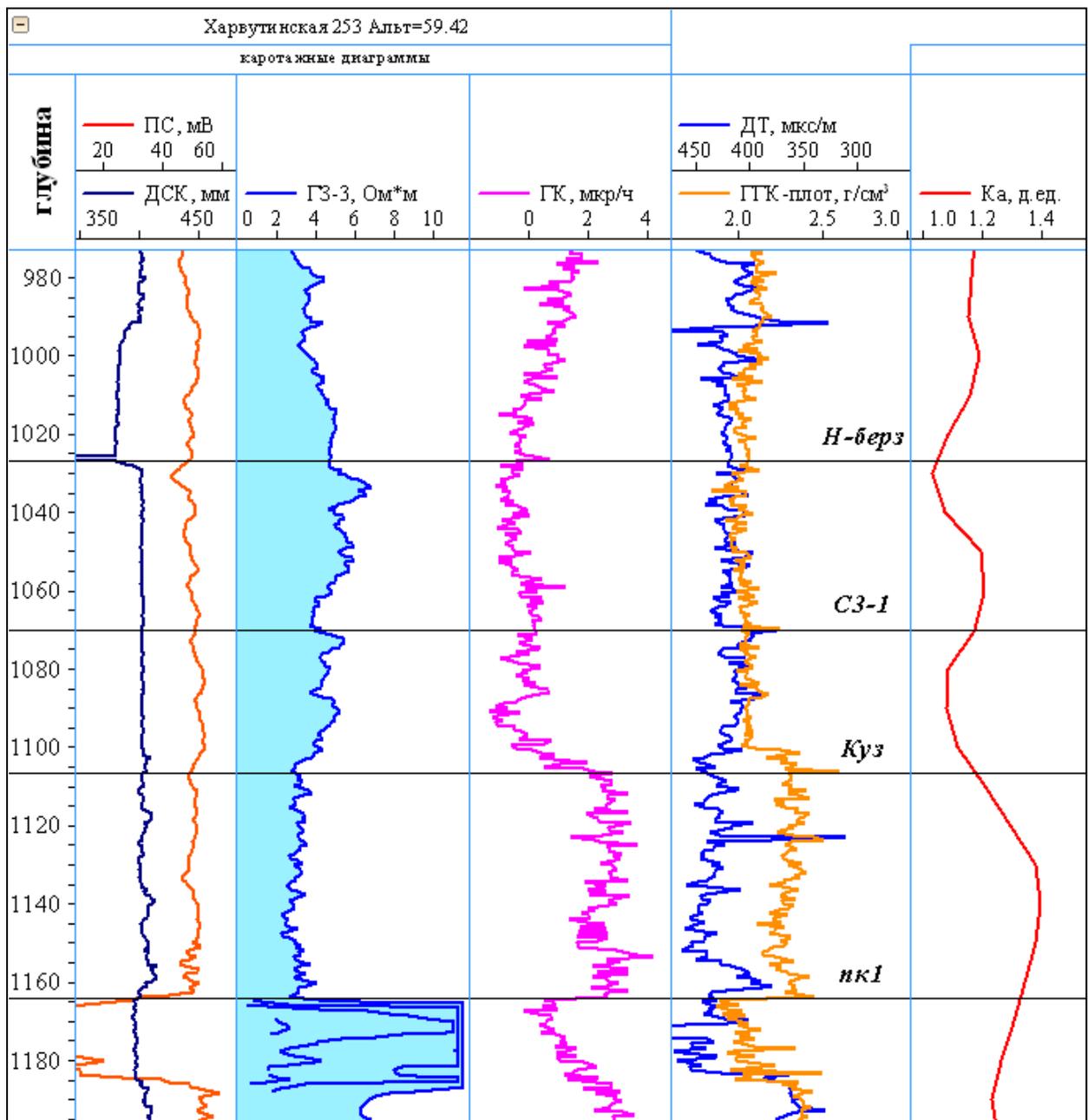


Рисунок 2.22 – Геофизическая характеристика сенонского интервала нижней подсвиты березовской свиты по скв. №253 Харвутинской площади

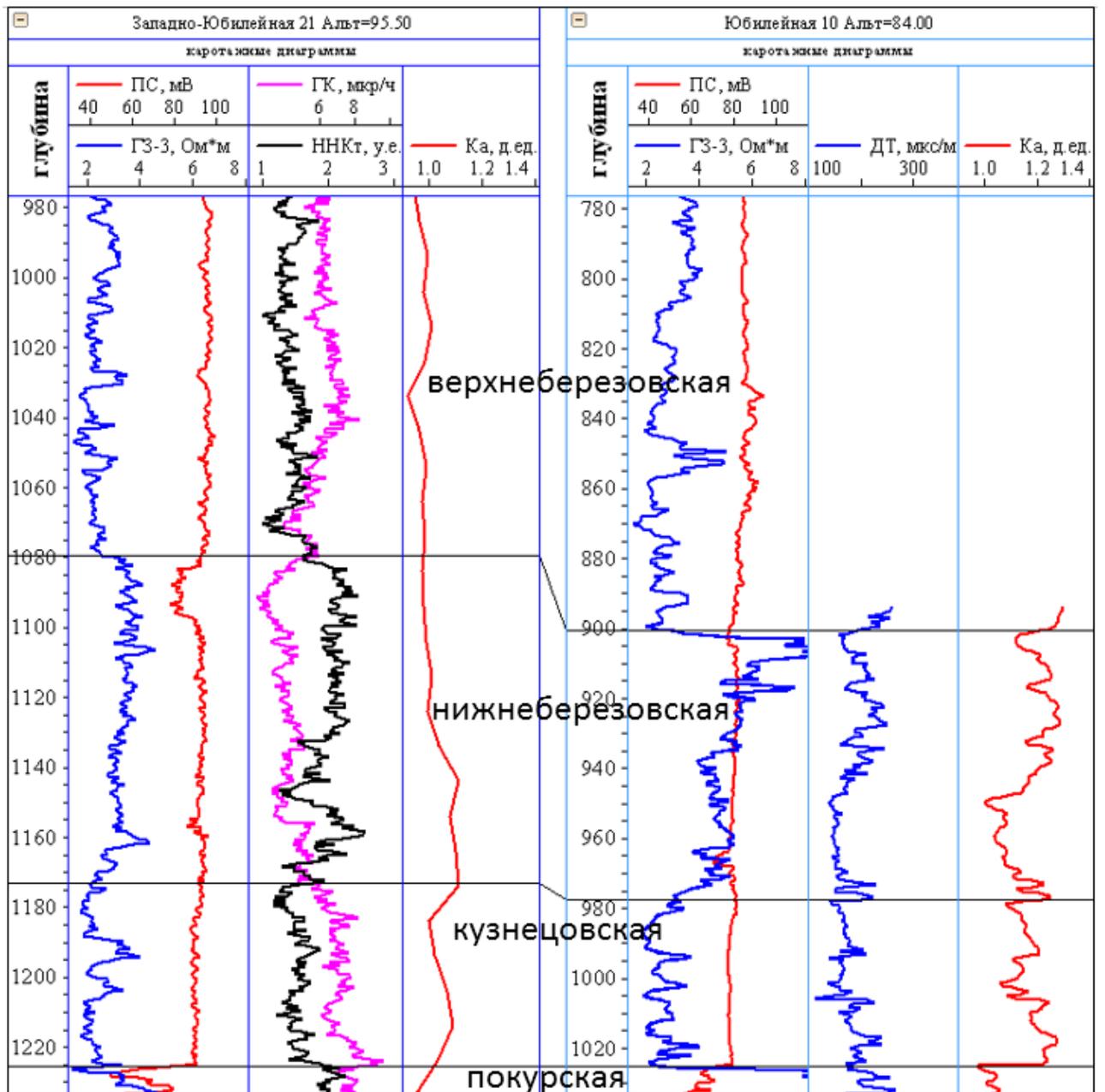


Рисунок 2.23 – Геофизическая характеристика сенонского интервала по скв. 21 Западно-Юбилейной и скв. 10 Юбилейной

### **2.3 Методика определения зон повышенной продуктивности с помощью анализа временных толщин**

Долгие годы перспективы промышленной нефтегазоносности надсеноманского комплекса в Западной Сибири связывали лишь с гранулярными терригенными коллекторами газсалинского резервуара турон-сенонского возраста на востоке бассейна. Именно здесь были получены первые промышленные притоки газа еще в 70-х годах прошлого века, на Южно-Русском месторождении. Аспекты нефтегазоносности гранулярных коллекторов газсалинского резервуара достаточно хорошо изучены и не стоит ожидать открытия новых промышленно значимых залежей в этих отложениях. Но, в последнее десятилетие, научный и практический интерес стали вызывать проблемы газоносности порово-трещинных и трещинно-поровых глинисто-кремнистых коллекторов нижней подсвиты березовской свиты, развитой на обширных территориях Западно-Сибирского нефтегазозносного бассейна.

Прямые признаки газоносности глинистых опок сенона были установлены на многих месторождениях ЯНАО. Однако до недавнего времени не удавалось получить промышленных притоков газа из этих отложений, что объясняется не столько низкими коллекторскими свойствами пород, сколько отсутствием качественных испытаний и современного технологического подхода.

В настоящее время одной из основных задач является определение расположения наиболее перспективных, с точки зрения продуктивности, зон сенонского газоперспективного комплекса. Причем необходима методика, которая позволит выделять перспективные зоны как по лотерали, так и по разрезу. Особенно актуальной эта задача является на месторождениях с падающей добычей сеноманского газа (Медвежье, Ямсовейское, Губкинское, Комсомольское, Вынгаяхинское, Вынгапуровское, Западно-Таркосалинское, Еты-Пуровское и др.). На вышеперечисленных месторождениях с развитой инфраструктурой надсеноманские отложения представляют значительный интерес в качестве возвратного объекта разработки.

Крайне актуальной эта проблема является для Медвежьего НГКМ, где пластовое давление сеноманской газовой залежи упало уже до 10 атмосфер. Поэтому для поддержания промышленного уровня добычи газа на Медвежьем месторождении необходимо введение в разработку новых объектов, одним из которых является сенонская газовая залежь. По этой причине мы и выбрали данный объект в качестве предмета исследования.

Ввиду низкой степени изученности геологического строения и отсутствия информации о морфологии сенонского газоносного резервуара, необходимо максимально полным образом использовать все имеющиеся на сегодняшний день данные. В связи с вышеизложенным, нами было принято решение провести детальный анализ временных толщин в интервале нижней подсвиты березовской свиты и сделать прогноз зон газонасыщения на качественном уровне, основываясь на эффекте падения скорости сейсмических волн в газонасыщенных резервуарах.

Для этой цели были выбраны три современные съемки МОГТ 3D общей площадью свыше 1350 км<sup>2</sup>, расположенные на территории Медвежьего НГКМ.

На первоначальном этапе проводилась корреляция отражающих горизонтов: С<sub>3</sub> (кровля нижней подсвиты березовской свиты), С<sub>4</sub> (средняя часть сенонского интервала), С<sub>4-1</sub> (подошвенная часть сенонского интервала), С<sub>5</sub> (интервал кузнецовской свиты) и Г (кровля сеномана), расположенных в интервале сенона-сеномана (рисунок. 2.24).

После увязки между собой прокоррелированных по разным кубам горизонтов, нами были рассчитаны и построены карты временных толщин между всеми прокоррелированными горизонтами (рисунок 2.25). Полученные априорные карты изохор непосредственно связаны со скоростями распространения продольных сейсмических волн, и на них могут оказывать влияние следующие факторы:

- 1)  $\Delta N$  - седиментационный фактор, проявляющийся в сокращении общих толщин от крыльев структуры к своду;
- 2)  $v = f(H)$  - компрессионный эффект, связанный с увеличением скорости распространения сейсмических волн с глубиной;

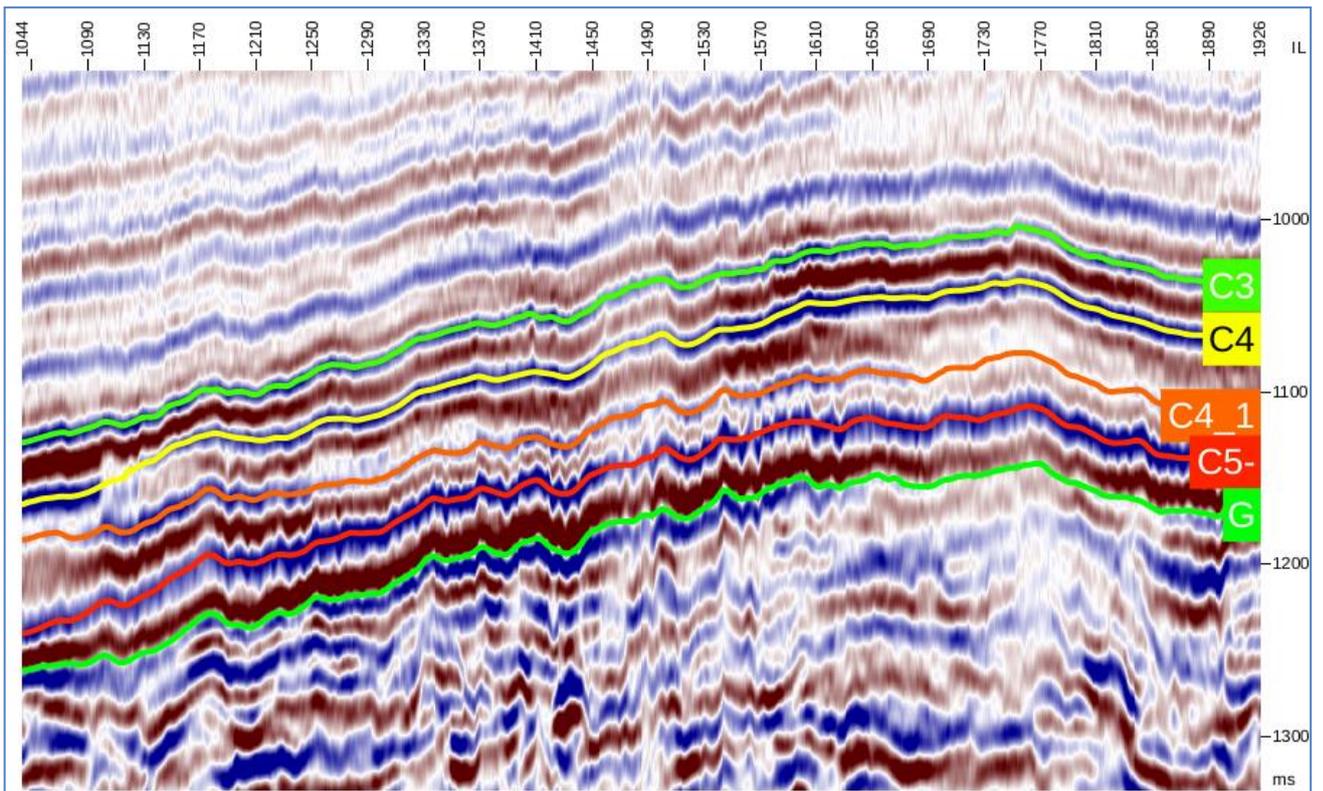


Рисунок 2.24 – Пример прослеживания отражающих горизонтов в интервале сенона-сеномана на разрезе сейсмического куба амплитуд

- 3)  $\Delta H$  - седиментационный фактор, проявляющийся в сокращении общих толщин от крыльев структуры к своду;
- 4)  $U = f(H)$  - компрессионный эффект, связанный с увеличением скорости распространения сейсмических волн с глубиной;
- 5)  $\Delta U = f(\text{Lit.})$  - литологическая неоднородность исследуемых отложений, связанная с изменением фациальных условий осадконакопления;
- 6)  $\Delta U = f(\text{Frac.})$  - трещиноватость пород, влияющая на скорости распространения сейсмических волн;
- 7)  $\Delta U = f(\rho_{\text{фл}})$  - характер флюида, насыщающего породу;
- 8)  $\Delta U = f(P_{\text{гл}}, P_{\text{колл}})$  - поровое давление в глинистой покрывке и пластовое давление в коллекторе.

Рассмотрим эти факторы более подробно.

Седиментационный фактор связан с увеличением общих толщин отложений в пониженных участках рельефа на момент осадконакопления, а также с расстоянием до источника поступления обломочного материала.

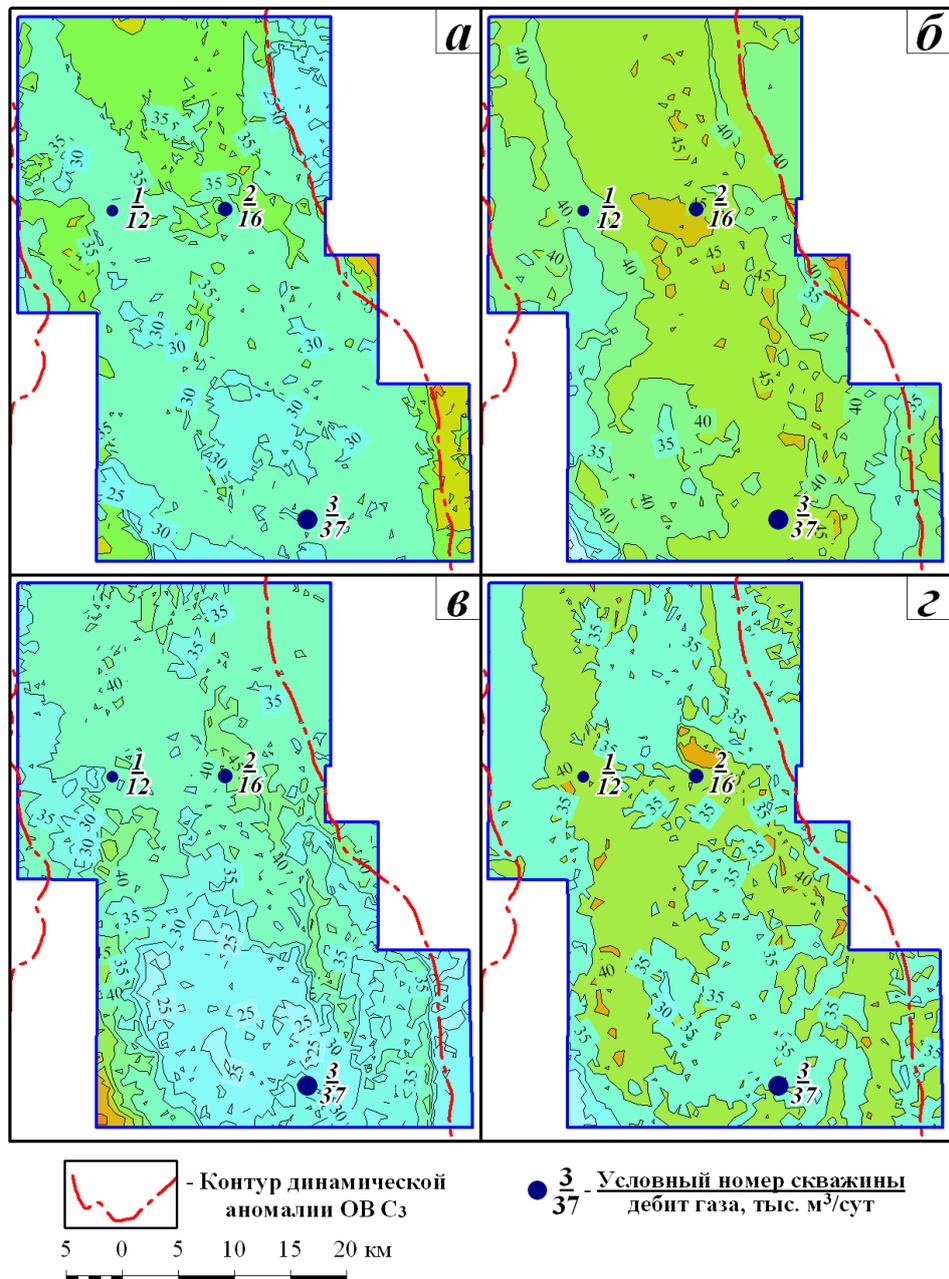


Рисунок 2.25 – Карты изохор между исследуемыми отражающими горизонтами в интервале турон-сенонских отложений: а)  $C_3-C_4$ , б)  $C_4-C_{4-1}$ , в)  $C_{4-1}-C_5$ , г)  $C_5-G$

На момент сенонского времени Медвежий мегавал был уже частично сформирован, главным образом, благодаря тектоническим подвижкам на стыке активного Нерутинского рифта и пассивного (Медвежий микроконтинент) тектонического блока. Восточное крыло Медвежьего мегавала являлось более крутым, а западное – пологим, что обусловило распределение осадочного материала. Поэтому максимальные общие толщины фиксируются в пределах Нерутинской впадины, достигая 250 м, и сокращаются на поднятиях, составляя немногим менее 140 м (рисунок 2.26).

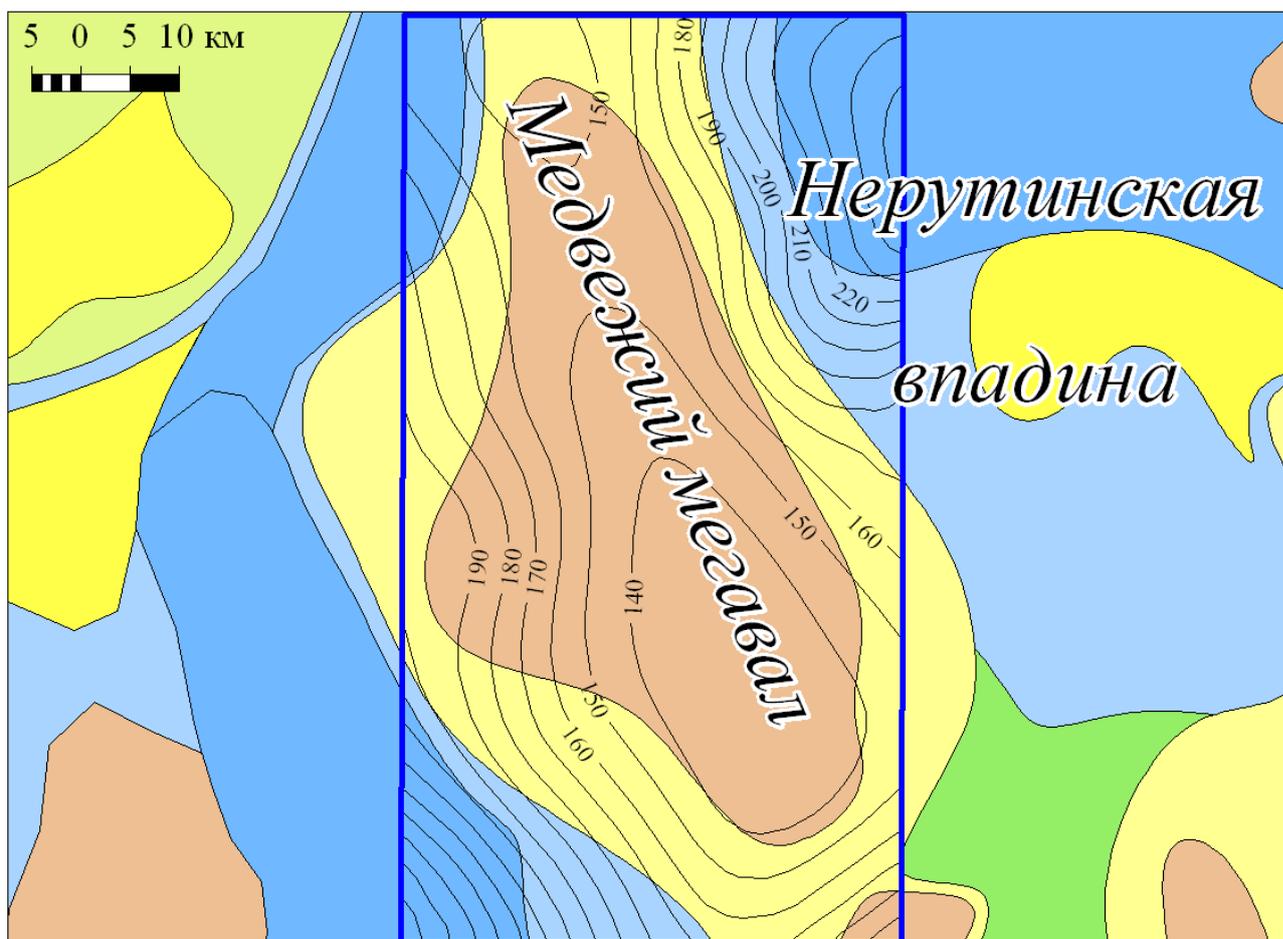


Рисунок 2.26 – Карта общих толщин между кровлей нижней подсвиты березовской свиты и кровлей пласта ПК<sub>1</sub> и её связь с тектоническим строением мезозойско-кайнозойского платформенного чехла

Таким образом, Медвежий вал в сеноне уже был выражен в рельефе и формировался как конседиментационная структура. Но, из-за низкого содержания песчаного материала в этой части бассейна, конседиментационный фактор не оказал существенного влияния на распределение коллекторских свойств.

Медвежий мегавал в сенонское время был расположен от предполагаемых источников поступления обломочного материала на значительном удалении.

В связи с чем, расстояние от источников сноса играло весьма незначительную роль в распределении толщин турон-сенонского комплекса в пределах данной территории.

Компрессионный фактор проявляется в увеличении скоростей распространения сейсмических волн с глубиной, что связано с уплотнением пород под действием горного давления. Соответственно, для контрастных структур, скорость в

сводовой части будет заметно ниже скоростей на крыльях структуры. Связь скорости продольной волны и плотности горных пород определяется выражением:

$$V_p = \sqrt{\frac{gE}{\rho}}, \quad (2.5)$$

где  $g$  – ускорение свободного падения;

$E$  – модуль Юнга;

$\rho$  – объемная плотность горных пород.

Смена литолого-минералогического состава пород приводит к изменению пористости, плотности и степени сцементированности горных пород по лотерали и по разрезу, что в свою очередь оказывает влияние на сейсмические скорости. С ростом пористости, снижением плотности и степени сцементированности происходит падение скорости распространения продольных волн [78]. Породы-коллекторы исследуемого интервала характеризуются пониженной объемной плотностью и повышенной пористостью. Таким образом, зоны с улучшенными коллекторскими свойствами будут характеризоваться пониженными сейсмическими скоростями.

Трещиноватость пород может в разной степени оказывать влияние на скорости распространения сейсмических волн, в зависимости от размера, ориентировки и характера трещин. Так, в зонах вертикальной трещиноватости наблюдается падение скорости продольных волн, а при горизонтальной трещиноватости уменьшается скорость поперечных волн [20]. Сенонские породы-коллекторы характеризуются низкими значениями матричной проницаемости, но высокой трещинной проницаемостью, поэтому основные перспективы связаны как раз с зонами естественной трещиноватости, которые будут приурочены к областям и интервалам увеличения временных толщин.

Изменение характера насыщения порового пространства может привести к заметному изменению акустической жесткости породы. Еще Гассман математически описал влияние пластовых флюидов на скорость продольных волн [116]. Изменение акустической жесткости пород при вытеснении флюида из порового пространства соленым рассолом было исследовано в ряде работ [114, 115]. Насы-

ценность породы углеводородами, обладающими меньшими плотностью и скоростью распространения продольных волн, снижает акустическую жесткость среды.

По данным лабораторных исследований керна скорости продольных волн в сухой или насыщенной газом породе существенно ниже, чем в насыщенной жидкостью. Даже незначительное присутствие газа в жидкости, насыщающей породу, значительно снижает значение  $V_p$ . Так, скорость продольных волн в породах с высокой пористостью (30-35 %) при газонасыщении около 5% близка к скоростям распространения в полностью газонасыщенных породах [74].

Скорость распространения продольных волн в пористых средах возрастает с увеличением эффективного напряжения (термин предложен Карлом Терцаги в 1923 г.). Эффективное напряжение (давление между зернами породы, напряжение скелета породы, вертикальное напряжение скелета породы) равно разности между литостатическим и пластовым давлениями [88]. Для пород-коллекторов эффективное напряжение определяется следующей формулой:

$$\delta_{эф} = P_{лит} - P_{пл}n, \quad (2.6)$$

где  $P_{лит}$  – литостатическое давление (давление вышележащих слоев, общее вертикальное напряжение);

$P_{пл}$  – пластовое давление;  $n$ -коэффициент разгрузки (коэффициент активной части пластового давления) [7].

Эффективное напряжение в непроницаемых породах, т.е. в породах-неколлекторах или покрышках, зависит не от пластового, а от порового давления и определяется формулой:

$$\delta_{эф} = P_{лит} - P_{пор}, \quad (2.7)$$

Средний градиент эффективного давления для терригенных осадочных бассейнов составляет 0,013 МПа/м. Исходя из формул 2.6 и 2.7, увеличение пластовых и поровых давлений приводит к снятию части нагрузки со скелета породы. В результате эффективное напряжение уменьшается, что приводит к снижению скорости продольных волн и появлению характерных раздувов временных толщин.

Кроме того, снижение эффективного напряжения также приводит к разуплотнению пород и улучшению их коллекторских свойств, вследствие снятия части нагрузки вышележащей толщи пластовыми флюидами, что создает дополнительные условия для увеличения времени распространения продольных волн.

В зонах аномально высоких пластовых (АВПД) и поровых давлений (АВПоД), характеризующихся превышением флюидальных давлений над гидростатическим, происходят описанные выше явления. Наличие аномально высоких флюидальных давлений (АВФД), в целом, типично для сенонских отложений. Большие объемы флюидов из глубоких горизонтов по зонам дезинтеграции проникали в тонкослоистые породы нижней подсвиты березовской свиты, насыщая газом слабопроницаемые породы сенонского резервуара. Неравномерное насыщение газом ограниченного объема гидродинамически не связанных между собой пород и привело в результате к образованию зон АВФД. Отдельные интервалы характеризуются коэффициентом аномальности флюидальных давлений 1,31.

Для устранения влияния седиментационного фактора каждая карта временных толщин нормировалась на среднюю общую толщину интервала по формуле:

$$\Delta t_{\text{норм}}^i = \Delta t_i / \Delta H_i \times \Delta H_{\text{ср}}^i, \quad (2.8)$$

где  $\Delta t_{\text{норм}}^i$  – карта временных толщин, нормированная на общую толщину интервала;

$\Delta t_i$  – априорные карты изохор;

$\Delta H_i$  – значения карты изопахит изучаемых интервалов;

$H_{\text{ср}}^i$  – средние общие толщины интервалов.

После устранения влияния неоднородности общих толщин, были получены карты изохор с устраненным влиянием седиментационного фактора. Пример нормированной на толщины карты изохор между ОГ С<sub>3</sub> и ОГ Г представлен на рисунке 2.27.

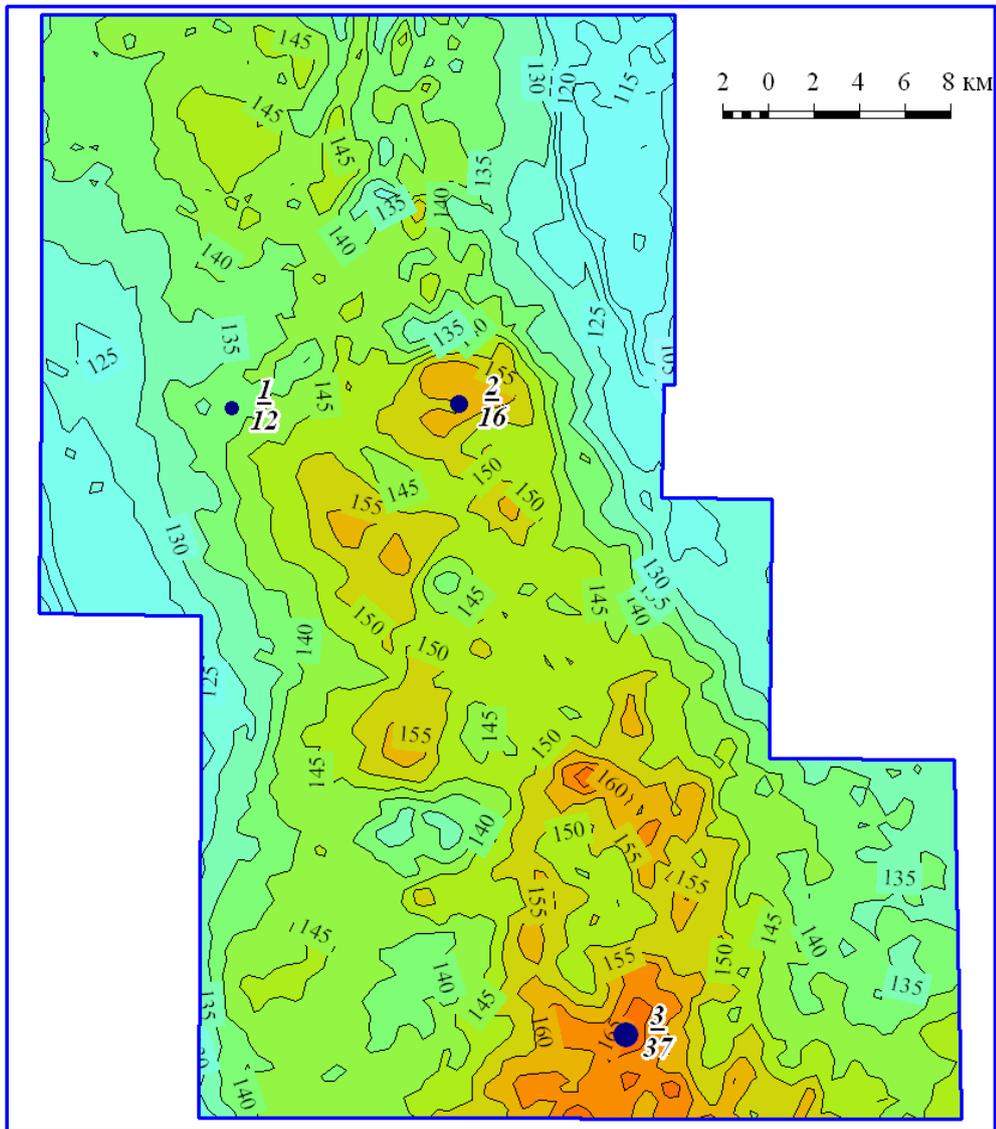


Рисунок 2.27 - Карта нормированных на общие толщины изохор между ОГ С<sub>3</sub> и Г

Далее было нивелировано влияние компрессионного фактора, вызванного уплотнением пород с глубиной и проявляющегося в росте скоростей сейсмических волн. Для этого нормированные карты временных толщин были умножены на отношение постоянных скоростей до верхней точки кровли исследуемого интервала к значениям карты средних скоростей:

$$\Delta t_{\text{мод}}^i = \Delta t_{\text{норм}}^i \cdot \frac{V_{\text{const}}^i}{V_{\text{map}}^i}, \quad (2.9)$$

где  $\Delta t_{\text{мод}}^i$  – модельные карты временных толщин;

$V_{\text{const}}^i$  – значение средней скорости до верхней отметки интервала, рассчитанное по годографу;

$V_{map}^i$  – карта средних скоростей до кровли исследуемого интервала.

В результате нами были получены карты модельных временных толщин (рисунок 2.28), на значения которых оказывает влияние несколько параметров, так или иначе, связанных с продуктивностью изучаемых отложений. А именно: трещиноватость пород, объем порового пространства, степень цементированности скелета породы, объемная плотность пород, коэффициент газонасыщенности и флюидальные давления.

Таким образом, области повышенных значений на картах модельных изохор связаны с зонами улучшенных коллекторских свойств интервала, увеличением коэффициента газонасыщенности, а также с повышенными значениями коэффициентов аномальности пластовых и поровых давлений. Данные карты подходят для оценки перспектив газоносности на качественном уровне и выбора точек и интервалов для заложения скважин. Но модельные карты не отражают истинного влияния газонасыщенности и коллекторских свойств на скорости продольных волн и недостаточно точны для количественной оценки эффективных газонасыщенных толщин.

Верхний интервал (ОГ С<sub>3</sub>-С<sub>4</sub>) характеризуется незначительным увеличением временных толщин в сводовой части структуры, но в целом толщины распределены достаточно равномерно, уменьшаясь в пределах зон интенсивной сдвиговой тектоники на крыльях структуры.

Максимальный раздув временных толщин наблюдается в интервале С<sub>4</sub>-С<sub>4-1</sub>. Это связано с наибольшей газонасыщенностью данного интервала и лучшими коллекторскими свойствами. В южной части, в районе скважины №3, давшей промышленный приток газа дебитом 37 тыс. м<sup>3</sup>/сут из данного интервала, модельные изохоры возрастают до 53 мс. На рисунке 2.29 приведено сопоставление данных по скв. №3 с сейсмическими данными.

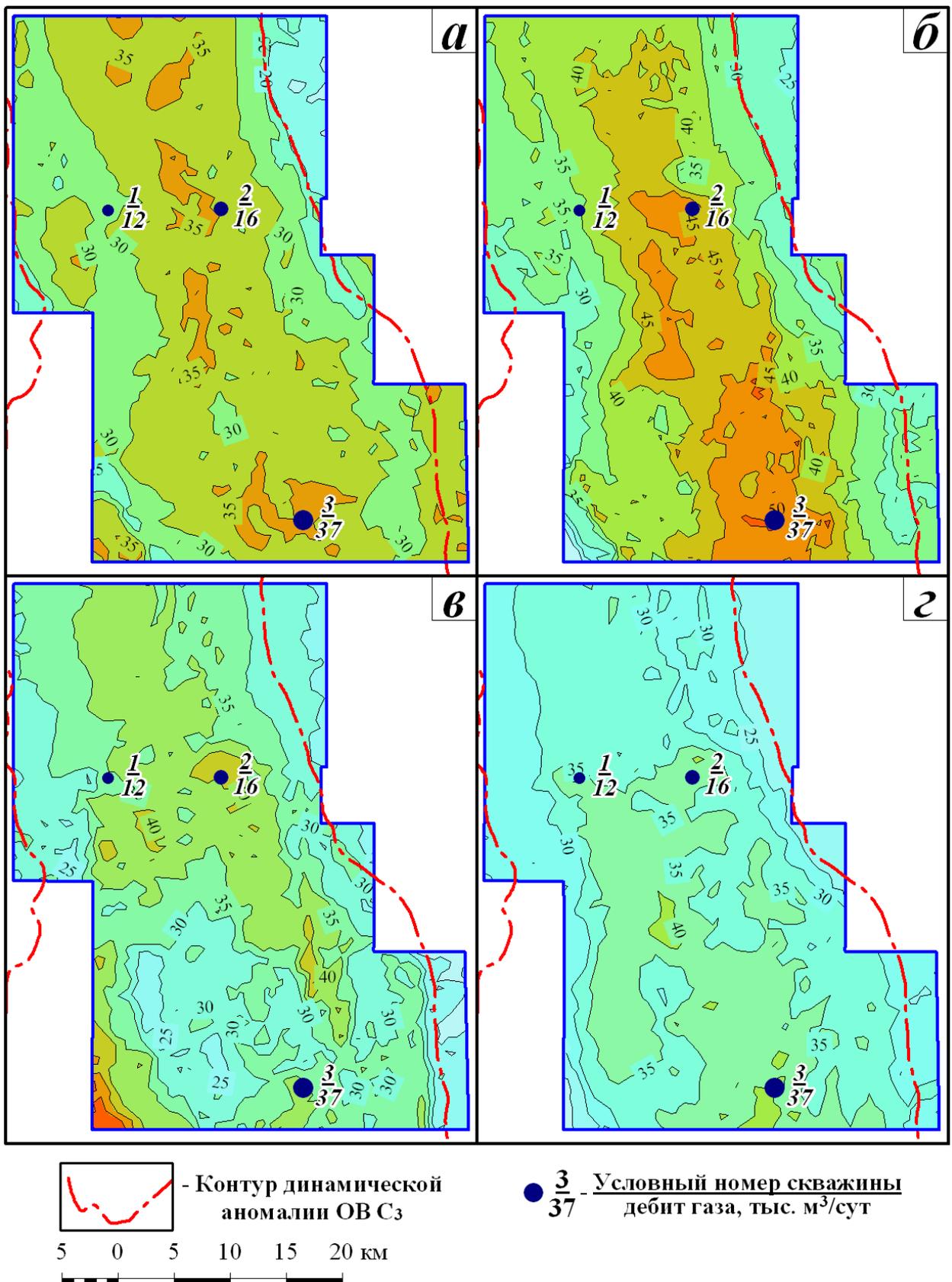


Рисунок 2.28 – Карты модельных изохор между исследуемыми отражающими горизонтами в интервале турон-сенонских отложений: а) С<sub>3</sub>-С<sub>4</sub>, б) С<sub>4</sub>-С<sub>4-1</sub>, в) С<sub>4-1</sub>-С<sub>5</sub>, г) С<sub>5</sub>-Г

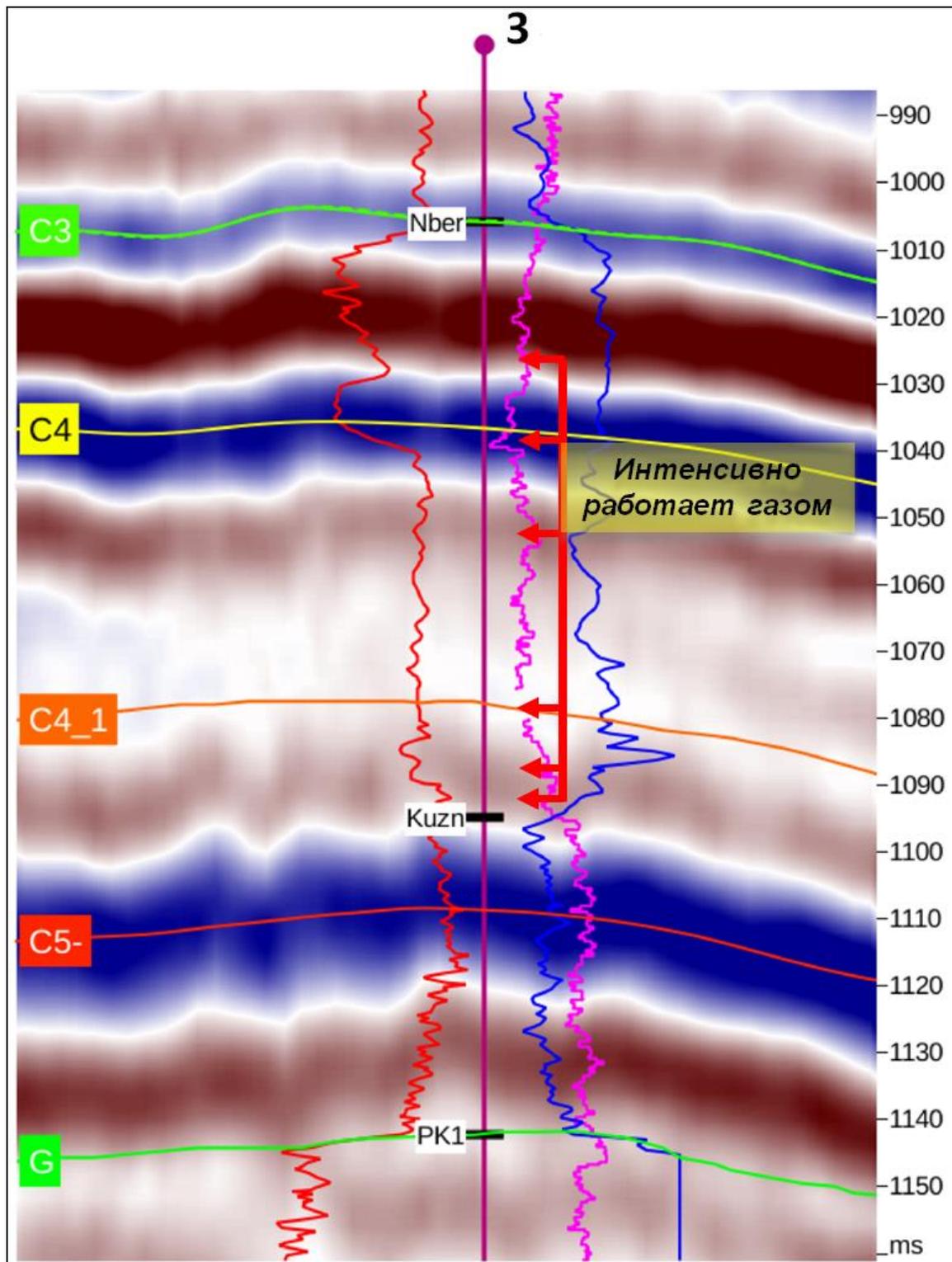


Рисунок 2.29 – Сопоставление работающих интервалов в скв. №3, выделенных по данным ГИС, с данными сейсмического волнового поля

Интервал сенонских отложений, характеризующийся по данным термометрии и влагометрии как наиболее интенсивно работающий, 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. м<sup>3</sup>/сут газа, а в скважине №1, попадающей в зону меньших толщин (порядка 35 мс), было получено лишь 12 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа. На крыльях структуры и в пределах крупных дизъюнктивных зон происходит характерное сокращение временных толщин до 25 мс. На востоке, за пределами контура динамической аномалии ОВ С<sub>3</sub>, связанной с газоносностью сенонских отложений, наблюдается незначительное увеличение  $\Delta t$ , предположительно связанное с литологическими изменениями и уменьшением акустической жесткости среды. В северной части в данном интервале коллекторские свойства и газонасыщенность пород снижаются, поэтому наиболее перспективной для эксплуатационного разбуривания следует признать южную сводовую часть структуры. Именно в этом интервале начинается рост коэффициента аномальности пластового давления, что может являться причиной увеличения временных толщин и получения притока из этого интервала.

Интервал подошвенной части нижней подсвиты березовской свиты (С<sub>4-1</sub>-С<sub>5</sub>) характеризуется неравномерным распределением значений временных толщин. На юге в пределах сводовой части наблюдается сокращение толщин данного интервала, которое связано с увеличением акустической жесткости пород в этой зоне. Вместе с тем, на юго-востоке площади наблюдается соответствие модельной карты изохор и внешнего контура динамической аномалии, что является дополнительным подтверждением прямой связи сейсмических атрибутов с газоносностью сенонских отложений. За пределами контура предполагаемой продуктивности наблюдается существенное сокращение временных толщин. В юго-западной части площади можно отметить аномалию модельных временных толщин, которая может быть связана как с зоной улучшенных коллекторских свойств и увеличением эффективных газонасыщенных толщин, так и с влиянием краевых эффектов на качество сейсмического материала или ростом поровых давлений за пределами размещения сеноманских эксплуатационных скважин. Этот вопрос требует даль-

нейшего уточнения. Возможно, что новые пробуренные скважины дадут достаточный объем достоверной информации для ответа на поставленный вопрос.

В интервале кузнецовской свиты ( $C_5$ -Г), являющейся покрывкой для залежи пласта ПК<sub>1</sub>, распределение толщин во многом объясняется влиянием сеноманской газовой залежи, расположенной ниже. Коэффициенты аномальности поровых давлений увеличиваются над сводовой частью залежи пласта ПК<sub>1</sub> и уменьшаются за пределами контура газоносности сеномана.

По-видимому, поровые давления в покрывках над залежами способны сохраняться в течение длительного периода времени, даже несмотря на, практически, полную выработанность нижезалегающих продуктивных пластов. Временные толщины в пределах контура продуктивности сеномана распределены неравномерно, отмечается увеличение значений  $\Delta t$  в южной и средней частях изучаемой площади.

В качестве резюме можно отметить, что наиболее перспективной, с точки зрения продуктивности, на Медвежьем НГКМ следует признать среднюю часть коньяк-сантонского стратона, откуда получен приток газа дебитом 37 тыс. м<sup>3</sup>/сут в скважине №3. Именно в этом интервале наблюдается максимальное увеличение временных толщин, а значит – коллекторских свойств и газонасыщенности.

Предложенная методика проведения анализа временных толщин позволяет на качественном уровне оценивать перспективы газоносности отложений нижней подсвиты березовской свиты. Прогноз продуктивности подтверждается результатами испытания скважин. Однако для нахождения уверенных зависимостей между эффективными параметрами продуктивного пласта и сейсмическими данными требуется больший объем информации.

При выборе траектории заложения горизонтальных скважин рекомендуется обращать внимание на зоны максимального «раздува» временных толщин, с целью получения максимально-рентабельных дебитов газа. В данном случае рекомендуется бурение скважин с наклонно-направленными стволами в интервале  $C_4$ - $C_{4.1}$  в районе скв. №3.

Аномально-высокие поровые давления способны значительно снижать скорости распространения сейсмических волн и сохраняться в течение длительного времени, несмотря на падение пластовых давлений в нижезалегающих резервуарах практически до атмосферного.

Результаты анализа временных толщин сенонского интервала косвенно подтверждают промышленную газоносность отложений нижней подсвиты березовской свиты.

#### **2.4 Картирование тектоно-диагенетической трещиноватости сенонских отложений с помощью анализа палеогеоизохронных слайсов**

Проблема продуктивности трещиноватых кремнистых формаций известна уже достаточно давно. На Северном Сахалине она возникла еще в начале 30-х годов прошлого века, после открытия естественных нефтепроявлений в глинисто-кремнистых отложениях пиленгской свиты. В результате в 1971 году была открыта нефтяная залежь на Окружном месторождении в трещиноватых силицитах пиленгской свиты миоценового возраста [103]. Трещиноватые глинисто-кремнистые породы распространены практически по всему разрезу осадочного чехла Северо-Сахалинского бассейна от олигоцена до плиоцена [27]. Трещиноватость доманикоидных толщ Волго-Уральской нефтегазоносной провинции также связаны с прослоями, обогащенными кремнеземом [93].

В Западной Сибири глинисто-кремнистые породы нижнеберезовской и часьельской свит представлены глинистыми опоками и опокovidными глинами, которые обладают высокой общей пористостью, но низкой матричной проницаемостью и эффективной пористостью, из-за малого размера пор. Вместе с тем породы сенона обладают достаточно высокой трещинной проницаемостью. Поэтому для получения промышленно-рентабельных дебитов из этих отложений необходимо использование трещинной проницаемости, обеспечивающей фильтрацию газа, заполняющего поровое пространство пород, к стволу скважины.

Основные перспективы сенонских отложений связаны как раз с зонами естественной трещиноватости. Для картирования этих зон нами были использованы седиментационные сейсмические срезы.

Методика седиментационного анализа базируется на выделении и пространственной корреляции в исследуемом интервале опорных отражений, для которых с большой долей вероятности можно предполагать, что образовавшие их осадки отлагались в одно или близкое геологическое время [19].

Впервые по данным высокочастотных сейсмических исследований полигональная система тектонических нарушений была выявлена в 1991 г. Дж. Хенриетом и др. на территории Бельгии и прилегающих регионов при изучении нижнетретичных глин на малых глубинах [120]. В более поздних работах Дж. Картрайта и др. [109-111, 113] отмечается, что полигональные системы нарушений в ограниченных по стратиграфии интервалах отмечаются на обширных территориях Северного моря.

Существуют различные гипотезы, объясняющие природу данного геологического явления. В работе [111] высказывается предположение, что наблюдаемые нарушения являются следствием гидроразрывов глинистой толщи, вследствие образования в ней зон АВПД при погружении и ограниченном оттоке порового флюида в связи с низкой проницаемостью. Другой возможный механизм образования полигональных разрывов в глинисто-кремнистых породах – синерезис, возникающий в коллоидных средах и приводящий к самопроизвольному сокращению гелеобразного осадка в объеме. Основываясь на факте исключительно низких значений коэффициента трения в тонкодисперсных глинистых породах, в работах [107, 119] высказывается предположение о том, что эти характерные трещины образуются в соответствии с теорией Мора-Коломба, которая лучше объясняет значительные наклоны плоскостей разломов при полигональных нарушениях.

В работе И. И. Смирнова [80] описаны многочисленные неотектонические дислокации бассейна нижнего течения реки Обь, которые автор связывает с диапиризмом глин, а Ю. В. Филиппович – с горизонтальными сдвиговыми движениями в доюрском основании и осадочном чехле [89]. Однако масштабы проявления

данного геологического явления, охватывающего огромные территории, свидетельствуют о том, что оно непосредственно связано с глобальными процессами флюидодинамики, диагенетических преобразований осадков и тектоники, что подтверждается рядом научных работ [112, 117, 118, 121, 123, 124].

По данным сейсморазведки МОГТ 3D на палеогеоизохронных слайсах в интервале сенона наблюдается характерная картина, напоминающая в плане поверхность «такыра». Такой сейсмический облик может формироваться за счет дегидратации гелеобразного осадка опок в процессе диагенеза и уплотнения. В дальнейшем, в процессе «усыхания» осадка в нем образуется дополнительная пустотность, порода сегментируется на равносторонние многогранники, чаще всего гексагональной формы, разделенные системой септарных трещин [102]. Подобная волновая картина подтверждает порово-трещинный тип коллектора НПБС.

Хотелось бы отметить, что такая картина наблюдается не только на обширных территориях Западной Сибири, закрытых сейсморазведкой МОГТ 3D (Ямало-Ненецкий автономный округ, Ханты-Мансийский автономный округ и юг Тюменской области), но и в районе Северного моря и многих других осадочных бассейнах. Например, в бассейне нижнего Конго А. Ге и др. были описаны системы полигональных взбросов или борозд, трактуемых как структуры уплотнения осадков [124], в отложениях от позднего миоцена до современных. Указанные авторы считают, что полигональные в плане сбросы, охватывающие верхний интервал разреза мощностью 700 м, являются высокопроницаемыми путями миграции глубокозалегающих УВ флюидов. «Оспины», которые представляют собой следы утечки нефти, газа или пластовой воды на морском дне, закономерно располагаются в местах сочленения трех соседних гексагональных ячеек. В свою очередь, над отдельными гранями гексагональных ячеек на поверхности морского дна проявляются своеобразные борозды (рисунок 2.30). Таким образом, в пределах этих разрывных зон активно проходят процессы флюидомиграции.

Подобные процессы происходили и в пределах северной части Западной Сибири, но еще более интенсивно. Флюиды глубоких горизонтов под огромными давлениями по зонам дезинтеграции проникали в слабопроницаемые породы

нижней подсвиты березовской свиты, насыщая поровое пространство сенонских линзовидных резервуаров.

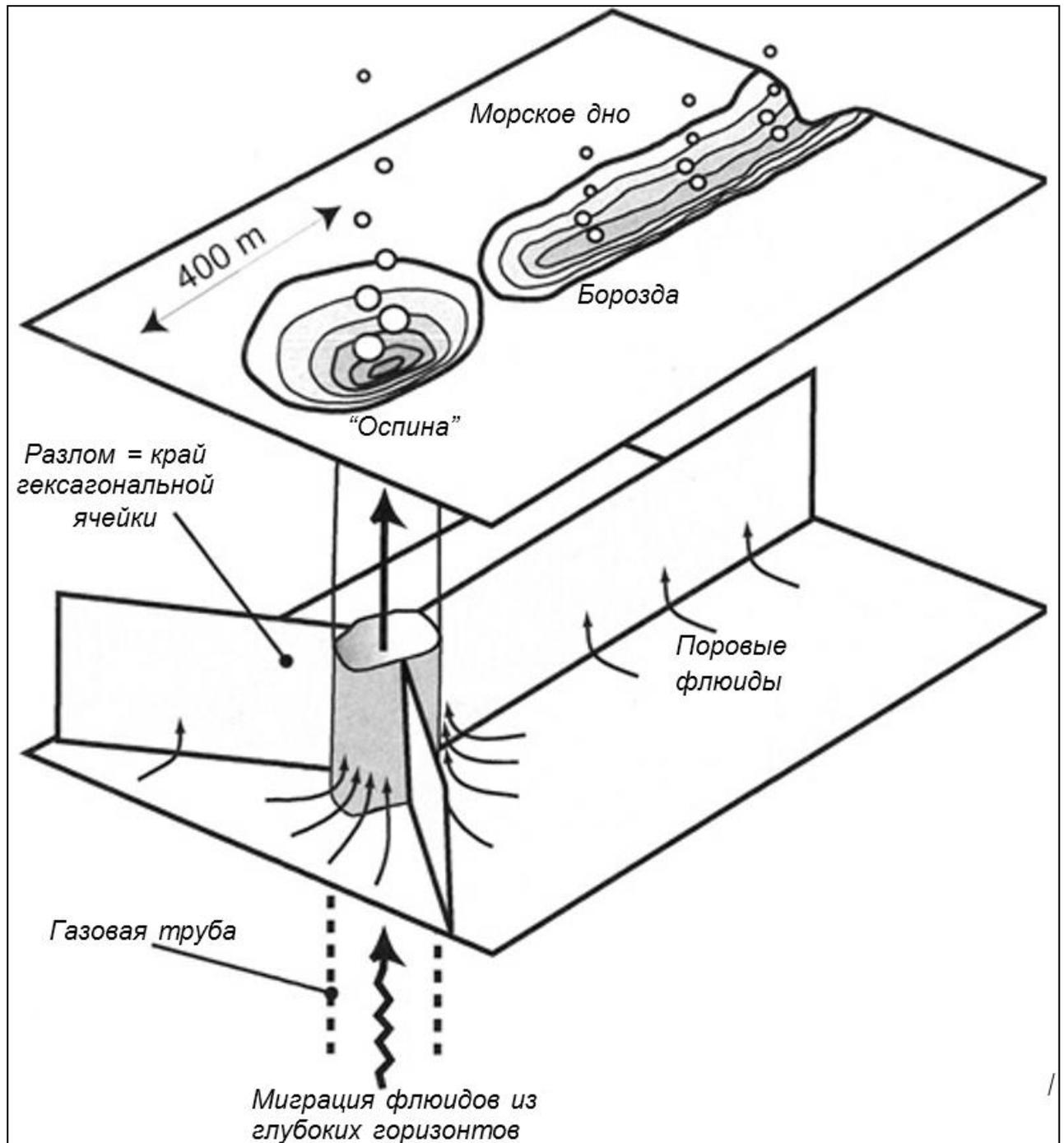


Рисунок 2.30 – Принципиальная схема миграции флюидов в пределах разрывных зон. По материалам А. Ге и др. [124]

Неравномерное насыщение газом ограниченного объема гидродинамически не связанных между собой пород и привело в результате к образованию зон АВФД. Отдельные интервалы сенонских отложений характеризуются коэффици-

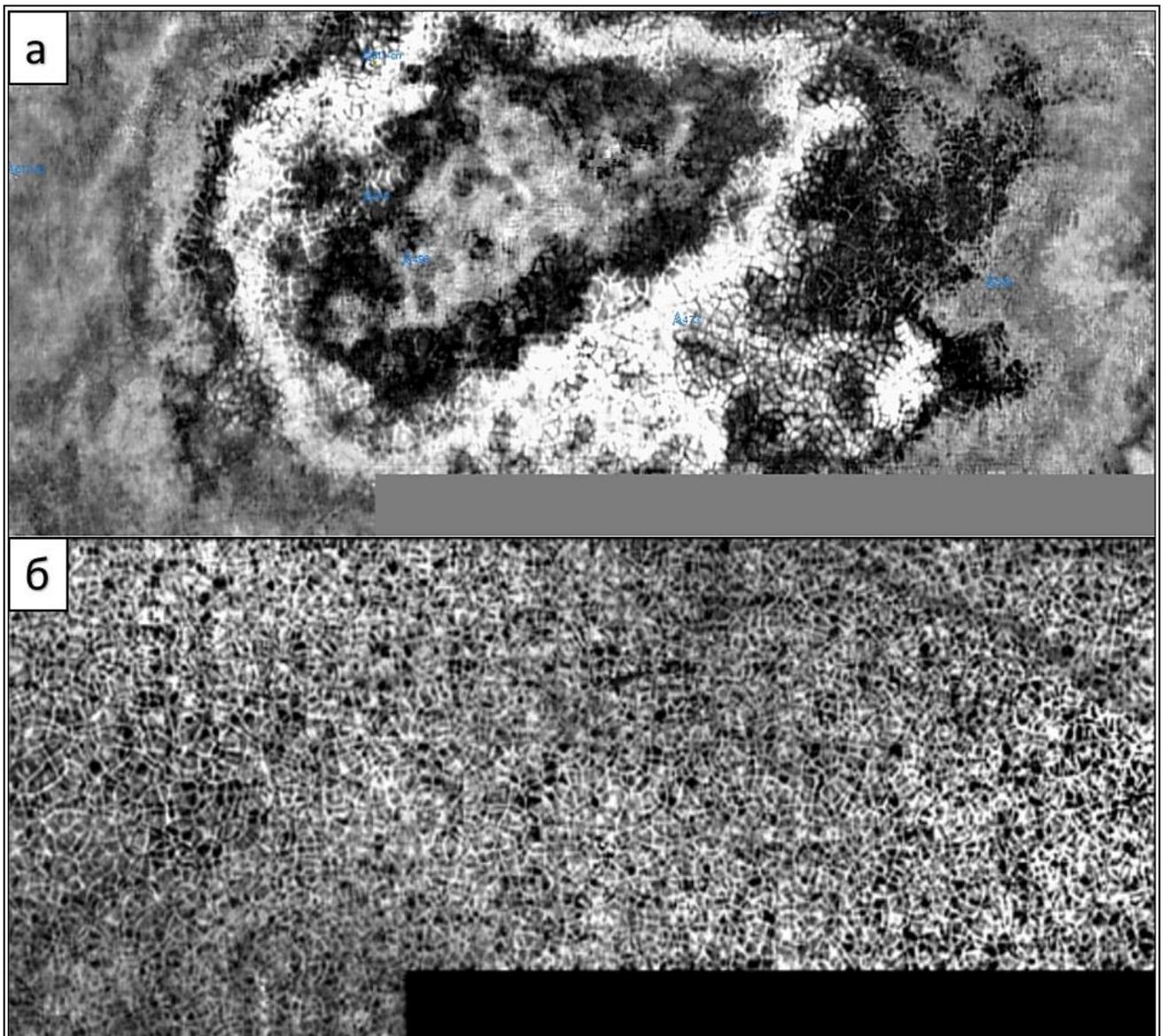
ентами аномальности флюидальных давлений, превышающими 1,3. Процесс внедрения газа в сенонские отложения сопровождался образованием дополнительной трещиноватости, так называемых следов «естественного флюидоразрыва пород».

В целом, можно заключить, что описанное геологическое явление типично для глинистых и глинисто-кремнистых толщ, залегающих в верхних частях разрезов осадочных бассейнов.

Характерные черты их морфологии указывают как на их тектоно-диагенетическое происхождение, так и на связь с флюидодинамическими процессами, также являющимися конституционной чертой осадочных бассейнов. Наличие мегатрещиноватости сенона рассматривается нами как следствие природного гидроразрыва пород при внедрении в него газов под аномально высокими давлениями. Поэтому сейсморазведка МОГТ 3D позволяет картировать наиболее перспективные, трещинные зоны сенонского резервуара.

Большая часть пород в интервале сенона имеет низкую проницаемость скелета и для добычи газа с промышленно-рентабельными дебитами требуется наличие естественной трещиноватости пород и проведение многостадийного гидроразрыва пласта (ГРП) для образования вторичных техногенных трещин и увеличения зоны дренирования.

Характерная для сенонского интервала волновая картина наблюдается на Еньяхинском месторождении, где по данным сейсморазведки МОГТ 3D на горизонтальных срезах в интервале сенона фиксируется однотипная картина, напоминающая поверхность «такыра» (рисунок 2.31). Этот сейсмический образ формируется за счет дегидратации гелеобразного осадка опок при его диагенезе и уплотнении. В процессе «усыхания» осадка в нем возникает дополнительная пустотность, порода сегментируется на равносторонние многогранники, разделенные системой септарных трещин [61]. Наложение литогенетических пустот с горизонтальными напряжениями могли привести к формированию линейных зон с добротными трещинными коллекторами [130].



*Рисунок 2.31 – Трециноватость в интервале сенона на Песцово-Енъяхинской площади: по временному срезу на уровне 978 мс (а), на седиментационном сейсмическом срезе (б)*

Однако, существует мнение (В.И. Кузнецов, Я.М. Шпорт), что «полигоны» в отложениях сенона, заметные на срезах кубов сейсмических данных МОГТ, являются техногенными и обусловлены недостатками систем наблюдений (так называемые «Footprints»). Однако то, что эти полигоны являются неравномерными и неправильными по форме и то, что они приурочены только к отложениям сенона, опровергают эту точку зрения. Следы систем наблюдений (Footprints) заметны на срезах куба данных МОГТ 3D и по Енъяхинскому месторождению, но это регулярная прямоугольная «решетка».

Степень трещиноватости глинисто-кремнистых пород находится в прямой зависимости от содержания свободного кремнезема. Хрупкость кремнистых пород определяет их повышенную тектоническую трещиноватость, интенсивность которой неоднородна в разрезе и по площади.

Зачастую, при достаточно высоком качестве исходных полевых сейсморазведочных данных удается проследить изменение характера тектоно-диагенетической трещиноватости глинисто-кремнистых отложений по разрезу. Эталонной в этом плане является Медвежья площадь, где удалось проследить за изменением морфологических особенностей трещин в интервале от кровли верхней подсвиты березовской свиты до сеномана (рисунок 2.32).

Важное значение для получения промышленных дебитов из порово-трещинных коллекторов сенона имеет изучение естественной трещиноватости этих пород, установленной по данным сейсморазведки МОГТ 3D. Тектоно-диагенетическая трещиноватость сформировалась в результате дегидратации гелеобразного осадка, насыщенного кремнеземом, на этапе диагенеза и его последующей перекристаллизации. В дальнейшем, на неотектоническом этапе произошло дополнительное растрескивание пород по ослабленным зонам с образованием обширной сети трещин [62]. Для картирования зон трещиноватости был выполнен анализ седиментационных сейсмических срезов, на которых отчетливо прослеживаются полигональные нарушения различной геометрии. Характерно, что интенсивность этих полигональных нарушений увеличивается вблизи сдвиговых разломных зон. Заложение проектных поисково-оценочных и разведочных скважин на сенон, включая горизонтальные, выполнено с учетом положения трещин, закартированных авторами. Положительное влияние трещиноватости на дебитность притоков газа подтверждено скважиной 4С, горизонтальный ствол которой был заложен с пересечением трещинной зоны. На срезе куба когерентности отчетливо видно, что порт №2 расположен в непосредственной близости от трещины, фиксируемой по данным сейсморазведки (рисунок 2.33). При вскрытии этого интервала произошло до 19,58%. По данным промыслово-геологических исследований порты гидроразрыва пласта (ГРП), расположенные в непо-

средственной близости от трещин, характеризуются как максимально работающие.

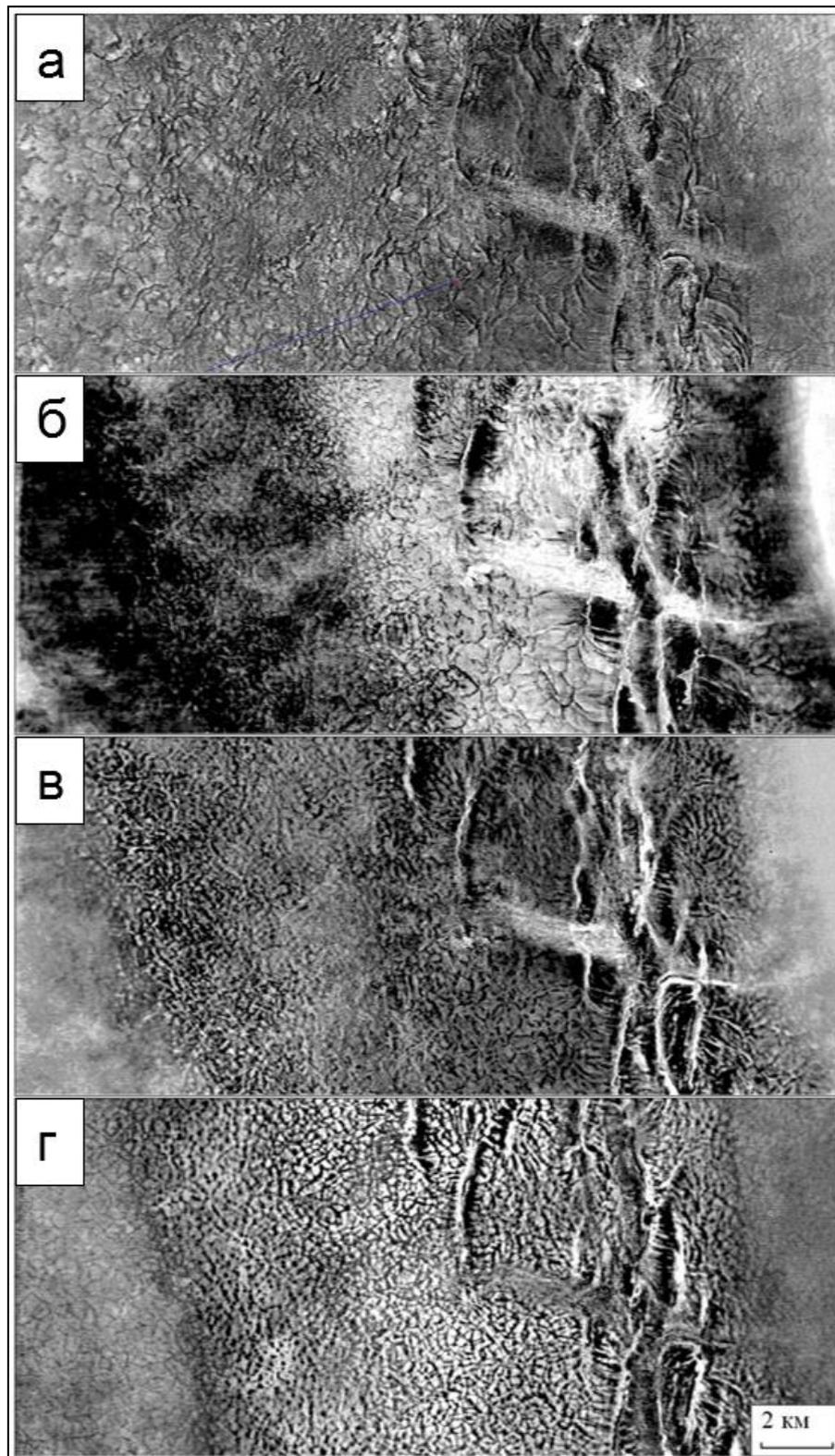
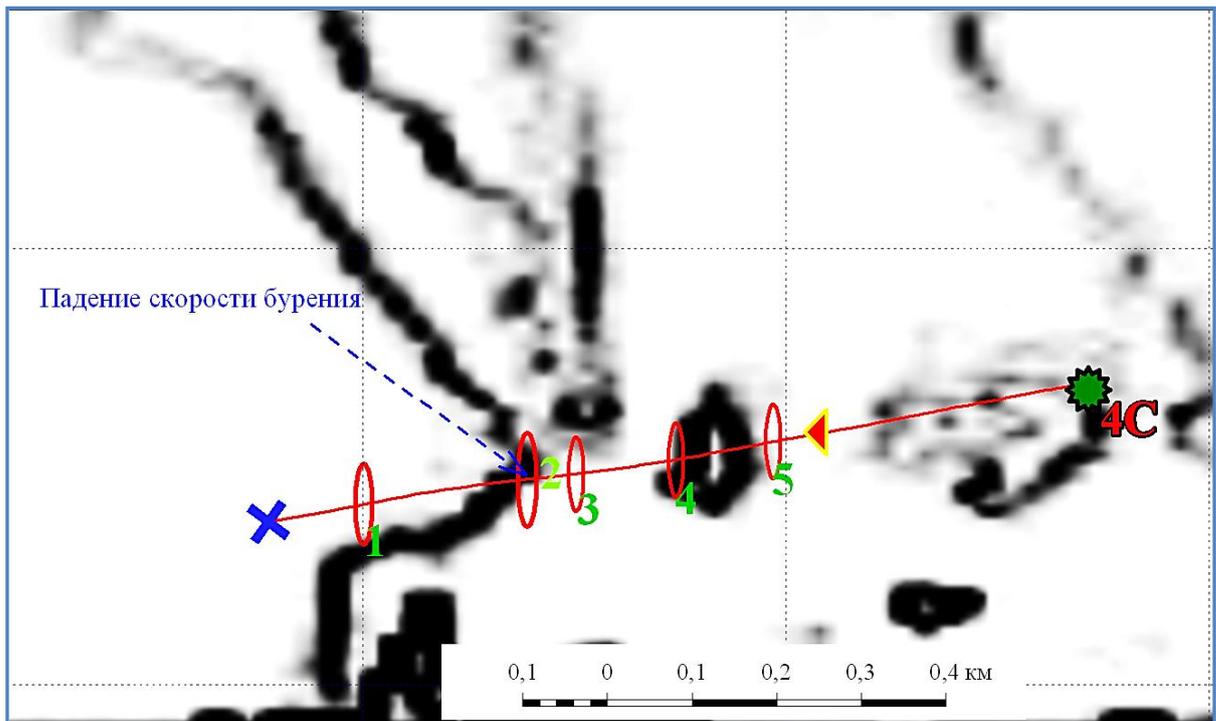


Рисунок 2.32 – Изменение характера трещиноватости сенона на различных уровнях: а) ОГ С<sub>2</sub> (кровля верхней подсвиты березовской свиты); б) ОГ С<sub>3</sub> (кровля НПБС); в) ОГ С<sub>4</sub> (пласт НБ<sub>2</sub> НПБС); г) ОГ С<sub>5</sub> (кровля кузнецовской свиты)  
(по данным А.А. Сподобаева)



*Рисунок 2.33 – Седиментационный срез куба когерентности на уровне второго порта ГРП скв. 4С в районе Медвежьего месторождения*

Выявленные зоны мегатрещиноватости подтверждаются результатами бурения наклонно-направленных скважин: порты ГРП, расположенные в непосредственной близости от трещин, характеризуются максимальными дебитами.

В некотором роде сенонские отложения являются аналогом кремнистых пород сланцевой формации Монтерей миоценового возраста в Калифорнии. Коллектора формации Монтерей образовались также в результате минеральной трансформации опала и возникновения глобулярной структуры, которая впоследствии растрескалась с образованием связанной системы трещин [108]. Таким образом, стоит ожидать, что применение аналогичных технологий: применение многостадийного ГРП и бурение горизонтальных скважин, окажется эффективным и для сенонских отложений.

### **3. ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СЕНОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

#### **3.1 Районирование территории бассейна по типам коллекторов и ловушек газа в турон-сенонских отложениях**

Турон-сенонский газоносный комплекс является гетерогенным и содержит ловушки и залежи газа двух основных типов. Первый – это газовые залежи, связанные с гранулярными (преимущественно глинистые алевролиты с небольшим содержанием песчаной фракции) коллекторами, приуроченными 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.

Второй тип газоносности рассматриваемы отложений – это газоносность, связанная с глинисто-кремнистыми породами (опоками, кремнистыми опоками, кремнистыми аргиллитами) сенона. Их газоносность установлена, в основном, в центральных и западных районах ЯНАО [58] по газопроявлениям в процессе вскрытия и проходки сенонских отложений бурением. Промышленных притоков газа из сенонских отложений этого типа не установлено. По имеющимся ограниченными данным предполагается, что продуктивность силицитов турона связана с коллекторами порово-трещинного типа.

В газсалинской пачке залежи газа относятся к структурному типу, осложненному литологическими и, возможно, тектоническими экранами, в силицитах сенона сводовый тип скоплений газа только предполагается по данным сейсморазведки МОГТ (динамические аномалии, контролируемые гипсометрически) и скважинной информации (гипсометрический контроль электрических сопротивлений в сеноне). Как в тех, так и в других залежах характерной чертой является

превышение пластового давления над гидростатическим на 10-30%. Поскольку это атрибут замкнутых резервуаров, то предполагается экранирование скоплений газа в турон-сенонских отложениях:

- за счет выклинивания песчано-алевритовых резервуаров;
- за счет капиллярных экранов в гранулярных резервуарах с низкими ФЕС;
- за счет закрытости трещин за зонами газоносности силицитов сенона.

Следует также добавить, что наличие АВПД предполагает «молодой» возраст формирования газовых скоплений в сеноне и их миграционную природу (поступление газа из более глубоких горизонтов). По сути, газовые скопления в туроне-сеноне – это газодинамические системы, находящиеся на стадии расформирования.

Районирование по типам коллекторов турон-сенонских отложений основано на седиментационно-палеогеографическом распространении гранулярных коллекторов газсалинской пачки, которая сформировалась за счет восточного (Енисейский кряж) источника питания обломочным материалом. Разнос обломочного материала контролируется палеогеографическими особенностями бассейна. Песчано-алевритовые осадки обогащают восточную прибрежную часть бассейна. Они накапливались, судя по высокому содержанию глинистого материала, хорошей сортировке обломков, доминированию алевритовой фракции, в условиях слабо-подвижного морского мелководья, т.е. на глубинах моря до 100 м.

Зона глинизации газсалинской пачки имеет небольшую ширину (10-15 км) и вскрыта большим числом скважин. На севере бассейна она трассируется между Восточно-Мессояхским и Западно-Мессояхским поднятиями, проходит через Тазовскую структуру, по западному склону Заполярного поднятия, через Северо-Часельское поднятие, по восточному склону Харампурского поднятия (рисунок 3.1). Заметно улучшение коллекторских свойств отложений газсалинской пачки в пределах сводовых частей крупных антиклинальных структур. В сеноне они являлись поднятиями конседиментационного роста и были выражены в рельефе морского дна как отмели, на которых происходило обогащение осадков песчано-алевритовым материалом. В пределах более мелких поднятий такой закономерно-

сти не отмечено, хотя объем имеющегося материала явно недостаточен для однозначных выводов.

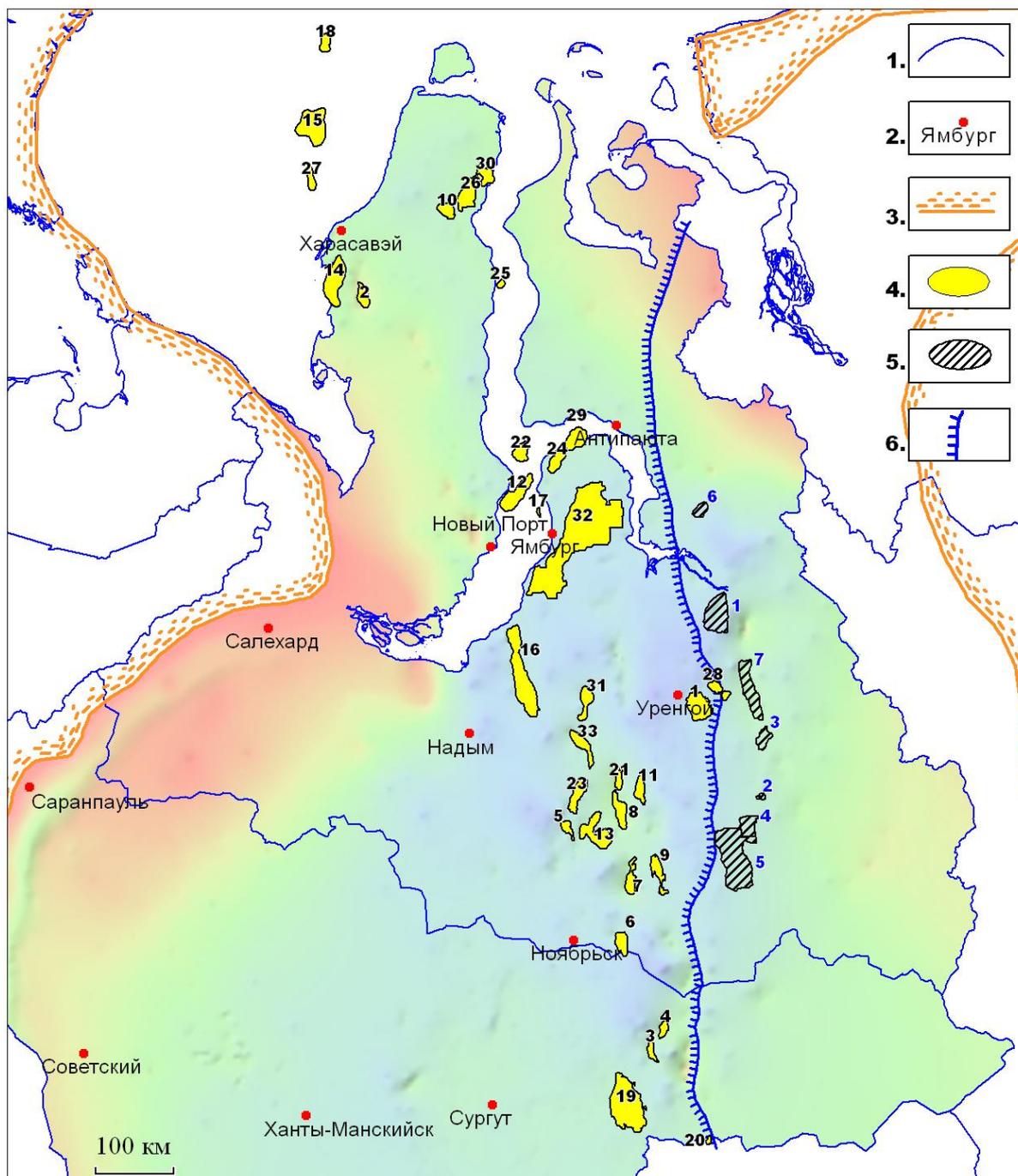


Рисунок 3.1 – Региональная модель строения турон-сенонского газоносного комплекса Западной Сибири. Условные обозначения: 1) – административные границы; 2) – населенные пункты; 3) – граница распространения верхнемеловых отложений Западной Сибири (по Бочкареву); 4) – продуктивные и перспективные в интервале ипатовского горизонта месторождения и площади: 1 – Береговое, 2 – Бованенковское, 3 – Ван-Еганское, 4 – Варьеганское, 5 – Верхнепурнейское, 6 – Вынгапуровское, 7 – Вынгаяхинское, 8 – Губкинское, 9 – Еты-Пуровское,

10 – Западно-Тамбейское, 11 – Западно-Таркосалинское, 12 – Каменномысское-море, 13 – Комсомольское, 14 – Крузеништернское, 15 – Ленинградское, 16 – Медвежье, 17 – Обское, 18 – Русановское, 19 – Самотлорское, 20 – Северное, 21 – Северо-Губкинское, 22 – Северо-Каменномысское, 23 – Северо-Комсомольское, 24 – Северо-Парусовое, 25 – Северо-Сеяхинская, 26 – Северо-Тамбейское, 27 – Северо-Харасавэйское, 28 – Северо-Часельское, 29 – Семаковское, 30 – Тасийское, 31 – Юбилейное, 32 – Ямбургское, 33 – Ямсовейское; 5) – месторождения с залежами газа в газсалинской пачке: 1 – Заполярное, 2 – Ленское, 3 – Ново-Часельское, 4 – Тэрельское, 5 – Харампурское, 6 – Южно-Мессояхское, 7 – Южно-Русское ; б) – граница распространения газсалинской пачки

Таким образом, перспективы газоносности газсалинской пачки ограничены крайней восточной частью ЯНАО. Учитывая, что в этой части бассейна большинство крупных антиклинальных структур уже разбурено, перспективы обнаружения промышленно значимых (для ОАО «Газпром») газовых скоплений в газсалинской пачке следует считать весьма ограниченными.

Что же касается территорий для обнаружения газовых скоплений в силицитах сенона, то это обширные территории Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО, п-овов Ямал и Гыдан, Приуральской НГО (Березовский газоносный район). Здесь в сенонских отложениях повсеместно присутствуют высокопористые силициты (опоки), которые могут содержать газовые скопления. Однако для формирования газовых залежей в этих отложениях необходимы некоторые специфические условия, которые рассмотрены ниже. Кроме того, рассмотрению сенонского комплекса в качестве, безусловно, перспективного мешала мысль о том, что промышленных притоков газа из опок сенона получено не было.

Сейчас, после получения устойчивых притоков газа с дебитами 170-200 тыс. м<sup>3</sup>/сут. в скв. 3С и 4С Медвежьего месторождения (с горизонтальными окончаниями по 800 м и пятиступенчатым гидроразрывом) перспективы газоносности сенона оцениваются более оптимистично, но реальная оценка газового потенциала этого комплекса остается не решенной задачей.

### 3.2 Определение подсчетных параметров сенонских пород-коллекторов

Для того чтобы выполнить оценку практической значимости и перспектив нефтегазоносности сенонских отложений северной части Западной Сибири необходимо определить подсчетные параметры сенонских пород-коллекторов и оценить ресурсный потенциал сенона. Для определения подсчетных параметров глинисто-кремнистых резервуаров сенона неоднократно предпринимались попытки использования различных методик. Однако на практике полученные результаты оказывались крайне противоречивы, а низкая степень изученности не позволяла оценить достоверность результатов проводимых исследований.

Предпринимались попытки оценить подсчетные параметры сенонских газовых залежей традиционными методами по стандартному комплексу ГИС, по аналогии с турон-коньякскими отложениями газсалинской пачки, развитыми на востоке бассейна. Песчано-алевритовые коллектора газсалинской пачки хорошо выделяются в разрезе по прямым и качественным признакам, таким как: наличие глинистой корки по данным кавернометрии-профилеметрии; наличие градиента радиального сопротивления по данным методов с различными радиальными характеристиками. Определение характера насыщения пород газсалинской пачки вполне уверенно осуществляется по удельному электрическому сопротивлению пород с использованием граничного значения УЭС, которое в свою очередь установлено по результатам испытания большого количества объектов в этом интервале. Определение пористости коллекторов турона в основном осуществляется по методу ПС с использованием взаимосвязей типа «керна-ГИС» между пористостью и относительной амплитудой ПС. Определение коэффициентов газонасыщенности в коллекторах гранулярных коллекторах турона осуществляется по УЭС пород с использованием общеизвестной методики, базирующейся на взаимосвязях  $P_H=f(K_B)$  и  $P_H=f(K_P)$ .

Однако вышеперечисленные методы, хорошо работающие в традиционных гранулярных коллекторах сеномана и газсалинской пачки, оказались малоэффективны для нетрадиционных порово-трещинных глинисто-коллекторов НПБС.

Связано это как с геологическими особенностями строения нижесенонского резервуара, так и с отсутствием достоверных петрофизических зависимостей.

Среди традиционных методов ГИС наиболее достоверным в этом интервале, пожалуй, следует признать УЭС пород, который позволяет на качественном уровне оценить газонасыщенность сенонских пород, однако на показания данного метода оказывает влияние тип промывочной жидкости, состояние призабойной зона пласта, содержание пирита и плотность горных пород. Кроме того, этот метод не позволяет перейти к количественной оценке и выполнить прогноз Кг.

Попытка использования результатов лабораторных исследований кернового материала отложений нижний подсвиты березовской свиты по ряду месторождений для определения подсчетных параметров также показала их низкую достоверность и несоответствие полученных результатов представлениям о промышленной газоносности сенона и результатам испытаний скважин.

Выделение эффективных газонасыщенных толщин по данным ГИС и определение коэффициента газонасыщения по результатам лабораторных исследований керна затруднительно, поэтому достоверно оценить запасы сенонского газа, в частности, на Медвежьем месторождении на современной стадии его изучения не представляется возможным. В глубоких (вскрывающих юру и неоком) и сенонских скважинах, пробуренных ранее, сенонский интервал изучен преимущественно только отдельными методами ГИС (радиоактивные методы, КС, ПС и кавернометрия), которые не позволяют однозначно выделить газоносные интервалы. В специальных, сенонских скважинах (1С и 2С), пробуренных на глинисто-полимерном буровом растворе и непроводящем растворе «Полиэмульсан М», электрические методы ГИС не выполнялись, а по имеющимся данным (ЯМК) породы-коллекторы имеют незначительные мощности (первые метры).

При изучении образцов изолированного керна, отобранного в специальных сенонских скважинах 1С и 2С в ООО «ТюменНИИгипрогаз» было установлено, что значения  $K_{ов}$  составляют 79-93% при общей пористости (по керосину) сенонских опоковидных глин и глинистых опок в диапазоне 26–35%. Судя по этим результатам, поры пород полностью заполнены водой [125, 126].

Однако приведенные выше сведения и другие опубликованные данные [6, 56, 86] позволяют предполагать промышленную газоносность сенонских отложений и заставляют усомниться в достоверности результатов определения Ков в лабораторных условиях. К тому же результаты лабораторного изучения керна по скв. 5031 Падинской, в которой сенон не газоносен, выполненный также по изолированному керну в ООО «Сибнефтемаш», дали значения остаточной (неснижаемой) водонасыщенности в интервале от 69 до 95%, что частично даже ниже, чем по скважинам Медвежьего месторождения, где породы сенона газонасыщены. Это наводит на мысль о том, что методика определения Ков в отложениях сенона по керну не дает достоверных результатов. Очевидно, что значения Ков определяются высокой глинистостью сенонских отложений, но не связаны с газонасыщенностью.

Тип сенонских коллекторов достоверно не определен, но предполагается, что они являются порово-трещинными, хотя по керну, отобранному в скв. 1С и 2С, широкого развития трещиноватости в сеноне не установлено. Интересен тот факт, что пористость и проницаемость глин кузнецовской свиты несколько выше, чем у перекрывающих их отложений сенона, но кузнецовская свита газа в рассматриваемых скважинах не содержит. Вполне возможно, что газоносность глинисто-кремнистых пород сенона контролируется микротрещиноватостью, которая приводит к дегазации пор при снятии геостатического давления в процессе бурения, как в керне, так и в прискважинной зоне. Глинисто-кремнистые породы сенона характеризуются развитой микротрещиноватостью, что обусловлено их более низкой сжимаемостью, чем у глин подстилающих и перекрывающих отложений. Это установлено по лабораторным данным, причем сжимаемость уменьшается при увеличении пористости образцов. По этому параметру глинисто-кремнистые отложения сенона принципиально отличаются от обычных глин. Высокая хрупкость опок (хрупкость – параметр, противоположный сжимаемости) и склонность к трещинообразованию хорошо известны.

Как бы то ни было, но достоверное определение газонасыщенности глинисто-кремнистых пород сенона по керну в поверхностных условиях, когда газ из

них уже улетучился, представляет собой практически нерешаемую задачу. Отбор герметизированного керна вряд ли поможет решить ее, т.к. снятие давления с керна в процессе его выбуривания не способствуют сохранению его газонасыщения. В связи с этим высокую актуальность для оценки практической значимости сенонской газовой залежи Медвежьего месторождения имеет оценка ее параметров в пластовых условиях. Поэтому для определения эффективных газонасыщенных толщин и коэффициента газонасыщенности (Кг) – важнейших подсчетных параметров, весьма заманчиво использование метода, который мог бы определить указанные параметры без искажения их влиянием скважины или подъемом керна на поверхность.

Анализ имеющейся по Медвежьему месторождению информации привел нас к скв. 52, пробуренной для изучения нефтегазоносности юрских и неоконских отложений, но в которой в сенонском и сеноманском интервалах был выполнен высокоточный гравиметрический каротаж (рисунок 3.1). Каротаж проведен ЗАО «Гравиразведка» с использованием скважинной гравиметрической системы Gravi-log компании Scintrex (Канада). Прибор обладает чувствительностью не ниже 5 мкГал, длина зонда 3 м. Радиус исследования скважинной гравиметрической системы составляет первые десятки метров, поэтому ее показания свободны от искажающего влияния скважины.

Учитывая высокую пористость рассматриваемых отложений, можно рассчитывать, что разное флюидонасыщение (газ или вода) проявляющееся в изменении плотности пород, может быть зафиксировано в гравиметрических данных. Несложные расчеты показывают, что плотность газо- или водонасыщенного коллектора при пористости породы 0,25-0,40 отличается на 9-13%.

Значения объемной плотности пород, определенные по гравиметрическим данным, изменяются от 1,38 до 2,32 г/см<sup>3</sup>, причем плотность сенонских отложений несколько ниже, чем сеноманских (рисунок 3.2). Через плотности пород была рассчитана их пористость (см. рисунок 3.1), однако эти расчеты весьма условны,

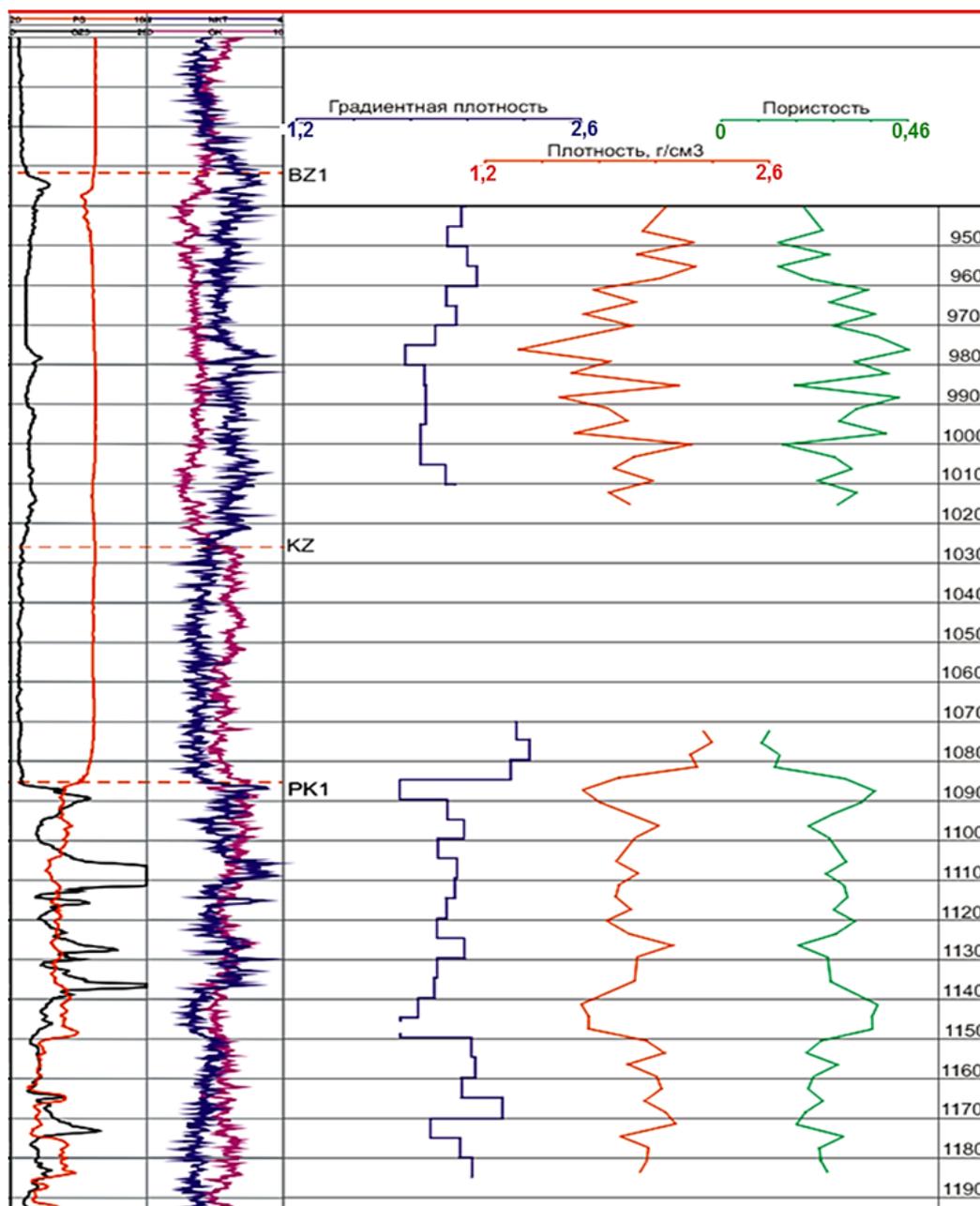
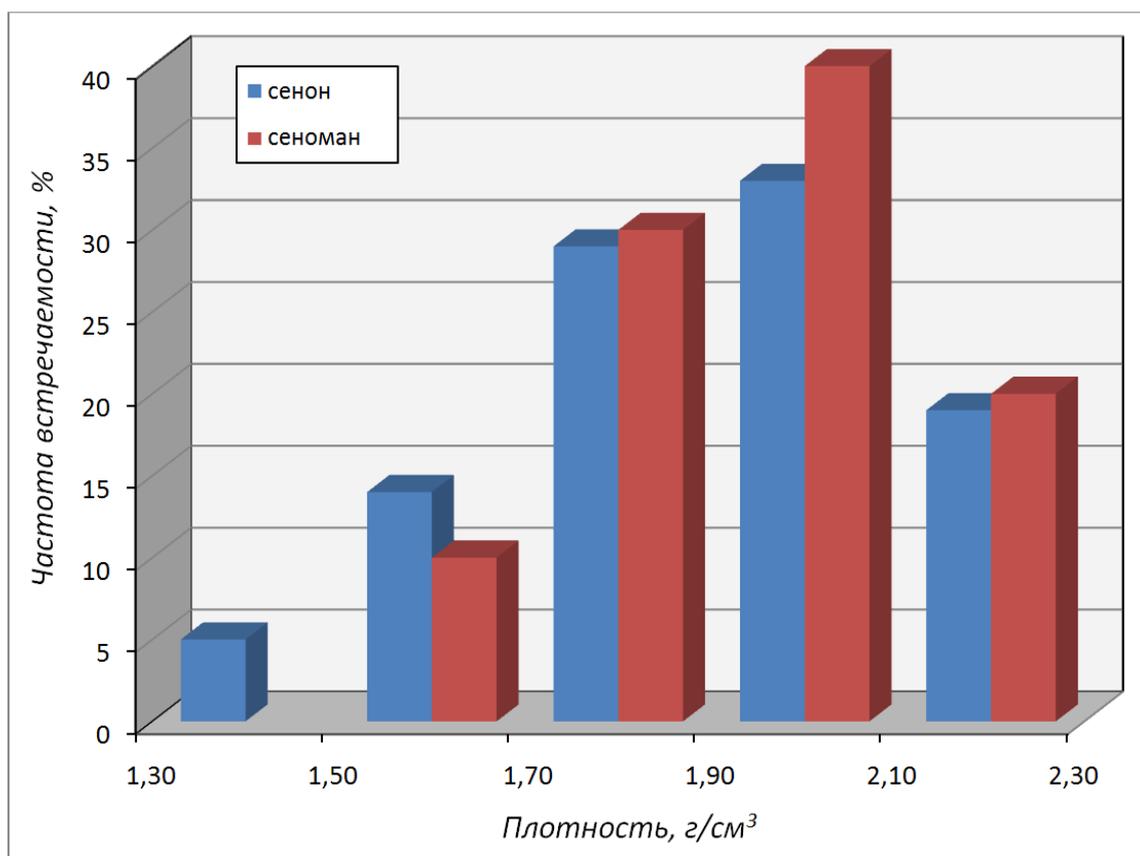


Рисунок 3.1 – Данные высокоточного гравиметрического каротажа по скв. 52 Медвежьего месторождения. PK1 – кровля сеномана, KZ – кровля кузнецовской свиты, BZ1 – кровля нижней подсвиты березовской свиты (сенон). Слева показаны диаграммы ПС (красная), GZ3 (черная), GK (темно-красная), НКТ (темно-синяя)

т.к. не были учтены пластовые давления и газонасыщенность пород. К тому же, они основаны на предположении о том, что минералогическая плотность и сеноманских, и сенонских пород составляет  $2,55 \text{ г/см}^3$ , тогда как минералогическая плотность глинисто-кремнистых пород значительно ниже, чем обломочных.  $\alpha$  и  $\beta$  кварц имеют плотность от  $2,53$  до  $2,64 \text{ г/см}^3$ , чаще встречаются плотности кварца  $2,56$ - $2,58 \text{ г/см}^3$ .



*Рисунок 3.2 – Гистограмма плотности пород сенона и сеномана по данным высокоточного гравиметрического каротажа в скв. 52 Медвежьего месторождения*

Породообразующие минералы опок – кристобалит и тридимит, а также аморфная гидратированная разновидность кремнезема – опал имеют плотность 2,19-2,26 г/см<sup>3</sup>. Плотность глинистых минералов лежит в диапазоне 2,50-2,85 г/см<sup>3</sup>. Результирующая минералогическая плотность глинисто-кремнистых пород складывается из глинистой, обломочной (песчано-алевритовой) и кремнистой составляющих и в зависимости от их состава изменяется в довольно широких пределах – от 2,20 до 2,55 г/см<sup>3</sup>. Учитывая, что на Медвежьем месторождении в сеноне чистых опок не встречено, а доминируют опокovidные глины, содержащие не более 25-30% кремнистого материала, минералогическую плотность пород сенона можно принять в пределах 2,45-2,50 г/см<sup>3</sup>.

Мы остановились на детальном рассмотрении вопроса о минералогической плотности сенонских пород Медвежьего НГКМ по двум причинам:

- во-первых, она имеет большое значение для определения степени газонасыщенности пород по гравиметрическим данным;

- во-вторых, в скв. 1С и 2С она определялась не лабораторным путем, а рассчитывалась по простейшей формуле через пористость и объемную плотность, т.е. эти данные для расчетов использовать нельзя.

Объемная плотность пористой породы определяется следующей формулой:

$$\rho_{\text{п}} = (1 - K_{\text{п}}) \cdot \rho_{\text{м}} + K_{\text{п}} \cdot (\rho_{\text{пф}} \cdot (1 - K_{\text{ов}}) + \rho_{\text{в}} \cdot K_{\text{ов}}), \quad (3.1)$$

где  $\rho_{\text{п}}$  – объемная плотность породы;

$K_{\text{п}}$  – коэффициент открытой пористости;

$\rho_{\text{м}}$  – минералогическая плотность;

$\rho_{\text{пф}}$  – плотность пластового флюида;

$\rho_{\text{в}}$  – плотность пластовой воды;

$K_{\text{ов}}$  – коэффициент остаточной водонасыщенности.

Газонасыщенность, или коэффициент газонасыщенности ( $K_{\text{г}}$ ), определяется через  $K_{\text{ов}}$ :

$$K_{\text{г}} = (1 - K_{\text{ов}}), \quad (3.2)$$

Значения же  $K_{\text{ов}}$  определяются из формулы (3.3), причем в случае газонасыщенных пород, из-за ничтожно малых значений  $\rho_{\text{пф}}$ , произведением  $K_{\text{п}} \cdot \rho_{\text{пф}}$  можно пренебречь:

$$K_{\text{ов}} = \frac{\rho_{\text{п}} - \rho_{\text{м}} \cdot (1 - K_{\text{п}})}{K_{\text{п}} \cdot \rho_{\text{в}}}, \quad (3.3)$$

Таким образом, для определения  $K_{\text{ов}}$  необходимо знать объемную и минералогическую плотность породы, ее пористость, а также плотность пластовой воды, которая зависит от минерализации. Объемная плотность пород определяется нами по данным гравиметрического каротажа, минералогическая плотность рассчитана, исходя из состава сенонских пород Медвежьего месторождения по скв. 1С и 2С и принята, как отмечено выше, в диапазоне 2,45-2,50 г/см<sup>3</sup>. Плотность пластовой (связанной) воды не известна, но по аналогии с отложениями сеномана ее минерализация принята в 15 г/л, чему соответствует значение  $\rho_{\text{в}}$  в пластовых условиях 1,01 г/см<sup>3</sup>.

Наиболее важный параметр – пористость следовало бы определить в лабораторных условиях непосредственно по скв. 52, где выполнен гравиметрический каротаж, но, к сожалению, сенонский керн по скв. 52 отбирался в ограниченном интервале и остался не изученным. Поэтому для интерпретации данных гравиметрического каротажа по скв. 52 пришлось использовать удаленные аналогии и опираться на результаты, полученные в специальных сенонских скв. 1С и 2С. Такой подход является единственно возможным и, как показано ниже, он вполне приемлем для определения ресурсов газа сенонской залежи на Медвежьем месторождении.

Отложения сенона накапливались в относительно глубоководном (100-200 м) морском бассейне с ограниченным поступлением в него терригенного (глинистого и песчано-алевритового) материала и характеризуются выдержанным строением на огромных пространствах Западной Сибири. Поэтому латеральные колебания толщин и состава слоев сенона в пределах отдельного месторождения незначительны. Так, по данным скв. 1С и 2С можно считать доказанным, что средняя открытая пористость сенонских опоковидных глин составляет 0,31-0,32, а максимальная – не превышает 0,39.

К тому же по гравиметрическим данным анализировались значения плотности, осредненные по интервалам 5 м (кривая градиентной плотности на рисунке 3.1), а осредненные параметры имеют еще меньшую изменчивость. По лабораторным данным по скв. 1С был построен график зависимости между открытой пористостью и объемной плотностью по керну в поверхностных условиях (рисунок 3.3), затем, с учетом данной зависимости, значения плотности пород по гравиметрическому каротажу были пересчитаны в значения пористости. Эти значения, в свою очередь, также с учетом данных лабораторных экспериментов по изучению влияния на пористость флюидального давления, были приведены к пластовым условиям при эффективном давлении, соответствующем значению коэффициента аномальности флюидального давления 1,26 в сенонской залежи Медвежьего НГКМ [86].

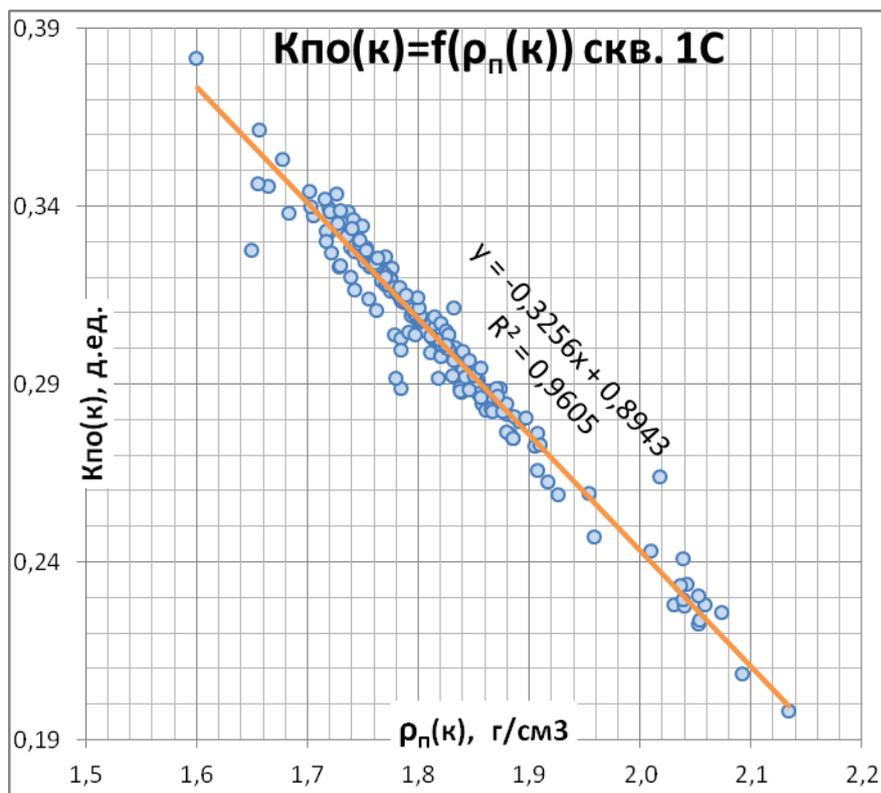


Рисунок 3.3 – График зависимости между открытой пористостью ( $K_{по}$ ) и объемной плотностью  $\rho_n$  по керну в отложениях сенона по скв. 1С.

Значения коэффициента пористости в пластовых условиях были подставлены в формулу (3.3), по которой, в конечном результате, и была определена остаточная водонасыщенность газонасыщенных пород сенона при различной минералогической плотности (2,45; 2,50; 2,55 г/см<sup>3</sup>) (рисунок 3.4).

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/см<sup>3</sup>) 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 (0,275 в поверхностных, см. рисунок 3.3) отвечает объемная плотность 1,90 г/см<sup>3</sup>. Используя это значение плотности в качестве граничного, мы оценили толщины газонасыщенных пород по данным гравиметрического каротажа в скв. 52 (рисунок 3.5).

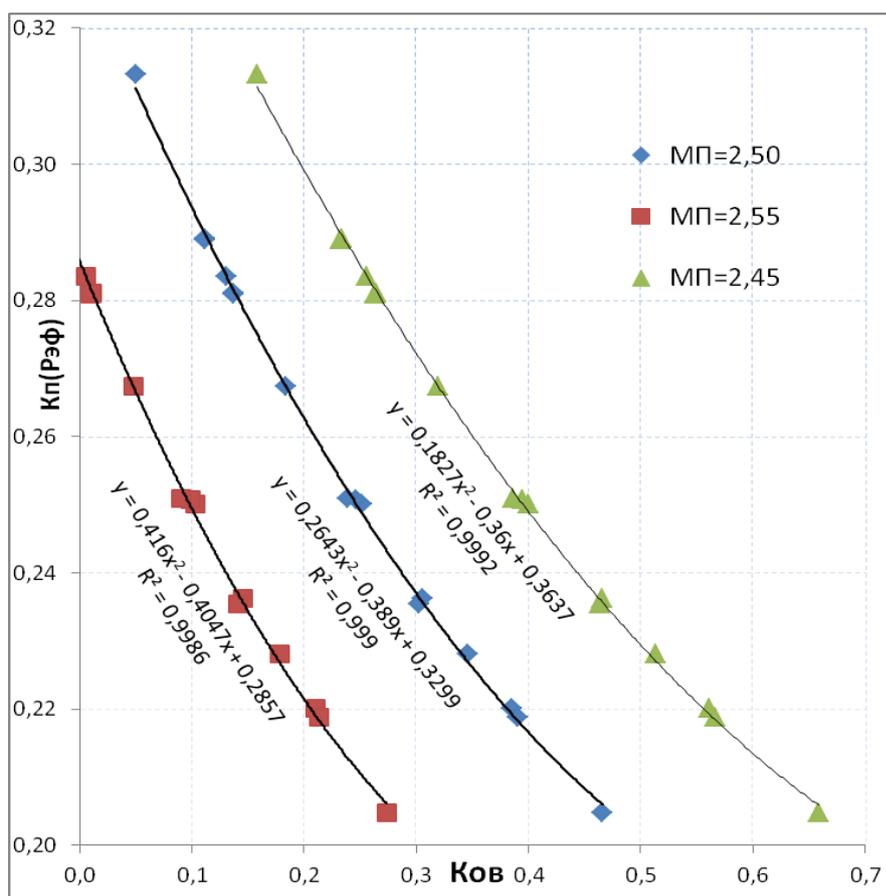


Рисунок 3.4 – График зависимости между коэффициентом пористости  $K_p(P_{эф})$  (в пластовых условиях) и остаточной водонасыщенностью ( $K_{ов}$ ), рассчитанной с разной минералогической плотностью пород ( $\rho_m$ , МП) по гравиметрическим данным

Полученное значение газонасыщенной толщины 50 м позволяет оптимистично рассматривать перспективы газоносности Медвежьего месторождения. Имеющиеся оценки ресурсной базы сенона этого месторождения [56] были основаны на средней газонасыщенной толщине около 16 м. Ее увеличение более чем в три раза приведет к соответствующему росту ресурсов сенонского газа.

Однако из-за низкой проницаемости газонасыщенных глинисто-кремнистых пород сенона получение рентабельных по дебитности притоков газа из этих отложений будет возможным только при использовании специальных, «сланцевых» технологий, заключающихся в бурении скважин с протяженными горизонтальными окончаниями и проведении многостадийного гидроразрыва для формирования искусственной трещиноватости [57].

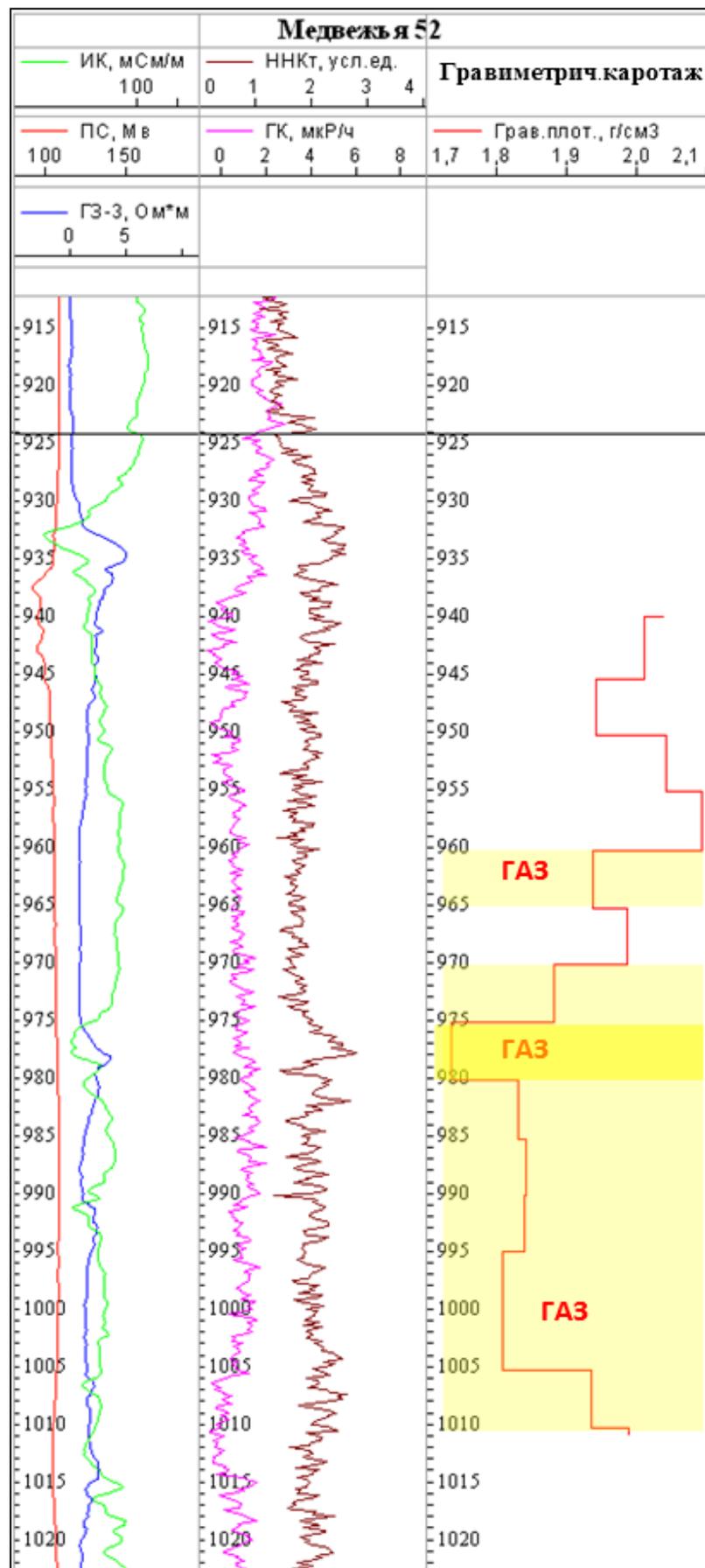


Рисунок 3.5 – Сопоставление материалов скважинного гравикаротажа и данных ГИС в интервале сенона по скв. 52 Медвежьего НГКМ

Дренаж значительного объема залежи может происходить только в случае формирования протяженных искусственных трещин, предпосылки образования которых в хрупких опоках являются высокими. Дизайн гидроразрыва должен определяться с учетом литологии сенонских коллекторов, имеющих повышенную хрупкость, локализации обширной естественной трещиноватости, широко распространенной в сенонских отложениях и других, традиционных Р-Т параметров.

Для оценки коэффициента эффективной пористости отложений НПБР также были использованы данные сейсморазведки МОГТ 3D. Хорошо известно, что динамические аномалии формируются на газонасыщенных резервуарах с высокой эффективной пористостью, а при низкой пористости пород (менее 20%), для условий ЗС это низы неокома, ачимовская толща, тюменская свита, динамические аномалии не формируются даже при больших газонасыщенных толщинах резервуаров и АВПД.

Был выполнен расчёт значений амплитуд в интервале ОВ С<sub>3</sub> в продуктивных скважинах, расположенных в контуре динамической аномалии, и в скважинах, расположенных за контуром газоносности сенона. Затем, через значения амплитуд, была определена эффективная пористость.

Амплитуда отраженной волны определяется несколькими факторами: расстоянием от источника до границы и далее до точки наблюдения; коэффициентом отражения и интенсивностью исходного сигнала:

$$A_{\text{ов}} = \frac{A_0}{R_1 + R_2} \cdot k_{12}(\theta), \quad (3.4)$$

где  $A_0$  – константа, определяющая интенсивность источника сигнала;

$R_1$  – расстояние от источника до точки отражения;

$R_2$  – расстояние от точки отражения до точки наблюдения;

$k_{12}$  – коэффициент отражения, на границе раздела двух сред;

$\theta$  – угол падения.

При нормальном угле падения, при  $\theta$  равном 0, коэффициент отражения определяется следующим выражением:

$$k_{12} = \frac{\sigma_2 \vartheta_2 - \sigma_1 \vartheta_1}{\sigma_2 \vartheta_2 + \sigma_1 \vartheta_1}, \quad (3.5)$$

где  $\sigma_1$  и  $\sigma_2$  – объемные плотности первой и второй сред соответственно;  
 $\vartheta_1$  и  $\vartheta_2$  – скорости распространения продольных волн в первой и второй среде.

Величину  $Z = \sigma \cdot v$  называют акустической жесткостью. Из выражения 3.5 следует, что отражательная способность границы зависит от перепада акустических жесткостей. Этим фактом и объясняется наличие аномалии типа яркое пятно в продуктивной части отложений нижней подсвиты березовской свиты.

Используя формулы 3.4 и 3.5, была получена формула для определения коэффициента эффективной пористости через амплитуду отраженной волны:

$$k_{\text{п.эф.}} = \frac{k_{\text{газ}}Z_2 + k_{\text{газ}}Z_1 - Z_2 + Z_1}{k_{\text{вод}} \cdot \vartheta_2 - \vartheta_1}, \quad (3.6)$$

где  $k_{\text{газ}}$  – коэффициент отражения в контуре залежи;

$k_{\text{вод}}$  – коэффициент отражения за контуром динамической аномалии;

$Z_2$  – акустическая жесткость среды ниже отражающей границы;

$Z_1$  – акустическая жесткость среды выше отражающей границы.

В результате был определен коэффициент эффективной пористости для скважины 4С, расположенной в контуре динамической аномалии. Он составил 0,14. Однако, следует отметить, что на зафиксированные амплитуды ОВ, оказывает влияние множество факторов, вносящих искажения в итоговые результаты.

В скв. 4С Медвежьего НГКМ была проведена оценка эффективной пористости по данным лабораторных исследований образцов изолированного керна дистилляционно-экстракционным методом. В результате было установлено, что коэффициент эффективной пористости изменяется от 0,05 до 0,23 д. ед., причем модальное значение составляет именно 0,14 (рисунок 3.6), что соответствует выполненному сейсмогеологическому моделированию.

Определение коэффициента эффективной пористости по керну выполнено только в двух скважинах, что не позволяет выполнить достоверный прогноз  $K_{\text{п.эф.}}$  по всей площади Медвежьего НГКМ, на других месторождениях данные по эффективной пористости вообще отсутствуют. Кроме того, отсутствует апробиро-

ванная и подтвержденная на практике методика оценки ресурсов и запасов сенонской глинисто-кремнистой формации.

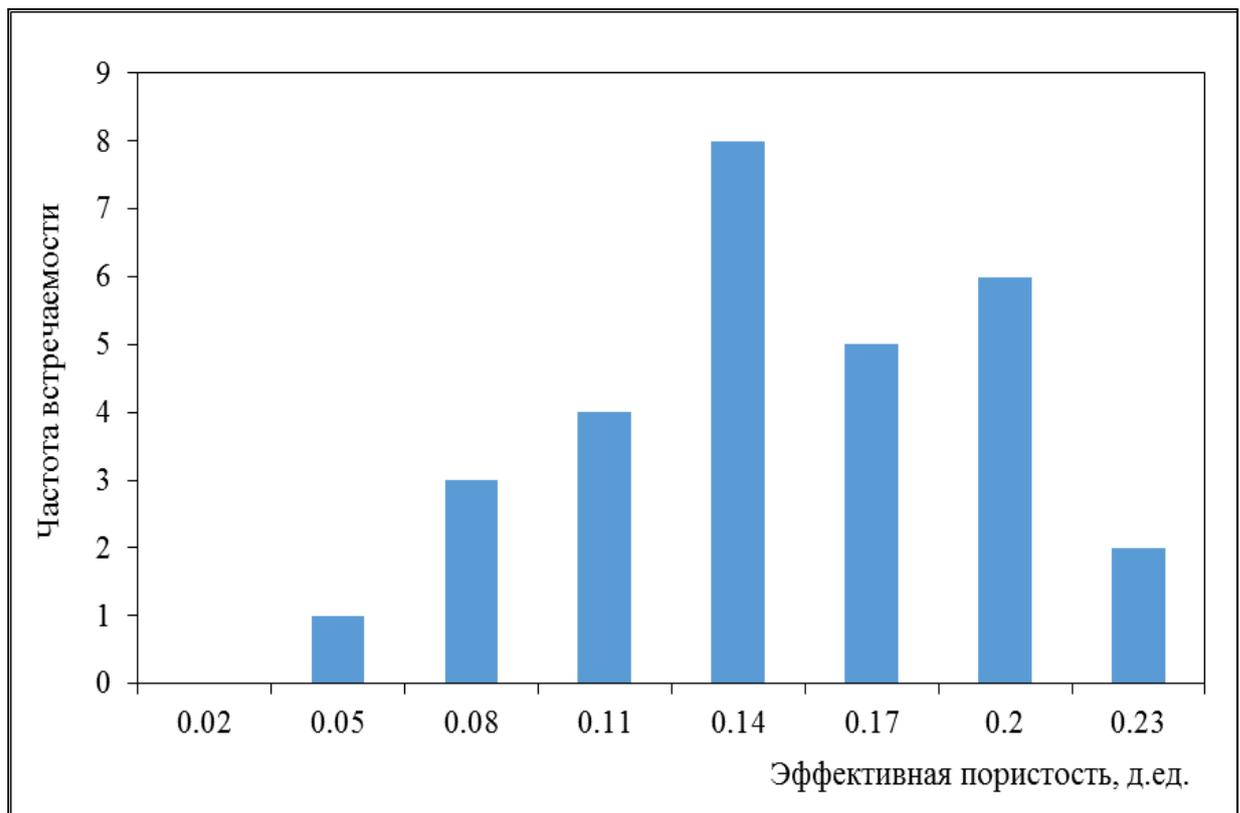


Рисунок 3.6 – Распределение эффективной пористости по керну скважины 4С

### 3.3 Оценка ресурсов сенонской глинисто-кремнистой формации

Была проведена оценка ресурсов газа сенонских отложений на севере Западной Сибири. Оценка площадей газоносности сенонских отложений в пределах отдельных месторождений и ЛУ проводилась с использованием данных сейсморазведки МОГТ 2D и 3D. На картах динамических атрибутов в интервале ОВ С<sub>3</sub> на большинстве изученных площадей фиксируется динамическая аномалия типа «яркое пятно», связанная с понижением акустического импеданса в интервале сенонской газовой залежи. В результате выполненной интерпретации с сейсморазведочных данных [53] были уточнены границы ранее открытых залежей УВ, а также выделен ряд перспективных объектов в интервале сенона.

Оценка ресурсов газа производилась объемным методом в соответствии с формулой:

$$Q_{\Gamma} = F \cdot h \cdot K_{\Pi} \cdot K_{\Gamma} \cdot (P_{\text{н}} \cdot \alpha_{\text{н}} - P_{\text{к}} \cdot \alpha_{\text{к}}) \cdot f, \quad (3.7)$$

где  $F$  – площадь газоносности,  $\text{м}^2$ ;

$h$  – средняя газонасыщенная толщина коллекторов,  $\text{м}$ ;

$K_{\Pi}$  – коэффициент открытой пористости, доли ед.;

$K_{\Gamma}$  – коэффициент газонасыщенности, доли ед.;

$P_{\text{н}}$  и  $P_{\text{к}}$  – начальное и конечное пластовое давление в залежи, физ. атм.;

$\alpha_{\text{н}}$  и  $\alpha_{\text{к}}$  – поправки за сверхсжимаемость углеводородных газов для начальных и конечных пластовых условий;

$f$  – поправка за температуру для приведения объема газа к поверхностным условиям.

Подсчетные параметры взяты по аналогии с сенонской залежью Медвежье-го месторождения, которое является максимально изученным на данный момент. В качестве эффективных толщин принимается весь интервал отложений нижней подсвиты березовской свиты. Коэффициент открытой пористости принимается равным 0,25, по результатам исследований кернового материала сенонских скважин Медвежьего месторождения.

Коэффициент газонасыщенности для Медвежьего месторождения был определен несколькими способами: по данным высокоточного гравиметрического каротажа ( $K_{\Gamma, \text{гр}}$ ), по данным исследований изолированного кернового материала ( $K_{\Gamma, \text{кern}}$ ) с сохраненной водонасыщенностью и в соответствии с рекомендациями ГКЗ РФ при постановке текущих запасов сенонской газовой залежи Медвежьего месторождения на Госбаланс. Коэффициент газонасыщенности, определенный по данным гравикаротажа расчетным путем, составил 0,75 при среднем значении минералогической плотности пород  $2,5 \text{ г/см}^3$ .  $K_{\Gamma}$ , полученный по результатам керновых исследований равняется 0,38 [127, 131]. При оперативном подсчете запасов  $K_{\Gamma}$  условно принят равным, единице, а коэффициент пористости (эффективной) – 0,05.

Необходимо заметить, что по результатам изучения физических свойств пород кузнецовской свиты, нижеберезовской и верхнеберезовской подсвит установлено, что глинистые породы имеют пористость несколько меньшую (в сред-

нем на 5%), чем глинисто-кремнистые породы. Поскольку породы НПС рассматриваются как порово-трещинные коллекторы, пористость которых обусловлена микрогранулярной кремнистой составляющей, то можно предполагать, что избыточная относительно глинистых пород пористость глинисто-кремнистых пород (т.е. 5% или 0,05) и является газонасыщенной эффективной пористостью. Исходя из вышеизложенного, выполнена оценка ресурсов газа по трем различным вариантам  $K_{п}$  и  $K_{г}$ . Площадь залежи, оцененная по площади сейморазведочной АТЗ, определена наиболее достоверно, газонасыщенные толщины соответствуют общей толщине НПС, что подтверждается данными ГИС (КС, гравитационный каротаж).

Для других месторождений площади залежей также установлены по данным сейморазведки МОГТ, по границам динамических АТЗ, эффективные газонасыщенные толщины – по данным ГИС, ввиду отсутствия достоверных данных другие подсчетные параметры ( $K_{г}$ ,  $K_{п}$ ) приняты по аналогии с Медвежьим месторождением. Начальные пластовые давления рассчитывались по величине среднего гидростатического давления с учетом коэффициентов аномальности. Коэффициенты аномальности приняты по аналогии с геолого-промысловыми данными по испытанным скважинам и соседним месторождениям. Сенонский газ является сухим, по этой причине оценка ресурсов газового конденсата не проводилась.

Сводная оценка ресурсов НПС по трем вариантам, а также осредненные ресурсы представлены в таблице 3.1. Конечно, эти цифры являются сугубо ориентировочными, скорее экспертными, чем объективно рассчитанными. Минимальная и максимальная оценки различаются в 3,75 раза, но даже минимальные оценки, например, по Медвежьему месторождению – 1495,1 млрд. м<sup>3</sup> газа свидетельствуют о промышленной значимости сенонской газовой залежи, т.к. эти запасы составляют более 67% запасов сеноманской газовой залежи. Средняя же из трех вариантов оценка превышает запасы сеноманской газовой залежи в 1,5 раза.

Таблица 3.1 – Оценка ресурсов газа сенонских отложений на месторождениях в Западной Сибири

Месторождение/ЛУ	F, км <sup>2</sup>	Нер. м	Кп, д. ед.	Кг kern д. ед.	Кг.гр. д. ед.	Pн, атм;	α	Pк, атм.	f	Ресурсы газа, млрд. м <sup>3</sup>			
										с Кг 0,75	с Кг 0,38	с Кг 1,0 и Кп 0,05	Средние
Медвежье	2974,5	77	0,25	0,38	0,75	113	1,20	1	0,98	5606,5	2840,6	1495,1	3313,7
Семаковское	600,0	100	0,25	0,38	0,75	75	1,20	1	0,98	976,2	494,6	212,3	561,0
Тамбейская группа	780,1	120	0,25	0,38	0,75	88	1,20	1	0,98	1179,8	901,7	387,0	822,8
Бованенковское	74,1	100	0,25	0,38	0,75	104	1,20	1	0,98	167,7	85,0	87,5	113,4
Юбилейное	430,1	90	0,25	0,38	0,75	106	1,20	1	0,98	895,1	453,5	194,7	514,4
Крузенштернское	839,8	85	0,25	0,38	0,75	106	1,20	1	0,98	1650,7	836,4	359,0	948,7
Ямбургское	3209,7	72	0,25	0,38	0,75	104	1,20	1	0,98	5205,8	2637,1	566,0	2803,0
Вынгапуровское	382,1	80	0,25	0,38	0,75	115	1,19	1	0,99	770,8	390,5	205,5	455,6
Северо-Сеяхинский	625,0	105	0,25	0,38	0,75	94	1,19	1	0,99	1346,8	682,4	290,9	773,4
Вынгайхинское	149,3	89	0,25	0,38	0,75	75	1,19	1	0,99	217,7	110,3	47,0	125,0
Комсомольское	384,3	89	0,25	0,38	0,75	94	1,19	1	0,99	701,9	355,6	151,6	403,0
Губкинское и Сев-Губкинское	769,4	80	0,25	0,38	0,75	81	1,19	1	0,99	1093,3	553,9	236,1	627,8
Ямсовейское	198,0	87	0,25	0,38	0,75	98	1,19	1	0,99	367,8	186,4	79,4	211,2
Етыпуровское	231,9	105	0,25	0,38	0,75	113	1,19	1	0,99	600,4	304,2	129,7	344,8
Западно- Таркосалинское	129,1	80	0,25	0,38	0,75	113	1,19	1	0,99	254,8	129,1	55,0	146,3
<b>ВСЕГО:</b>										<b>21634,4</b>	<b>10961,4</b>	<b>4496,8</b>	<b>12364,1</b>

Следует учитывать, что сенонские отложения характеризуются низкой проницаемостью и коэффициент извлечения газа, исходя из международного опыта разработки сланцевых коллекторов, не превысит 0,2 [35].

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

Суммарные ресурсы газа сенона в северной части Западной Сибири на изученных площадях лежат в диапазоне от 4,5 до 21,6 трлн. м<sup>3</sup>, средняя оценка – 12,4 трлн. м<sup>3</sup>. Конечно, эти цифры являются сугубо ориентировочными, скорее экспертными, чем объективно рассчитанными. Тем не менее, учитывая позитивный опыт разработки сланцевых углеводородов за рубежом, наличие промышленных дебитов газа, полученных из сенона на Медвежьем месторождении (с явно неоптимальным дизайном скважин и ГРП, т.к. в каждой скважине 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.

### **3.4 Выделение скоплений газогидратов в глинисто-кремнистых отложениях сенона на территории ЯНАО**

Проблема перспективности газогидратных скоплений с прошлого века занимает умы ведущих российских и зарубежных ученых. Большая часть скоплений газогидратов была обнаружена в пределах материковых окраин на глубине около 500м.

Гидраты газа представляют собой твердые соединения (клатраты), в которых молекулы газа при определенных давлениях и температурах заполняют

структурные пустоты кристаллической решетки, образованной молекулами воды, прочной водородной связью.

Газогидраты можно отнести к химическим соединениям, т.к. они имеют строго определенный состав, но это – соединения молекулярного типа, возникающие за счет вандерваальсовых сил. Химическая связь у гидратов отсутствует, поскольку при их образовании не происходит спаривания валентных электронов.

Гидраты газов имеют шесть различных форм в зависимости от молекулярной характеристики и структурных форм внутренних ячеек [22] (молекулярные сита с проходами, каналные, слоистые, линейные и др.).

Молекулы воды при образовании газогидратов как бы раздвигаются молекулами газов, заполняющих эти полости. Удельный объем воды по этой причине в газогидратном состоянии возрастает до 1,26-1,32 г/см<sup>3</sup> (лед – 1,09). Существуют газогидраты почти всех газов за исключением водорода, гелия, неона. Один объем воды в гидратном состоянии связывает в зависимости от характеристики исходного газа от 70 до 300 объемов газа [42].

Зоной образования газогидратов является порода, в которой давление и температура соответствуют термодинамическим условиям равновесного состояния гидрата газа. Зона гидратообразования может быть определена математическим путем в ходе решения уравнения изменения термического градиента в разрезе пород и уравнения равновесного стабильного существования гидрата в пористой среде:

$$\ln P = A - \frac{B}{T}, \quad (3.8)$$

где  $P$  – пластовое давление в МПа;

$A$  и  $B$  – эмпирические коэффициенты, связанные с энтальпией разложения гидрата и определяемые экспериментально для различных типов газогидратов;

$T$  – пластовая температура в К.

Для оценки пластовых температур были использованы данные районирования территории ЯНАО по характеру изменения пластовых температур в плане и по разрезу осадочного чехла. Районирование было выполнено коллективом ООО «ТНГГ» в 2015 г на основе группирования результатов замеров пластовых темпе-

ратур в зависимости от глубины, полученных в пределах одного месторождения, с результатами термометрических исследований, полученных на сопредельных месторождениях. При этом группирование проводилась таким образом, чтобы получить наиболее высокое значение коэффициента детерминации. Так же при выделении зон авторы учитывали особенности тектонического и нефтегазогеологического районирования исследуемой территории.

Расчет пластовых температур для надсеноманских отложений проводился на основании аппроксимирующих линейных уравнений для 27 зон с различными изменениями геотермического градиента.

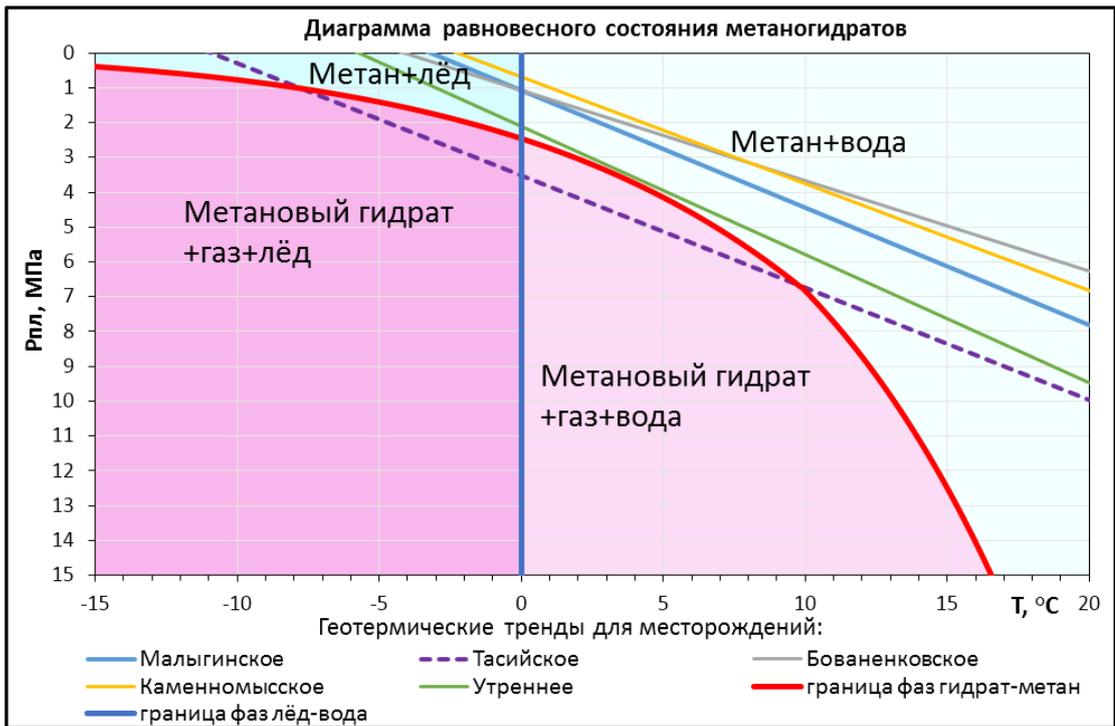
С помощью уравнения (3.8) и уравнения равновесного состояния лёд-вода был построен ряд диаграмм равновесного состояния газогидратов для различных месторождений. При этом значения эмпирических коэффициентов были взяты с учётом обобщающих и уточняющих работ В.А. Истомина [29-31].

При высоких давлениях и низких температурах соединения метана с водой находятся в твердой фазе (область ниже и левее красной кривой на диаграммах). При добавлении углекислого газа и других углеводородов условия равновесия сдвигаются вправо.

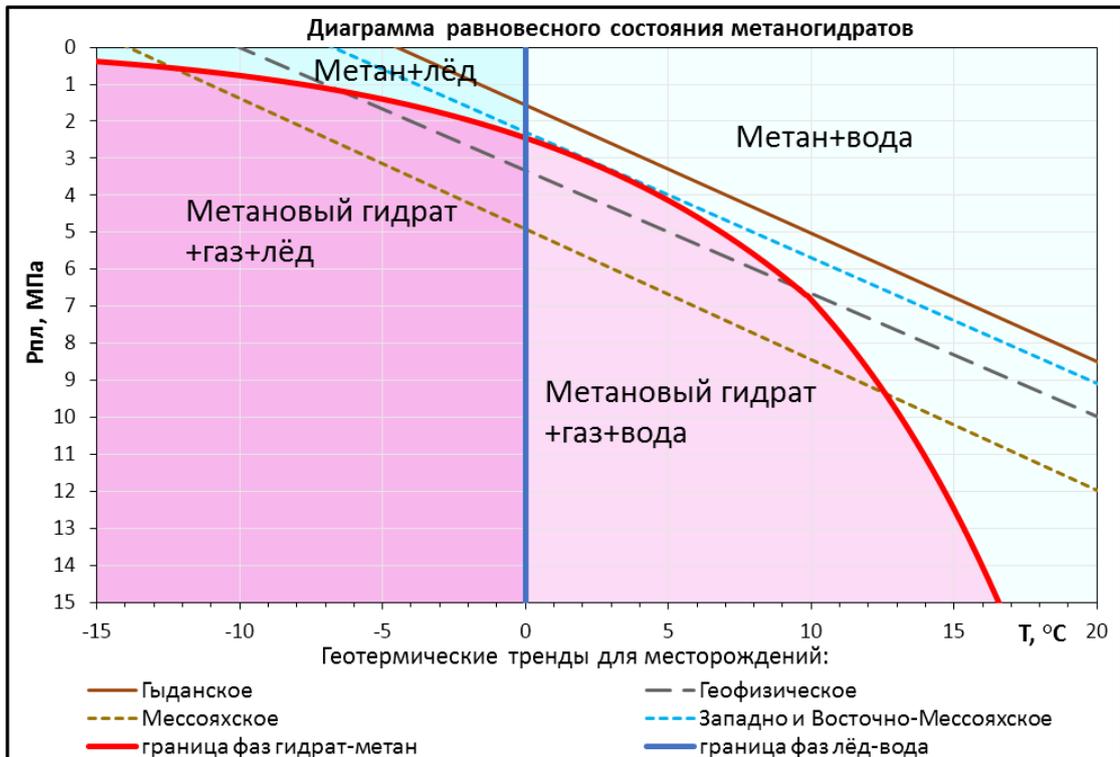
На основании линейных функций изменения геотермических градиентов были рассчитаны термобарические функции, которые были использованы для оценки зон метастабильного существования метаногидратов в пределах ЯНАО.

Полученные линейные функции были наложены на диаграммы равновесного состояния гидратов метана (Рисунок 3.7 – Рисунок 3.12). После чего были оценены глубины областей возможного существования газовых гидратов.

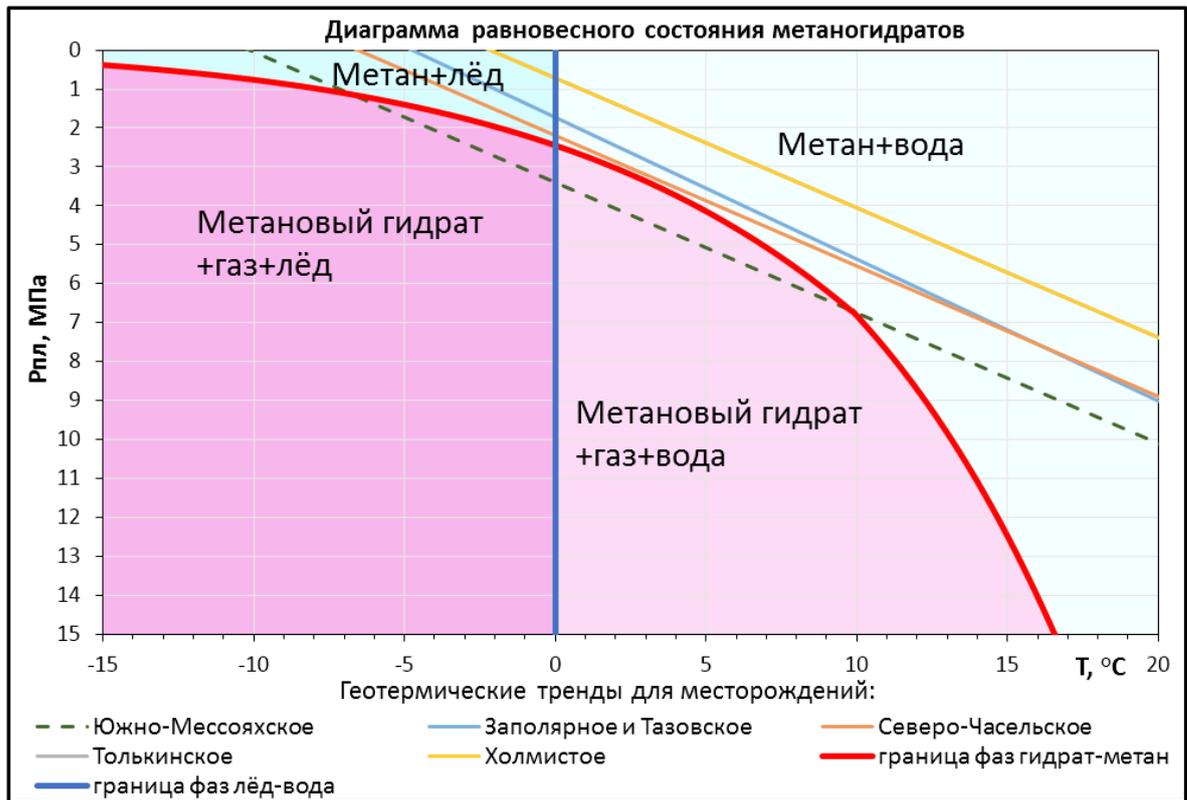
В результате в область стабильного существования гидратов газа попадают Тасийское, Мессояхское, Геофизическое, Южно-Мессояхское месторождения. Термобарические условия Утреннего, Вынгаяхинского, Западно- и Восточно-Мессояхского месторождений практически подходят для стабильного существования газогидратов и при незначительном превышении пластовых давлений над гидростатическим весьма вероятно наличие метаногидратных зон.



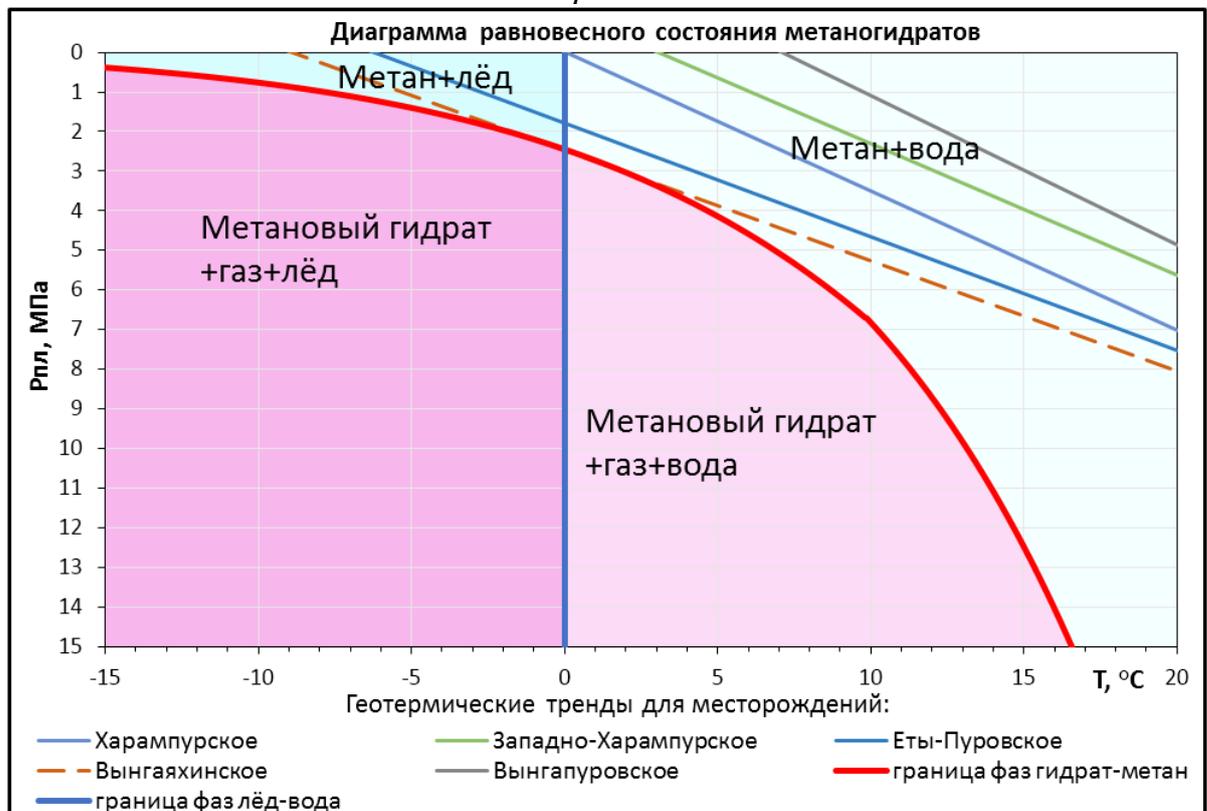
*Рисунок 3.7 – Термобарические условия залегания отложений Малыгинского, Тасийского, Бованенковского, Каменномысского и Утреннего месторождений*



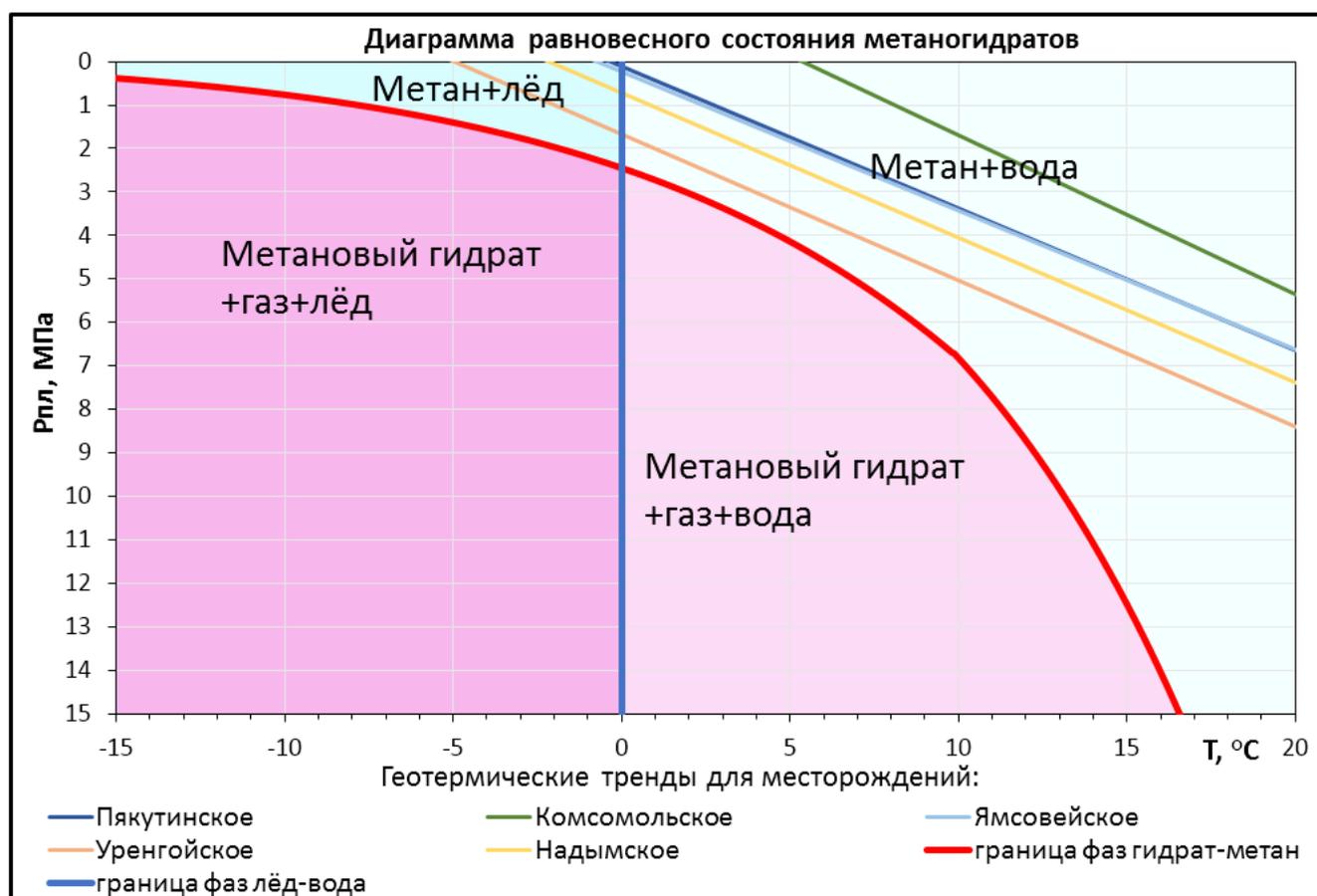
*Рисунок 3.8 – Термобарические условия залегания отложений Мессояхского, Гыданского, Геофизического, Западно- и Восточно-Мессояхского месторождений*



*Рисунок 3.9 – Термобарические условия залегания отложений Южно-Мессояхского, Толькинского, Холмистого, Северо-Часельского и др. месторождений*



*Рисунок 3.10 – Термобарические условия залегания отложений Вынгайхинского, Вынгапуровского, Еты-Пуровского, Харампурского и Западно-Харампурского месторождений*



*Рисунок 3.11 – Термобарические условия залегания отложений Пякутинского, Комсомольского, Ямсовейского, Уренгойского и Надымского месторождений*

Верхнемеловые отложения месторождений Тамбейской группы находятся в схожих с Тасийским термобарических условиях. Поэтому на этих месторождениях газогидраты могут существовать на глубинах от 151 до 671 м. Однако с учетом коэффициента аномальности от 1,1 до 1,3 в верхних интервалах нижней подсвиты березовской свиты Южно-Тамбейского и Тасийского месторождений могут присутствовать газогидраты.

На геофизическом месторождении области стабильности метаногидратов соответствует интервал глубин от 132 до 650 м.

Термобарические условия верхнемеловых отложений на Мессояхском месторождении, открытом в 1968 г., также благоприятны для существования природных скоплений газогидратов (рисунок 3.8). Газогидраты здесь были обнаружены в сеноманском интервале и сенонских отложениях [1]. Мессояхское месторождение было введено в эксплуатацию в 1969 г. Пластовое давление сеноман-

ской газовой залежи в течение первых двух лет разработки снижалось в соответствии со сделанным прогнозом. Однако позже, в 1971 г., было зарегистрировано увеличение добычи и повышение пластового давления относительно прогнозного значения. Это объяснялось тем, что в результате снижения давления в зоне газогидратов произошло их разложение и дополнительное выделение газа, объем которого не был учтен в модели. Суммарное количество газа, добытого из газогидратов, на Мессояхском месторождении оценивается в 5 млрд. м<sup>3</sup>, что составляет 1/3 от общего объема.

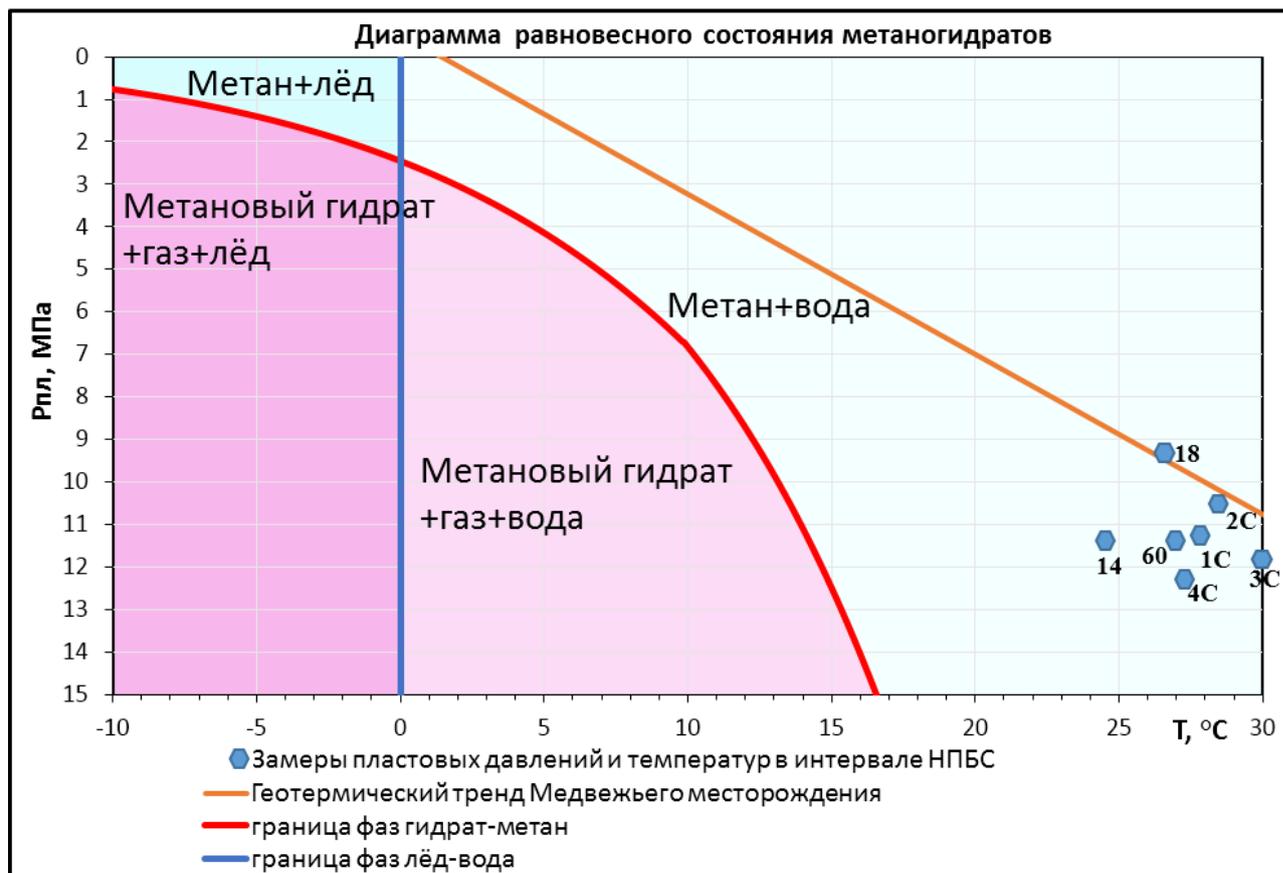
На Восточно-Мессояхском и Западно-Мессояхском месторождениях области стабильности метаногидратов соответствует интервал залегания пород газсалинской пачки [5].

Южно-Мессояхском и Пякяхинском месторождениях газогидраты могут существовать в интервале глубин от 129 до 699 м при наличии гидростатических давлений в этом интервале.

На Вынгаяхинском и Восточно-Вынгаяхинском месторождениях, газогидраты могут присутствовать в интервале глубин от 213 до 321 м, при температуре от -3 до 3°С.

На Медвежьем месторождении по результатам замеров пластовых давлений и температур термобарические условия залегания сенонских отложений неблагоприятны для существования скоплений газогидратов (рисунок 3.12). Все результаты замеров на диаграмме равновесного состояния находятся далеко от области существования газогидратов – необходимо понизить температуру минимум на 10 °С для того, чтобы сенонские отложения Медвежьего месторождения попадали в указанную область. Следует отметить, что ввиду наличия коэффициента аномальности пластовых давлений и пониженных температур интервал сенонских отложений отклоняется от нормального для Медвежьего месторождения геотермического тренда. Это, в целом, типичное для сенонских отложений явление. Меньше всего от нормального тренда отклоняется скв. №18, в которой был получен приток газа из верхнего интервала НПБС. В других скважинах, кроме скв. №2, замеры были выполнены в нижнем интервале. Исходя из этого, можно сде-

лать вывод о том, что нижний интервал НПБС характеризуется аномальными термобарическими условиями.

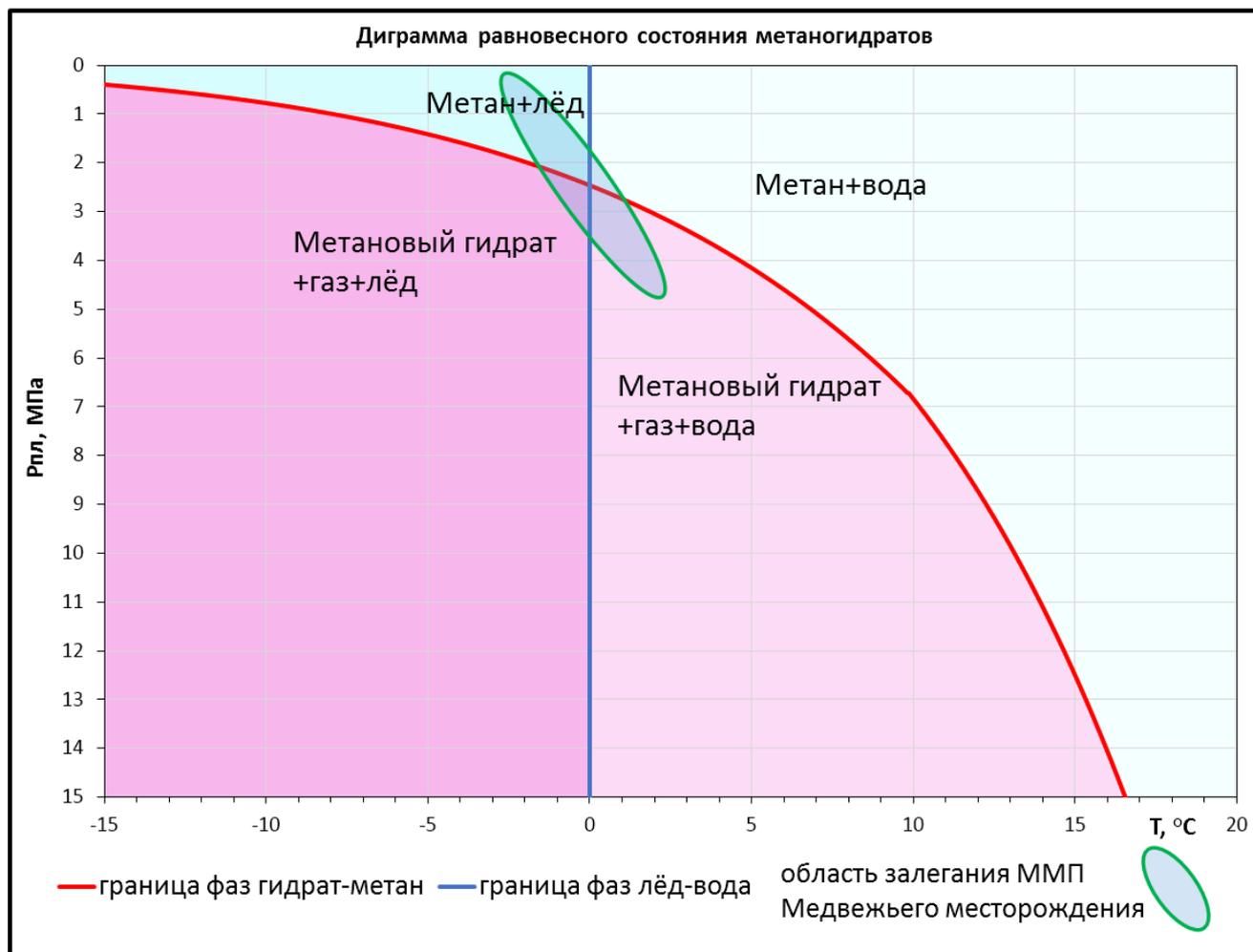


*Рисунок 3.12 – Термобарические условия залегания отложений НПБС*

*Медвежьего НГКМ*

Следует отметить, что в верхней части разреза градиенты пластовых давлений распределяются неравномерно. Так, например, на Медвежьем месторождении в интервале глубин 0-450 м температурный градиент близок к нулю, что связано с наличием многолетней мерзлоты. Под данным ООО «ТНГТ» на глубине 80 м температура составляет  $-3\text{ }^{\circ}\text{C}$ , а на глубине 450 м  $2\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Эти термобарические условия согласно диаграмме, приведенной на рисунке 3.13, соответствуют области равновесного состояния метановых гидратов. Таким образом, термобарические условия залегания пород верхней части разреза Медвежьего НГКМ благоприятны для существования гидратов метана.

В.С. Якушев и В.А. Истомина оценивают общие ресурсы метаногидратного сырья севера Западной Сибири в 111 трлн.  $\text{м}^3$ , в том числе в крупных сконцентрированных скоплениях в 34 трлн.  $\text{м}^3$ . [105, 106].



*Рисунок 3.13 – Термобарические условия залегания отложений в зоне многолетнемерзлых пород Медвежьего НГКМ*

Также в прошлом веке было установлено, что газовые гидраты могут существовать и при давлениях ниже давления насыщения вследствие их самоконсервации [46, 104], поэтому газогидраты могут существовать и в более широких интервалах, чем предполагается.

Эффективность коммерческого освоения залежей метаногидратов зависит не только от потенциальных ресурсов, но и от величины извлекаемых запасов в конкретных условиях данного региона. Основными факторами, определяющими извлекаемые запасы гидратированного газа, являются: коэффициент гидратонасыщенности порового пространства продуктивных пластов залежи; объем гидратонасыщенных пород; удельное газосодержание в регионе  $\text{м}^3/\text{км}^2$ ; степень переохлаждения газогидратов и эффективность применяемой технологии разработки

залежи. Для извлекаемых запасов газа из газогидратных залежей зависит от используемой технологии и геологических условий и может изменяться от 10 до 60%. В среднем же она составляет 15-17 % от потенциальных ресурсов [44].

Ю.Ф. Макогон весьма высоко оценивает перспективы разработки залежей газогидратов [43]. Для их освоения не потребуются сверхглубокие скважины, сложные и дорогостоящие системы транспортировки добываемого газа. Для разработки газогидратных залежей могут быть успешно использованы существующие технологии добычи углеводородных энергоресурсов при их незначительной модернизации.

Одной из важнейших задач при разработке залежей газогидратов является создание технологии перевода газа из твердого состояния в свободное непосредственно в пласте. Для решения этой и других задач необходима координация исследований в области разработки и изучения газогидратов на мировом уровне, что позволит получить необходимый результат без лишних временных и материальных затрат.

#### **4. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ДАЛЬНЕЙШЕМУ ИЗУЧЕНИЮ И ОСВОЕНИЮ СЕНОНСКОЙ ГЛИНИСТО-КРЕМНИСТОЙ ФОРМАЦИИ**

Сенонская глинисто-кремнистая формация Западной Сибири является новым перспективным газоносным комплексом и характеризуется низкой степенью изученности. Для получения достоверной и более детальной информации о строении СГКФ рекомендуется проводить расширенный комплекс ГИС совместно со скважинными испытаниями и проведением высокоплотных сейсморазведочных работ МОГТ 3D.

##### **4.1 Сейсморазведочные работы МОГТ**

Анализ имеющихся данных показывает, что сейсморазведочные работы высокой плотности позволяют более детально изучать целевой интервал нижней подсвиты березовской свиты и характеризуются более высокой кратностью на уровне ОГ С<sub>3</sub>. Именно по этим причинам для дальнейшего изучения сенонского интервала рекомендуется проводить сейсморазведочные работы МОГТ 3D с блоком 12,5x25 м и кратностью суммирования не менее 100. Такая уплотненная сеть, в совокупности с оптимальной длинной расстановки позволит более детально картировать тектоно-диагенетическую трещиноватость сенонских пород-коллекторов, выбирать оптимальные точки для заложения проектных скважин и направления субгоризонтальных боковых стволов.

Также рекомендуется провести скважинный микросейсмический мониторинг МГРП, с целью более точного проведения геометрии образующихся трещин.

Для вскрытия сенона в оптимальных условиях – в участках развития залежи с наиболее высокими эффективными газонасыщенными толщинами и коллекторскими свойствами. Прогноз таких зон возможен путем комплексной интерпретации данных сейсморазведки МОГТ и гравиразведки в совокупности со скважинной информацией. Особенно привлекательны для этой цели материалы сейсморазведки МОГТ 3D. За пределами площади съемки МОГТ 3D прогноз продуктив-

ности сенона путем комплексной интерпретации может быть осуществлен по имеющимся данным сейсморазведки МОГТ 2D и материалам региональных гравиметрических работ масштаба 1:200000.

#### 4.2 Комплекс ГИС

Стандартный комплекс ГИС, выполняемый в надсеноманском интервале, не позволяет с необходимой точностью и достоверностью определять подсчетные параметры коллекторов НПБС. Более того, задача выделения эффективных толщин коллекторов с использованием стандартного комплекса ГИС не имеет однозначного решения.

Такое положение дел объясняется, во-первых, недостаточной изученностью горных пород лабораторными исследованиями, во-вторых, отсутствием проб пластовой воды и соответственно сведений о её составе и свойствах, в-третьих, недостаточно обширным для данного типа отложений комплексом ГИС, в-четвертых, недостатком статистической информации по результатам опробования коллекторов НПБС в колонне.

Для изучения УЭС горных пород в ближней зоне как при бурении скважин с использованием буровых растворов на водной, так и безводной (углеводородной) основе рекомендуется привлечь современный метод Dielectric Scanner компании Schlumberger. Данный метод помимо УЭС определяет диэлектрическую проницаемость и дисперсию диэлектрической проницаемости горных пород в прискважинной зоне. Результатом интерпретации всего объема материалов, полученных многочастотным каротажем диэлектрической дисперсии является влагоемкость породы (коэффициент водонасыщенности  $K_v$ ) и минерализация пластовых вод (при бурении скважины на РНО). Также по замерам частотной дисперсии диэлектрических свойств формируется точная радиальная характеристика пород прискважинной зоны, что может послужить дополнительным критерием выделения коллекторов. Дополнительно стоит отметить высокую вертикальную разре-

шающую способность данного метода, которая составляет один дюйм (2,54 см), что также не маловажно в условиях тонкослоистого разреза.

К обязательным методам радиоактивного каротажа для изучения отложений березовской свиты рекомендуется относить СГК (определение глинистости, косвенный качественный признак выделения коллекторов), ГГК-П (основной метод определения пористости), ГГК-ЛП (косвенный качественный признак выделения коллекторов).

Для детального литологического изучения отложений березовской свиты настоятельно рекомендуется привлечь импульсный нейтронный гамма спектрометрический каротаж нового поколения (Litho Scanner). Данный метод позволяет определять содержание обширного ряда химических элементов, что в совокупности с результатами детального литолого-минералогического изучения пород на керне позволит в дальнейшем определять содержание минералов и создавать объемную модель пород по результатам проведения данного вида каротажа. По результатам проведения каротажа и расчету объемной модели горных пород можно осуществлять выделение коллекторов и определять общую пористость пород.

Для построения петрофизической модели отложений нижней подсвиты березовской свиты рекомендуется использовать расширенный комплекс ГИС, включая геохимический ИНГК-с, ЯМК и МВДК.

Проблему количественной оценки минералогического состава пород березовской свиты, включая оценку содержания опала и кристаллического кварца должны решить методы ИНГК-с, ННК-т и ГГК-п.

Для оценки общей пористости и содержания связанного флюида рекомендуется использовать ЯМК, который также позволяет в комплексе с МВДК выполнить оценку объема газа, не вытесненного фильтратом РУО.

Также рекомендуется проводить высокоточный гравиметрический каротаж, свободный от влияния скважины и имеющий радиус исследования 15-20 м, в скважинах, которые бурятся на сенон. Т.е. он способен зафиксировать пересечение ствола скважины с трещинами и оптимизировать, путем комплексирования с сейсморазведкой МОГТ 3D, картирование трещинных дислокаций, не говоря уж о

выборе наиболее пористых и газонасыщенных интервалов. Нами собраны предложения о проведении таких исследований.

Для оценки проницаемости опок березовской свиты рекомендуется запись КВД с помощью двухпакерного ОПК (MDT) на кабеле.

### 4.3 Петрофизические исследования

В качестве рекомендаций, которые позволят повысить точность определения подсчетных параметров и, в целом, уточнить петрофизическую модель коллекторов, следует отметить следующее:

- выполнить лабораторные исследования по измерению интервального времени пробега продольной волны на образцах керна, в условиях, моделирующих пластовые с целью установления петрофизической взаимосвязи  $dT=f(K_p)$ ;

- выполнить дополнительные лабораторные исследования по измерению удельного электрического сопротивления водонасыщенных образцов керна, в условиях, моделирующих пластовые с целью уточнения петрофизической взаимосвязи  $R_p=f(K_p)$ ;

- выполнить дополнительные лабораторные исследования по измерению удельного электрического сопротивления частично водонасыщенных образцов керна с целью уточнения петрофизической взаимосвязи  $R_n=f(K_v)$ ;

- выполнить дополнительные лабораторные исследования керна по измерению эффективной проницаемости.

Для формирования полноценного петрофизического обеспечения интерпретации материалов ЯМК необходимо выполнить отбор и изучение изолированного керна в лабораторных условиях на ядерно-магнитном релаксометре, а также выполнить прямое определение коэффициентов нефте-, водонасыщенности образцов породы экстракционно-дистилляционным методом. Получение необходимых результатов лабораторных исследований на керне возможно только на изолирован-

ном керне, который при этом был отобран с использованием промывочных жидкостей на безводной (РНО) основе.

Для определения состава сенонских пород необходимо применить метод инфракрасной спектроскопии, который основан на записи спектров отражения и пропускания минералами инфракрасных волн. Наибольшие результаты метод ИКС дает в комплексе с рентгено-дифрактометрическим и другими методами.

Установлено, что каждому кремневому минералу свойствен свой ИК-спектр пропускания, причем биогенные и природные седиментогенные минералы отличаются от гидротермальных и искусственных. Рентгеноаморфный опал имеет ИК-спектр с широкими полосами. Первая, самая интенсивная полоса без четкого экстремума находится в области от 1240 до 1090  $\text{см}^{-1}$ . Значительно расширена и третья полоса – 485  $\text{см}^{-1}$ . Часто выделяется, кроме того, полоса 1650  $\text{см}^{-1}$ , свидетельствующая о большом содержании кристаллохимически не связанной воды, колебаниями молекул которой и вызвана эта полоса. Более структурно совершенный изотропный кремнезем, отвечающий опал-кристобалиту, характеризуется более четким экстремумом главной полосы пропускания от 1110 до 1120  $\text{см}^{-1}$ , шире становится полоса 480  $\text{см}^{-1}$ . Полоса 618  $\text{см}^{-1}$  обусловлена небольшим содержанием кристобалита. Эта модификация кремнезема наиболее широко распространена среди верхнемеловых и нижнепалеогеновых спонголитов, трепелов и опок. Еще более структурно совершенный кремнезем со значительным содержанием кристобалита отличается четкой полосой от 625 до 630  $\text{см}^{-1}$ . Метод ИКС улавливает небольшие (менее 1 %) содержания щелочей, карбонатов и других примесей, которые не устанавливаются рентгенодифрактометрически, т.е. оказывается часто более чувствительным не только к структурным особенностям, но и к химическому составу пород.

#### **4.4 Испытание скважин и применение «сланцевых» технологий**

Для оценки продуктивности и добывных возможностей сенона необходимо проводить испытания отложений нижней подсвиты березовской свиты с после-

дующей ОПЭ. Опыт проведения таких работ в скважинах сеноманского эксплуатационного фонда показывает, что обычное вскрытие вряд ли даст положительный результат, что, учитывая предполагаемый тип коллектора (глинистые опоки), и не удивительно. Кроме того, судя по данным ГИС, коллекторские свойства сенонского резервуара изменчивы. Поэтому из всех сеноманских скважин необходимо выбрать обладающие наиболее высокими коллекторскими свойствами, возможность получения промышленных притоков из которых является наиболее вероятной. Однако, для полного освоения газоносного потенциала сенона будет необходимо использовать для бурения скважин и вскрытия пласта растворы на нефтяной основе.

Учитывая порово-трещинный тип сенонских коллекторов, представленных глинисто-кремнистыми породами, имеющими повышенную хрупкость и низкую проницаемость, весьма перспективным является проведение ряда модификаций гидроразрыва пласта для оценки добычных возможностей сенонских пород-коллекторов. В результате гидроразрыва возможно получение горизонтальных трещин значительной протяженности.

Поштучное размещение одиночных скважин даже с горизонтальными окончаниями не позволит при их ОПЭ получать устойчивые дебиты газа в течение длительного времени, что доказано практикой разработки залежей УВ с использованием сланцевых технологий. Для максимальной эффективности добычи необходимо формирование большого объема трещиноватости в нескольких рядом расположенных горизонтальных скважинах, пробуренных одна от другой на расстоянии 400-800 м. При этом шаг между портами гидроразрыва должен составлять около 100 м, а длина горизонтального участка до 1 км. Применение такого дизайна позволит вовлечь в разработку большой объем залежи и получить достоверные данные о добычных возможностях сенона.

В целях минимизации рисков, связанных с недоучетом распределения порового давления и давления смыкания трещин, необходимо оперативное обновление геомеханической модели и дизайна ГРП после бурения скважины. Горизонталь-

ный ствол необходимо ориентировать по направлению распространения минимального горизонтального стресса.

Кроме того, для предотвращения кольматации призабойной зоны пласта необходимо рассмотреть возможность применения жидкости ГРП на углеводородной основе. Это связано с тем, что породы сенона содержат в своем составе монтмориллонит, гидрослюды и смешанно-слоистые разности, которые характеризуются высокими значениями емкости катионного обмена и склонны к разбуханию при взаимодействии с водой.

Установлено, что сенонская газовая залежь Медвежьего НГКМ характеризуется неоднородностью пластовых давлений. В верхнем «пласте» давление близко к гидростатическому, в нижнем – является аномально высоким с  $K_a$  около 1,3-1,4, причем перепад давлений будет достигать нескольких десятков атмосфер. При совместной работе портов, расположенных в верхнем и нижнем интервале сенона, нижерасположенные порты будут «задавливать» верхние. Соответственно притока из них получено не будет. Это явление мы можем наблюдать в скв. 3С и 4С. Поэтому, рекомендуется использовать многоразовые управляемые фракпорты для проведения МГРП, которые позволят провести раздельное испытание пластов в интервале НПБС и определить их промышленный потенциал. В качестве альтернативы можно предложить бурение нескольких горизонтальных стволов на верхний и нижний продуктивный интервалы, однако при этом нужно учитывать объем используемого для ГРП проппанта, чтобы избежать вскрытия трещинами ГРП соседнего продуктивного интервала, значительно отличающегося по пластовому давлению.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе работы над диссертацией создана уточненная региональная геолого-геофизическая модель нового турон-сенонского газоносного комплекса. Выполнены сбор и первичная обработка геолого-геофизических материалов (ГИС, испытания скважин, результаты изучения кернового материала, сейсморазведка МОГТ). Проведена корреляция турон-сенонских отложений по скважинам и данным сейсморазведки МОГТ, с учетом палеонтологических данных, изучена цикличность строения верхнемеловых отложений, их литологический состав, восстановлены условия осадконакопления. Изучены типы ловушек и залежей углеводородов в турон-сенонских отложениях.

На основании моделирования турон-сенонских резервуаров и залежей газа в сейсмическом волновом поле разработаны методические приемы картирования залежей по данным сейсморазведки МОГТ. Показана информативность и ограничения динамического анализа отраженных волн, перспективность использования анализа временных толщин.

Выполнено обоснование типов коллекторов, разработаны предварительная петрофизическая модель коллекторов и методика интерпретации ГИС для сенонских отложений. По комплексу методов выполнено картирование залежей газа в турон-сенонских отложениях. Проведено районирование территории бассейна по типам коллекторов и залежей газа, по особенностям строения и развития, определяющим перспективность рассматриваемых отложений. Приведена характеристика региональной геолого-геофизической модели турон-сенонских отложений, определены направления и виды их дальнейшего изучения.

Основные результаты проведенных исследований следующие. Уточнена стратификация турон-сенонских отложений, установлено, что газсалинская пачка, ранее датированная тураном, имеет турон-сенонский возраст. Определено ее площадное распространение. Установлено, что турон-сенонские отложения формировались в течение единого регионального трансгрессивно-регрессивного цикла седиментации в глубоководно-морских условиях.

По особенностям литологического состава породы-коллекторы турон-сенона разделены на два типа – гранулярные, песчано-алевритовые, с доказанной промышленной продуктивностью, и порово-трещинные, кремнисто-глинистые (глинистые опоки), возможность получения из которых промышленных притоков газа еще не доказана. Если для первых из них методика интерпретации ГИС аналогична используемой для сеномана, то для вторых – она неоднозначна в связи со слабой изученностью этих коллекторов. Основной особенностью сенонских коллекторов является высокая пористость (до 39%) и низкая проницаемость (не более 5,5 мД), высокая остаточная водонасыщенность, обусловленная доминированием среди глинистых минералов монтмориллонита с высокой способностью к набуханию. Для получения промышленных притоков газа это определяет необходимость вскрытия сенонских отложений на безводных или полимерных буровых растворах, не фильтрующихся в пласт.

Установлено, что залежи газа в турон-сенонских отложениях являются структурными, пластовыми, с развитыми литологическими экранами (в том числе и капиллярными). Для них характерно наличие АВПД с коэффициентом аномальности 1,1 – 1,4, что свидетельствует о гидродинамической изолированности резервуаров. По комплексу ГИС-сейсморазведка МОГТ проведено картирование залежей газа (и газосодержащих пород) в турон-сенонских отложениях на Медвежьем, Ямсовейском, Губкинском, Заполярном, Ямбургском месторождениях, рассмотрены особенности строения залежей газа в этих отложениях на Южно-Русском, Харампурском, Ленском месторождениях.

Определены ареалы продуктивности турон-сенонских отложений. Установлено, что их газоносность контролируется зоной распространения газовых залежей в сеноманском комплексе. Ограниченное площадное распространение газалинской пачки на востоке бассейна определяет низкие остаточные перспективы ее газоносности, т.к. большинство промышленных залежей газа, связанных с крупными поднятиями, уже выявлено.

Основные перспективы комплекса связаны с газоносностью глинисто-кремнистых пород сенона, которые рассматриваются в качестве возвратного объ-

екта разработки на месторождениях с выработанными запасами сенонского газа. В первую очередь, это Медвежье месторождение, площадь газоносности сенона на котором намного превышает площадь газоносности сеномана, а также Ямсовейское, Губкинское, Комсомольское, Ямбургское месторождения.

Намечены мероприятия по дополнительному изучению газоносности сенонских отложений, включающие бурение специальных скважин с расширенным комплексом ГИС и отбором изолированного керна, проведением гидроразрыва и других методов воздействия на пласт, освоение сенона в скважинах, выведенных из сеноманского эксплуатационного фонда, подготовку детальных моделей залежей с использованием сейсморазведки МОГТ 3D, высокоточной гравиразведки и бурения.

Применение управляемых фрак-портов позволит проводить раздельное испытание верхнего и нижнего продуктивных интервалов в отложениях НПБС, которые характеризуются значительным расхождением пластовых давлений и коэффициентов аномальности. Данный метод позволит определить эксплуатационные характеристики каждого из интервалов в отдельности, что в свою очередь приведет к усовершенствованию сейсмогеологической модели строения сенонских отложений и увеличению дебитов.

В целом, стоит рассматривать сенонскую глинисто-кремнистую формацию Западной Сибири как весьма перспективную. Суммарные ресурсы газа сенона в северной части Западной Сибири на изученных месторождениях изменяются от 4,5 до 21,6 трлн. м<sup>3</sup>, средняя оценка составляет 12,4 трлн. м<sup>3</sup>. Однако, учитывая позитивный опыт разработки сланцевых углеводородов за рубежом, наличие промышленных дебитов газа, полученных из сенона на Медвежьем месторождении (с явно неоптимальным дизайном скважин и ГРП, т.к. в каждой скважине 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.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ***Опубликованные издания*

1. Агалаков, С.Е. Газовые гидраты в туронских отложениях на севере Западной Сибири / С.Е. Агалаков // Геология нефти и газа. – 1997. – №3. – С. 16-21.
2. Агалаков, С.Е. Новые объекты поисков углеводородов в надсеноманских отложениях Западной Сибири / С.Е. Агалаков, О.В. Бакуев // Геология нефти и газа. – 1992. – № 11. – С. 25-28.
3. Агалаков, С.Е. Проблема корреляции верхнемеловых (без сеномана) отложений севера Западной Сибири / С.Е. Агалаков, Ю.В. Брадучан // Актуальные проблемы нефтегазоносных бассейнов. – Новосибирск: Изд-во НГУ, 2003 – 158 с.
4. Агалаков, С.Е. Соотношение турон-коньяк-сантонских стратиграфических подразделений севера Западной Сибири / С.Е. Агалаков, Ю.В. Брадучан // Горные ведомости. – Тюмень. – 2004. – № 6. – С. 30-38.
5. Агалаков, С.Е. Ресурсы газа в зонах стабильности газогидратов на севере Западной Сибири / С.Е. Агалаков, А.Р. Курчиков // Наука и техника в газовой промышленности. – 2004. – №1. – С. 26-35.
6. Агалаков, С.Е. Оценка ресурсов газа в опоках березовской свиты на севере Западной Сибири / С.Е. Агалаков, В.А. Стариков // Геология и геофизика. – 2003. – Т. 44. – № 6. – С. 511–516.
7. Александров, Б. Л. Аномально-высокие пластовые давления в нефтегазоносных бассейнах / Б. Л. Александров. – М.: Недра, 1987. – 216 с.
8. Аникеева, Л.И. Некоторые особенности химизма пород вулканогенно-кремнистых формаций / Л. И. Аникеева, Б. В Ермаков // Вулканогенно-осадочный литогенез. – Южно-Сахалинск. – 1974. – С. 15-16.
9. Атлас литолого-палеогеографических карт юрского и мелового периодов Западно-Сибирской равнины. / Под ред. И.И. Нестерова – Тюмень. ЗапсибНИГНИ. – 1976. – 86 с.

10. Афанасьев, С.Л. Система геохронологических подразделений, цикло-, био- и магнитостратонов/ Афанасьев, С.Л. // Системный подход в геологии (теоретические и прикладные вопросы). – М. – 1983. – С. 20-22.
11. Ахлестина, Е.Ф. Атлас кремнистых пород мела и палеогена Поволжья / Е. Ф. Ахлестина, А. В. Иванов. – Саратов: Колледж, 2000. – 166 с.
12. Бакуев, О.В. Перспективы нефтегазоносности березовской свиты на территории ХМАО и сопредельных районов / О.В. Бакуев // Вестник недропользователя ХМАО. – 2002. – № 11. – С. 30-37.
13. Бискэ, Ю.С, Общая стратиграфическая шкала фанерозоя. Венд, палеозой и мезозой: учеб. пособие / Ю.С. Бискэ, В.А. Прозоровский. – СПб.: Изд-во С.-Петербур. ун-та, 2001. – 248 с.
14. Брадучан, Ю.В. Стратиграфия турон-сантонских отложений восточной половины Западной Сибири / Ю.В. Брадучан // Материалы региональной конференции геологов Сибири, Дальнего Востока и северо-востока России. – Томск, 2000. – Т. 2 – С. 366-367.
15. Ван, А.В. Аналоги горизонта А в осадочном чехле Западно-Сибирской плиты / А.В. Ван // Среда и жизнь на рубежах эпох кайнозоя в Сибири и на Дальнем Востоке. – Новосибирск: Наука. – 1984. – С. 63-66.
16. Ван, А.В. Роль вулканизма в образовании мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Западно-Сибирской плиты / А.В. Ван // Магматизм, литология и вопросы рудоносности Сибири. – Новосибирск: Западно-Сибирское кн. Изд-во. – 1974. – С. 52-61.
17. Габдулин, Р.Р Секвенсная стратиграфия: учебное пособие / Р.Р. Габдулин, Л.Ф. Копаевич, А.В. Иванов. – М.: «МАКС пресс», 2008. – 113 с.
18. Галеркина, С.Г Стратиграфия верхнемеловых отложений севера Западной Сибири / С.Г. Галеркина, Л.С. Алексейчик-Мицкевич, Г.Э. Козлова, Н.И. Стрельникова // Сов. геология. – 1982. – №12. – С. 77-95.
19. Гогоненков, Г. Н Декомпозиция данных сейсморазведки 3D на седиментационный и структурный объемы / Г. Н. Гогоненков, А. В. Бадалов, А. С. Кашик, С.С. Эльманович // Геофизика. – 2001. – №6. – С. 5-9.

20. Голф-Рахт, Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещинных коллекторов / Т.Д. Голф-Рахт. – М.: Недра, 1986. – 607 с.
21. Грег, С. Адсорбция, удельная поверхность, пористость / С. Грег, К. Синг. – М.: Мир, 1984. – 310 с.
22. Гудзенко, В.Т. Газогидраты. Информационно-аналитический обзор / В.Т. Гудзенко, А.А. Вареничев, М.П. Громова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – №5. – С. 39-68.
23. Гудзенко, В.Т. Информационно-аналитический обзор по сланцевым газам / В.Т. Гудзенко, А.А. Вареничев, М.П. Громова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – №6. – С. 39-56.
24. Дистанов У.Г. Закономерности формирования высококремнистых осадков в мезозое-кайнозое / У.Г. Дистанов // Геохимия морей и океанов. – М.: ИО АН СССР. – 1986, Т. 1. – С. 45-46.
25. Ерофеев, В.С. Парагенетические ассоциации континентальных отложений (Семейство аридных парагенезов. Эволюционная периодичность) / В.С. Ерофеев, Ю.Г. Цеховский. – М.: Наука, 1983. – 191 с.
26. Ерофеев, В.С. Парагенетические ассоциации континентальных отложений (Семейство гумидных парагенезов) / В.С. Ерофеев, Ю.Г. Цеховский. – М.: Наука, 1982. – 210 с.
27. Деревскова, Н.А. Закономерности изменения литологического состава пильской свиты о. Сахалин в связи с перспективами добычи нефти из кремнистых отложений / Н.А. Деревскова, Т.И. Кравченко, С.Б. Лыкова, С.В. Дряблов // Научно-технический вестник ОАО «НК Роснефть». – 2014. – № 4. – С. 34-40.
28. Захаров, В.А. Открытие морского сеномана на севере Западной Сибири / В.А. Захаров, А.Л. Байзель, В.П. Похиалайнен // Геология и геофизика. – 1989. – №6. – С. 10-13.
29. Истомин, В.А. Газовые гидраты в природных условиях / В.А. Истомин, В.С. Якушев. – М. Недра, 1992. – 236 с.

30. Истомин, В.А. Метастабильное состояние газовых гидратов / В.А. Истомин, В.Г. Квон, В.А. Дуров // Газовая промышленность, спецвыпуск «Газовые гидраты». – 2006. – С. 32-35.
31. Истомин, В.А. Эффект самоконсервации газовых гидратов / В.А. Истомин, В.С. Якушев, Н.А. Махонина и др. // Газовая промышленность, спецвыпуск «газовые гидраты». – 2006. – С. 36-46.
32. Казаринов, В.П. Выветривание и литогенез / В.П. Казаринов, Ю.П. Казанский. – М.: Недра, 1969. – С. 384-400.
33. Казаринов, В.П. Выветривание и литогенез / В.П. Казаринов, В.И. Бгатов, Т.И. Гурова и др. – М.: Недра, 1969. – 455 с.
34. Карогодин, Ю.Н. Седиментационная цикличность / Ю.Н. Карогодин. – М.: Недра, 1980. – 242 с.
35. Коржубаев, А.Г. Сланцевый газ в системе газообеспечения: сырьевая база, условия освоения и прогноз добычи / А.Г. Коржубаев, И.В. Филимонова, Л.В. Эдер // Газовая промышленность. Приложение к журналу. – 2012. – №676. – С. 70-77.
36. Кузнецов, В.Г. Литология. Осадочные горные породы и их изучение: учеб. пособие для ВУЗов / В.Г. Кузнецов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 511 с.
37. Кулахметов, Н.Х. Газоносность турон-коньякских отложений севера Западной Сибири / Н.Х. Кулахметов, И.Л. Левинзон, Б.В. Никулин // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1998. – № 3.
38. Кулахметов, Н.Х. Новая нефтегазоносная толща в разрезе верхнего мела севера Западной Сибири. Актуальные вопросы геологии и географии Сибири / Н.Х. Кулахметов, И.Л. Левинзон, Б.В. Никулин // Материалы научной конференции. – Томск: ТГУ. – 1998. – Т.1. – С. 88-91.
39. Кулахметов Н.Х., Мишульский М.И. Часельская свита (верхний коньяк-кампан) / Н.Х. Кулахметов, М.И. Мишульский // Труды ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1977 – вып.121.

40. Леонов, Г.П. Основы стратиграфии / Г.П. Леонов. – М.: МГУ, 1973-1974. – Т.1 – 730 с.; Т 2. – 485 с.
41. Лисицын, А.П. Процессы океанской седиментации / А.П. Лисицын. – М.: Наука, 1978. – 392 с.
42. Макогон Ю. Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образования и использования/ Ю. Ф. Макогон. – М.: Недра, 1985. – 932 с.
43. Макогон, Ю.Ф. Газогидраты. История изучения и перспективы освоения / Ю.Ф. Макогон // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. – 2010. – №2. – С. 5-21.
44. Макогон, Ю.Ф. Природные газовые гидраты: распространение, модели образования, ресурсы / Ю.Ф. Макогон // Российский химический журнал. – 2003. – Т. 48 – №3. – С. 70-79.
45. Максимова С. В. Биогенные силициты – показатель активизации глубинных разломов / С. В. Максимова // Бюл. МОИП. Отд. геол. – 1978 – Т. 53. – №6. – С. 152-161.
46. Мельников, В.П. Метастабильное состояние газовых гидратов при давлениях ниже давления равновесия лед-гидрат-газ / В.П. Мельников, А.Н. Нестеров, Л.С. Поденко // Криосфера Земли. – 2011. Т. 15. – №4. – С. 80-83.
47. Муравьев, В.И. Вопросы абиогенного осадочного кремненакопления / В.И. Муравьев // Происхождение и практическое использование кремнистых пород – М: Наука, 1987. – С. 86-96
48. Муравьев В.И. О генезисе опок / В.И. Муравьев // Литология и полезные ископаемые. – 1973. – № 4 – С. 94-105.
49. Муравьев, В. И. Вулканический пепел базальтового состава из палеоценовых отложений Южного Поволжья / В. И Муравьев, Цеховский Ю. Г., Ахлестина Е. Ф. и др. // Литология и полезные ископаемые. – 1997. – №3. – С. 327-330.
50. Муравьев, В. И. Процессы окремнения в палеогеновых песчаниках Восточно-Европейской платформы / В. И Муравьев, Ю. Г. Цеховский, К. Г. Каледа и др. // Литология и полезные ископаемые. – 1997. – №2. – С. 150-162.

51. Муравьев, В.И. Минеральные парагенезы глауконитово-кремнистых формаций / В.И. Муравьев. – М.: Наука, 1983. – 208 с. – Тр. ГИН АН СССР; Вып. 360.
52. Наумов, А.Л. Условия формирования морских турон-палеоценовых отложений севера Западной Сибири / А.Л. Наумов, Т.М. Онищук, А.Е. Иващенко, В.А. Романенко // Геология и геофизика. – 1979 – № 5. – С. 87-92.
53. Нежданов, А.А. Геологическая интерпретация сейсморазведочных данных: Курс лекций / А.А. Нежданов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2000. – 133 с.
54. Нежданов, А.А. Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири для целей прогноза и картирования неантиклинальных ловушек и залежей УВ: дис. ... д-ра. г.-м. наук: 25.00.12 / Нежданов Алексей Алексеевич. – Тюмень, 2004. – 458 с.
55. Нежданов, А.А. Сейсмогеологический прогноз и картирование неантиклинальных ловушек нефти и газа в Западной Сибири (часть I) / А.А. Нежданов. – М.- МГП «Геоинформмарк». – 1992.
56. Нежданов, А.А. Строение и перспективы газоносности сенонских отложений севера Западной Сибири / А.А. Нежданов, В.В. Огибенин, С.А. Скрылев // Газовая промышленность, спецвыпуск «нетрадиционные ресурсы газа». – 2012. – №676. – С. 32-37.
57. Нежданов, А.А. Определение подсчётных 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. 8-15.
58. Нетрадиционные газы севера Западной Сибири / В.Л. Бондарев, М.Ю. Миротворский, В.Л. Зверева и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 10. – С. 4-16
59. Нестеров, И.И. Нефтегазоносность глинистых пород Западной Сибири / И.И. Нестеров, И.Н. Ушатинский, А.Я. Малыхин и др. – М.: Недра, 1987. – 256 с.
60. Овечкин, Н.К. Некоторые дискуссионные вопросы стратиграфической классификации. (К итогам Всесоюзного совещания по общим вопросам страти-

графической классификации) / Н.К. Овечкин // М.: Советская геология. – 1957. – №55. – С. 8-30.

61. Пережогин, А.С. Перспективы нефтегазоносности сенонских отложений Медвежьего месторождения / А.С. Пережогин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2014. – №3. – С. 26-32.

62. Пережогин, А.С. Перспективы освоения сенонского нефтегазоносного комплекса севера Западной Сибири / А.С. Пережогин, А.А. Нежданов, А.С. Смирнов // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – №6. – С. 42-45.

63. Перспективы наращивания ресурсной базы газовых месторождений на поздней стадии разработки путем изучения промышленного потенциала нетрадиционных коллекторов надсенонских отложений / Черепанов В. В., Пятницкий Ю.И., Хабибуллин Д.Я. и др. // Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов: опыт и прогнозы: материалы Международной научно-практической конференции. – Казань: Изд-во ФЭН. – 2014. – С. 104-110.

64. Петров, В. П. Древние мощные коры выветривания и их природа / В. П. Петров // Изв. АН СССР. Сер. геол. – 1991. – №1 – С. 96-111.

65. Петров, В. П. Основы учения о древних корах выветривания / В. П. Петров. – М.: Недра, 1967. – 343 с.

66. Петрова, М.А. Об источниках свободного кремнезема в вулканических областях / М.А. Петрова. – Тр. Моск. Геол.-разв. Ин-та. – 1958. – С.47-56.

67. Подобина, В.М. Зависимость региональной стратиграфии от тектонических движений (на примере верхнего мела и палеогена Западной Сибири) / В.М. Подобина // Вестник Томского государственного университета. – 2013. – №366. – С. 153-156.

68. Подобина, В.М. Роды – двойники агглютинированных фораминифер и условия их обитания (на примере отряда АТАХОПННРАГМИИДА) / В.М. Подобина // Труды XV Всерос. микро-палеонт. совещ. «Современная микропалеонтология», Геленджик, сентябрь 2012. – С. 136-140.

69. Подобина, В.М. Сравнительная характеристика комплексов фораминифер и корреляция верхнемеловых отложений Западной Сибири и других регионов

/ В.М. Подобина // Стратиграфия и палеонтология Сибири и Урала. – Томск. Изд. Томск. гос. ун-та. – 1978. – С. 89 - 108.

70. Подобина, В.М. Биостратиграфия верхнего сеномана северного района Западной Сибири / В.М. Подобина, Т.Г. Ксенева // Меловая Система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и палеогеографии. – Краснодар: Изд. Кубанского государственного университета. – 2012. – С. 239-241.

71. Предпосылки к пересмотру литофациальной и биостратиграфической моделей турон-коньяк-сантонских отложений Западной Сибири / Агалаков С.Е., Хмелевский В.Б., Бакуев О.В., Лознюк О.А. // Научно-технический вестник ОАО «НК Роснефть». – М.: ЗАО «Изд-во Нефтяное хозяйство» – 2016. – №4. – С. 28-35.

72. Природа межколонных газопроявлений на Бованенковском НГКМ / Черепанов В.В., Меньшиков С.Н., Варягов С.А. и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 9. – С. 48-54.

73. Проблемы оценки нефтегазоперспективности отложений нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири / Черепанов В.В., Меньшиков С.Н., Варягов С.А. и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 2. – С. 11-26.

74. Пузырев, Н.Н. Методы и объекты сейсмических исследований. Введение в общую сейсмологию / Н.Н. Пузырев. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1997 – 301 с.

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

76. Решения 5-го межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины. – Тюмень, 1991.

77. Ростовцев Н.Н. Стратиграфический словарь мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской низменности / Н.Н. Ростовцев. – Л.: Недра, 1978. – 183 с.

78. Сейсмическая стратиграфия / под ред. Ч. Пейтона. – М.: Мир, 1982. – Т.1 – С. 374.
79. Силантьев, В. Н. Кремненакопление в мезо-кайнозойских бассейнах вулканических областей / В. Н. Силантьев // Кремнистые породы. – Казань: Татарское кн. изд-во. – 1976. – С. 263-269.
80. Смирнов, И. И. Неотектонические дислокации в пределах территории Ханты-Мансийского автономного округа / И. И. Смирнов // Вестник недропользователя ХМАО. – 2000. – №1-2. – С. 52- 60.
81. Степанов, Д.Л. Общая стратиграфия / Д.Л. Степанов, М.С. Месежников. – Л.: Недра, 1979. – 423 с.
82. Стратиграфия верхнемеловых отложений Северной Сибири (Усть-Енисейская впадина) / Захаров В.А., Занин Ю.Н., Зверев К.В. и др. – Новосибирск: ИГиГ СО АН СССР, 1986. – 82 с.
83. Стратиграфия и индексация продуктивных пластов надсеноманского газоносного комплекса Западной Сибири / Черданцев С.Г., Нестеров И.И., Огнев Д.А. и др. // Горные ведомости. – 2017. – №2. – С. 14-27.
84. Стратиграфия СССР. Меловая система (полутом I). – М.: Недра, 1986. – 340 с.
85. Страхов, Н.М. О некоторых вопросах геохимии кремнезема / Н. М. Страхов // Геохимия кремнезема. – М.: Наука, 1966. – С. 5-8.
86. Стригоцкий, С.В. О газопроявлениях при бурении скважин на Медвежьем месторождении / С.В. Стригоцкий, В.В. Масленников // Бурение газовых и газоконденсатных скважин. – 1974. – №4. – С. 8-12.
87. Умова, Л.А. Палеогеография восточного склона Урала и Зауралья в меловое и палеоценовое время / Л.А. Умова, Г. И. Цаур, В.П. Шатров. – Свердловск: РИСО УФАИ СССР, 1968. – 84 с.
88. Фертель, У.Х. Аномальные пластовые давления. Пер. с англ / У.Х. Фертель. – М.: Недра, 1980. – 398 с.
89. Филиппович, Ю. В. Актуальные проблемы тектоники Западной Сибири / Ю. В. Филиппович // Геофизика, спецвыпуск. – 2001. – С. 66-72.

90. Филиппович Ю.В., Лапина Л.В. К проблеме стратиграфии газоносных отложений верхнего мела восточной части ХМАО // Вестник недропользователя ХМАО. – 1999. – №4. – С. 55-58.
91. Фролов В.Т. Литология: Учеб. пособие / В. Т. Фролов. – М.: Изд-во МГУ, 1992. – Кн. 1. – 336 с.
92. Хаин В. Е., Короновский Н. В., Ясаманов Н. А. Х12 Историческая геология: Учебник. – М.: Изд-во МГУ, 1997. – 448 с.: ил.
93. Харахинов В.В. Нефтегазовая геология Сахалинского региона. – М.: Научный мир, 2010 – 276 с.
94. Хилтерман Ф. Дж. Интерпретация амплитуд в сейсморазведке. – Тверь: ООО «Издательство ГЕРС», 2010. – 256 с.
95. Холодов, В.Н. Эволюция кремненакопления в истории Земли. Происхождение и практическое использование кремнистых пород / В.Н. Холодов. – М.: Наука, 1987. – С. 6-43.
96. Цеховский, Ю. Г. Осадочные формации и основные этапы развития Западного Забайкалья и Юго-Восточного Прибайкалья в позднем мелу и кайнозое / Ю. Г. Цеховский, М. Г. Леонов // Литология и полезные ископаемые. – 2007. – №4. – С. 390-405.
97. Цеховский, Ю. Г. Раннекайнозойское осадконакопление на древних и молодых платформах центральной части Евразии в обстановках растяжения земной коры и пенепленизации рельефа / Ю. Г. Цеховский, В. И. Муравьев, Н. Г. Музылев и др. // Бюл. МОИП. Отд. геол. – 1996. – Т. 71. – №1. – С. 14-26.
98. Цеховский, Ю. Г. Седиментогенез и вулканогенно-осадочные формации в мезозойских и кайнозойских континентальных рифтовых впадинах Прибайкалья и Южной Монголии / Ю. Г. Цеховский // Литология и полезные ископаемые. – 2013. – №2. – С. 145-186.
99. Цеховский, Ю.Г. Седименто- и литогенез гумидных красноцветов на рубеже мела и палеогена в Казахстане / Ю.Г. Цеховский. – М.: Наука, 1987. – 188 с.

100. Цеховский, Ю.Г. Седиментогенез и геодинамика в пограничную мел-палеогеновую эпоху пенеппенизации континентов. Сообщ. 1. Центральная и восточная Евразия / Ю.Г. Цеховский // Литосфера. – 2015. – № 1. – С. 5-23.

101. Цеховский, Ю.Г. Седиментогенез и геодинамика в пограничную мел-палеогеновую эпоху пенеппенизации континентов. Сообщ. 2. Платформы и подвижные пояса / Ю.Г. Цеховский // Литосфера. – 2015. – № 2. – С. 5-16.

102. Эльманович, С.С. Полигональная система разрывов надсеноманской толщи в Западной Сибири / С.С. Эльманович, М.В. Луцкина, Г.Н. Гогоненков // Геофизика. – 2002. – № 2. – С. 5-10.

103. Юрочко, А.И. Особенности вещественного состава и физических свойств кремнистых и глинисто-кремнистых пород-коллекторов Окружного месторождения нефти (о. Сахалин) / А.И. Юрочко // Геология нефти и газа. – 1981. – №9. – С. 17-21.

104. Якушев, В.С. Особенности существования газовых гидратов в породах при отрицательных температурах / В.С Якушев, В.А Истомин // Геохимия. – 1990. – №6. – С. 899-903.

105. Якушев, В.С. Природный газ и газовые гидраты в криолитозоне / В.С Якушев. – М.: ВНИИГАЗ, 2009. – 192 с.

106. Якушев, В.С. Ресурсы и Перспективы освоения нетрадиционных источников газа в России / В.С. Якушев, Е.В. Перлова, В.А. Истомин и др. // М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2007. – 152 с.

107. Berndt, C. Polygonal fault systems on the mid-Norwegian margin: a long term source for fluid flow in Subsurface Sediment Mobilization / C. Berndt, S. Bünz, J. Mienert // Geology Society of London. – 2003. – P. 283-296

108. Bramlette, M.N. The Monterey formation of California and the origin of its siliceous rock / M.N. Bramlette // Washington: USGS, 1946. – №212. – 57 p.

109. Cartwright, J. A. Layer-bound compaction faults in fine-grained sediments / J. A. Cartwright, D. N. Dewhurst // Bulletin of the Geological Society of America. – 1998. – V. 10. – P. 1242-1257.

110. Cartwright J. A. Volumetric contraction during the compaction of mudrocks: a mechanism for the development of regional-scale polygonal fault systems / J. A. Cartwright, L. Lonergan // *Basin Research*. – 1996. – V. 8. – P. 183-193.
111. Cartwright J. A. Episodic basin-wide fluid expulsion from geopressed shale sequence in the North Sea Basin/ J. A. Cartwright // *Geology*. – 1994. –V. 46. – P. 447-450.
112. Chen, D. F. Distribution of gas hydrate stable zones and resource prediction in the Qiongdongnan basin of the South China Sea / D. F. Chen, X. X. Li, B. Xia // *Chinese Journal of Geophysics*. – 2004. – V. 47, №. 3. – P. 483-489.
113. Dewhurst, D. N. The development of polygonal fault systems by syneresis of colloidal sediments / D. N. Dewhurst, J. A. Cartwright, L. Lonergan // *Marine and Petroleum Geology*. – 1999 – V. 16. – P. 793-810.
114. Domenico S.N. Effect of water saturation on seismic reflectivity of sand reservoirs encased in shale // *Geophysics*. – 1974. – V. 39, №6. – P. 759-769.
115. Gardner G. H. H., Gardner L. W., Gregory A. R. Formation velocity and density – the diagnostic basics for Stratigraphic traps // *Geophysics*. – 1974. – V. 39, № 6. – P. 770-780.
116. Gassman F. Elastic waves through a packing of spheres // *Geophysics*. – 1951. – V. 15. – P. 673-685.
117. Geometry and origin of a polygonal fault system / Watterson J., Walsh J., A. Nicol, P. A. R. Nell and P. G. Bretan // *Journal of the Geological Society*. – 2000. – V. 157, №1. – P. 151-162.
118. Geophysical signatures associated with fluid flow and gas hydrate occurrence in a tectonically quiescent sequence, Qiongdongnan Basin, South China Sea / X. Wang, S. Wu, S. Yuan et al. // *Geofluids*. – 2010. – V. 10, №3. – P. 351–368.
119. Goult N. R. Polygonal fault networks in fine-grained sediments - an alternative to the syneresis mechanism // *First break*. – February 2001. – P. 69-73.
120. Henriot J.-P., De Batist M., Verschuren M. Early fracturing of Palaeogene clays, southernmost North Sea: relevance to mechanisms of primary hydrocarbon migration: Generation, Accumulation and Production of Europe's Hydrocarbons (A. M.

Spencer, ed.) // Special Publication of the European Association of Petroleum Geoscientists. – 1991. – V. 1. – P. 217-227.

121. High-resolution 3D-seismic data indicate focussed fluid migration pathways above polygonal fault systems of the mid-Norwegian margin / S. Hustoft, J. Mienert, S. Bünz, and H. Nouzé // Marine Geology. – 2007. – V. 245. – №1-4. – P. 89–106.

122. Mesozoic and Cenozoic sequence chronostratigraphic framework of European basins / J. Hardenbol, J. Thierry, M.B. Farley and et al. // SEPM ( Society of Sedimentary Geology) Special Publication. – 1998. – №60. – P. 51-77.

123. Polygonal faults and their implications for hydrocarbon reservoirs in the southern Qiongdongnan Basin, South China Sea / Q. Sun, S. Wu, F. Lü, and S. Yuan // Journal of Asian Earth Sciences. – 2010. – V. 39. – №5. – P. 470–479.

124. Polygonal faults-furrows system related to early stages of compaction – upper Miocene to recent sediments of the Lower Congo Basin / Gay A., Lopez M., Cochonat P., Sermondadaz G. // Basin Research. – 2004. – V. 16. – №1. – P. 101-116.

#### *Фондовые*

125. Выполнение стандартных и специальных исследований кернового материала на лицензионных участках ООО «Газпром добыча Надым». Этап 1 Комплекс петрофизических и литолого-минералогических исследований по скважине № 1С Медвежьего НГКМ: Отчет о НИР / Борисов А.Г. – Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2013 – 72 с.

126. Выполнение стандартных и специальных исследований кернового материала на лицензионных участках ООО «Газпром добыча Надым». Этап 2 Комплекс петрофизических и литолого-минералогических исследований по скважине № 2С Медвежьего НГКМ: Отчет о НИР / Борисов А.Г. – Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2013 – 61 с.

127. Выполнение стандартных и специальных исследований кернового материала на лицензионных участках ООО «Газпром добыча Надым». Этап 2 Комплекс петрофизических и литолого-минералогических исследований по скважине

№ 3С Медвежьего НГКМ: Отчет о НИР / Борисов А.Г. – Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2015 – 256 с.

128. Изучение флюидодинамических процессов для прогноза АВПД и уточнения строения залежей УВ и перспектив нефтегазоносности глубоких горизонтов месторождений и лицензионных участков ОАО «Газпром» в Ямало-Ненецком АО. Этап 2. Районирование северных и арктических районов Западной Сибири по активности флюидодинамических процессов и степени аномальности пластовых давлений: отчет о НИР / Нежданов А.А. – Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2013. – Т. 1 – 350 с.

129. Картирование и оценка ресурсов газовых залежей в надсеноманских отложениях месторождений ООО «Газпром добыча Ноябрьск» в Пур-Тазовском регионе, подготовка программы их освоения: отчет о НИР / Михайлова М.Г. – Тюмень: ОАО «СибНАЦ» – 2013 – 256 с.

130. Модель строения, оценка перспектив газоносности и программа геолого-геофизического изучения и освоения надсеноманского (турон-сенонского) перспективного комплекса севера Западной Сибири: отчет о НИР / Нежданов А.А. – Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2009. – 199 с.

131. Уточнение петрофизических, литолого-минералогических и фильтрационно-емкостных свойств породы сенонских отложений Медвежьего месторождения. Этап 1 Комплекс петрофизических и литолого-минералогических исследований керна, отобранного в результате бурения скважины № 4С Медвежьего НГКМ: Отчет о НИР / Борисов А.Г. – Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2015 – 215 с.