

Общество с ограниченной ответственностью
«Тюменский нефтяной научный центр»
(ТННЦ)

На правах рукописи



АГАЛАКОВ СЕРГЕЙ ЕВГЕНЬЕВИЧ

**ГЕОЛОГИЯ И ГАЗОНОСНОСТЬ ВЕРХНЕМЕЛОВЫХ
НАДСЕНОМАНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

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

Диссертация на соискание ученой степени
доктора геолого-минералогических наук

Тюмень - 2019

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1. ОБОБЩЕНИЕ ВЫПОЛНЕННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ГЕОЛОГИЧЕСКОМУ СТРОЕНИЮ ВЕРХНЕМЕЛОВЫХ НАДСЕНОМАНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ	12
1.1 Региональные стратиграфические схемы и схемы фациального районирования.....	12
1.2 Утвержденные стратотипы. Литологические границы по керновым данным.....	23
1.3 Использование методов ГИС. Опубликованные схемы корреляции, таблицы стратиграфических разбивок.....	25
1.4 Сейсморазведочные данные.....	26
1.5 Анализ материалов биостратиграфических исследований	27
ГЛАВА 2. МЕТОДИКА ИЗУЧЕНИЯ СТРОЕНИЯ ВЕРХНЕМЕЛОВЫХ НАДСЕНОМАНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ	30
2. 1 Методика стратификации. Региональные и детальные схемы корреляции скважин по ГИС	30
2. 2 Использование сейсморазведочных данных, сейсмогеологическая привязка, картопостроение.	41
2. 3 Обоснование выделения сеймостратиграфических комплексов. Методика стратификации.....	49
ГЛАВА 3. СТРОЕНИЕ СЕЙМОСТРАТИГРАФИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ НАДСЕНОМАНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ.	53
3.1 Анализ опубликованной информации по верхнемеловым отложениям Западной Сибири. Палеогеографические карты.	53
3.2 Строение кузнецовского горизонта, выделение границ литофациальных зон и их картирование.	57
3.3 Строение нижнеберезовского горизонта, выделение границ литофациальных зон и их картирование.	66
3.4 Строение верхнеберезовского горизонта, выделение границ литофациальных зон и их картирование.	76
3.1 Строение ганькинского горизонта, выделение границ литофациальных зон и их картирование.	79
3.2 Предложения к макету региональных стратиграфических схем.	81
ГЛАВА 4. ГЕОТЕРМИЧЕСКИЕ, ГЕОКРИОЛОГИЧЕСКИЕ И ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ НАДСЕНОМАНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ. 85	
4.1 Методы изучения температурного режима верхней части разреза.....	85
4.1.1 Термометрия в выстоявшихся скважинах.....	85

4.1.2. Интерпретация методов скважинной геофизики при изучении мерзлых пород.....	87
4.1.3. Использование данных термометрии глубоких горизонтов	98
4.2. Карты температурного режима разреза	100
4.3. Гидрогеология	106
4.4. Условия стабильности газогидратов на Севере Западной Сибири.....	113
ГЛАВА 5. ГАЗОНОСНОСТЬ И ГАЗОВЫЕ ГИДРАТЫ ВЕРХНЕМЕЛОВЫХ НАДСЕНОМАНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ.	116
5.1. Газоносность. Историческое обозрение. Генезис газа.....	116
5.2. Перспективы газоносности кузнецовского горизонта	132
5.2.1. Кузнецовский резервуар	132
5.2.2. Дорожковская свита	137
5.2.3. Газогидраты кузнецовского горизонта.....	139
5.3. Перспективы газоносности нижнеберезовского горизонта	146
5.3.1. Признаки газонасыщенности.....	146
5.3.2. Оценка подсчетных параметров.....	149
5.3.3. Региональная оценка перспективности	154
5.3.4. Возможности пород нижнеберезовского горизонта к самогенерации газа	159
5.3.5. Газогидраты нижнеберезовского горизонта	160
5.4. Верхнеберезовский горизонт	160
5.5. Ганькинский горизонт	163
5.6. Газовые гидраты в четвертичных и палеогеновых отложениях. Тибейсалинский резервуар.....	169
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	177
ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ	182
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	183
СПИСОК ТАБЛИЦ	216
СПИСОК РИСУНКОВ	217

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы и степень ее разработанности

Истощение месторождений сеноманского газа определяет вовлечение в разработку новых залежей, которые могут поддержать уровень добычи газа либо замедлить наблюдаемый спад. Верхнемеловые надсеноманские отложения с учетом накопленных знаний о притоках и газопроявлениях могут рассматриваться и как возвратный объект разработки по мере истощения основных залежей.

Опубликованные оценки ресурсов надсеноманского газа достигают 50 трлн. куб. м., это в три раза выше запасов сеноманского газа, что оправдывает цель работы - уточнение геологического строения и оценка перспектив газоносности верхнемеловых надсеноманских отложений

К притягательным для разработки залежей надсеноманских отложений относятся такие факторы как: близость состава газа к сеноманскому (содержит преимущественно метановый газ), малая глубина залегания (до 1200 м), наличие соответствующей инфраструктуры для разработки газовых месторождений.

Исследования регионального строения надсеноманских отложений ввиду кажущегося простого строения и низкой перспективности были практически прекращены более тридцати лет назад.

Региональные стратиграфические схемы по верхнему мелу не претерпели существенных изменений с 1976 года.

Сейсмические материалы по верхней части разреза анализировались в работах А.А. Нежданова, В.А. Корнева, Н.Я. Кунина, В.С. Соседкова.

Вопросы корреляции геофизических исследований скважин (ГИС) изложены в ряде статей Брадучана Ю.В., В.С. Бочкарева, Галеркиной С.Г., В.Г. Елисеева В.Г., Кострюкова М.И., Кулахметова Н.Х, Мишульского М.И., Наумова А.Л. Нежданова А.А., Нелепченко О.М., Нестерова И.И.

В наиболее полном виде результаты температурных исследований верхней части разреза содержатся в работах Ана В.В., Балобаева В.Т., Баулина В.В.,

Бочкарева В.С., Дучкова А.Д., Девяткина В.Н., Ершова Э.Д., Курчикова А.Р., Трофимова В.Т., Шарбатяна А.А.

Результаты оценки перспектив нефтегазоносности применительно к надсеноманским отложениям Западной Сибири были представлены в трудах Ростовцева Н.Н. Конторовича А.Э., Трофимука А.А., Нестерова И.И., Нежданова А.А., Мясниковой Г.П., Рудкевича М.Я., Скоробогатова В.А., Евсеева Г.П.

Подход к газогидратам как ресурсному потенциалу Западной Сибири в конце 70-х, начале 80-х годов прошлого века развивался усилиями Васильева В.Г., Трофимука А.А., Макогона Ю.Ф., Никитина С.П., Царева В.П., Черского Н.В. В 80-х годах оценки ресурсов выполнялись в Санкт-Петербурге Барканом Е.С., Вороновым А.Н., Гинзбургом Г.Д., Якуцени В.П. В Тюмени особенности газогидратных процессов в недрах Западной Сибири исследовались Агалаковым С.Е., Ненаховым В.А., Нестеровым И.И., Курчиковым А.Р., Царевым В.П. В XXI веке активно занимаются оценками ресурсов газогидратов ученые Москвы: Басниев К.С., Истомина В.А., Леонов С.А., Перлова Е.В., Ривкин Ф.М., Чувиллин Е.М., Якушев В.С.

В связи с возобновлением интереса к надсеноманскому газу появились новые исследования на отдельных площадях.

По совокупности новых знаний назрела необходимость региональных обобщений.

Цель исследований – решение крупной научной проблемы создания современной геологической модели верхнемеловых надсеноманских отложений и уточнение оценки ресурсов газа, в том числе находящихся в газогидратной форме.

Задачи исследований. Проблема оценки газоносности верхнемеловых надсеноманских отложений решается следующим комплексом задач:

- Обоснование, выделение и характеристика региональных сейсмостратиграфических комплексов (ССК) верхнемеловых надсеноманских отложений Западной Сибири;
- Создание общей схемы расчета температурного режима

верхнемеловых отложений Западно-Сибирской НГП с учетом образования многолетнемерзлых пород и определения интервалов стабильности газогидратов;

- Оценка газоносности выделенных ССК с учетом возможности гидратообразования.

Методология и методы исследований

Научная проблема создания геологической модели и оценки газоносности верхнемеловых надсеноманских отложений решается следующим комплексом методов:

- Сейсмогеологическое моделирование на основе создания интегрированного регионального сейсмогеологического проекта.
- Создание методики расчета температурного режима верхнемеловых отложений Западно-Сибирской НГП с учетом образования многолетнемерзлых пород и определения интервалов стабильности газогидратов;
- Создание методики районирования перспектив газоносности выделенных низкотемпературных ССК с учетом возможности гидратообразования
- Оценка ресурсов газа объемным методом

Научная новизна

1. В рамках предложенного макета региональных стратиграфических схем (РСС) автором обоснована новая сеймостратиграфическая модель верхнемеловых надсеноманских отложений Западной Сибири. Наиболее существенные изменения РСС следующие:

- верхнемеловые (без сеномана) отложения подразделяются на четыре региональные стратиграфические горизонта и на сейсмических разрезах соответствуют сеймостратиграфическим комплексам;
- границы комплексов проходят по пачкам тонкоотмученных глин, имеющим реперные свойства по ГИС, к ним приурочены отражающие горизонты на сейсмических разрезах;

- ипатовская свита и газсалинская пачка образуют единый резервуар и входят в кузнецовский горизонт (возраст турон, сейсмокомплекс в интервале отражающих горизонтов (ОГ) Г-С4);
- нижнеберезовская подсвита является стратиграфическим аналогом нижней части славгородской свиты и нижнечасельской подсвиты и образует нижнеберезовский горизонт (возраст коньяк–сантон, сейсмокомплекс ОГ С4-С3);
- верхнеберезовская, верхнечасельская, верхняя часть славгородской свиты, салпадинская свиты приурочены к верхнеберезовскому горизонту (возраст кампан, сейсмокомплекс ОГ С3- С1);
- ганькинская и танамская свиты образуют ганькинский горизонт (возраст маастрихт, сейсмокомплекс ОГ С1-С).

2. Для территории исследования впервые построены карты, характеризующие температурный режим верхней части разреза на основе методики комплексирования данных термометрии, ГИС и термометрии при испытании глубоких объектов. Выполнено картирование нижней границы зоны стабильности газогидратов.

3. По каждому ССК выполнен анализ внутреннего строения, литолого-фациальное и газоперспективное районирование.

Теоретическая и практическая значимость

Результаты выполненных исследований положены в основу нового макета региональных стратиграфических схем верхнемеловых надсеноманских отложений, проходящих в настоящее время экспертизу МК МСК РФ.

Результаты ресурсной оценки положены в основу региональной программы работ ПАО «НК «Роснефть» по изучению перспективности надсеноманского комплекса и ввода его в разработку

Положения, выносимые на защиту

1. Выработаны следующие принципы стратификации верхнемеловых комплексов Западно-Сибирского бассейна, основанные на анализе региональных стратиграфических схем, стратотипов, результатов литолого-

минералогических и биомагнитостратиграфических исследований кернa, материалов геофизических исследований скважин и сейсморазведочных данных:

- в Ямало-Тюменском районе принципы выделения стратиграфических подразделений обоснованы, подкреплены литологическими данными и возрастными определениями;
- Стратиграфические границы распространяются от Ямало-Тюменского фациального района к периферии на основе сети опорных региональных схем корреляции с контролем корреляции по замкнутому профилю скважин;
- для корректной передачи границ стратонов в зонах фациальных переходов выполняется сгущение сети используемых в корреляционных схемах скважин;
- кремнистые образования нижнеберезовской подсвиты выделяются с использованием гамма-каротажа;
- качество корреляции контролируется по вышележащим реперным границам палеогеновых отложений;
- в районах с нечетко определяемыми по данным ГИС стратиграфическими границами контроль корректности корреляции выполняется по сейсмическим данным с использованием карт временных толщин, карт интервальных скоростей.
- био- и магнитостратиграфические данные используются в качестве вспомогательного корреляционного признака.

2. Предложены принципиальные (значительные) уточнения макета региональных стратиграфических схем нового поколения:

- ипатовская свита и газсалинская пачка образуют единый резервуар и входят в кузнецовский горизонт (возраст турон, сейсмокомплекс ОГ Г-С4);
- нижнеберезовская подсвита является стратиграфическим аналогом нижней части славгородской свиты и нижнечасельской подсвиты и образует

нижнеберезовский горизонт (возраст коньяк–сантон, сейсмокомплекс ОГ С4-С3;3.

3. На основе комплексирования данных о положении подошвы многолетнемерзлых породы и данных о глубинном тепловом потоке создана серия карт современных температур верхней части мелового и палеоген-неогенового разреза.
4. Выполнено районирование кузнецовского, ниже- и верхнеберезовских и ганькинского сеймостратиграфических комплексов по перспективам газоносности. Выполнена количественная оценка ресурсов газа.

Степень достоверности научных выводов и заключений определяется тем, что изучение и анализ сеймостратиграфического разреза основаны на огромном количестве фактического материала: в интерпретационной проект было загружено более 270 тыс. пог.км сейморазведки 2Д, ГИС и разбивки по 11 тыс. поисково-разведочным скважинам.

Апробация работы

Результаты проведенных исследований и основные положения диссертации докладывались на 20 конференциях, в том числе на 5 международных:

1. Международная конференция «Криосфера нефтегазоносных провинций», Тюмень, Россия, 22-29 мая 2004.
2. Международная геолого-геофизическая конференция и выставка «Санкт-Петербург 2010. К новым открытиям через интеграцию геонаук».
3. 73 ежегодная конференция и выставка EAGE совместно с SPE EUROPEC 2011 «Нетрадиционные ресурсы и роль технологии», Вена. Incorporating SPE EUROPEC 2011, 6, pp. 4590-4594.

Режим доступа <https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0.080052498184 &partnerID=40&md5=661aba1e1b1f2b58e6aa8e5503fceb5c>.

4. Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2017. XIII Междунар. науч. конф., 17–21 апреля 2017 г., Новосибирск: Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений

полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология»

5. 8-я международная геолого-геофизическая конференция и выставка «Санкт-Петербург 2018. Инновации в геонауках – время открытий», 9 - 12 апреля 2018 г. Санкт-Петербург.

По результатам исследований опубликовано 45 работ, в том числе 15 научных статей в изданиях, рецензируемых ВАК РФ.

Структура и объем работы. Работа состоит из введения, 5 глав и заключения. Текст изложен на 221 странице, содержит 92 рисунка, 4 таблицы. Список литературы включает 290 наименований.

Благодарности

Содержание диссертации нарабатывалось около 30 лет в процессе исследований в Западно-Сибирском филиале Академии наук, в ЗапСибНИГНИ, ООО «ТННЦ». Автор признателен за поддержку, помощь и научные консультации академиком Конторовичу А.Э., Мельникову В.П., член.-кор. АН Курчикову А.Р., Нестерову И.И.

Газогидратные исследования проводились в Западно-Сибирском филиале Академии наук под руководством д.г.-м.н. Царева В.П. и к.г.-м.н. Ненахова В.А., которым автор выражает благодарность.

Особая признательность за науку моим старшим товарищам из ЗапСибНИГНИ Мишульскому М.И. и Бладучану Ю.В.

Благодарность руководству ПАО «НК «Роснефть» А.Н. Лазееву, Я.И. Гордееву, В.Б. Хмелевскому, О.В. Бакуеву, О.А. Лознюку и ООО «ТННЦ» А.В. Аржиловскому, А.Н. Бабурину за возможность изучения регионального аспекта строения надсеноманского комплекса.

Автор выражает искреннюю благодарность экспертам из ООО «ТННЦ», в первую очередь Гордееву А.О., Маринову В.А., Кудаманову, Нассоновой Н.В., в обсуждениях с которыми решались важные вопросы диссертационного исследования.

Самые благодарные чувства автор испытывает ко всем сотрудникам, помогавшим собрать, обработать и оформить диссертационный материал, особенно Новоселовой М.Ю.

ГЛАВА 1. ОБОБЩЕНИЕ ВЫПОЛНЕННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ГЕОЛОГИЧЕСКОМУ СТРОЕНИЮ ВЕРХНЕМЕЛОВЫХ НАДСЕНОМАНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

1.1 Региональные стратиграфические схемы (РСС) и схемы фациального районирования

Развитие представлений о геологическом строении верхнемеловых надсеноманских отложений в концентрированной форме отражено в решениях шести межведомственных совещаний по доработке и уточнению унифицированной и корреляционной стратиграфических схем Западно-Сибирской низменности [193, 219-221, 254-255]. Также следует отдельно отметить личный вклад Ростовцева Н.Н. [223,224], Гурари Ф.Г. [81, 82]

Впервые в пределах ЗСН отдельные толщи пород под определенными географическими названиями были выделены А.К. Богдановичем в 1944 г. (иртышские, тавдинские, макушинские, ганькинские, асановские, киялинские и полудинские слои). В результате дальнейших буровых работ выяснилось, что слои, выделенные А.К. Богдановичем в небольшом количестве скважин, пробуренных на сравнительно ограниченной территории ЗСН, имеют широкое распространение в пределах низменности.

К 1955 г. имелось уже свыше 20 стратиграфических схем мезозойских и третичных отложений ЗСН, составленных различными исследователями по материалам глубокого бурения. Все эти схемы в той или иной степени различались между собой, а сопоставление их было очень затруднено.

Полученные материалы были обобщены на **первом** Межведомственном совещании, созванном 23-31 января 1956 года в Ленинграде при ВСЕГЕИ [254].

Разработанная совещанием схема была составлена по данным глубокого бурения около 70 скважин, сопоставлена и увязана со стратиграфическими схемами восточного склона Урала и района Усть-Енисейского порта. Ею освещались шесть районов ЗСН: северо-западный, юго-западный, центральный, Нарымский, Максимоярский и Чулымо-Енисейский. Схема районирования в

материалах совещания не приводилась, положение районов определялось перечнем скважин.

Меловые послесеноманские отложения были объединены по инициативе Ростовцева Н.Н. в дербышинскую серию, характеризуются преимущественно морскими фациями и только на востоке низменности в ней появляются фации опресненных бассейнов. С началом формирования этого комплекса пород связывается одна из крупнейших трансгрессий в ЗСН, которая доходила на востоке до меридиана Колпашева, на юге до широты Ипатова и, по-видимому, южнее, и на западе почти до Урала. С этой трансгрессией связано образование глин кузнецовской свиты, которые выше по разрезу сменяются опоковидными глинами.

Весь разрез мезозойских и третичных отложений был расчленен на ряд песчано-глинистых и преимущественно глинистых толщ. К кровле сеноманского яруса была привязана граница перехода от преимущественно песчаных отложений покурской и уватской свит к глинам кузнецовской свиты.

Таблица 1 - Таблица фациального районирования Западной Сибири, 1956г.

Район	Скважины
Северо-западный	Березовские, Ханты-Мансийская, Уватская, Леушинская
Юго-западный	Кузнецовская, Лучинкинские, Мальцевские, Тюменские, Заводоуковские, Покровские, Асановские, Яковлевские, Рязкинские, Октябрьские, Викуловские
Центральный	Ларьякская, Покурская, Тарская, Большереченская, Саргатская, Омская, Татарские, Тебисские, Барабинская, Ипатовские, Славгородская, Кулундинская, Ключевская, Леньковская
Нарымский	Колпашевские, Тымская и Нарымские
Максимоярский	Максимоярская, Чулымская
Чулымо-Енисейский	Белогорская, Мариинская скважины и обнажения

Всего в верхней послесеноманской части разреза мел-палеогеновых отложений было выделено 10 свит и одна толща.

Окончание формирования дербышинской серии свит связывается с образованием известково-мергелистых пород маастрихта.

Отложения дербышинской серии в северо-западном, юго-западном и центральном районах низменности расчленяются на три свиты: кузнецовскую, славгородскую и ганькинскую. В последних двух районах в основании славгородской свиты выявляется ипатовская пачка песчаников.

Выделенные свиты имели следующие литологические характеристики:

Кузнецовская свита слагается глинами и аргиллитами серого, темно-серого или зеленовато-серого цвета, часто алевритистыми, тонкоплитчатыми. Иногда в них содержатся тонкие прослойки известковистых алевролитов и песчаников кварцево-глауконитового состава. В направлении к северо-востоку глины кузнецовской свиты обогащаются алевритовым материалом.

Симоновская свита в Чулымо-Енисейском районе представлена толщей сероцветных, более часто – зеленоцветных континентальных песчано-глинистых отложений, серых и зеленоватых, иногда каолинизированных, с прослоями сливных кремнистых песчаников.

Славгородская свита представлена глинистыми породами, содержащими незначительное количество песчаников (главным образом, в низах). Глины зеленовато-серые и серые, часто опоковидные, встречаются опоки и опоковидные аргиллиты светло- и темно-серого цвета с неясно выраженной и тонкой горизонтальной слоистостью.

Ипатовская пачка – существенно песчано-алевритовая толща, выделяемая в низах славгородской свиты. Рыхлые мелкозернистые пески и слабо сцементированные песчаники этой пачки чередуются с глинистыми алевролитами и тонкими прослоями алевролитовых и песчаных глин. Цвет пород серый и зеленовато-серый. Наблюдается примесь глауконита и растительного детрита.

Ганькинская свита, залегающая выше славгородской, слагается известковистыми глинами, чередующимися с мергелями, реже с прослоями

глинистых алевролитов. Породы имеют серый и зеленовато-серый цвет; встречаются включения пирита и глауконита. В северо-западном районе низменности рассматриваемая свита представлена почти нацело неизвестковистыми или слабо известковистыми глинами и аргиллитами такого же цвета.

В Колпашево-Нарымском районе дербышинская серия представлена чередованием песчаников, алевролитов, глин колпашевской свиты. Внизу преобладают песчаники и алевролиты, вверху – глины. Породы содержат много глауконита и потому имеют характерную зелено-серую окраску. Не менее характерно наличие в нижней половине свиты двух пластов оолитовых железных руд (мощностью 15-20 м), прослоев и линз сидерита, а для всей свиты – скоплений обугленных растительных остатков.

Еще далее на восток в Чулымо-Енисейском районе рассматриваемой серии соответствует касская свита, залегающая на симоновской. Касская свита сложена толщей светло-серых мелкозернистых песчаников и алевролитов, содержащих прослойки светло-серых, серых и желтовато-серых тонкослоистых глин, нередко переполненных растительным детритом, остатками корневых систем растений и отпечатками флоры плохой сохранности.

В Максимоярском районе отложения дербышинской серии представлены континентальными отбеленными пестроцветными глинами, песками **белоярской** толщи.

Третичные отложения, характеризующиеся преимущественно морскими фациями были объединены в Называевскую серию. Пресноводные отложения появляются в ней на юге низменности (Кулундинская степь), на севере и в Приенисейском районе (сымская свита).

Ко времени **второго** стратиграфического совещания, происходившего с 15 по 23 февраля 1960 г. в Новосибирске при СНИИГГиМС было пробурено около 240 скважин.

При составлении схемы внесены следующие основные изменения, сравнительно со стратиграфической схемой 1956 г [219]:

1. Было выделено 10 районов, отвечающих главным структурно-фациальным зонам для мезозойско-палеогеновых отложений низменности;

2. Весь комплекс верхнеюрских, меловых и морских палеогеновых отложений расчленен на 13 стратиграфических горизонтов (в схеме 1956 г. горизонты не выделялись).

В стратиграфические подразделения были внесены следующие изменения:

- В Чулымо-Енисейском районе симоновская свита расчленена на две подсвиты. Нижняя, сероцветная, отнесена к сеноману и верхняя, пестроцветная, условно – к турону.

- В схеме 1956 г. славгородская свита была распространена почти на всю территорию ЗСН с выделением в ее составе на востоке низменности ипатовской пачки. Славгородская свита оставлена на востоке низменности, на остальной территории выделена березовская свита, представленная двумя подсвитами.

- Нижнеберезовская подсвита, характеризующаяся повышенным содержанием кремнистого материала, представлена темно-серыми с зеленовато-голубоватым оттенком опоками и опокovidными глинами с редкими прослоями глинистых алевролитов.

- Верхнеберезовская подсвита сложена серыми и зеленовато-серыми слабоалевритистыми глинами, опоковыми лишь в подошве подсвиты. В глинах отмечаются тонкие прослой и линзы алевроитового материала с глауконитом, пиритизированные остатки водорослей, ходы илоедов, чешуя рыб.

- Ипатовская пачка преимущественно глауконитовых песков и песчаников была переведена в ранг свиты в связи с обширностью площади ее распространения, значительной мощностью, четким выделением в разрезе по ее литолого-фациальным особенностям. Возраст свиты принят в объеме верхи турона – коньяк + нижний сантон. Понижение подошвы свиты в туроне связано с находками на Татарской и других площадях в низах ипатовской свиты туронского комплекса фораминифер с *Gaudryina filiformis* и верхнетуронской фауны в районе Усть-Порта.

- В схеме 1956 г. граница ганькинской и талицкой свит проведена внутри датского яруса. На основании находок маастрихтских фораминифер ганькинская свита датируется маастрихт + даний и талицкая свита – палеоцен.

- К югу от Транссибирской железнодорожной магистрали, в Барабинской и Кулундинской степях, выделена леньковская свита красноцветных каолинизированных пластичных глин, чередующихся с серыми и пестроцветными песками и алевролитами, являющаяся возрастным аналогом апт+альб+сеноманской покурской свиты.

- По данным спорово-пыльцевых комплексов и флоры возраст сымской свиты принят как сенон-даний (ранее сымская свита датировалась даний-палеоцен). Сымская свита подразделена на две подсвиты: нижнюю (сенон) и верхнюю (маастрихт-даний).

- В качестве фациального аналога покурской, кузнецовской и ипатовской свит в Колпашево-Нарымском районе выделена парбигская свита, представленная чередованием гидрогетитовых и лептохлоритовых песчаников вверху и переслаиванием светло-серых каолинизированных песчаников и алевролитов с серыми и буроватыми глинами внизу.

- Изъята из схемы 1956 г. касская свита (сенон) Чулымо-Енисейского района на том основании, что на р. Каса в обнажении, где был описан стратотипический разрез касской свиты, по новым данным обнажается симоновская свита.

- Из схемы изъята выделенная в 1956 г. для Колпашево–Нарымского района колпашевская свита, так как новые детальные исследования позволили расчленить ее на ипатовскую, славгородскую и ганькинскую свиты.

- Белоярская толща, выделенная в 1956 г. для Максимоярского района, изъята из схемы, так как ее отложения по итогам новых палинологических и литологических исследований отнесены к сымской и симоновской свитам.

Третье Межведомственное стратиграфическое совещание было созвано 21-27 марта 1967 г. в г. Тюмени по инициативе ЗапСибНИГНИ и одобрено Межведомственным стратиграфическим комитетом. К этому времени в Западной

Сибири было пробурено более 1000 скважин. В отличие от 1960 г., когда районирование было проведено по всей толще мезозойских и морских палеогеновых осадков, в новой схеме районирование произведено отдельно для триасовых, юрских, нижнемеловых, верхнемеловых, морских палеогеновых, континентальных олигоценово-неогеновых и четвертичных отложений [220].

В корреляционную схему внесены следующие изменения:

- В схеме показаны верхние горизонты леньковской свиты, для которых установлен сеноман-туронский возраст.

- В схему включена кийская свита, для которой принят сеноман-туронский возраст. В схеме 1960 г. кийская свита была выделена в объеме аптского и альбского ярусов. Свита разделена на две подсвиты: нижнюю – песчано-галечниковую, имеющую сеноманский возраст, и верхнюю – глинистую, пестроцветную, сеноман-туронского возраста.

- Исключена из схемы 1960 г. паргбигская свита. Ее удалось расчленить на симоновскую (с двумя подсвитами) и ипатовскую свиты.

- Расширена площадь распространения верхней подсвиты симоновской свиты (турон). Она прослежена в бассейнах рек Кеть, Четь, а также в районах г. Колпашево и пос. Песочно-Дубровка.

- Кузнецовская свита распространена на площади Елогуйского, Туруханского и Усть-Енисейского районов.

- В Усть-Енисейском районе осадочные накопления верхнего турона, коньяка, сантона и кампана объединены в мессояхскую свиту. Свита отличается преобладанием алевролитовых пород в разрезе и наличием прослоев фосфоритов. Свита разделена на две подсвиты. Нижняя сложена преимущественно песками и алевролитами и расчленена на четыре пачки. Первая содержит фауну верхнего турона; вторая – коньяка; третья – нижнего сантона и четвертая – верхнего сантона. Верхняя подсвита отличается алевроито-глинистым составом и разделена на две пачки. Первая сложена опоковидными глинами и условно отнесена к нижнему кампану. Вторая, алевролитовая по составу, датируется верхним (?) кампаном.

- В Туруханском и Елогуйском районах выделена маргельтовская свита, охватывающая отложения верхнего турона-сантона. Представлена она серыми песчаниками, песками, нередко содержащими глауконит, алевролитами и реже алевролитистыми глинами с фауной сантона. Спорово-пыльцевые комплексы из пород маргельтовской свиты характерны для коньяк-сантона.

- Железородная толща кампан-маастрихтского возраста, распространенная на территории Туруханского и части Елогуйского района, объединена в костровскую свиту. Стратиграфическое ее положение определяется по фораминиферам и спорово-пыльцевым комплексам.

- Подошва ганькинской свиты опущена в верхи позднего кампана. Основанием послужили находки комплекса верхнекампанских фораминифер в нижних горизонтах ганькинской свиты. Верхние слои свиты, охарактеризованные фораминиферами датского яруса, сохранились от размыва в Тюменском, Омском, в части Пурпейского, Парабельского, Вартовского и Павлодар-Кулундинского районов.

- На основании пересмотра спорово-пыльцевых комплексов из верхней подсвиты сымской свиты ее нижняя граница опущена в основание маастрихтского яруса.

- Фадюшинская пачка переведена в ранг свиты. Для нее принят верхнекампанский-датский возраст. Коррелируется она с ганькинской свитой.

- В Усть-Енисейском районе осадочные образования маастрихтского яруса, представленные песками и алевролитами с линзами известковистых песчаников выделены в танамскую свиту. Возраст ее установлен по находкам маастрихтских аммонитов.

- Верхняя возрастная граница сымской свиты в Усть-Енисейском районе поднята в низы палеоцена.

- На схеме районирования морских палеогеновых отложений Западно-Сибирской низменности выделено 8 районов.

Четвертое Межведомственное региональное стратиграфическое совещание (МРСС), состоялось 17-19 ноября 1976 г. в Тюмени [255] при ЗапСибНИГНИ. За

время, прошедшее после третьего совещания количество глубоких скважин, вскрывших верхнемеловые отложения, увеличилось более чем в 3,5 раза.

На рассматриваемой схеме по 15 фаціальным районам выделены региональные стратиграфические подразделения – горизонты: ханты-мансийский (верхний подгоризонт – нижний сеноман), уватский (нижний – верхний сеноман), кузнецовский (турон – нижний коньяк), ипатовский (нижний коньяк – сантон), славгородский (кампан).

Было предложено внести в корреляционную схему 1967 г. следующие уточнения и дополнения:

- В Тазовском и восточной части Вартовско-Надымского района кузнецовская свита была разделена на четыре пачки снизу вверх: мамийскую, глинистую, местами битуминозную; лукьяхинскую, глинистую, прослоями алевроито-глинистую; газсалинскую, представленную глауконитовыми алевролитами с прослоями глин и мярояхинскую, глинистую.

- В Омско-Парабельском, Колпашевском и Павлодарском районах была сохранена ипатовская свита коньяк-сантонского возраста, представленная песчаниками и алевролитами, часто глауконитовыми.

- В качестве особого мнения опубликовано замечание В.М. Подобиной, что в восточных районах, где распространена ипатовская свита, кузнецовская свита соответствует нижнему турону. Верхний турон относится к низам ипатовской свиты, возраст которой поздне-турон-коньякский. В центральных и западных районах только верхняя часть ее соответствует нижеберезовской подсвите, возраст, как считает автор, в основном коньякский.

- В Усть-Енисейском районе вместо кузнецовской свиты была выделена дорожковская свита раннетуронского возраста, вместо мессояхской свиты – насоновская (верхний турон-сантон) и салпадинская свиты (кампан).

- В Тазовском районе вместо березовской и ганькинской свит выделена часельская (коньяк-кампан) и танамская свиты (маастрихт). Здесь в составе часельской свиты исчезают опоки и опокovidные глины, характерные для березовской свиты.

- В Елогуйском районе вместо симоновской и сымской свит выделены дорожковская (нижний турон), маргельтовская (верхний турон-сантон), костровская (кампан-маастрихт) и сымская свиты. Верхнетуронско-датские отложения представлены главным образом песчаными породами.

Пятое Межведомственное региональное стратиграфическое совещание (МРСС-90), проводившееся 14-18 мая 1990 г. в г. Тюмени при ЗапСибНИГНИ [193] констатировало, что, несмотря на имеющийся дополнительный фактический материал, существенных изменений в схеме нет (Рисунок 1), границы местных подразделений сохранились на тех же стратиграфических уровнях. Нет и вновь выделенных подразделений (свит).

Стратиграфическая схема верхнемеловых отложений довольно стабильна, мало изменилась с 1967 г., однако существует ряд нерешенных вопросов. Один из них – детальное расчленение продуктивных пластов верхнего мела, особенно кузнецовского и ипатовского горизонтов.

Следует отметить, что не нашло своего отражения в схемах и опубликованное специалистами ВНИГРИ [67] предположение, что газсалинская пачка по положению в разрезе может быть скоррелирована с ипатовской свитой центральных районов Западной Сибири.

Шестое Межведомственное стратиграфическое совещание состоялось в 2003 году в Новосибирске, верхнемеловые отложения не рассматривались. На заседании меловой комиссии СибРМСК в 2007 году, предложенные изменения по верхнему мелу минимальны. Верхняя пачка нижнеберезовской подсвиты названа хэяхинской, подошва дорожковской свиты опущена вниз в верхи сеноманского яруса.

Таким образом, РСС по верхнему мелу не претерпели существенных изменений с 1976 года. За это время плотность поисково–разведочных скважин увеличилась более чем в пять раз и противоречия в утвержденных стратиграфических схемах, которые будут обсуждаться далее, стали очевидными.

1.2 Утвержденные стратотипы. Литологические границы по керновым данным

Для выделения каждого из описанных выше стратиграфических подразделений в разрезах скважин используются стратотипы. Стратотип – эталонный разрез в скважине, охарактеризованный литологически, биостратиграфически и геофизически. Стратотипы большинства надсеноманских стратиграфических подразделений были определены десятки лет назад, на ранней стадии изучения Западной Сибири (1944-1971 гг.). Стратотипы расположены, в основном, по обрамлению Западно-Сибирской плиты, зачастую выделены по обнажениям и материалами ГИС не охарактеризованы.

Расположение стратотипов на карте фациального районирования отражено на Рисунок .

На сегодняшней стадии изученности, безусловно, появились скважины, в которых стратотипические свойства разрезов охарактеризованы гораздо полнее.

Таким образом, для задачи стратификации меловых отложений необходимо обоснование новых стратотипов верхнемеловых отложений. Это должны быть скважины, охарактеризованные литологическими и биостратиграфическими исследованиями керна и с наиболее полным комплексом ГИС.

Литологические границы по керновым данным. Детально керн изучался в опорных скважинах, пробуренных в 50-60 годах – это Березовская скважина в западной части региона [194], Уватская [197], Ханты – Мансийская [198], Сургутская [196], и Покурская [195] скважины в центре Западной Сибири, Ларьякская, Тымская, Туруханская и Елогуйская [93] скважины на востоке (см. Рисунок).

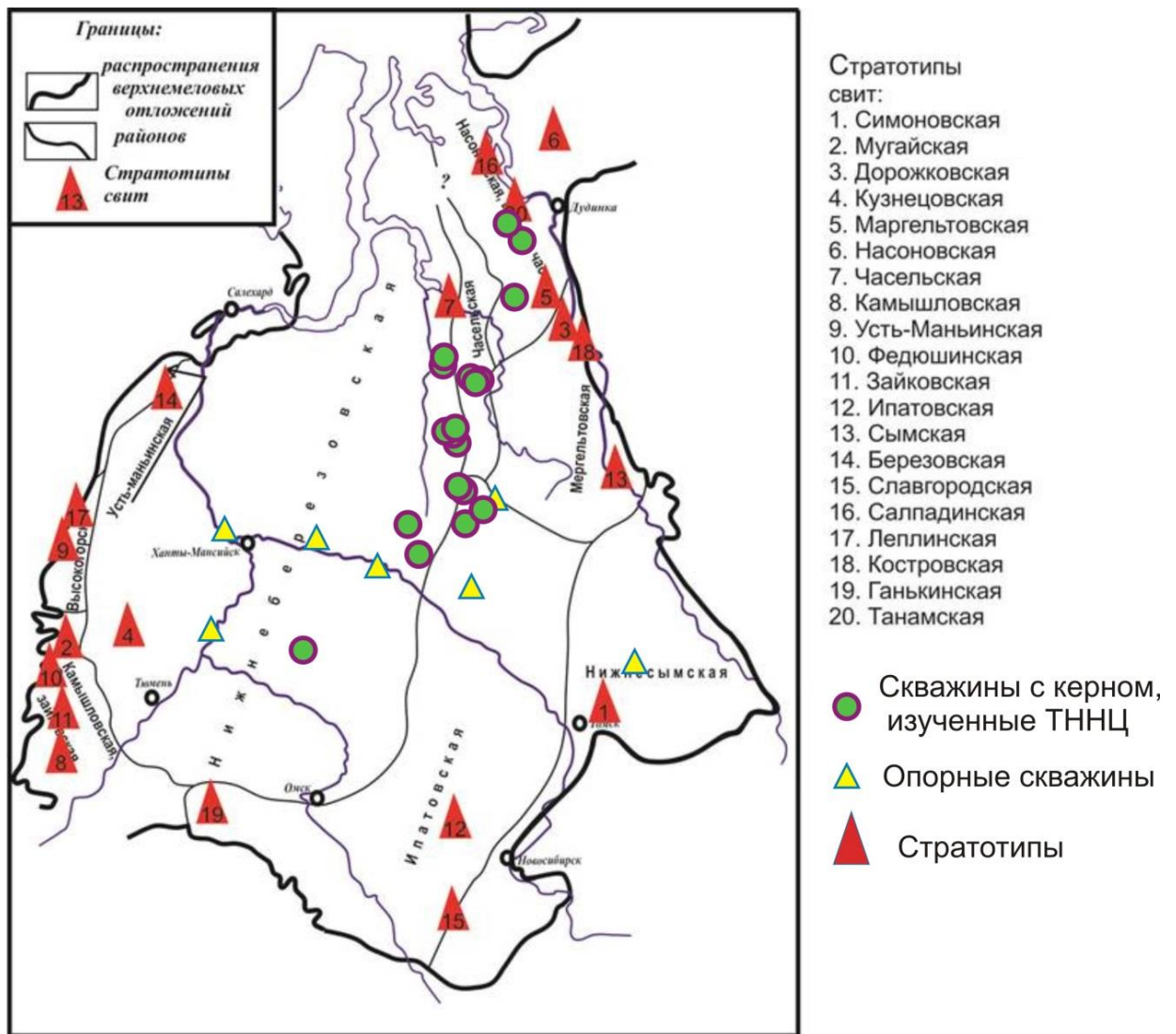


Рисунок 2 - Расположение верхнемеловых стратотипов на карте фациального районирования по РСС 91

По результатам изучения разреза опорными скважинами основными литологическими реперными границами в верхнемеловом разрезе являются переход от песчаников и алевролитов покурской свиты (сеноман) к глинам кузнецовской свиты (турон), а также хэяхинская пачка – репер, сложенный практически чистым кремнеземом в кровле нижнеберезовской подсвиты (граница сантона и кампана). При расчленении верхнемелового разреза по керну для центральных и западных районов Западной Сибири использовались основные литологические характеристики:

- серо-зеленые глины – кузнецовская свита – турон – коньяк;
- опоки, кремнистые глины – нижнеберезовская свита – сантон;
- серые глины – верхнеберезовская свита – кампан;

- известковистые глины – ганькинская свита – маастрихт.

1.3 Использование методов ГИС. Опубликованные схемы корреляции, таблицы стратиграфических разбивок.

Вопросы стратификации верхнемеловых и палеогеновых отложений по материалам геофизических исследований скважин (ГИС) изложены в ряде статей тюменских ученых Бладучана Ю.В., ВС. Бочкарева, В.Г. Елисеева В.Г., Кострюкова М.И., Кулахметова Н.Х, Мишульского М.И., Наумова А.Л., Нежданова А.А., Нелепченко О.М., Нестерова И.И. [54, 122, 131, 32, 136, 168-171, 174, 178, 179, 216], а также Ленинградских и Новосибирских ученых [67, 123, 234, 235].

В качестве основных для стратификации методов использовались стандартный каротаж, включающий в себя метод самопроизвольной поляризации (ПС) и двухметровый градиент-зонд каротажа сопротивлений. В преимущественно низкоомном глинистом разрезе эффективно применение индукционного каротажа. Как дополнительные методы используются методы радиоактивного каротажа и кавернометрия (Рисунок 3).

Таблицы стратиграфических разбивок верхнего мела Западной Сибири опубликованы в печати [113], а также вышли в виде альбома в отчете ЗапСибНИГНИ в 1985 году.

В результате современного анализа опубликованных схем корреляции и таблиц разбивок были сделаны следующие выводы:

- в Ямало-Тюменском районе принципы выделения стратиграфических подразделений обоснованы, подкреплены литологическими данными и возрастными определениями;

- передача корреляции на соседние фациальные районы выполняется с ошибками, при этом ошибки закреплены в РСС.

Причины ошибочной корреляции:

- редкая сеть скважин;
- слабая обоснованность возрастных определений;

- использование ограниченного комплекса ГИС;
- отсутствие региональных сейсмических построений.

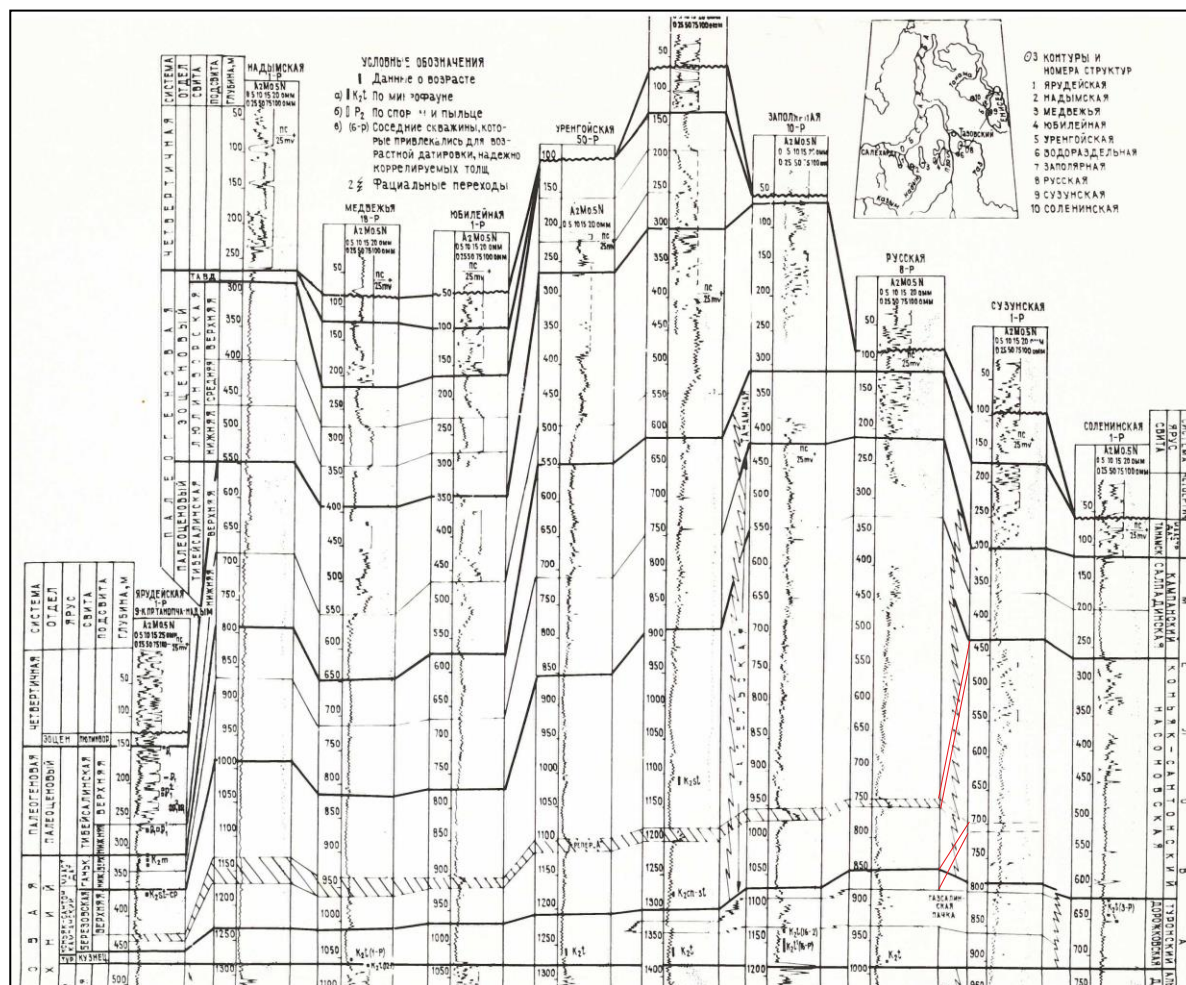


Рисунок 3 - Схема корреляции верхнемеловых отложений, Мишульский, 1986 г. Красным – современная корреляция.

1.4 Сейсморазведочные данные

В существующих Региональных стратиграфических схемах сейсмические материалы использованы слабо. Есть упоминание об ОГ «Г», приуроченного к подошве кузнецовской свиты и ОГ «С» в кровле нижеберезовской подсвиты. В настоящее время, когда существует возможность создания и работы с гигантскими сейсмогеологическими проектами, охватывающими практически всю Западную Сибирь, уже невозможно построение региональных моделей без учета данных сейсморазведки.

1.5 Анализ материалов биостратиграфических исследований

Ревизия стратиграфической модели верхнего мела (без сеномана) по материалам палеонтологических датировок литостратонов (пачек, пластов, свит) по аммонитам, двустворчатым моллюскам, микрофауне, споро-пыльцевым комплексам и микрофитопланктону выполнена Мариновым В.А. [15-16, 25, 151-156]. Были привлечены все доступные опубликованные материалы [26, 39, 57, 58-60, 95-101, 108-110, 114-116, 125, 144, 146, 207-215, 240, 246-247, 260, 263], обобщены данные по 86 разрезам верхнего мела, изученным в естественных выходах и в скважинах (Рисунок 4). Уточнен таксономический состав комплексов головоногих и двустворчатых моллюсков, радиолярий и фораминифер из различных районов Западной Сибири. Выполнена оценка качества датировок. Достоверные биостратиграфические данные сведены в таблицу. Отобрано 160 наиболее достоверных датировок. Распределение по разрезу верхнего мела биостратиграфических данных по территории Западной Сибири и разрезу верхнего мела является неравномерным.

Кроме того, в работе был использован дополнительный палеонтологический материал, собранный в последние годы из керна скважин Западной Сибири. Впервые за 50 лет, после бурения серии опорных скважин появился большой объем кернового материала из верхнемеловых отложений. Проведены дополнительные биостратиграфические исследования верхнего мела преимущественно северных районов Западной Сибири. Изучено более 1800м керна, скважин Харампурской, Ново-Часельской, Западно-Часельской, Береговой, Сузунской, Горчинской, Тагульской, Хикиглинской, Восточно-Лодочной, Ванкорской, Верхнеколик-Еганской, Ван-Еганской и Северо-Тамаргинской площадей. Построен сводный разрез верхнемеловых отложений Усть-Енисейского, Гыданского, Омско-Тазовского районов. Выполнены микропалеонтологические исследования керна (более 650 образцов), собрана коллекция образцов макрофауны (двустворчатые и головоногие моллюски, более 50 экземпляров). В сводном разрезе верхнемеловых отложений северо-востока Западной Сибири установлены характерные комплексы макро- и микрофауны.

Распределение по разрезу верхнего мела биостратиграфических данных по территории Западной Сибири и разрезу верхнего мела является неравномерным. Биостратиграфия верхнемелового этажа разреза восточных и, особенно северо-восточных районов, изучена значительно лучше, чем центральных, западных и южных. Состояние биостратиграфической изученности зависит от объективных факторов:

1. Наличие кернового материала;
2. Генезис отложений. Детальность стратификации континентальных отложений гораздо ниже, чем морских, из-за отсутствия в них руководящих (ортостратиграфических) групп фоссилий.
3. Частоты встречаемости органических остатков. Различное количество раковин аммонитов, двустворок, микрофауны в породах маастрихта и коньяка-сантона определяет и разную степень детальности биостратиграфического расчленения.
4. Степенью заинтересованности в биостратиграфических работах. Внимание к кузнецовской свите, как к покрывке крупнейших газовых месторождений Западной Сибири определило благополучное состояние биостратиграфической изученности этого интервала.

Западная и центральная части Западно-Сибирской плиты охарактеризована преимущественно данными изучения палинологических и микрофаунистических комплексов. Макрофауна (иноцерамы и аммониты) представлена в штучных экземплярах. В восточной части плиты достигнута наивысшая (зональная) детальность биостратиграфического расчленения. Поэтому верхнемеловая последовательность зон восточных районов может служить в настоящее время эталонной для обоснования возрастной характеристики свит, пластов и пачек.

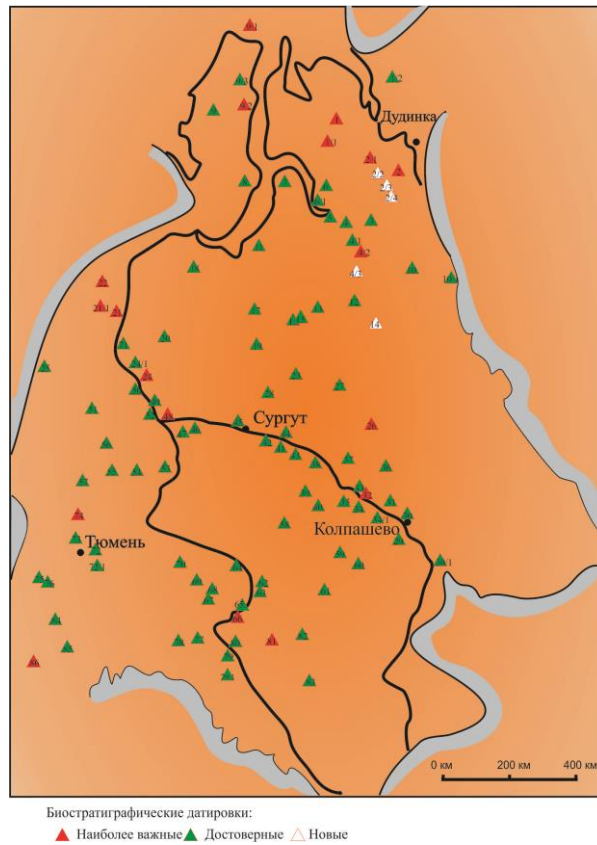


Рисунок 4 - Местоположение разрезов верхнего мела с достоверными биостратиграфическими датировками

Таким образом, основные выводы по главе:

- Региональные стратиграфические схемы, карты литофациального районирования, скважины - стратотипы нуждаются в обновлении;
- Таблицы стратиграфических разбивок и опубликованные схемы корреляции актуальны только для Ямало-Тюменского района. Передача корреляции на соседние литофациальные районы нуждается в корректировке.

ГЛАВА 2. МЕТОДИКА ИЗУЧЕНИЯ СТРОЕНИЯ ВЕРХНЕМЕЛОВЫХ НАДСЕНОМАНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

2. 1 Методика стратификации. Региональные и детальные схемы корреляции скважин по ГИС

Сейсмические материалы по верхней части разреза анализировались в работах А.А. Нежданова, В.А. Корнева, Н.Я. Кунина, В.С. Соседкова. [128-129, 171-173]

Для построения сейсмогеологической модели в рабочий проект загружено более 4000 скважин, из них более чем в 3000 скважин каротаж ГИС прописан выше сеномана, по этим скважинам сделаны разбивки. Построено 17 региональных схем корреляции (11 – субширотного направления, 6 – субмеридионального) с использованием 220 скважин. Построено 16 детальных схем корреляции в зоне фациальных переходов с использованием 148 скважин. Скважинной корреляцией охвачены все лито-фациальные районы Западной Сибири (Рисунок 5).

Ниже приведены геофизические характеристики стратиграфических подразделений, лежащие в основе построения схем корреляции.

Подошва кузнецовского горизонта (кровля уватского) – первая реперная граница. Подошва кузнецовского горизонта (подошва кузнецовской, дорожковской свит) уверенно выделяется как по керну, так и на диаграммах ГИС в центральных и западных районах Западной Сибири, где быстрая обширная трансгрессия привела к резкой смене литологического состава пород. В связи с этим мы имеем на диаграммах метода собственных потенциалов (ПС) легко коррелируемый переход от континентальных и мелководно-морских отложений сеномана к глубоководным глинам турона (Рисунок 6).

В восточных районах задача выделения кровли уватского горизонта решается не столь однозначно и требует, помимо материалов ГИС, более углубленного изучения литологии кернового материала и возрастных

палеонтологических определений. Так, в Усть-Енисейском районе в кровле уватского горизонта (долганская свита) залегают породы с большей долей

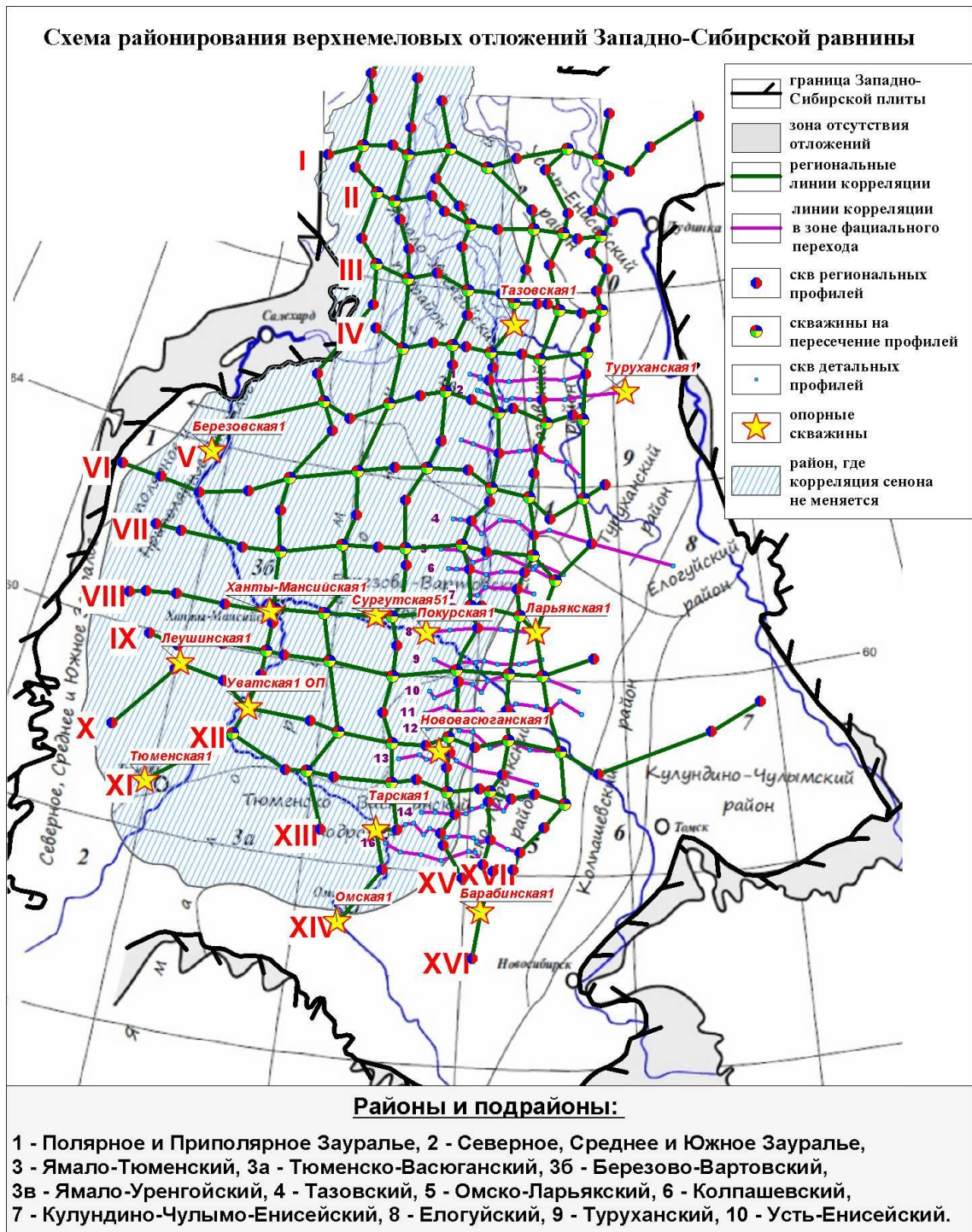


Рисунок 5 - Выполненные схемы корреляции

глинистого материала, которые не всегда четко отделяются по данным ГИС от глин дорожковской свиты. В более южных районах (Туруханский, Елогуйский, Колпашевский) в направлении на восток региона морские отложения кузнецовской и дорожковской свит становятся все более мелководными и постепенно опесчаниваются, при этом все менее отличаются от подстилающих континентальных отложений сеномана.

К подошве кузнецовских глин приурочен ОГ «Г».

Согласно РСС-90 в восточных и северо-восточных окраинных частях рассматриваемой зоны в составе кузнецовской свиты появляются прослои алевролитов и мелкозернистых песчаников. Количество последних резко возрастает в Тазовском районе. В составе свиты в этом фациальном районе обособляются четыре пачки, которые по материалам ГИС характеризуются различным содержанием алевролитового материала в глинах.

Нижние две пачки – мамийская (битуминозная) и лукияхинская представлены типичными глинами с высокой радиоактивностью, линией ПС на уровне глин, низкими сопротивлениями.

Кровля кузнецовского горизонта в Ямало-Тюменском районе представлена серыми и зеленовато-серыми, реже бурыми глинами и отделяется от перекрывающей березовской свиты пониженными сопротивлениями и высокой радиоактивностью.

Газсалинская пачка представлена переслаиванием зеленовато-серых глинистых алевролитов и песчаников, слабослюдистых, с глауконитом, с тонкими линзовидными прослоями скрытокристаллических известняков и желваками мелкозернистого сидерита. По данным ГИС выделяется повышением сопротивлений и аномалией кривой ПС. Стратиграфический аналог пачки – ипатовская свита Омско-Ларьякского района и нижняя часть наоновской свиты Усть-Енисейского района.

В кровле кузнецовского горизонта залегает реперная мярояхинская реперная пачка глинистых пород, содержащая глауконит и маломощные прослои алевролитов. В северо-восточном направлении пачка постепенно выклинивается

за счет замещения алеврито-песчаным отложениями, а в западном – увеличивается до 15-20 м и затем сливается с подстилающими слоями вследствие полной глинизации разреза кузнецовской свиты.

Переход от глин мярояхинской пачки к преимущественно опоковидным глинам и опокам березовской свиты характеризуется резким падением радиоактивности и ростом сопротивлений по данным ГИС, на сейсмических разрезах к нему приурочен ОГ С4.

Кровля нижнеберезовского горизонта – хэяхинская пачка. Рассматриваемый репер однозначно выделяется зоной повышенных сопротивлений на кривых кажущегося сопротивления (КС) и небольших отрицательных значений ПС по материалам ГИС практически на всей территории развития верхнемеловых отложений. Однако амплитуда этих аномалий на наиболее распространенных электрокаротажных диаграммах стандартного каротажа видоизменяется в различных районах в зависимости от литологических особенностей строения. Так, опоки обладают коллекторскими свойствами, и в районах их развития репер выделяется значительной аномалией кривой ПС, а аномалия на кривой КС зависит от характера их насыщения. На севере региона опоки кристаллизуются, не дают аномалии ПС, но их кажущееся сопротивление достигает 25-30 Ом·м. В восточном направлении постепенно снижается количество кремниевой составляющей в объеме пород и закономерно снижается амплитуда аномалий.

Более устойчивой и ярко выраженной, чем КС характеристикой репера является аномально низкая естественная радиоактивность (метод ГК) и водородосодержание (методы нейтронного каротажа НГК, НКТ).

На временных сейсмических разрезах репер выражен отраженной волной повышенной амплитуды и, нередко, двухфазной. В практике сейсморазведочных работ ему присвоено обозначение «С3», в РСС репер обозначен как «С».

При расчленении верхнемеловых отложений Вахского и более северных районов было обращено внимание, что внутри славгородской свиты на диаграммах стандартного каротажа выделяется репер, напоминающий таковой в верхах нижнеберезовской подсвиты. Репер проходит на 35-40 м выше подошвы

славгородской свиты на Назинской площади, в северном направлении эта величина возрастает, достигая 50-60 м в районе Бахиловского месторождения.

При сгущении сети скважин, используемых для создания схем корреляции в районе фациальных переходов, была доказана ошибочность корреляции РСС 1991 и РСС 2004. Именно этот репер, а не кровля ипатовской свиты, был сопоставлен с верхами нижнеберезовской подсвиты, кровля которой совмещена с подошвой кампанского яруса. Таким образом, к нижнеберезовскому горизонту относится нижняя, низкорadioактивная кремнистая часть славгородской свиты (Рисунок 7).

Репер в Усть-Енисейском районе. В северо-восточном направлении нижнеберезовский горизонт постепенно растет в мощности, при этом кремнистые породы замещаются песчано-алевритовыми, формируется Русско-Реченская толща. В Усть-Енисейском районе ее аналог – верхняя часть насоновской свиты. Репер в кровле горизонта обособляется от вышележащих глин ростом сопротивления, а также четко обособляется по кривым радиоактивного каротажа в подошве глин салпадинской свиты, что соответствует ее литологическому описанию (глины опоковидные), однако, по существующим представлениям, имеет кампанский возраст [193]. Такой же возрастной датировки придерживается В.А. Захаров с коллегами [95] в отношении опоковидных глин в коренных выходах верхнемеловых пород, что противоречит отнесению репера к сантону в западных районах.

Таким образом, на сегодняшний день существует проблема возраста репера – исследуемые кремнистые образования либо нельзя считать изохронными, либо следует пересмотреть существующие палеонтологические определения.

Подошва нижнеберезовской подсвиты, характеризующаяся повышенным содержанием кремнистого материала, представлена темно-серыми с зеленовато-голубоватым оттенком опоками и опоковидными глинами с редкими прослоями глинистых алевролитов. Подсвита заметно выделяется от вмещающих отложений низкой радиоактивностью, низкой плотностью и повышенными сопротивлениями.

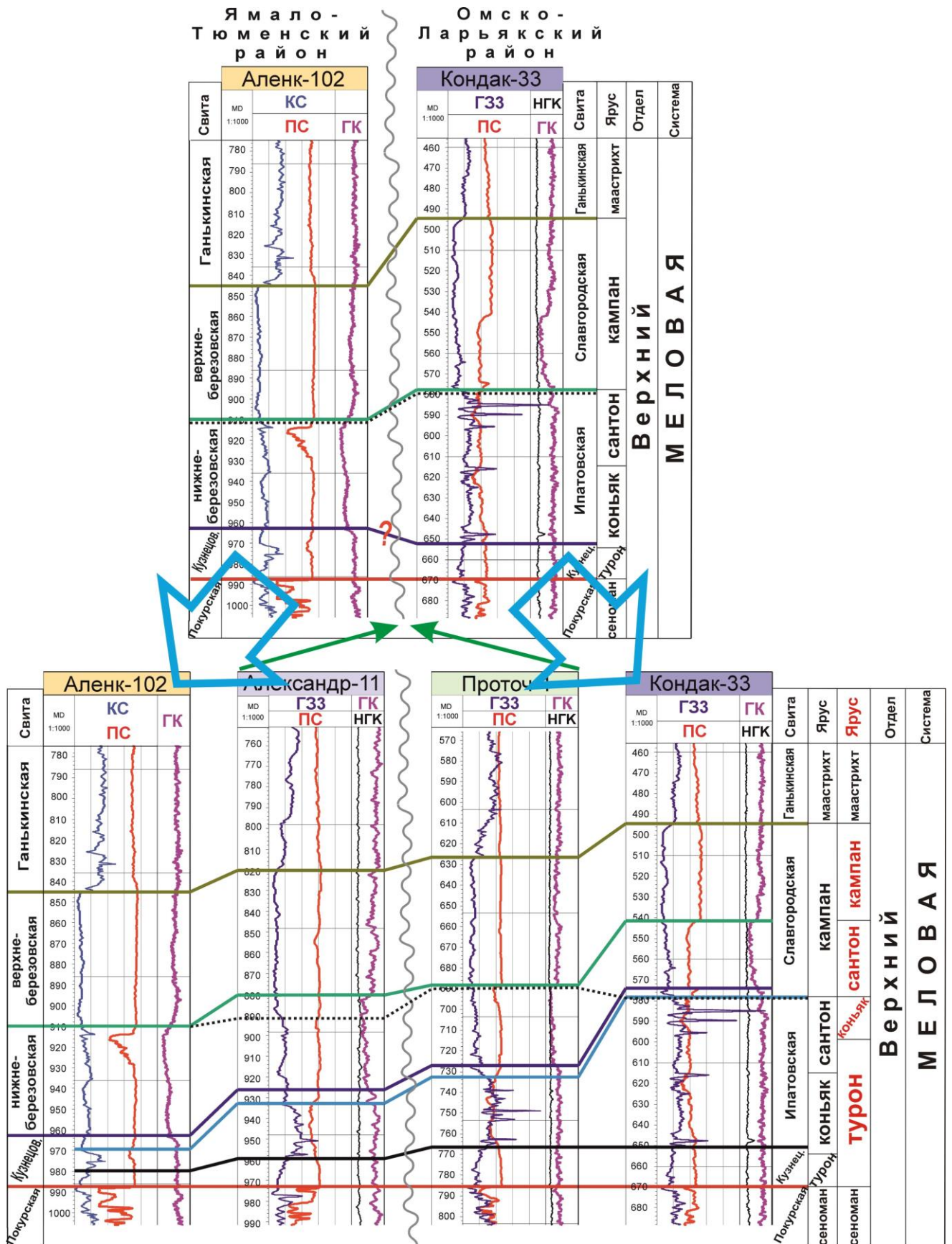


Рисунок 7 - Пример изменения корреляции при сгущении скважин и использовании ГК. Главный корреляционный признак опок – низкая радиоактивность.

Верхнеберезовский горизонт в центральной области ЗСН представлен одноименной подсвитой, сложенной серыми и зеленовато-серыми слабоалевритистыми глинами, опоковыми лишь в подошве подсвиты. Толщина подсвиты с запада на восток изменяется от 75 до 300 м. К кровле горизонта приурочен ОГ С1.

В Тазовском районе согласно РСС стратиграфическим аналогом является верхнечасельская подсвита как бескремнистый аналог березовской. Кровля подсвиты проводится по смене глинистых алевролитов существенно алевролито-песчаными породами. На электрокаротажных диаграммах переход к танамской свите отображается относительным повышением кажущихся сопротивлений и смещением кривой ПС в сторону отрицательных значений. Толщина подсвиты – 450-550 м. По преобладанию в разрезе глин или алевролитов в составе верхней подсвиты обособляется семь пачек толщиной от 40 до 150 м, причем, верхние две пачки соответствуют стратиграфическому объему нижней ганькинской подсвиты (по РСС).

В Усть-Енисейском районе отложениям верхнеберезовской подсвиты соответствует салпадинская свита, сложенная глинами и фосфоритовыми конкрециями, а также сменяющими их вверх по разрезу серыми, зеленовато-серыми алевролитами с прослоями глауконита, со стяжениями фосфатов и сидеритов. Мощность – 60-175 м. На электрокаротажных диаграммах переход к танамской свите отображается повышением кажущихся сопротивлений и повышением песчаности отложений по кривой ПС.

Верхняя часть славгородской свиты отнесена к верхнеберезовскому горизонту в Омско-Ларьякском и Колпашевском районах. Свиту слагают глины серые, зеленовато-серые, участками опоковидные. Мощность – 30-177 м.

Переход от ганькинской свиты к березовской фиксируется по спаду электрического сопротивления и повышению глинистости по ПС и обычно не вызывает затруднений. Вместе с тем, в восточных и северо-восточных районах, в зоне перехода от березовской свиты к часельским образованиям, славгородской и салпадинской свитам, выделение кровли этих стратиграфических подразделений

по материалам ГИС далеко не однозначно. Проблема неоднозначности определения положения кровли березовского горизонта на севере и востоке региона при полном отсутствии керн, возрастных определений, искажающем влиянии многолетнемерзлых пород на показания электрических методов ГИС требует дополнительных исследований [41, 267]. Мишульским М.И. было предложено принимать во внимание при отбивке ее кровли по электрокаротажным диаграммам дифференциацию верхнеберезовской подсвиты на пять пачек (по преобладанию глин – 3 пачки и алевролитов – 2 пачки). В данной работе предлагается для контроля стратификации использовать построенные карты временных толщин между ОГ С и СЗ и привязку скважин.

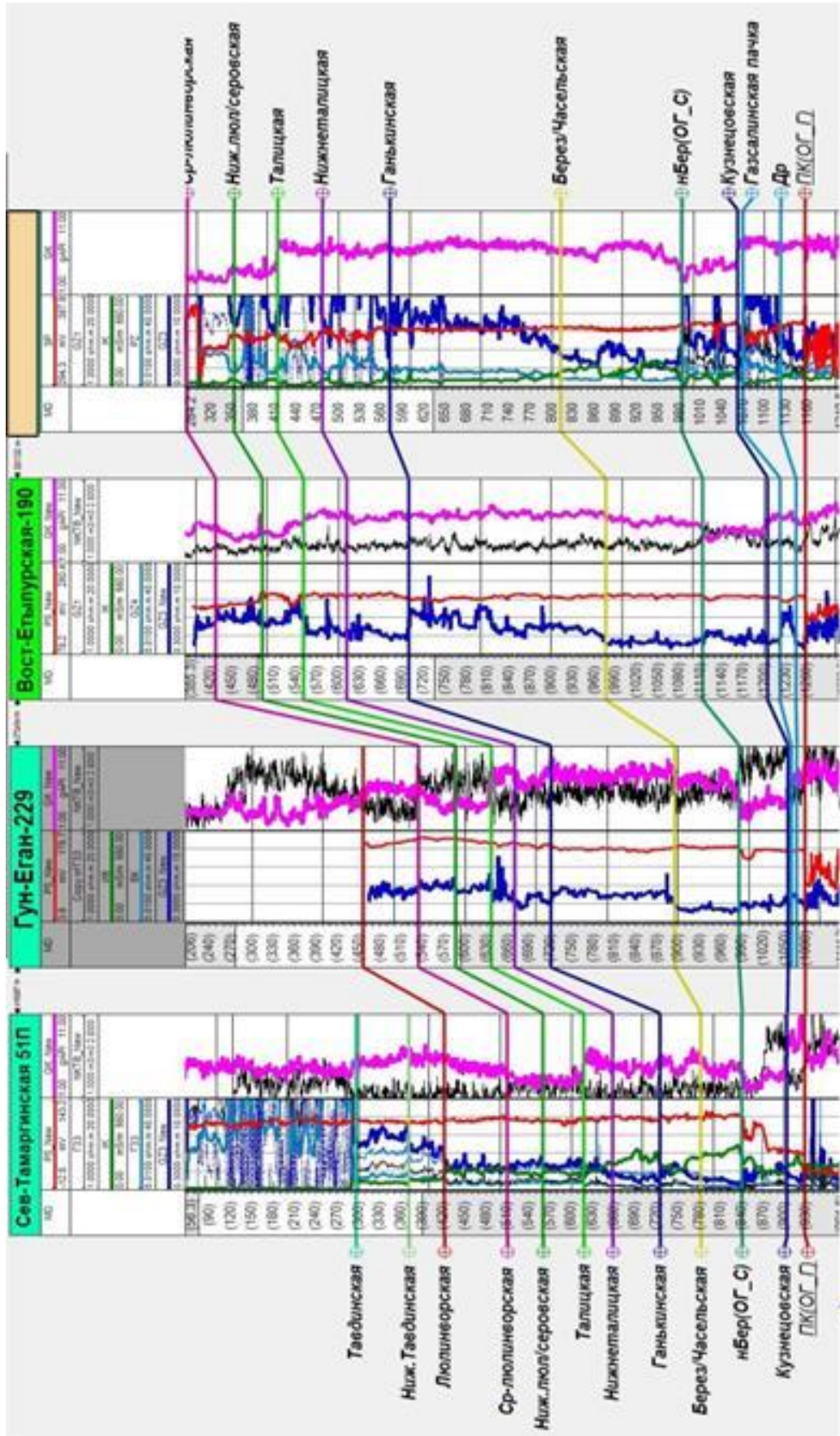
Ганькинская свита представлена светло-серыми и зеленовато-серыми алевролитистыми глинами, часто известковистыми, с прослоями мергелей, с обугленным растительным детритом, с пиритизированными остатками водорослей.

Во многих разрезах свита расчленяется на две подсвиты, верхняя из которых характеризуется повышенным содержанием алевролитового материала. Кровля подсвиты достаточно уверенно выделяется по данным стандартного каротажа повышенными сопротивлениями и песчанистостью по ПС.

В северо-восточном направлении происходит опесчанивание разреза, граница с березовской свитой в этих районах прослеживается неоднозначно. Алевролиты, слагающие основную часть в разрезе свиты, зеленовато-серые, глинистые, слюдистые слабоуплотненные, прослоями песчанистые.

Для контроля стратификации верхнемеловых отложений в проблемных районах нами рекомендовано также использовать корреляцию вышележащих стратонов (Рисунок 88).

Талицкая свита представлена глинами темно-серыми, черными от тонкоотмученных до алевролитовых, с присыпками и прослоями глауконит–кварцевых песков. По степени концентрации алевроито-песчаного материала делится на две подсвиты, что отражается в показаниях радиоактивного каротажа и каротажа сопротивлений.




 ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
 «ТАМБСКИЙ НЕФТЯНОЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ЦЕНТР»
 633113, г.Тамбов, ул.Степана Разина, 10

Рисунок 8 - Использование реперных границ вышележащих горизонтов

Верхняя подсвита представлена темно-серыми, реже черными глинами, наиболее обогащенными алеврито-песчаным материалом, которые в северо-восточном направлении опесчаниваются и в Тазовском районе выделяются в составе тибейсалинской свиты. Верхняя подсвита тибейсалинской свиты характеризуется в основном песчаным составом. Следует отметить, что в кровле тибейсалинской свиты обособляется слой тонкотмученных глин мощностью до 15 м, отличающийся от вышележащих люлинворских отложений низкими сопротивлениями и высокой радиоктивностью. Нижняя подсвита сложена преимущественно тонкоотмученными черными глинами с единичными прослоями алевритовых разностей и согласно залегает на ганькинских отложениях.

Люлинворская свита характеризуется глинисто-кремнистым составом и подразделяется на три подсвиты. Свита согласно залегает на талицких отложениях и имеет очень плавный, иногда трудноуловимый переход к тавдинской свите, характеризующийся увеличением сопротивления вверх по разрезу.

Верхняя подсвита сложена глинами желтовато-зеленовато-серыми, иногда диатомовыми, с редкими прослоями глинистых диатомитов. Однозначность выделения кровли подсвиты определяется литологией перекрывающих ее пород тавдинской свиты – если подошва тавдинской свиты сложена глинами, этот переход выделить по каротажу сопротивлений достаточно трудно. От подстилающих отложений среднелюлинворской свиты отложения верхней подсвиты отличаются кавернозностью и повышенной радиоктивностью.

Средняя подсвита представлена диатомитами, диатомовыми, реже опоковидными глинами, чередующимися между собой в сложном сочетании. Особенностью подсвиты является пропласток мощностью до 3 м в ее основании, отличающийся аномально высокой радиоактивностью, являющийся отличным репером на огромной территории развития люлинворских глин.

Нижняя подсвита сложена опоками серыми, зеленовато-серыми, с прослоями опоковых и опоковидных глин, иногда с присыпками песчаного

материала, в котором отмечается глауконит. От подстилающих отложений талицкой свиты подсвета однозначно выделяется низкой радиоактивностью.

Таким образом, по результатам исследований предложенные предыдущими авторами подходы к стратификации разреза по ГИС работают на большей части исследуемой территории в Ямало-Тюменском литофациальном районе, где границы стратиграфических подразделений выделяются достаточно четко по данным каротажа сопротивлений и ПС.

Использование этих методов в других фациальных районах привело к ошибкам стратификации разреза, узаконенным в РСС.

Для исправления корреляции предлагается:

1. использование гамма-каротажа при выделении нижнеберезовской подсветы;
2. сгущение сети коррелируемых скважин в зонах фациальных переходов;
3. использование реперных границ вышележащих стратонов;
4. использование карт временных толщин и карт интервальных скоростей для контроля корреляции (контроль изменения толщин стратонов).
5. Применение магнитостратиграфии [79]

2.2 Использование сейсморазведочных данных, сейсмогеологическая привязка, картопостроение.

В работе использован классический сейсмостратиграфический подход [230]. Материалы сейсморазведочных работ обладают меньшей разрешающей способностью по сравнению с ГИС, однако благодаря современным программным продуктам появилась возможность привязать границы стратиграфических подразделений к отражающим горизонтам (ОГ) временных сейсмических разрезов и проследить их распространение на огромной территории Западной Сибири (Рисунок 99).

Задачами интерпретации в интервале ОГ Г-С являлись:

- контроль качества стратификации разрезов скважин с помощью карт временных толщин и композитов временных разрезов ;

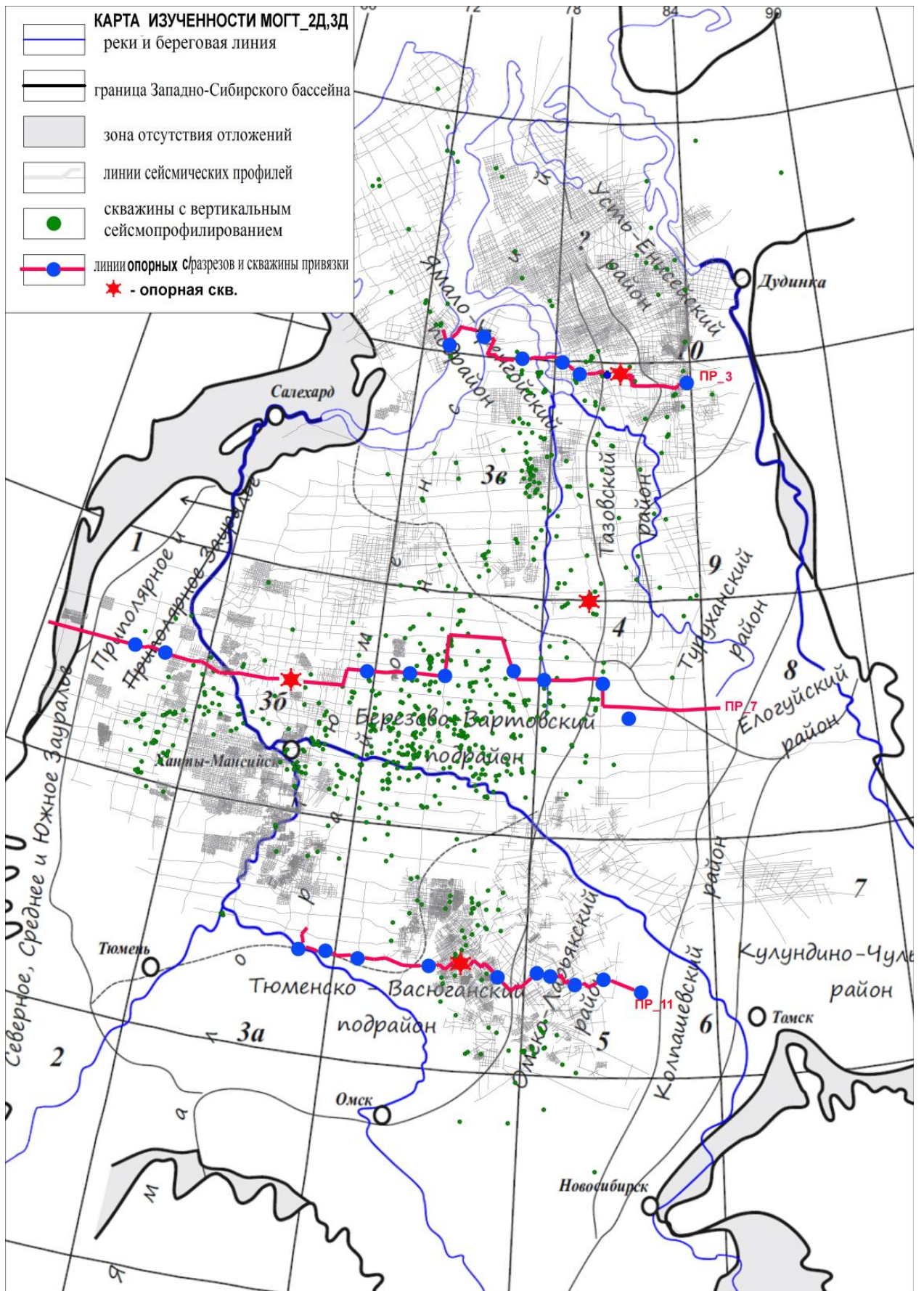


Рисунок 9 - Обзорная карта изученности 2Д сейсморазведкой

- построение структурных карт;

- построение карт толщин для литофациального анализа;
- картирование границ выхода отложений на поверхность.

Всего в работах были использованы:

- - 2Д сейсморазведка, в процедуре интерпретации использовано профилей протяженностью 265 тыс. пог. км.;
- - 3Д сейсморазведка различных годов отработки, использованы материалы с 6 участков, обработка и интерпретация которых выполнена в разное время и разными подрядными организациями;
- - материалы ВСП из 186 скважин.

Специфика интерпретации в интервале ОГ Г-С заключается в большом объеме сейсмических данных, разнородных по качеству, не увязанных по статике и динамике, небольшой глубине ОГ, низком качестве разрезов из-за невысокой кратности.

Интерпретация материалов состояла из следующих этапов:

- - Корректировки материалов ГИС и синтеза недостающих кривых для выполнения, в дальнейшем, привязки стратиграфических уровней к отражающим горизонтам;
- - Обоснования стратиграфической привязки отражающих горизонтов (ОГ) в различных литофациальных районах, построения «планшетов привязки»;
- - Корреляция ОГ по профилям площадных и региональных работ;
- - Построение карт изохрон (T_0 , мсек) по ОГ: Г, С4, С3, С1; С, построение карт временных толщин dT (мсек) между ОГ, построение скоростной модели среды, построение структурных карт (Н, м) по ОГ.

В процессе переинтерпретации собранного сейсмогеологического материала было установлено, что центральная часть осадочного бассейна достаточно хорошо освещена сейсмическими наблюдениями, волновое поле позволяет решать практически все стандартные задачи сейсморазведки для отложений верхнемелового комплекса. Но для зон, относящихся к краевым (прибрежным) территориям Западносибирского осадочного бассейна, там где

изучаемый комплекс пород приближается к дневной поверхности, качество сейсмических материалов резко ухудшается и не всегда возможно проследить даже опорные отражающие горизонты. Это происходит как на восточном, так и на западном бортах бассейна.

Несмотря на достаточно высокую степень изученности территории Западно-Сибирского осадочного бассейна глубоким поисково-разведочным бурением, интервал геологического разреза верхнемелового возраста оказался очень слабо освещен данными акустического каротажа и, соответственно, плотностного. Да и другие виды каротажа, практически повсеместно, начинаются с отложений вблизи кровли покурской свиты, зачастую захватывая лишь отложения кузнецовской свиты.

В данной работе потребовалось решить задачу привязки волнового поля продольных отраженных волн сейсмических разрезов к данным ГИС поисково-разведочных скважин. Скважины выбирались с наиболее полным комплексом исследований, покрывающим верхнемеловой комплекс.

В результате удалось выполнить процедуру «привязки». Например, для скважины 369Р Харампурской (северный купол) уже с синтетической кривой АК получили достаточно ясную картину подобия синтетической сейсмической трассы и наблюдаемой трассы. Коэффициент взаимной корреляции составил $K=0.6$, что позволяет толковать особенности волновой картины сейсмического разреза с позиций отображения последними реальных геологических границ (Рисунок 10) в Харампурском районе.

Аналогичным образом были рассчитаны (привязаны), там, где отсутствовали данные АК-каротажа, данные сейсморазведки к данным глубокого бурения и на других территориях. Некоторые примеры привязок, сделанных в различных сейсмофациальных зонах, приведены ниже. Качество их весьма различается в зависимости от качества волнового поля сейсмических разрезов.

Для привязки также были использованы и данные ВСП. Рисунок 12 представляет стандартный планшет, где проведено сопоставление волновых

полей, зарегистрированных наземной сейсморазведкой, с волновым полем, зарегистрированным в скважине.

Результаты «привязки» были использованы в дальнейшем для построения «толстослойной скоростной модели среды», на этапе расчета структурных карт для верхнемеловых комплексов в различных литофациальных зонах. В процессе построений «модели...», результаты «привязки» уточнялись и дополнялись другими скважинами. Результаты сейсмостратиграфической привязки сведены в Таблице 2.

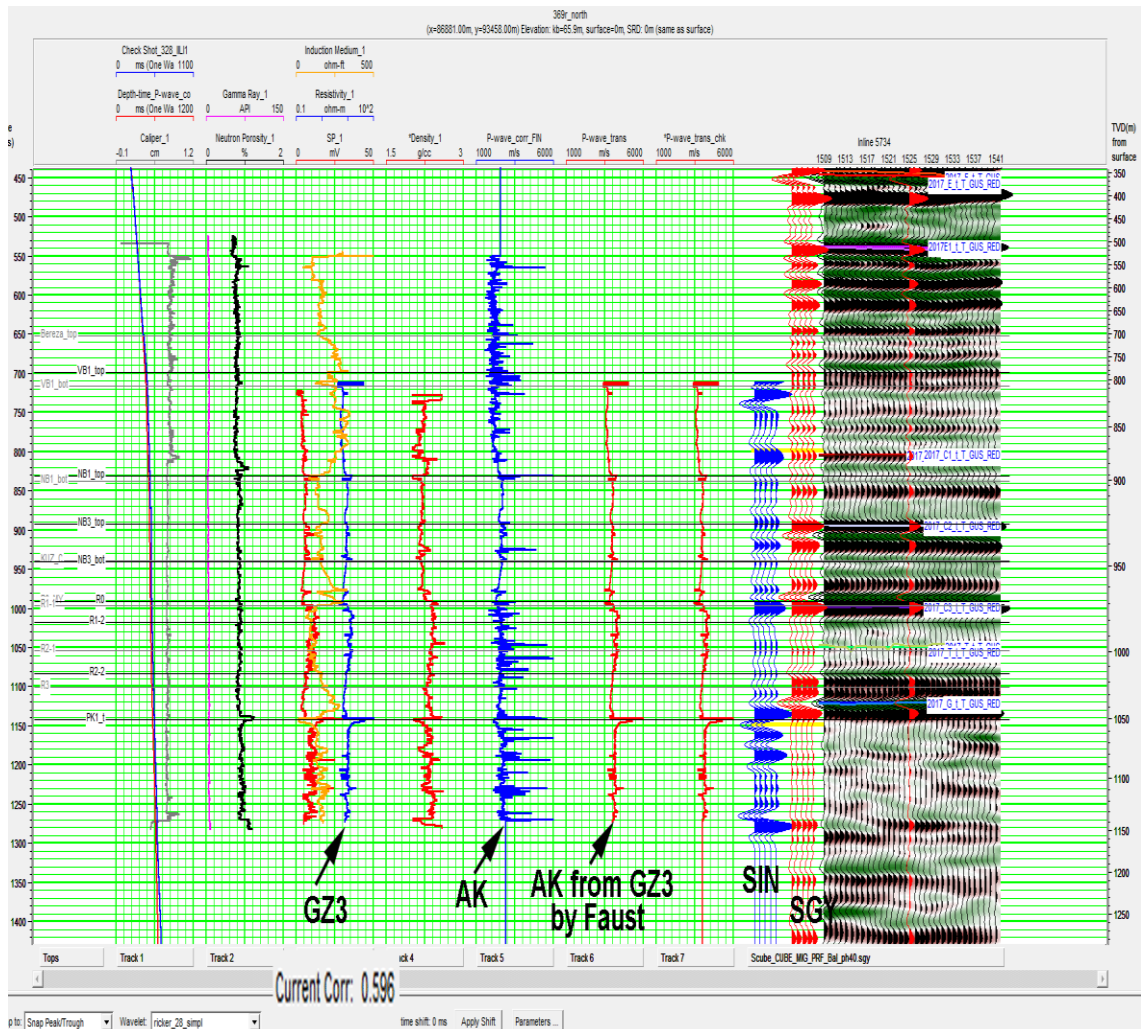


Рисунок 10 - Результаты стратиграфической привязки при использовании трансформированной кривой АК из кривой сопротивлений ГЗ-3, скв. 369Р (северный купол), Харампурская площадь (автор – Густокашин А.Н.)

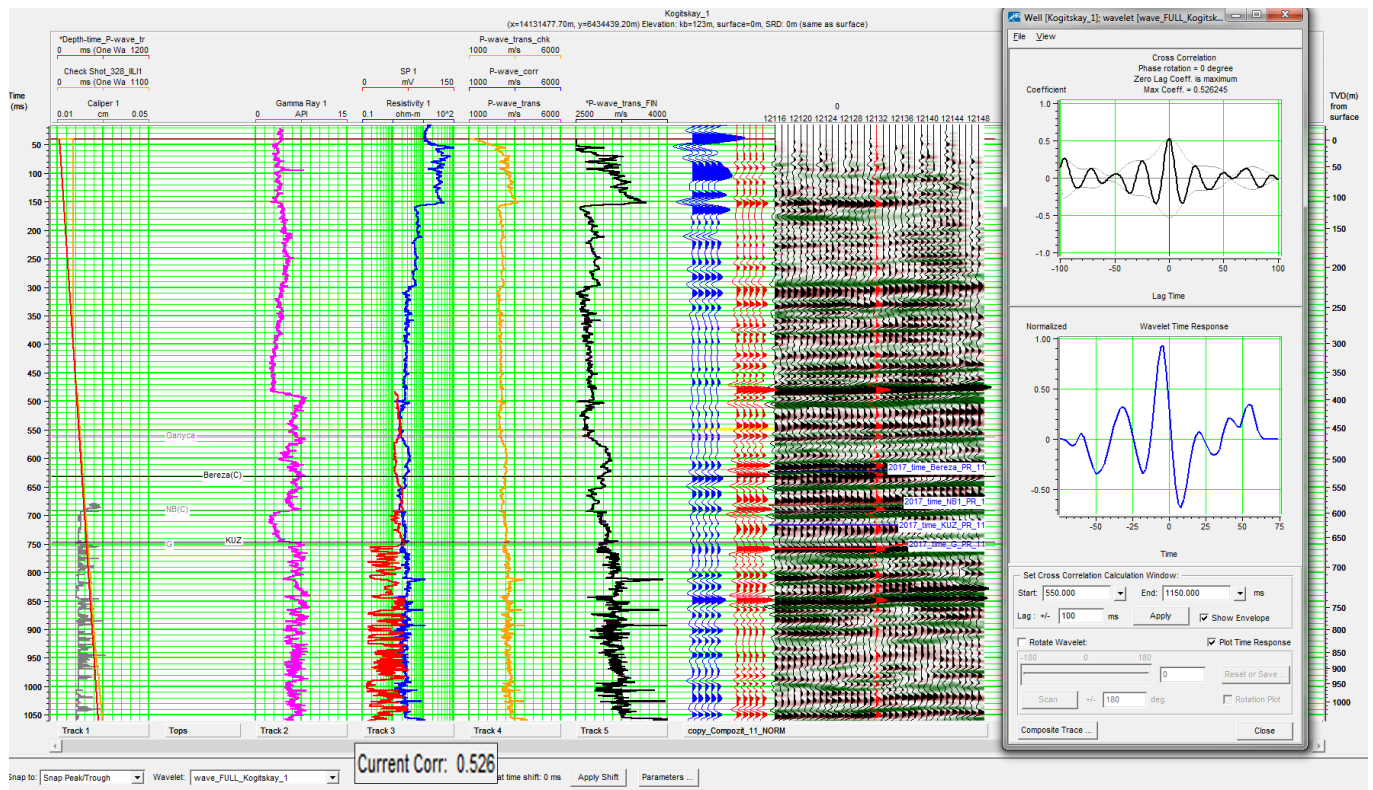


Рисунок 11 - Пример привязки данных МОГТ_2Д к данным ГИС поисково-разведочной скв. Когнинская-1 и оценки формы импульса. Южная территория Западно-Сибирского бассейна (автор – Густокашин А.Н)

Результаты «привязки» были использованы в дальнейшем для построения «толстослойной скоростной модели среды», на этапе расчета структурных карт для верхнемеловых комплексов в различных литофациальных зонах. В процессе построений «модели...», результаты «привязки» уточнялись и дополнялись другими скважинами. Результаты сейсмостратиграфической привязки сведены в Таблице 2.

Разработан и опробован алгоритм расчета и построения структурных карт для территории всего Западно-Сибирского осадочного бассейна. Особенностью алгоритма является последовательный расчет структурных карт от горизонта «Г» – опорной отражающей границы, вскрытой и стратифицированной в большинстве поисково-разведочных скважин.

По сети региональных и площадных профилей прослежены ОГ Г, С4, С3 и С. Горизонты имеют различную динамическую выраженность и стабильность на территории исследования. Разнородность волновой картины сейсмических

профилей на соседних участках не позволяет сделать детальное расчленение внутри сейсмокомплексов (Рисунок 13, Рисунок 14). В целом, отражающие

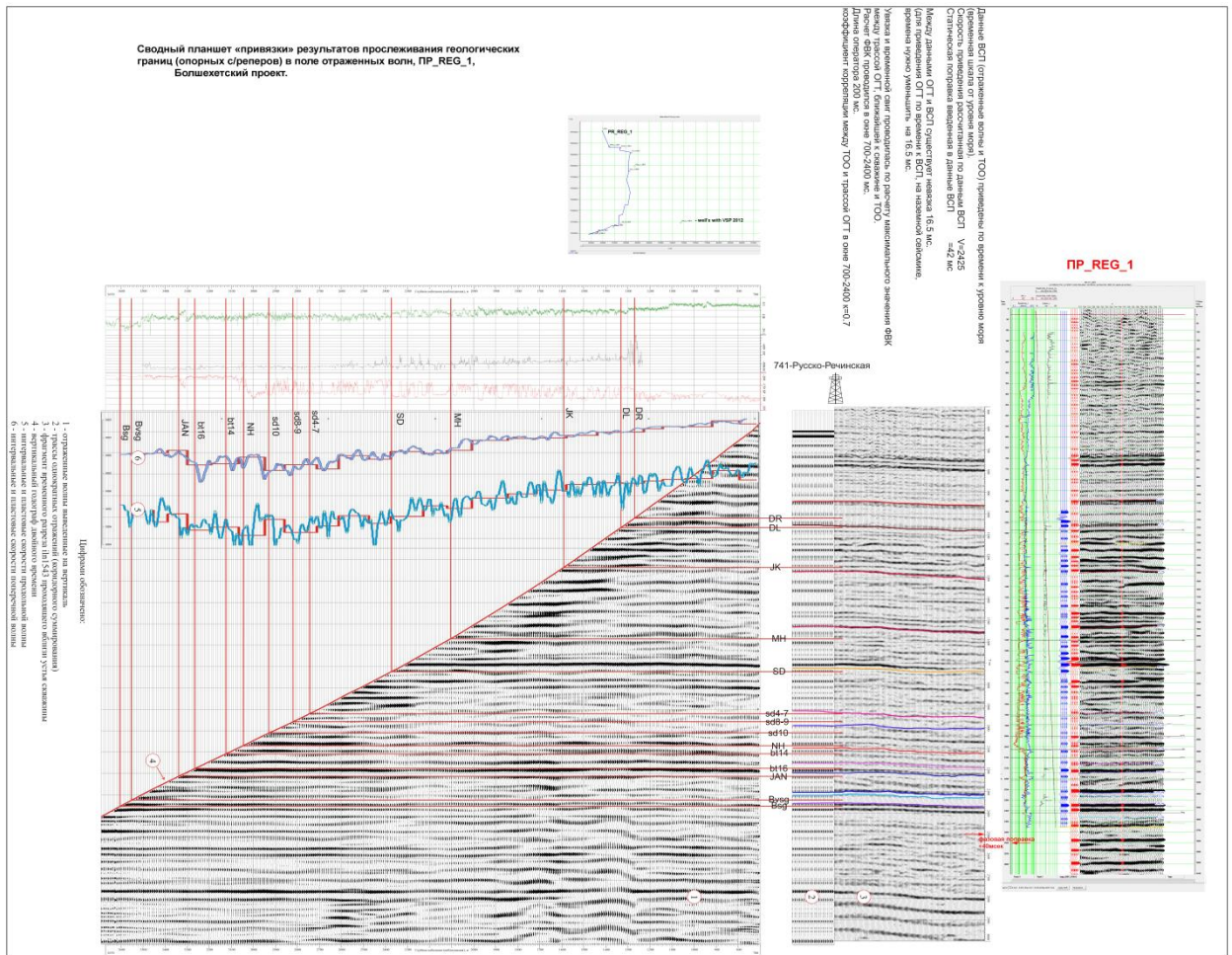


Рисунок 12 - Результаты привязки волнового поля продольных отраженных волн с/куба МОГТ_3Д и данных ВСП скв. PP_741 Русско-Реченского месторождения (автор Густокашин А.Н)

горизонты уверенно прослеживаются на сейсмических данных, хотя в западной, северо-восточной и восточной территориях исследования на временных разрезах наблюдается хаотическая волновая картина или отсутствие таковой. Поэтому прослеживание ОГ становится затруднительным. По этой же причине невозможно закартировать выклинивание, либо выход на поверхность изучаемых горизонтов. В восточном направлении мощности всех пластов увеличиваются. Появляются дополнительные отражения, имеющие клиноформное строение. Существенно отличается своими динамическими характеристиками волновая картина работ МОГТ-3Д (Рисунок 3).

Таблица 2 - Результаты сейсмостратиграфической привязки

Геологическая граница	ОГ	Краткое описание сейсмогеологических характеристик ОГ.
граница вблизи кровли покурской свиты, (кровля пласта ПК_1);	«Г»	т.к. пласт ПК_1 расположенный в кровле покурской свиты, является газонасыщенным, возможны изменения фазы отраженной волны.
граница вблизи кровли тулона	«С4»	соответствует слабо выдержанным (по площади) по фазово-частотным характеристикам отрицательной фазы отраженной волны.
граница вблизи кровли отложений пласта (НБ_1) березовская свита	«С3»	положительный экстремум отраженной волны, которая достаточно надежно прослеживается по всей проектной площади.
граница вблизи кровли пласта (ВБ_1), березовской свиты	«С2»	ОГ, совпадающий с положительной фазой, хорошо прослеживаемой по всей площади – ОГ.
граница вблизи кровли березовской свиты	«С1»	положительный экстремум отраженной волны, которая достаточно надежно прослеживается по всей проектной площади.
граница вблизи кровли ганькинской свиты	«С»	положительный экстремум отраженной волны

По данным сейсмической корреляции были построены карты изохрон T_0 (мсек) по ОГ: Г, С₄, С₃, С, С (Рисунок 46), а затем и карты временных толщин dT (мсек) между смежными ОГ (Рисунок 5).

Картами толщин и средних скоростей контролировалась корреляция ГИС в районах с неуверенным прослеживанием ОГ. Предполагалось, что на этих картах резкие выбросы обусловлены ошибками корреляции, а не геологией.

По причине невязок сейсмических данных, было принято решение строить структурные карты через интервальные скорости от горизонта Г вверх по разрезу. Были построены карты толщин только по данным бурения и затем совместно с сейсмическими данными. Также были построены структурные карты только по бурению. Процесс итерационный, после удовлетворительного результата построены итоговые структурные карты.

2.3 Обоснование выделения сеймостратиграфических комплексов.

Методика стратификации

Выполнено обоснование геофизического облика стратиграфических подразделений по материалам ГИС в скважинах и использование ГИС в качестве основного коррелируемого признака;

Ямало-Тюменский фациальный район принят в качестве базового при стратификации отложений Западной Сибири - здесь принципы выделения стратиграфических подразделений обоснованы, подкреплены литологическими данными и возрастными определениями;

Определены геофизические реперы для построения сети опорных региональных схем корреляции с передачей стратиграфических границ от Ямало-Тюменского района к периферии с контролем корреляции по замкнутому профилю скважин.

В зонах фациальных переходов сгущение сети используемых скважин для корректной передачи границ стратонамов.

Контроль качества корреляции по вышележащим реперным границам палеогеновых отложений.

Контроль правильности корреляции по сейсмическим материалам в районах с нечетко определяемыми границами по данным ГИС.

ЮЗ

СВ

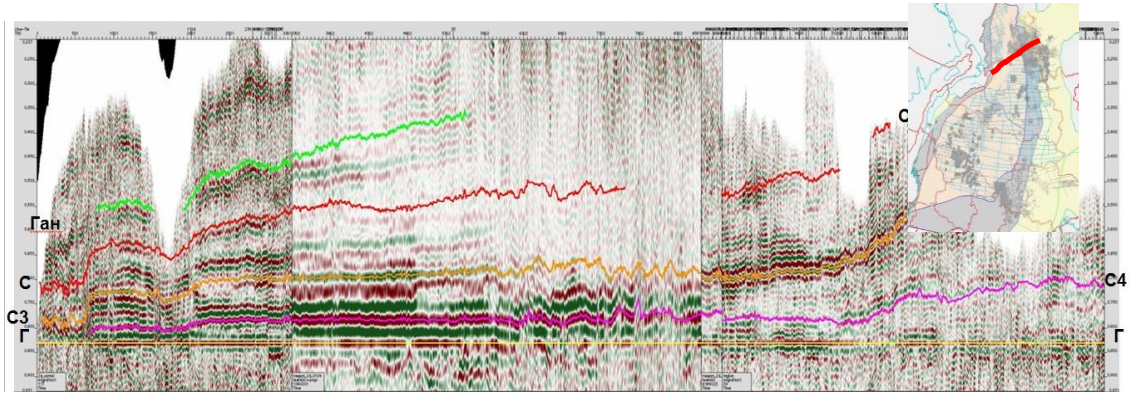


Рисунок 1 - Пример результатов прослеживания по временному разрезу композитного профиля. Материалы МОГТ_2Д. Север ЗСБ

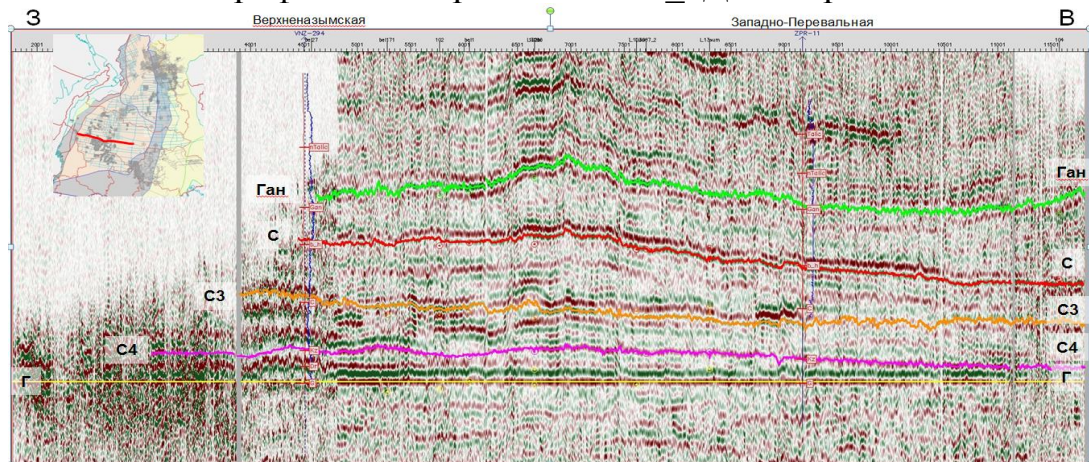


Рисунок 2 - Пример результатов прослеживания по сводному сейсмогеологическому разрезу. Материалы МОГТ_2Д. Центр ЗСБ

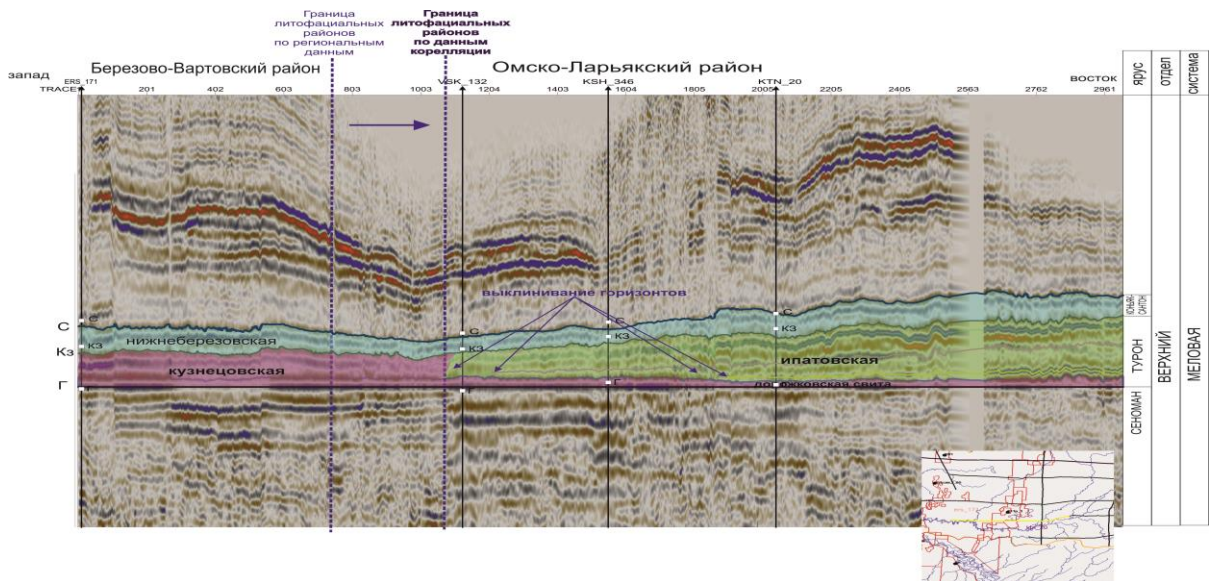


Рисунок 3 - Сейсмостратиграфическое обоснование авторского варианта взаимоотношения кузнецовской и ипатьевской свит верхнего мела

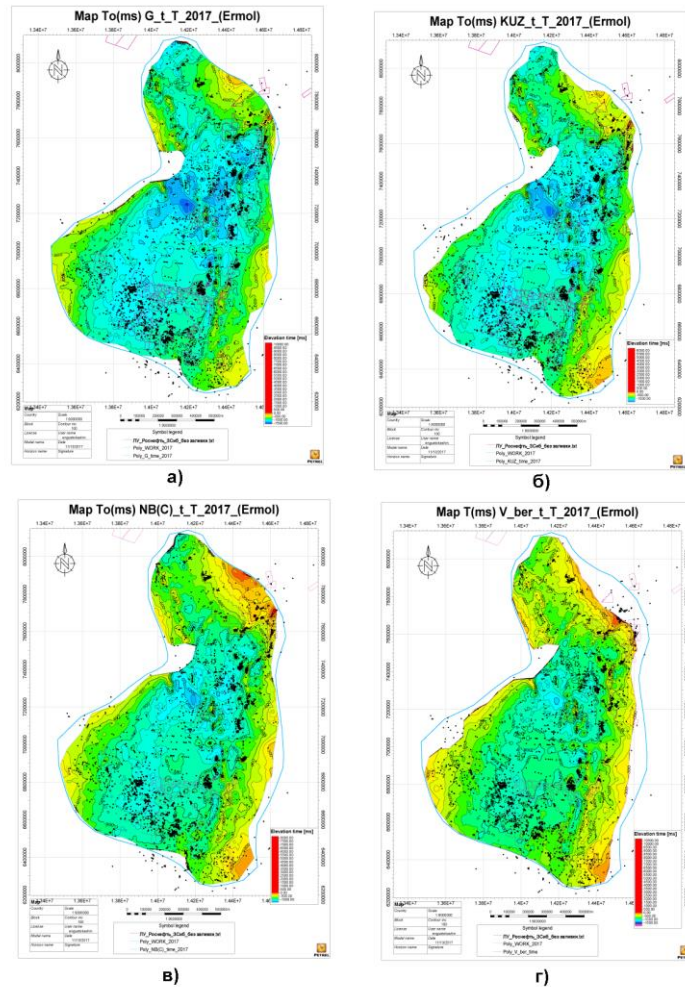


Рисунок 4 - Карты изохрон – T_0 (мсек) по ОГ: а) кровля покурской свиты – Г, б) кровля кузнецовской свиты и ее аналогов – C_4 , в) кровля нижней березовской подсвиты – C_3 , г) кровля верхней березовской подсвиты – С,

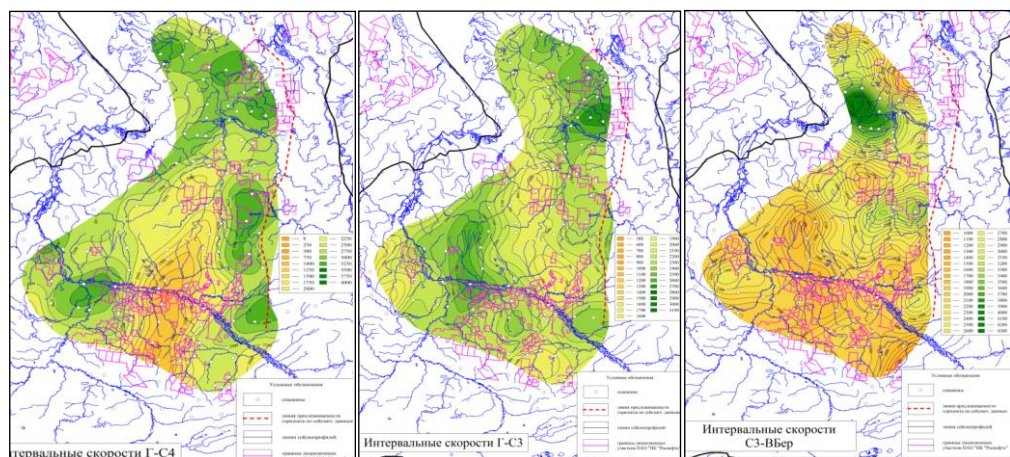


Рисунок 5 - Пример карт интервальных скоростей – $V_{инт.}$ (м/сек) между опорными отражающими горизонтами: а) Г- C_4 , б) Г- C_3 , в) C_3 -С.

Био- и магнитострафические данные в настоящее время пересматриваются и не используются в качестве основного корреляционного признака.

ГЛАВА 3. СТРОЕНИЕ СЕЙСМОСТРАТИГРАФИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ НАДСЕНОМАНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ.

3.1 Анализ опубликованной информации по верхнемеловым отложениям Западной Сибири. Палеогеографические карты.

Впервые в СССР Министерством геологии СССР и Академией наук СССР при участии других ведомств (Министерства высшего образования. Министерства нефтедобывающей промышленности и др.) в 1960-1966гг. для территории СССР был составлен Атлас литолого-палеогеографических и палеотектонических карт масштаба 1 : 7 500 000, характеризующих условия накопления некоторых полезных ископаемых осадочного происхождения, обстановок осадконакопления. и др.

Литолого-палеогеографический Атлас СССР под редакцией академика Виноградова А.П. (Рисунок 6) представлял собой первый опыт систематического картографического изображения физико-географических условий и распределения основных типов осадков и вулканогенных пород на всей территории СССР для отдельных геологических периодов, эпох и веков, начиная с раннего протерозоя и кончая современной эпохой. В том числе Атлас включал литологическую и, частично, фациальную характеристику всех шести ярусов верхнемеловых отложений (сеноман, турон, коньяк, сантон, компан и маастрихт).

Позднее, в 1976 году, под редакцией И.И.Нестерова были составлены четыре палеогеографические карты на сеноманский, туронский, кампанский и маастрихтский ярусы верхнего мела с подробной лито-биофациальной характеристикой и распределением мощностей горизонтов (Рисунок 7).



Рисунок 6 - Фрагмент литолого-палеогеографической карты СССР мелового периода сантонского яруса, под ред. акад. Виноградова А.П., 1966г. [65]

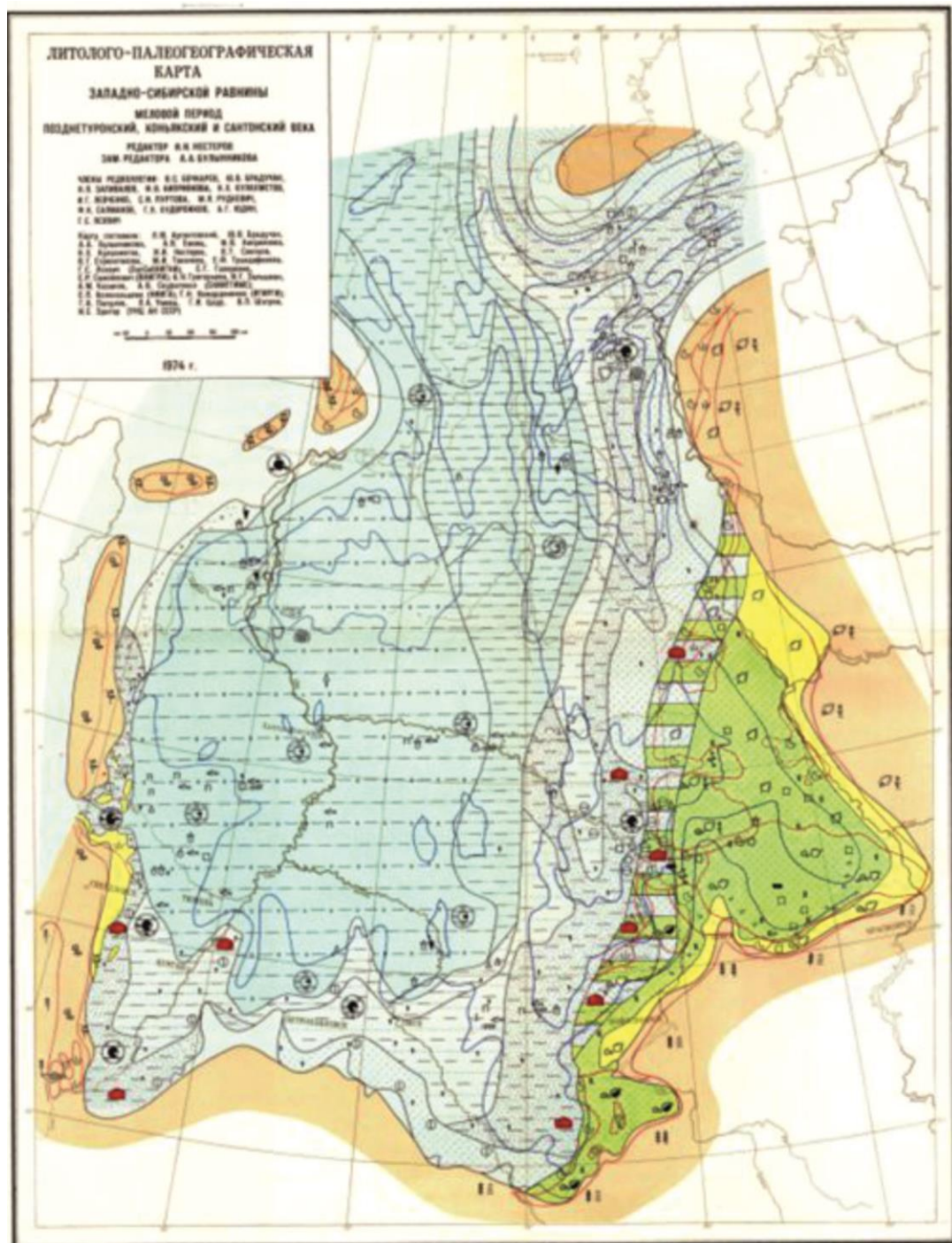


Рисунок 7 - Литолого-палеогеографической карта Западно-Сибирской равнины мелового периода позднетуронского, коньякского и сантонского века, под ред. Нестерова И.И., 1976г. [42, 192]

В 2014г. под редакцией Конторовича А.Э. [121] был составлен новейший Атлас палеогеографических карт, включающий четыре палеогеографические карты сеноманского, туронского, кампанского и маастрихтского яруса верхнего мела с упрощенной фациальной характеристикой (Рисунок 20). Из-за отсутствия

новых материалов схема в деталях повторяет построения предыдущих исследователей.

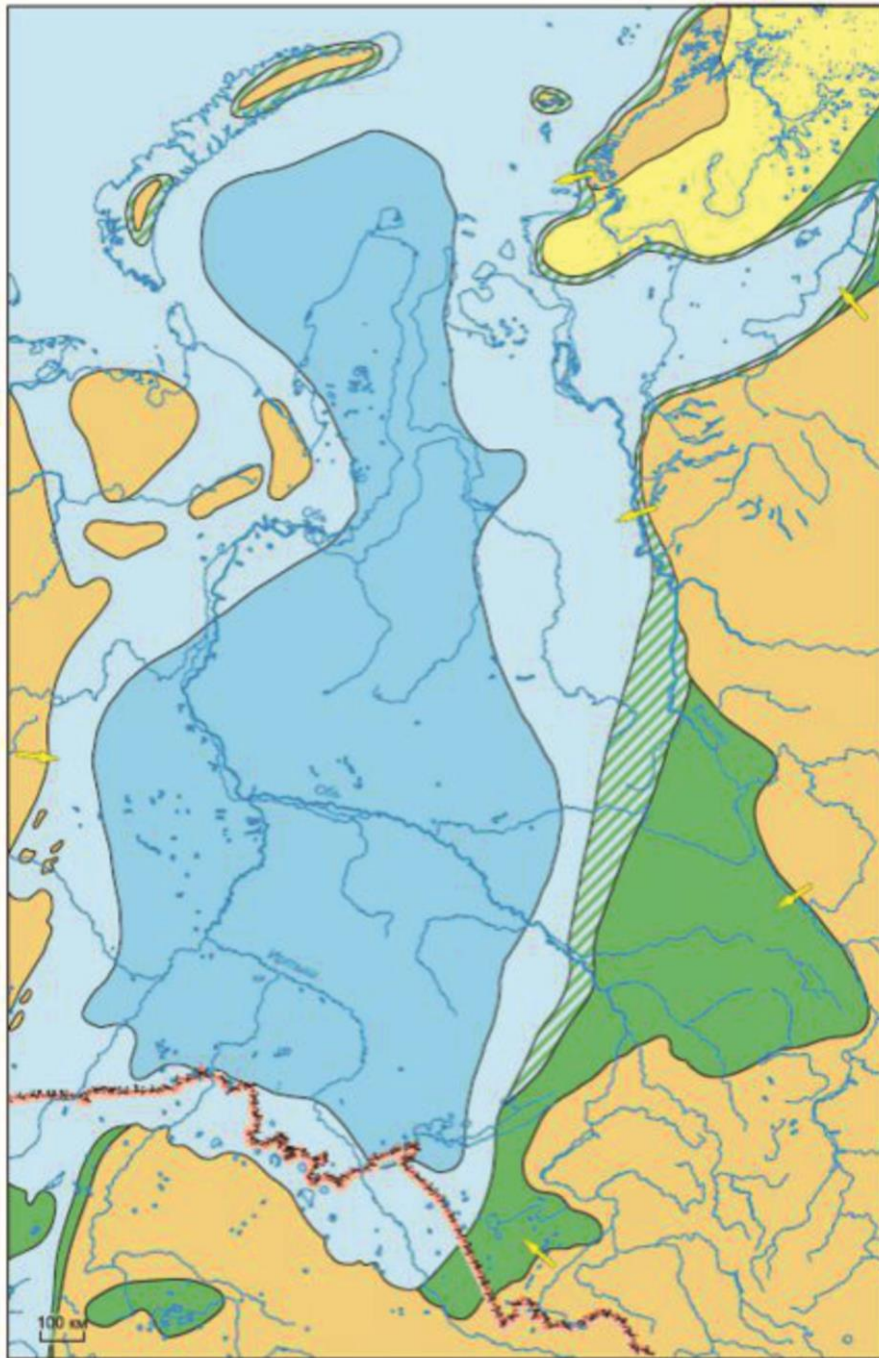


Рисунок 20 - Фрагмент литолого-палеогеографической карты, под ред. Конторовича А.Э., 2014г.

Опубликованные карты и объяснительные записки содержат информацию по вещественному составу, седиментологии и палеогеографии надсеноманских отложений.

Привлечение и интерпретация данных сейсморазведки в настоящей работе меняет представление о региональном строении надсеноманских отложений и позволяет уверенно выделить четыре сеймостратиграфических комплекса (ССК). Каждый ССК характеризуется обособленными условиями осадконакопления, с которыми закономерно увязываются литология, данные ГИС и возрастные определения. С помощью сейсмических разрезов удалось создать толстослоистую модель верхнемеловых отложений (Рисунок 21, но качество сейсморазведочных данных, к сожалению, недостаточно для детального изучения внутреннего строения выделенных интервалов разреза.

Самый нижний сеймокомплекс ОГ Г-С4 туронского возраста, представляет собой единый резервуар, в состав которого входят кузнецовская свита (газалинская толща залегает внутри кузнецовской свиты), дорожковская и ипатовская свиты, нижняя часть славгородской, насоновской и маргельтовской свит. Кровля ССК приурочена к кузнецовскому горизонту.

Выше по разрезу выделяется сеймокомплекс ОГ С4-С3 (коньяк-сантонский ярус), приуроченный к нижнеберезовскому горизонту. Сеймокомплекс включает нижнеберезовскую подсвиту и ее стратиграфические аналоги: нижнечасельскую подсвиту и нижнюю часть славгородской свиты.

Следующий сеймокомплекс ОГ С3-С (кампанский ярус) представлен в разрезе отложениями верхнеберезовской подсвиты и ее аналогов: верхнечасельской подсвиты и верхней частью славгородской свиты. Кровлей ССК является верхнеберезовский горизонт.

Самым верхним ССК, прослеженным в настоящей работе, стал сеймокомплекс ОГ С1-С. Его образует ганькинская свита маастрихтского возраста. К нему приурочен ганькинский горизонт.

3.2 Строение кузнецовского горизонта, выделение границ литофациальных зон и их картирование.

В связи с доказанной газоносностью этот горизонт является наиболее изученным и по поводу его строения высказано несколько тезисов, которые

близки автору данной работы. В частности, о возможности объединения в единый резервуар ипатовской свиты и газсалинской пачки высказывались Галеркина С.Г., Кулахметов Н.Х., Филиппович Ю.В. [21, 79, 133-135].

Первые целенаправленные работы по изучению соотношения этих двух резервуаров были выполнены Агалаковым С.Е., Бладучаном Ю.В., Мишульским М.И. [11-13, 24].

Границы кузнецовского ССК (ОГ Г-С4) уверенно выделяются на сейсмических разрезах (Рисунок 21) по акустически контрастным отражениям, образованных резкой сменой пород и имеющим реперные характеристики по данным ГИС в разрезе скважин.

Генезис пород, формирующих ОГ Г, связан с глобальной продолжительной трансгрессией в раннетуронское время и сменой песчаных высокоскоростных пород сеномана морскими низкоскоростными глинами.

ОГ С4 приурочен к глинистым отложениям мярояхинской пачки, которая образована в период глобального затопления Западно-Сибирской плиты на границе турон-коньякского веков [126].

Анализ карты временных толщин dT ОГ Г-С4 свидетельствует о достаточно сложном строении кузнецовского ССК (Рисунок). В центральной части региона (зоны I, II, III) разрез сложен глинами кузнецовской свиты (временные толщины не превышают 50 мсек). Восточная часть Западной Сибири (зона IV) в интервале кузнецовского ССК характеризуется мощным наращиванием толщин (до 300 мсек). Увеличение толщин связано с появлением в средней части песчано-алевритовых отложений газсалинской пачки. На востоке территории кузнецовский горизонт приобретает трехчленное строение: нижняя глинистая часть образует дорожковскую свиту, ее перекрывают песчаники газсалинской пачки и завершают разрез глинистые отложения мярояхинской пачки (Рисунок - 25).

Появление песчано-алевритовых разностей газсалинской пачки связано с некомпенсированным осадконакоплением со стороны восточных источников сноса. Выделяется три основных депоцентра – ипатовский (юго-восточный

источник с Алтая и Саян), газалинский (северо-восточный источник плато Путорана) и таймырский (северный источник с Таймыра). Необходимо отметить, что опесчаненные породы газалинской толщи обладают хорошими коллекторскими свойствами и в этих отложениях открыты газовые залежи. Установлена промышленная газоносность надсеноманских отложений на Харампурском, Ново-Часельском, Южно-Русском, Южно-Мессояхском, Тэрельском и др. месторождениях.

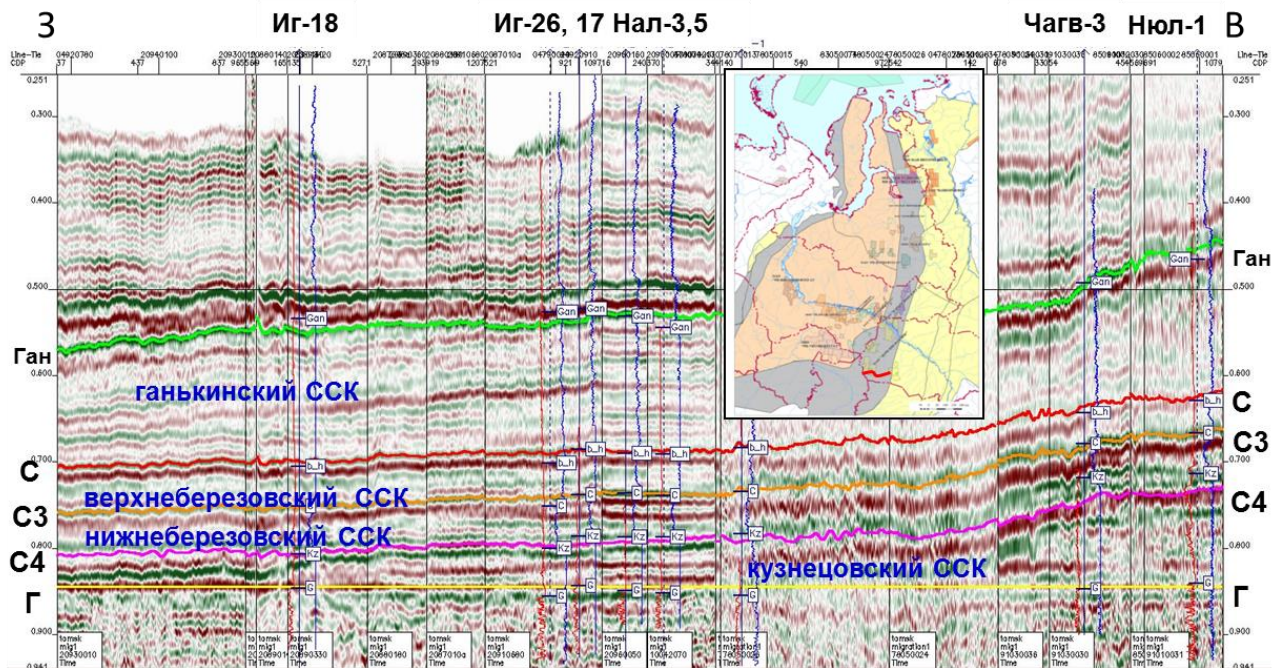


Рисунок 21 - Сейсмический профиль широтного простирания в южной части Западно-Сибирской равнины в интервале ОГ Г-Ган

Значительное изменение литологического состава пород в восточном направлении, вплоть до полного исчезновения мярояхинской пачки и опесчанивания верхней части разреза в РСС отражено появлением новых фациальных районов со своими стратиграфическими единицами – насоновской свиты северо-восточном регионе, маргельтовской свиты – в средне-восточной части, и сымской свиты – в юго-восточном. Принципиальное строение кузнецовского горизонта на территории Западной Сибири отражает Рисунок (широтный профиль для северной части) и Рисунок 24 (для южной).

В целом по кузнецовской свите и отдельно для каждой пачки, слагающей кузнецовский сейсмокомплекс, были отстроены карты толщин с учетом скважинных данных. Карта общих толщин кузнецовской свиты с учетом

скважинных разбивок (Рисунок 9) имеет те же закономерности, что и карта временных толщин. Карту толщин газсалинской толщи представляет Рисунок 10, карту толщин мярояхинской пачки – Рисунок 11. Всего в построениях было использовано 3 710 скважин. По данным каротажа для газсалинской пачки была зафиксирована граница начала ее прослеживания и линия замещения глинистой части на песчано-алевритистую. Также по скважинным данным установлена зона перехода к насоновской свите, совпадающая с выклиниванием мярояхинской пачки. Таким образом, сейсмические данные полностью подтверждаются результатами бурения и находят объяснение в модели осадконакопления, представленной в данной работе.

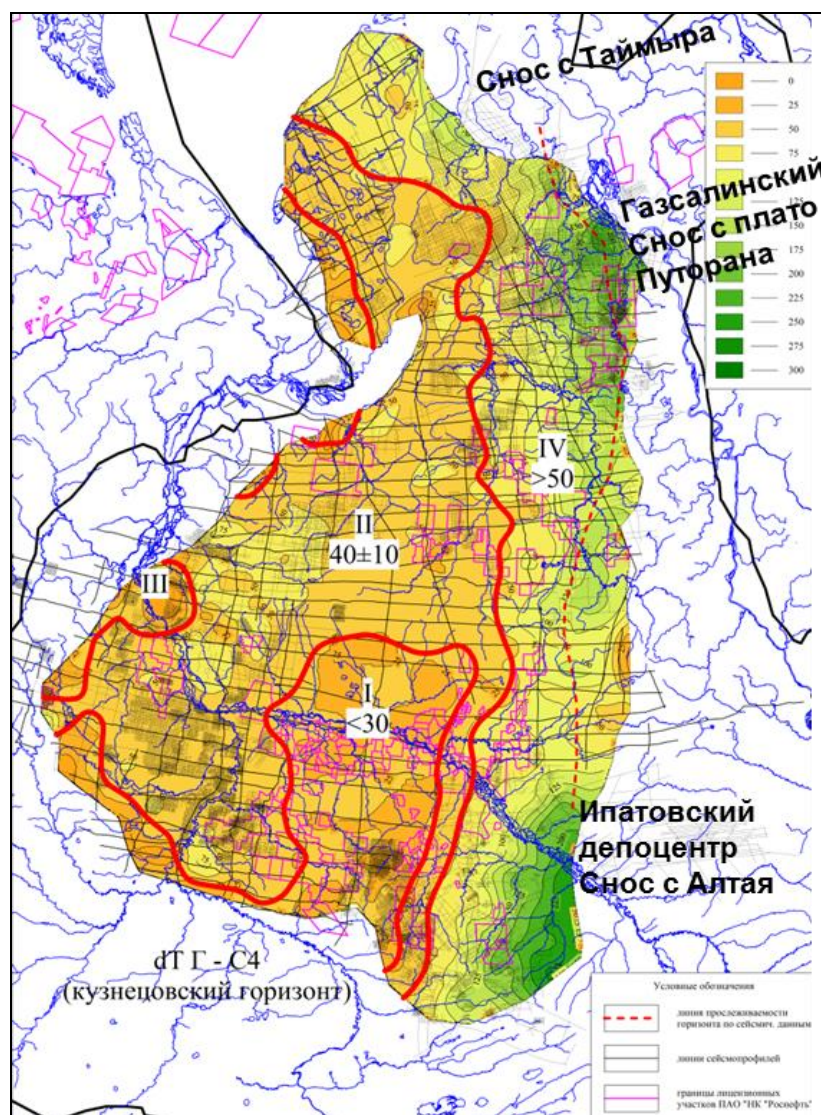
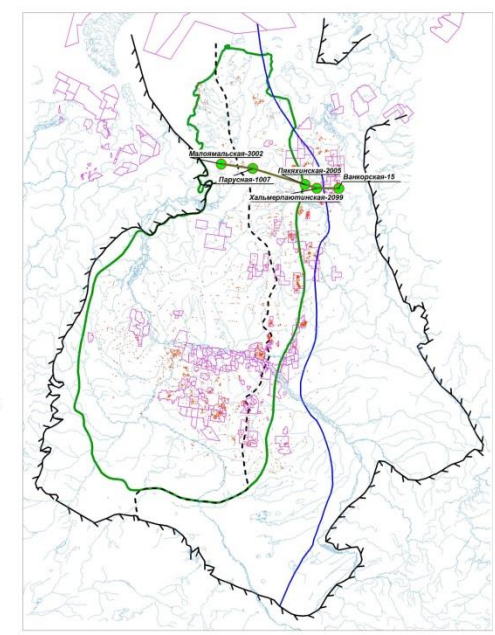
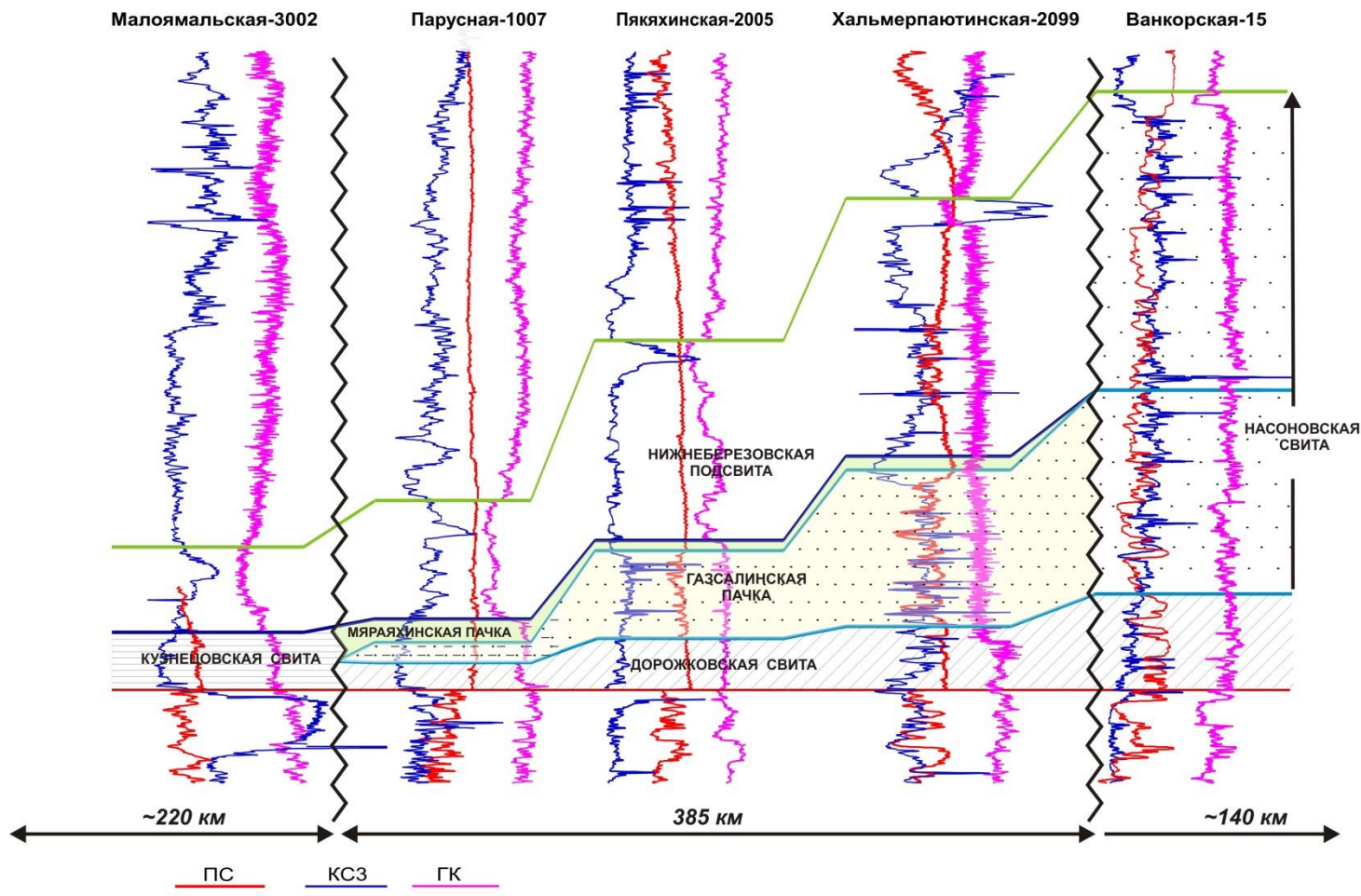
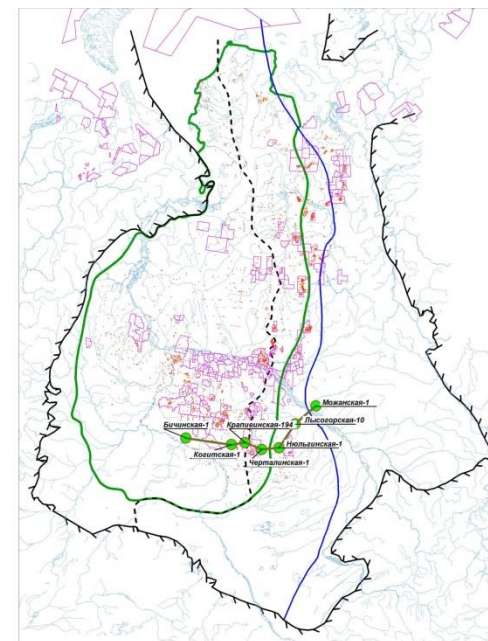
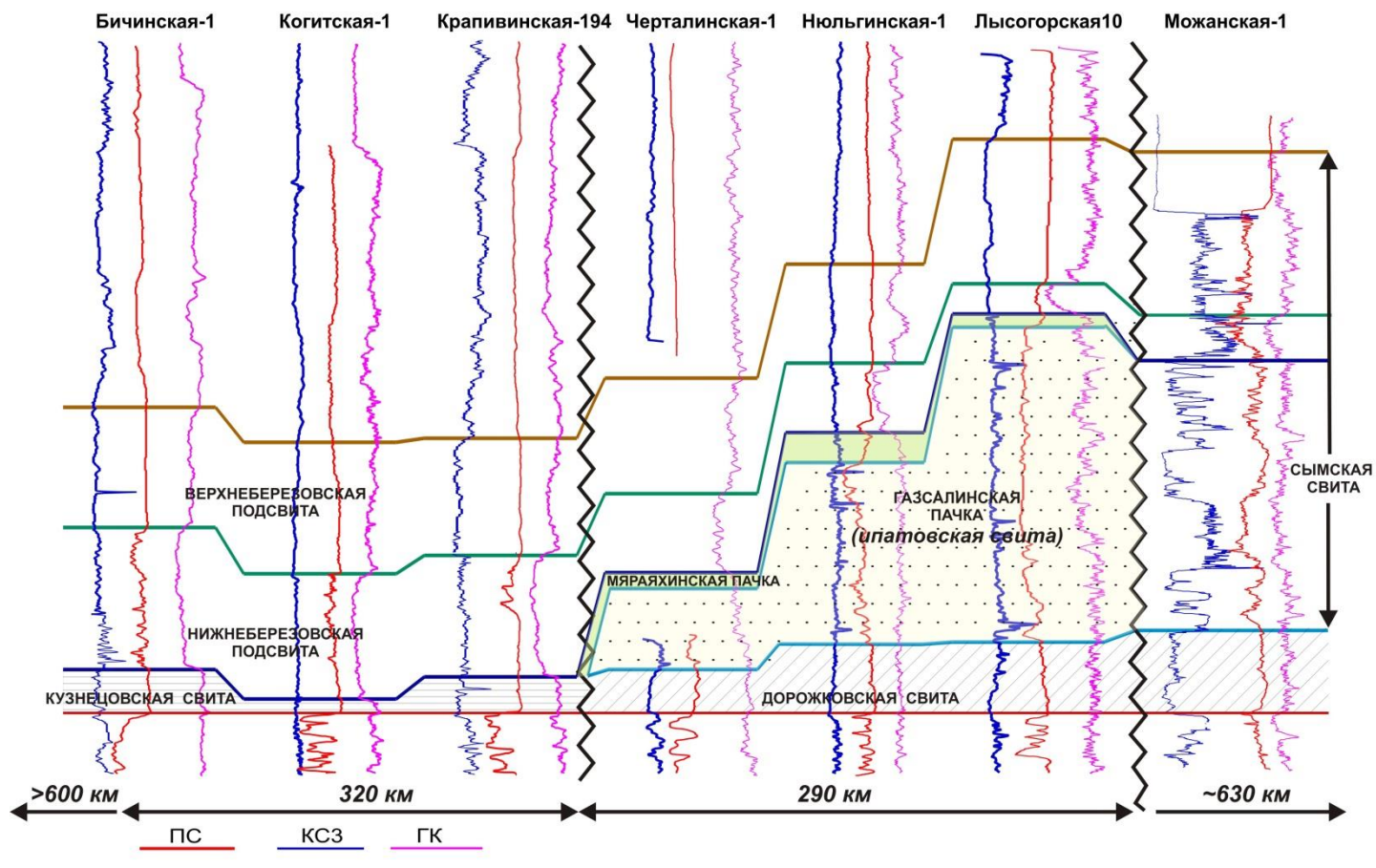


Рисунок 22 - Карта временных толщин кузнецовского горизонта (ОГ Г-С4).



- граница Западно-Сибирского бассейна
- лицензионные участки "НК "Роснефть"
- граница начала прослеживания газсалинской пачки
- граница перехода к насоновской свите (выклинивание мьяражинской пачки)
- Тюменско-Уренгойский ЛФР (по РСС)

Рисунок 23 - Принципиальная схема строения кузнецовского горизонта (северный профиль)



- граница Западно-Сибирского бассейна
- лицензионные участки "НК "Роснефть"
- граница начала прослеживания газсалинской пачки
- граница перехода к маргельтовской свите (аналог насоновской), выклинивание мерояхинской пачки
- Тюменско-Уренгойский ЛФР (по РСС)

Рисунок 8 - Принципиальная схема строения кузнецовского горизонта (южный профиль)

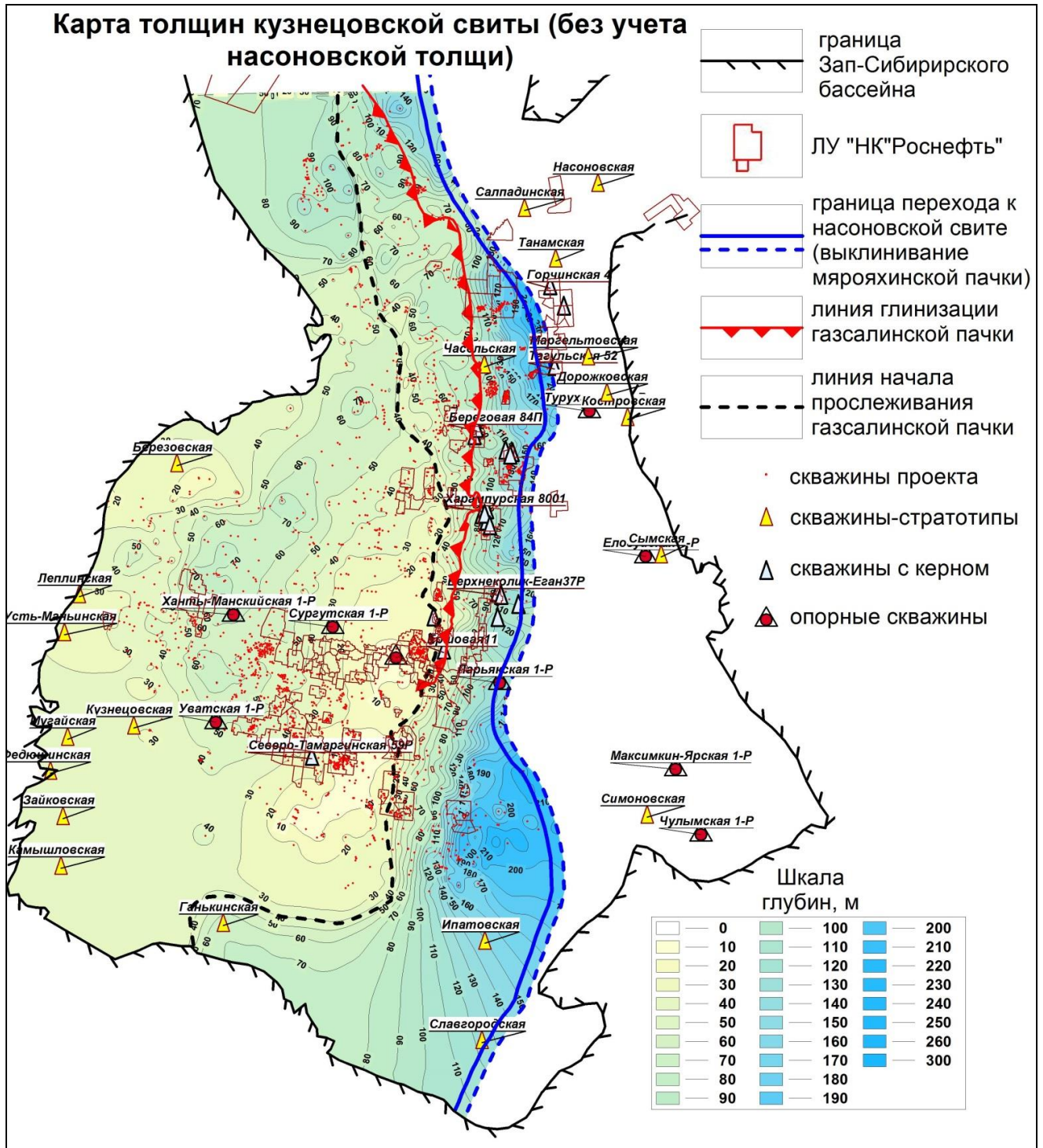


Рисунок 9 - Карта толщин кузнецовского горизонта по данным бурения

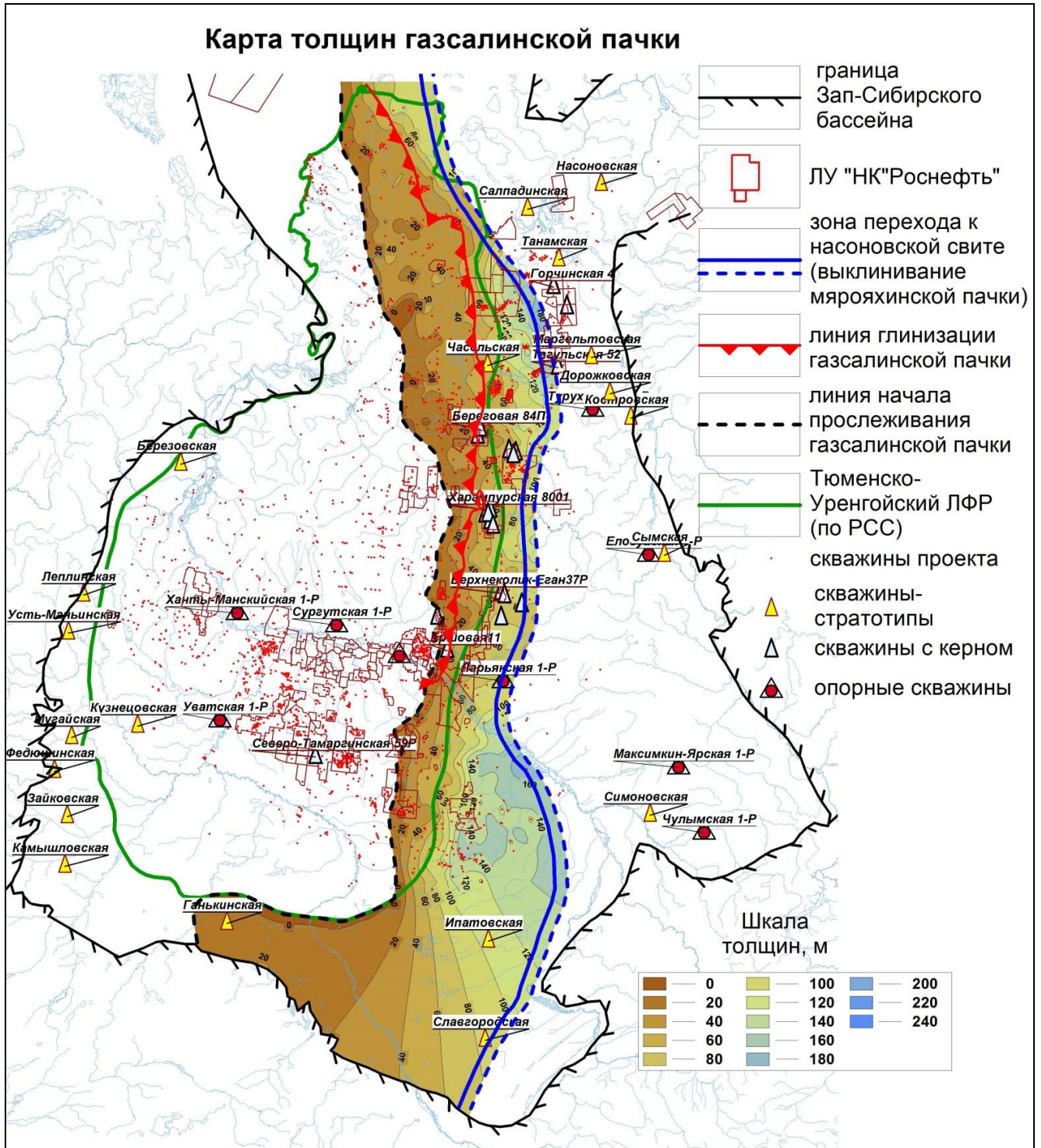


Рисунок 10 - Карта толщин газсалинской пачки

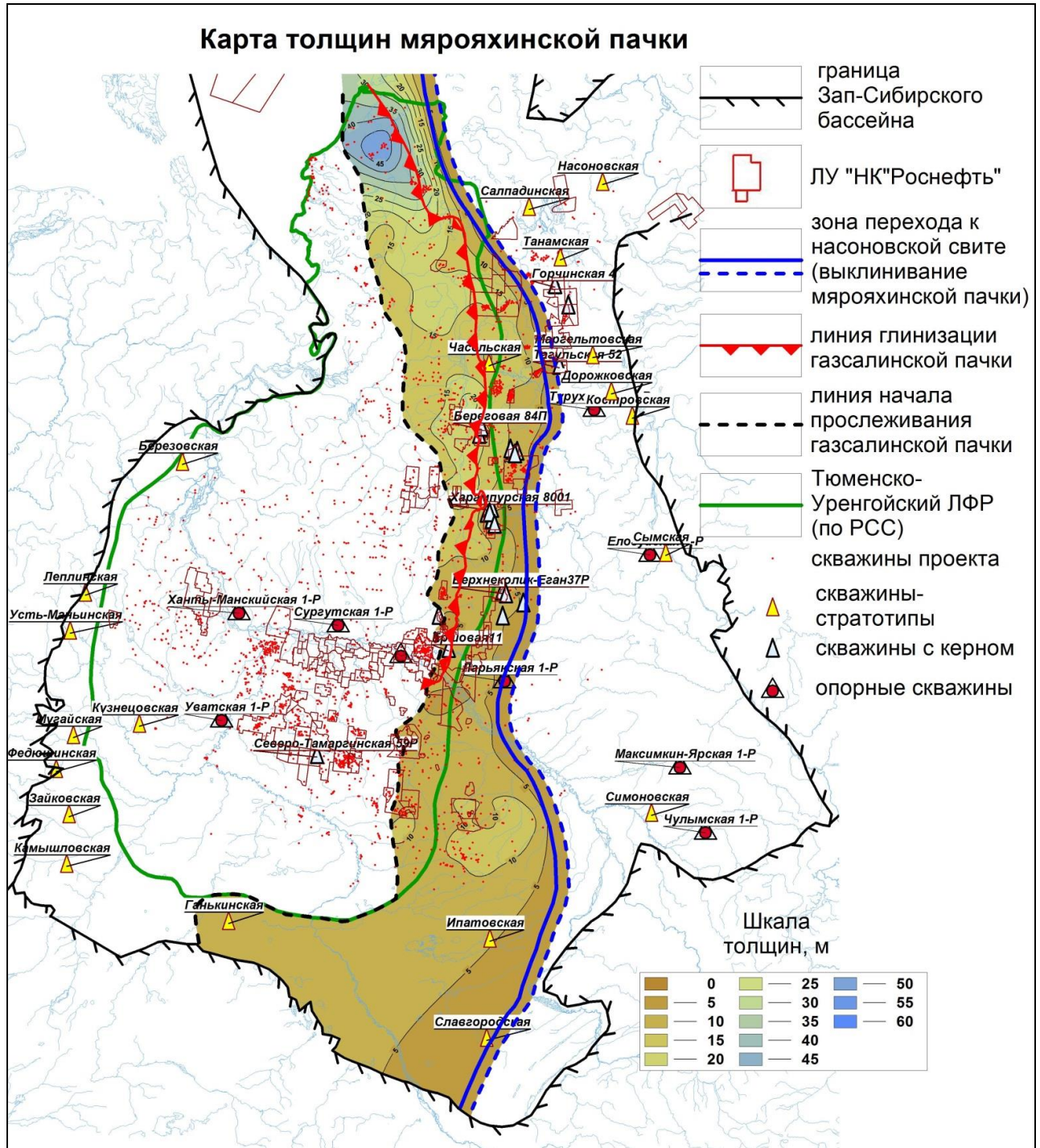


Рисунок 11 - Карта толщин мяряохинской пачки

3.3 Строение нижнеберезовского горизонта, выделение границ литофациальных зон и их картирование.

Самым существенным отличием горизонта от вмещающих пород является значительное содержание кремнезема (до 95%). Кремнезем, по-видимому, смешанного биогенно-хемогенного генезиса [56, 85, 86, 111, 128, 145, 150, 162-166, 205231, 244, 257, 261, 262, 265, 266, 279].

Современные представления о сейсмогеологическом строении горизонта отражены в статьях с участием автора [14-17]. Нижнеберезовский ССК (ОГ С4-С3) залегает (местами несогласно) на отложениях кузнецовского горизонта. Отражающий горизонт С3 является региональным репером и уверенно следует на большей части территории Западно-Сибирского бассейна (см. Рисунок 21). Сейсмическое отражение формируется на границе опок хэяхинской пачки, которые накапливались в период максимальной трансгрессии территории (поздний сантон), и кремнисто-глинистых отложений верхнеберезовской подсвиты (ранний кампан), когда произошла резкая смена палеообстановок. Предположительно наступила быстрая регрессия моря с последующей, убывающей по масштабам проявления, трансгрессией.

Различный генезис осадконакопления вмещающих пород и собственно нижнеберезовских отложений в свою очередь позволяет практически безошибочно фиксировать границы нижнеберезовского комплекса в разрезе скважин по данным ГИС. Опоки и кремнистые разности, присутствующие в составе отложений нижнеберезовской подсвиты, существенно влияют на показания скважинных геофизических методов, а именно: пониженные показания на каротаже радиоактивности (кривая ГК – главный метод для опознавания нижнеберезовской свиты в разрезе), а также уменьшенные значения на кривой ПС и увеличенные сопротивления (Рисунок 12). По существующим представлениям [РСС 1990, 2004] (Рисунок 13) кремнистые отложения Западной Сибири приурочены к различным стратиграфическим уровням. По результатам наших

исследований [14, 15, 16, 34, 127] разрозненные толщи объединяются в единую верхнемеловую кремнистую формацию.

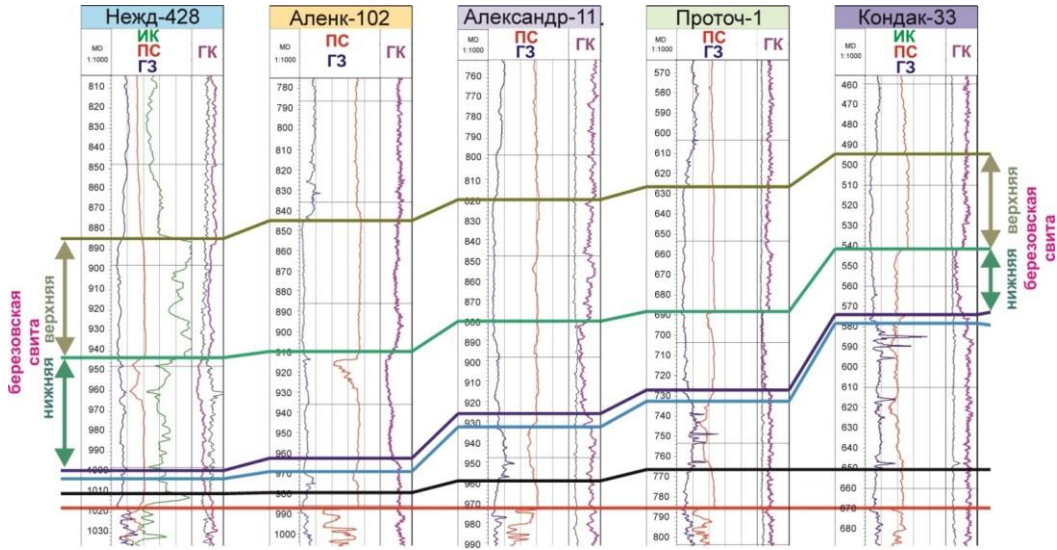


Рисунок 12 - Пример выделения березовских отложений в скважинах (Нежданная 428 – Аленкинская 102 – Александровская 11 – Протоchnая 1 – Кондаковская 33)

Корреляция местных стратиграфических подразделений						ОБЩАЯ СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ШКАЛА					
ГОРИЗОНТ	Ямало-Тюменский район			Тазовский район	Усть-Енисейский район	Омско-Ларьский район	Копашевский район	Подъяурск	Ярус	Ярус	Отдел
	Тюменско-Вагоянский подрайон	Березово-Вартовский подрайон	Ямальско-Уренгойский подрайон					Ярус	Ярус	Ярус	
СЛАВГОРОДСКИЙ	Верхняя подсвита Глины серые, зеленовато-серые, темно-серые слабоалевритистые, с редкими прослоями опоквидных глин и опок. 40-150 м			Верхняя подсвита Ритовые переслаивающиеся серые алевриты глинистые и глины алевритистые. 400-450 м	Верхняя подсвита Алевриты серые, зеленовато-серые, прослоями глауконитовые. 20-50 м Нижняя подсвита Глины светло-серые, серые опоквидные. 40-125 м	Славгородская свита Глины серые и зеленовато-серые, с прослоями глинистых опок. 30-160 м		ВЕРХНИЙ	КАМΠΑНСКИЙ	КАМΠΑН	ВЕРХНЕЛОМОВЫЙ
ИПАТОВСКИЙ	Нижняя подсвита Опоки серые и голубовато-серые, глины темно-серые и черные, монтмориллонитового состава, прослоями опоквидные, в окранных частях площади распространения подсвиты с прослоями песчанков и алевритов. 40-120 м			Хазюнская пачка Глины темно-серые, алевритистые. 10-20 м Нижняя подсвита Глины серые и темно-серые с зеленоватым оттенком, с прослоями глауконитовых алевритов. 50-150 м	Пачка 5. Переслаивание серых, зеленовато-серых глин, алевритов, песков. Мощность 0,6-1,2 м (VI). 15-100 м Пачка 4. Глины серые, буровато-серые, иногда с зеленоватым оттенком (V). 50-160 м Пачка 3. Глины, алевриты, пески серо-зеленые с карбонатными конкрециями, основаниии фосфатный горизонт (IV). 30-40 м Пачка 2. Алевриты и пески серо-зеленые, с глауконитом. В основании фосфатный горизонт (III). 80-90 м	Ипатовская свита Песчанки и алевриты зеленовато-серые, часто глауконитовые, с глинистым, известковым и кремнистым цементом, с прослоями серых глин, сидеритовыми конкрециями, стяжения фосфоритов. 60-150 м		НИЖНИЙ	САНОНСКИЙ	САНОН	
КУЗНЕЦОВСКИЙ	Кузнецовская свита Глины серые и зеленовато-серые, с зернами глауконита. В краевых частях с пропластками глауконитовых алевритов и песков. На севере в нижней части прослой слабобитуминозных разностей. На востоке в верхах появляются прослой опоквидных глин. В основании пески, алевриты слабо отсортированные с фосфатными стяжениями. 7-100 м			Пачка 4. Глины серые с редкими включениями глауконита. 5-20 м Пачка 3 (гласификация) Пески, алевриты зеленовато-серые, глауконитовые с прослоями зеленовато-серых алевритовых глин. 10-115 м Пачка 2. Глины зеленовато-серые, алевритистые. 20-60 м Пачка 1. Глины темно-серые, до черных слабо битуминозные. 6-10 м	Пачка 1. Глины и алевриты серые, зеленовато-серые, с прослоями светло-серых песков. В основании фосфатный горизонт (II). 70-100 м Дорожковская свита (верхняя часть) Глины и глинистые алевриты зеленовато- и буровато-серые, часто с глауконитом. 45-130 м	Кузнецовская свита Глины серые, зеленовато-серые, на юге известковистые, прослоями алевритовые. На востоке в средней части пески, алевриты глауконитовые. 8-60 м		НИЖНИЙ	ТУРОНСКИЙ	ТУРОН	

Рисунок 13 - Фрагмент региональной стратиграфической схемы верхнемеловых отложений Западной Сибири с предлагаемыми изменениями (розовым цветом выделена кремнистая формация).

Авторский вариант основывается на корреляции сейсмических данных – региональный сейсмический маркер – отражающий горизонт С, в Ямало-Тюменском районе приуроченный к кровле нижнеберезовской подсвиты, в Омско-Ларьякском районе стратиграфически привязывается к средней части славгородской свиты (Рисунок 30).

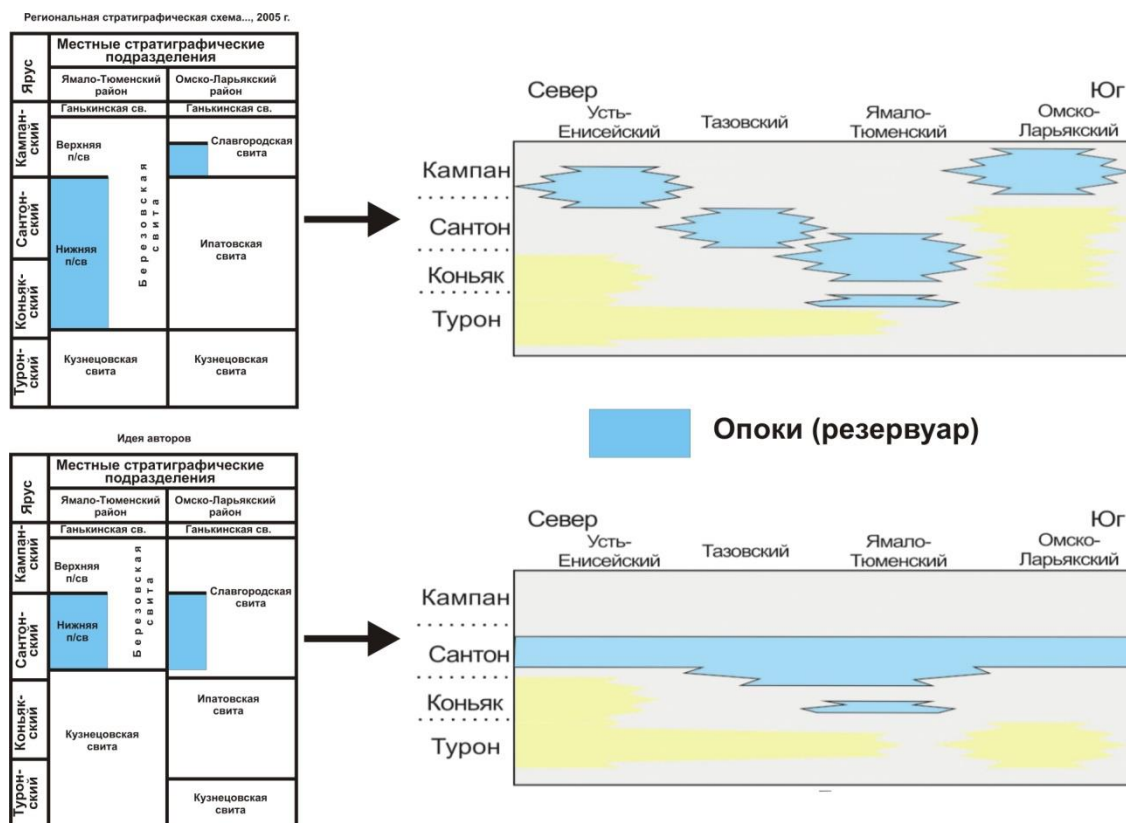


Рисунок 30 - Варианты корреляции верхнемеловых кремнистых отложений. Вверху – официальная, внизу – ТННЦ 2017

Индексация пластов березовской свиты.

В соответствии с правилами Стратиграфического кодекса [236-239] при индексации пластов коньяк-кампанского комплекса (как и по другим) пласты следует индексировать сверху вниз.

Песчаные и глинистые тела, выделяемые в их разрезе, предлагается индексировать двумя буквами (заглавными – песчаные пласты, строчными – глинистые) и цифрами. Первая буква соответствует названию стратиграфического

подразделения, вторая – названию района; цифра – их порядковый номер сверху вниз (БС1, БС2 и др.). Проницаемые пропластки, залегающие внутри глинистой покрышки, индексируют заглавной буквой стратиграфического подразделения и строчной – района (Бс1, Бс2 и др.).

К примеру, корреляцию и индексацию песчаных пластов апт-сеноманских отложений (покурский надгоризонт) арктической зоны Западной Сибири предложено проводить исходя из особенностей их строения. В том случае, если покурский надгоризонт сложен разнородными по формационному составу толщами, обособляемыми в самостоятельные свиты, песчаным пластам присваивается индекс из двух заглавных букв, обозначающих название свиты (ВК1, ВК2, ХМ1, ХМ2., УВ1, УВ2 и т. д.)».

Нижнеберезовский кремнистый комплекс в ПАО НК Роснефть наиболее изучен на Харампурском месторождении.

На Харампурском месторождении в составе нижнеберезовской подсвиты по материалам ГИС, визуального описания керна и с учетом опубликованных лабораторных данных снизу нами выделено 4 пласта (пачки), снизу вверх: НБ4, НБ3, НБ2, НБ1 (Рисунок 31). Индексация пластов совпадает с предложенной ОАО СибНАЦ [267].

Литологически пласты сложены в разной степени кремнистыми породами.

На карте временных толщин dT ОГ С4-С3 четко выделяются четыре зоны с разными значениями (Рисунок 14).

Зона I в южной части территории Западной Сибири представляет собой область минимальных значений (<70мсек), достаточно обширная зона II на северо-востоке и малых размеров зона III на западе характеризуются максимальными временными толщинами (>110мсек). Зона IV наиболее обширная по площади и занимающая всю центральную часть бассейна имеет средние временные толщины (разброс составляет 90 ± 20 мсек).

Увеличение мощностей отложений в зоне II объясняется тем, что в сантоне и кампане основной объем терригенного материала на территорию Западно-

Сибирской плиты поступал с северо-востока (Таймыр, плато Путорана). Для западного локального участка (зона III) привнос материала предполагается со стороны Щучьего выступа. Выделенные зоны на карте временных толщин характеризуются различными условиями седиментации. Так, в зоне минимальных толщин I осадки были преимущественно био-хемогенными, практически без примеси терригенных осадков. В зоне средних значений толщины IV осадки имеют смешанный генезис.

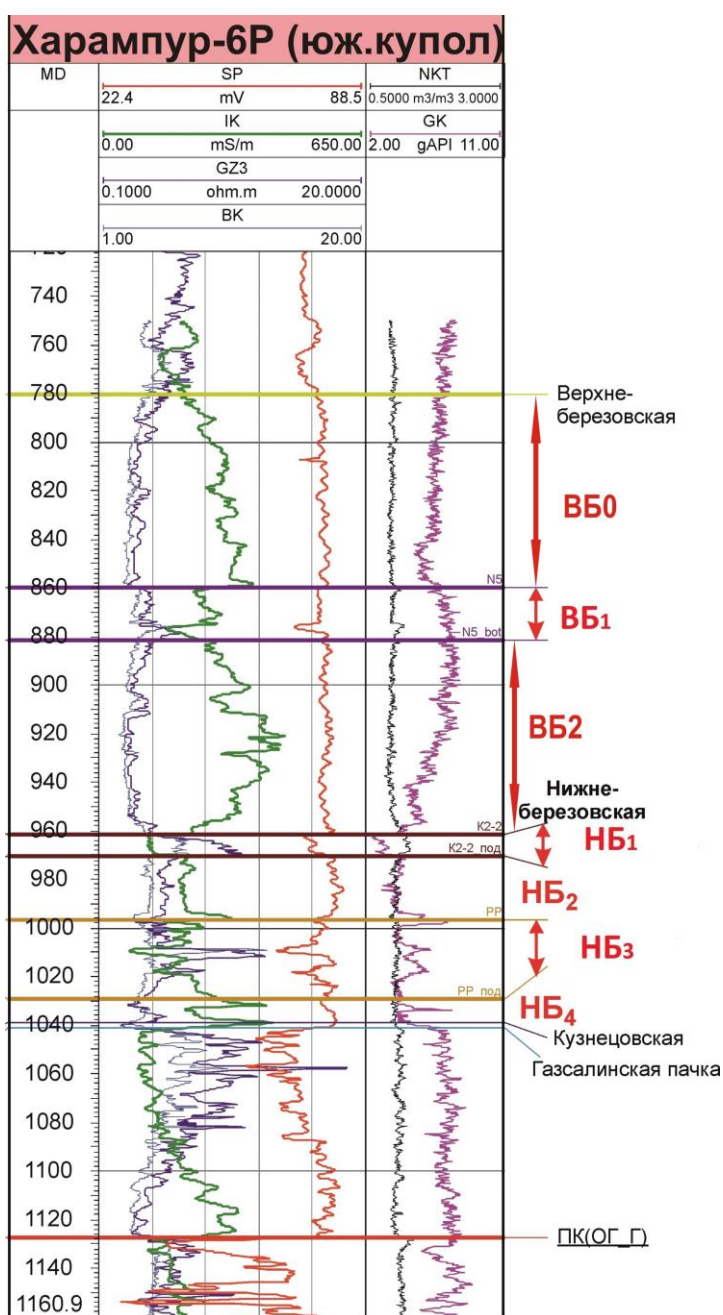


Рисунок 31 - Индексация пластов березовской свиты

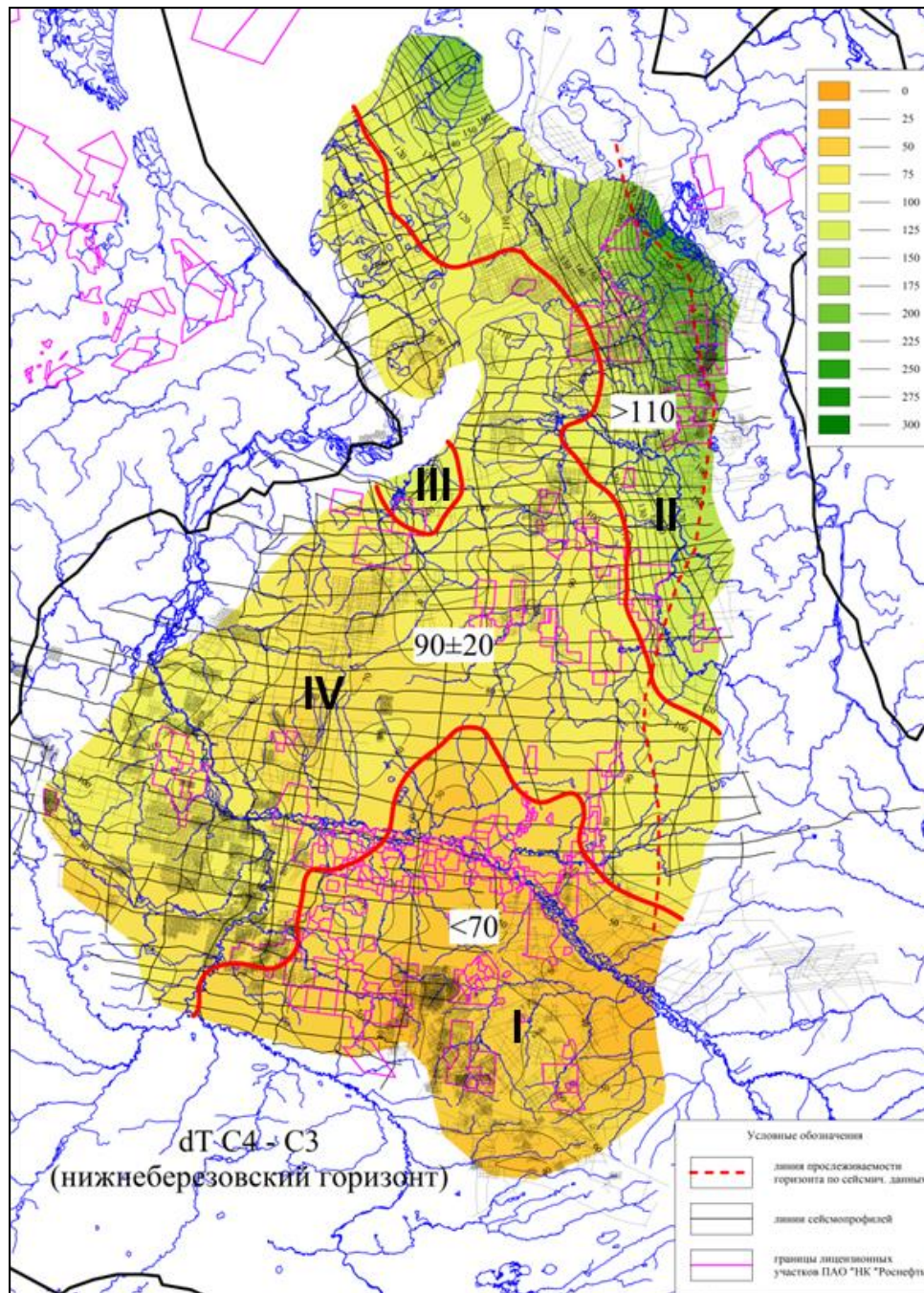


Рисунок 14 - Карта временных толщин нижнеберезовского горизонта (ОГ С4-С3)

Мощности нижнеберезовского комплекса, состоящего из четырех пачек, закономерно связаны с особенностями его внутреннего строения. Две пачки имеют опубликованные названия – это пласт НБ3 (русскореченская) и пласт НБ1 (хэяхинская), а две другие проиндексированы нами как НБ2 и НБ4 (цифровая нумерация стандартно растет сверху вниз). Пачки НБ1, НБ2 и НБ4 имеют сходный генезис, преимущественно трансгрессивный, био-хемогенного типа.

Пачка НБ3 имеет терригенный состав и сформирована в период регрессивного цикла. Именно терригенно-осадочные породы пласта НБ3 (русскореченская пачка) образуют увеличенные толщины в северо-восточной зоне II.

Количество кремневого материала определяет особенности каждой пачки и коллекторские свойства пород. Верхняя хэяхинская пачка (пласт НБ1) сложена практически чистыми опоками, без примесей терригенного материала. В пачке НБ2 и НБ4 содержание терригенных осадков увеличивается. Третья сверху пачка НБ3 (русскореченская) связана с периодом терригенного осадконакопления и представлена коллекторами традиционного типа.

Схематичный разрез субмеридионального простирания северо-восточной части Западно-Сибирской плиты в интервале коньяк-сантонских отложений (Рисунок 15) показывает соотношение пластов нижнеберезовского комплекса, их литологическую характеристику и каротажный образ.

Последовательное изменение состава пород нижнеберезовского горизонта в северо-восточном направлении при одновременном увеличении мощности, происходит, главным образом, за счет появления русскореченской толщи.

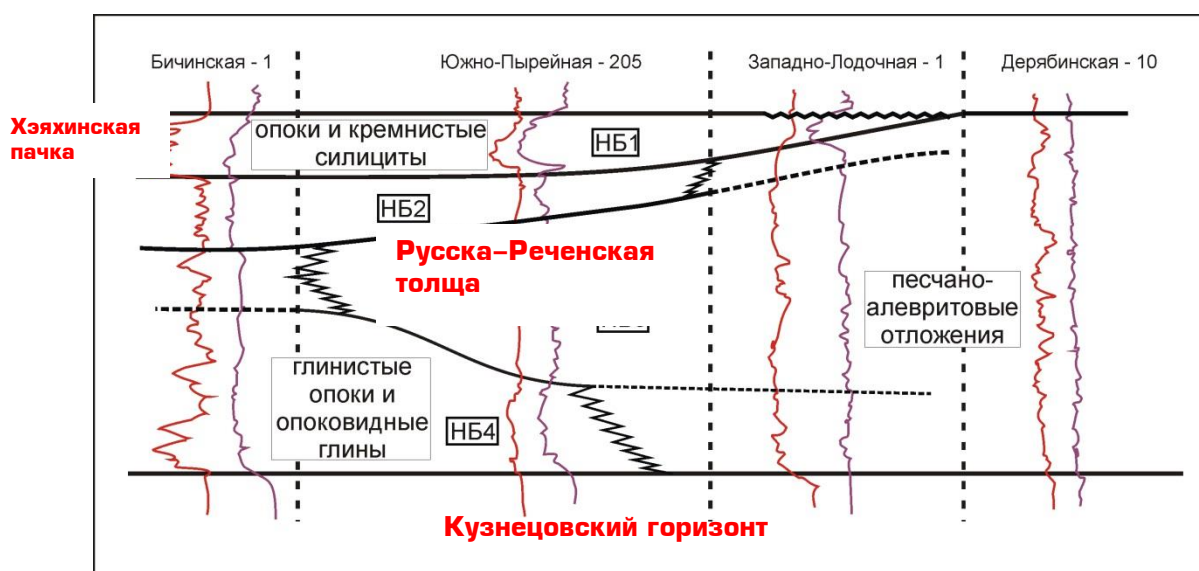


Рисунок 15 - Схематичный субмеридиональный разрез северо-восточной части Западно-Сибирской плиты в интервале коньяк-сантонских отложений

В самой восточной части Западно-Сибирского бассейна происходит сильное опесчанивание отложений. Это приводит к выклиниванию мярояхинской, первоначально глинистой пачки, чуть восточнее исчезает хэяхинская кремнистая пачка. В результате туронские и коньяк-сантонские отложения сливаются и образуют мощную песчано-алевритистую толщу, которая выделена на северо-востоке в насоновскую свиту, на юго-востоке – в сымскую, а в средне-восточной части – в маргельтовскую свиту. Для наглядного представления строения нижнеберезовского горизонта авторами отчета создана схема концептуальной модели (Рисунок 16) для северной территории Западной Сибири, где развита русско-реченская толща.

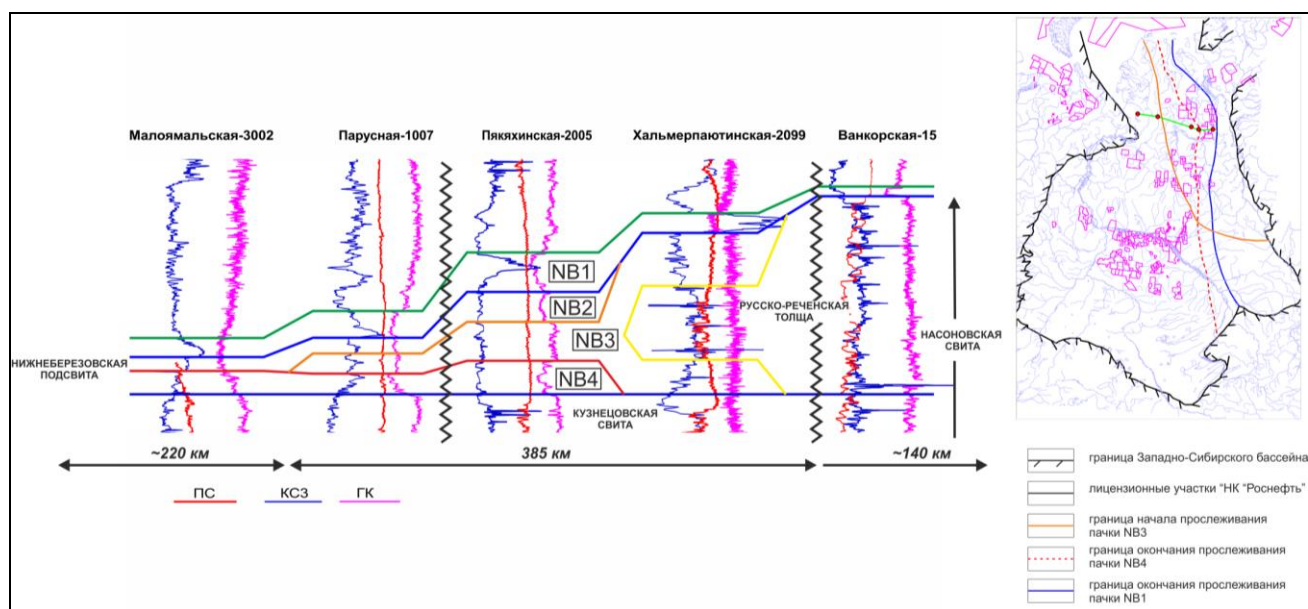


Рисунок 16 - Схема концептуальной модели строения нижнеберезовского горизонта (субширотная схема, северная часть ЗСП)

В целом по нижнеберезовской подсвите (35) и отдельно для хэяхинской пачки (пласт НБ1) (Рисунок 18), терригенной части разреза (пачка НБ3) (Рисунок 19) и кремнистых отложений (НБ1+НБ2+НБ4) (Рисунок 20) были отстроены карты толщин с учетом скважинных данных. Всего в построениях было использовано 3 033 скважины. По данным кривых ГИС была зафиксирована граница выклинивания хэяхинской пачки, а также начало появления русско-реченской пачки (пласт НБ3).

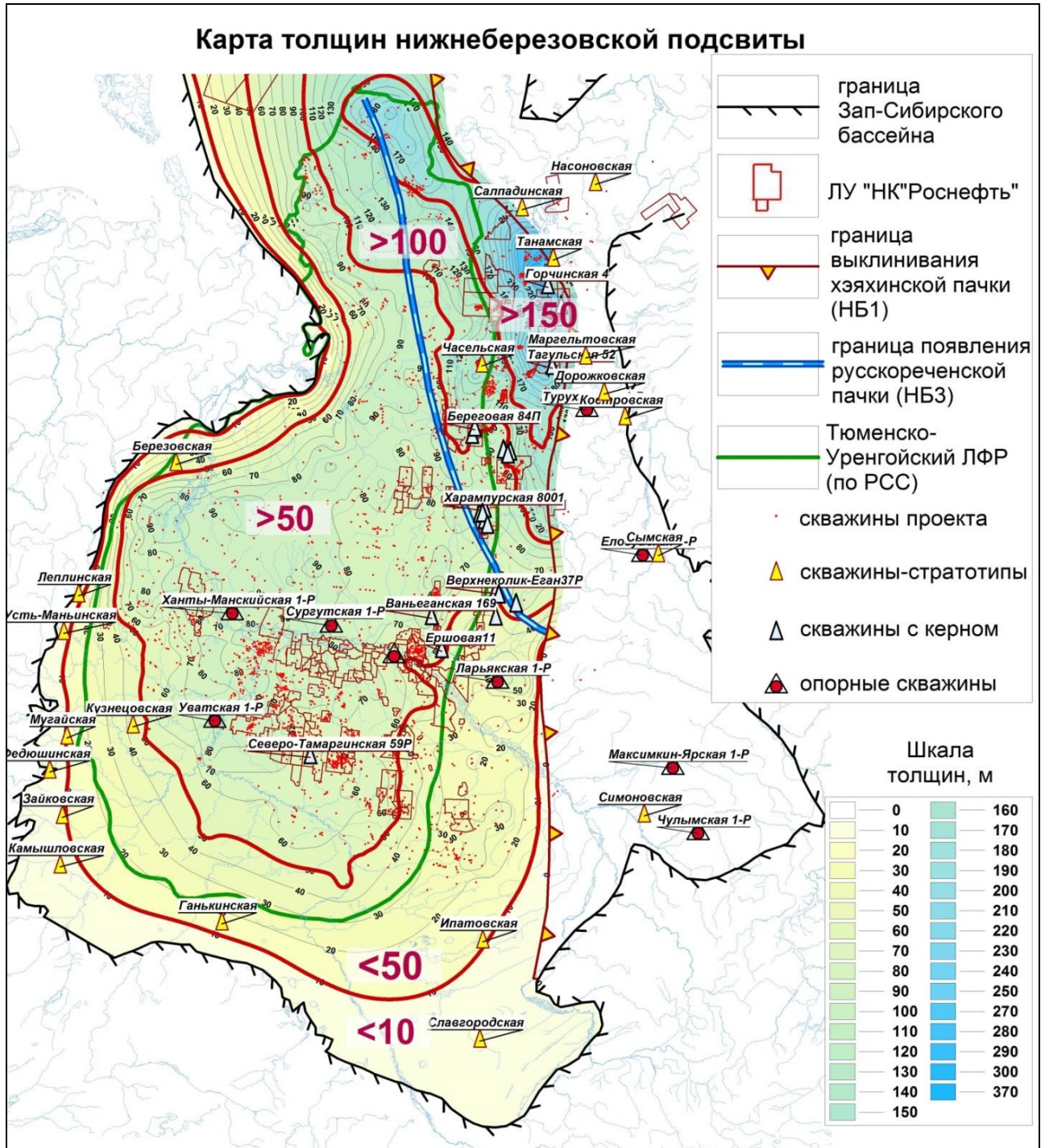


Рисунок 17 - Карта толщин нижеберезовского горизонта по данным бурения

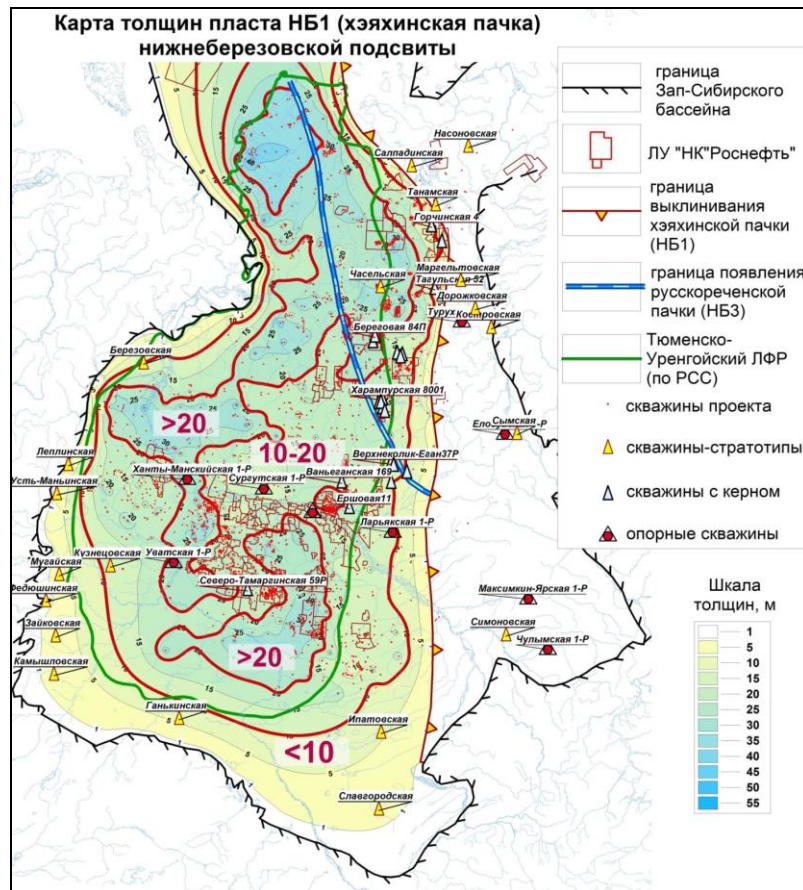


Рисунок 18 - Карта толщин хэяхинской пачки (пласт НБ1) по данным бурения

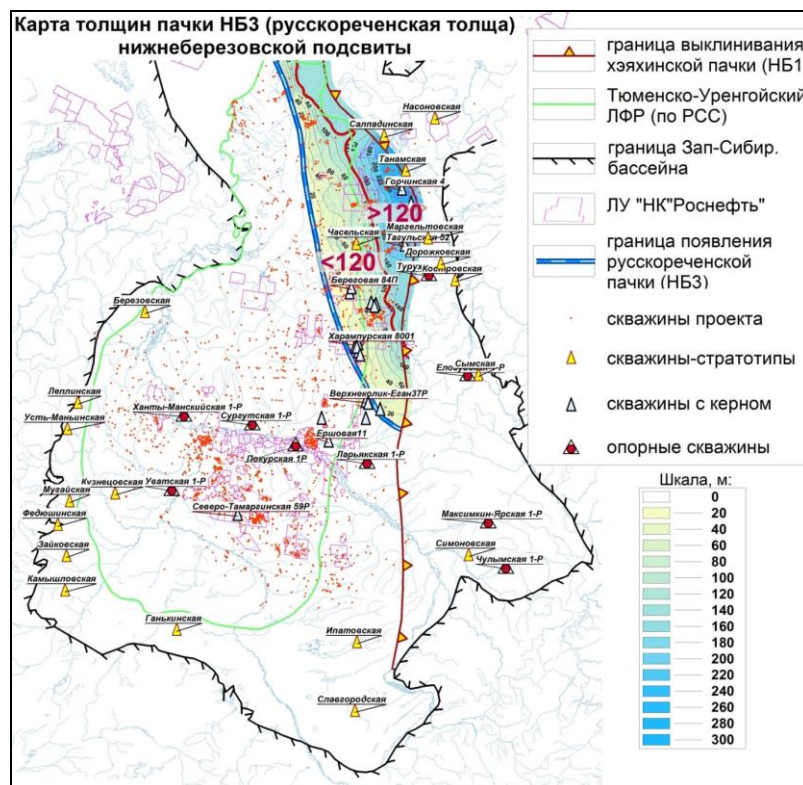


Рисунок 19 - Карта толщин русско-реченской толщи (пласт НБ3) по данным бурения

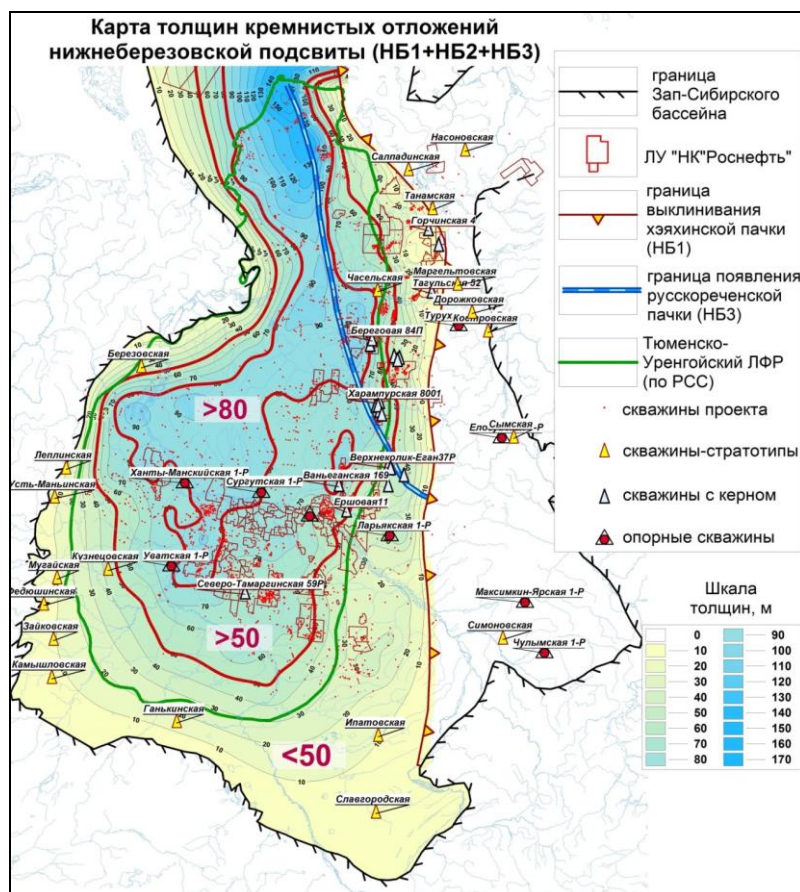


Рисунок 20 - Карта суммарных толщин кремнистых отложений (пласты НБ1+НБ2+НБ3) по данным бурения

3.4 Строение верхнеберезовского горизонта, выделение границ литофациальных зон и их картирование.

Верхнеберезовский сейсмо-стратиграфический комплекс (ССК) (ОГ С3 – С1) кампанского возраста покрывает нижнеберезовский горизонт на всей территории Западно-Сибирской плиты. Толща осадков верхнеберезовской подсвиты, сформированная в условиях глобальной трансгрессии, в свою очередь перекрывается отложениями ганькинской свиты (маастрихтский ярус) в значительной степени регрессивного происхождения.

Отражающий горизонт С, формирующийся на стыке верхнеберезовских глин и алевроито-глинистых отложений ганькинской свиты, является региональным репером и уверенно следует на большей части территории Западно-Сибирского бассейна (см. Рисунок 21). Граница верхнеберезовских и

ганькинских пород достаточно надежно отбивается и на каротажных скважинных диаграммах, лишь в северо-восточной части региона ганькинская и верхнеберезовская свиты становятся труднорасчленимой толщей. [188, 190]

Карта временных толщин dT СЗ-С отражает региональные изменения условий седиментации в кампанское время (Рисунок 21). Увеличение толщин в краевых зонах (>130 мсек), главным образом на северо-востоке и севере (зона II), и в меньшей – на западе, свидетельствует о локальных регрессиях. Источниками сноса терригенного материала для зоны увеличенных толщин II являлись, по-видимому, Таймыр и плато Путорана. Для небольших участков на западе источники сноса находились в средней части палео-Урала. Пониженные временные толщины (<100 мсек) занимают огромную территорию: от верховьев р. Пур на севере, до южных и юго-восточных границ ЗСП и вскрыты Сургутской, Покурской и Ларьякской опорными скважинами. Отмечается ослабленное поступление осадков со стороны Алтае-Саянской области, что может отражать пониженный рельеф горной области, максимальное проникновение Западно-Сибирского моря и ослабленную активность флювиальных потоков (отсутствие ледников, питающих флювиальные потоки).

Преимущественно глинистый верхнеберезовский комплекс имеет более простое внутреннее строение по сравнению с предыдущими горизонтами и осложняется появлением локальных алевритистых пачек регрессивной природы. Так в районе Харампурского, Кынско-Часельского и Берегового ЛУ в средней части верхнеберезовской подсвиты авторы выделяют пласт ВБ1 (потенциально продуктивный). В нижней части залегает глинисто-кремнистая пачка ВБ2, сформированная на этапе завершения максимальной трансгрессии. В кровле верхнеберезовской подсвиты, судя по материалам ГИС, залегают трансгрессивные глины (пачка ВБ0), перекрывающие алевролиты пачки ВБ1 и подстилающие алевролиты ганькинской свиты.

Также по верхнеберезовской подсвите была построена карта толщин (Рисунок 40) с учетом скважинных данных (использовано 2 696 скважины). При

этом наблюдаются те же закономерности, что и на карте временных толщин. Таким образом, скважинная и сейсмическая корреляции находятся в соответствии друг с другом, а модель осадконакопления, представленная в данной работе, объясняет результаты картопостроений.

Принципиальная схема строения верхнеберезовского горизонта в направлении с юга на север региона (Рисунок 41) отражает основное различие, которое заключается в нерасчлененности верхнеберезовской и ганькинской свит в северной части разреза.

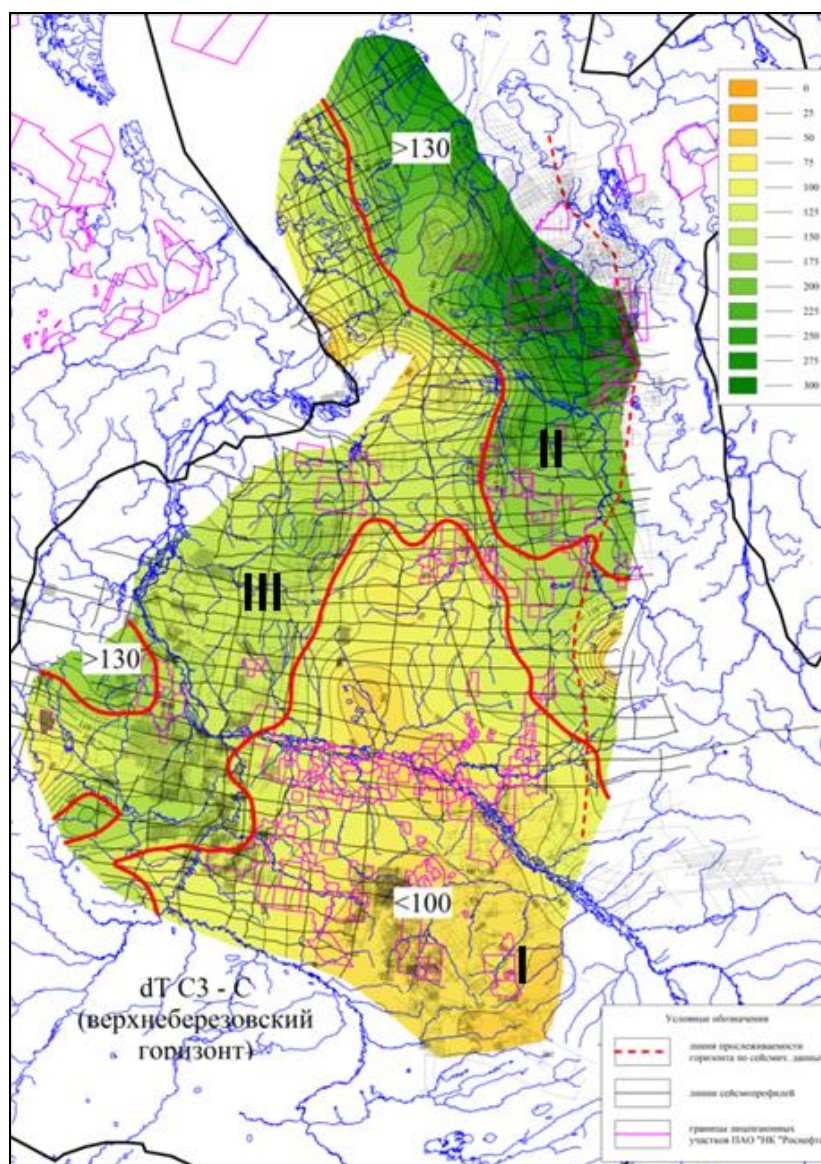


Рисунок 21 - Карта временных толщин верхнеберезовского горизонта (ОГ С3-С1)

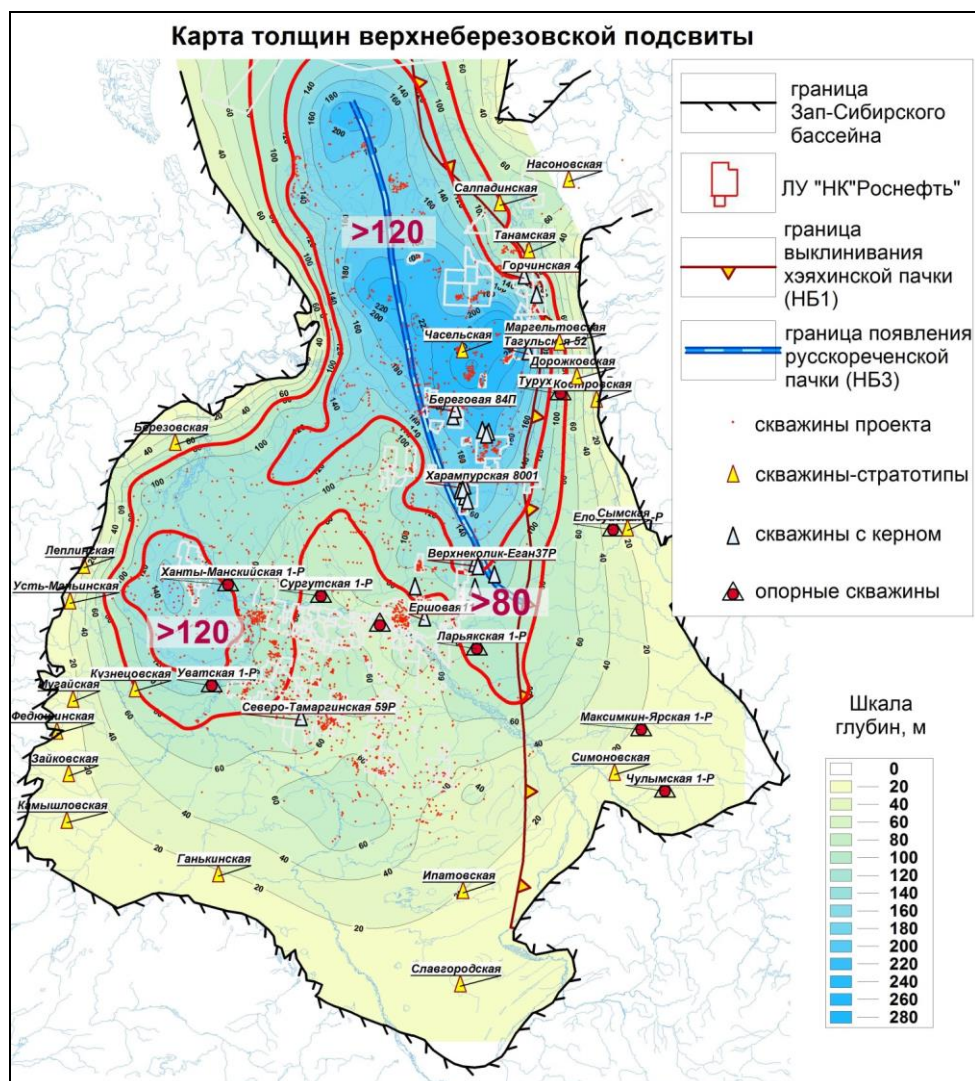


Рисунок 40 - Карта толщин верхнеберезовского горизонта по данным бурения

3.1 Строение ганькинского горизонта, выделение границ литофациальных зон и их картирование.

Ганькинский горизонт в центральной части представлен ганькинской свитой. Известковистые глины свиты легко выделяются повышенными сопротивлениями по данным ГИС от вмещающих пород верхнеберезовской и тибейсалинской (талищской свит). В северо-восточном направлении происходит замещение глин алевролитами, что сопровождается увеличением мощности (Рисунок 42). Ганькинская и верхнеберезовская подсвиты становятся трудноразличимыми по ГИС.

ЮГ

СЕВЕР

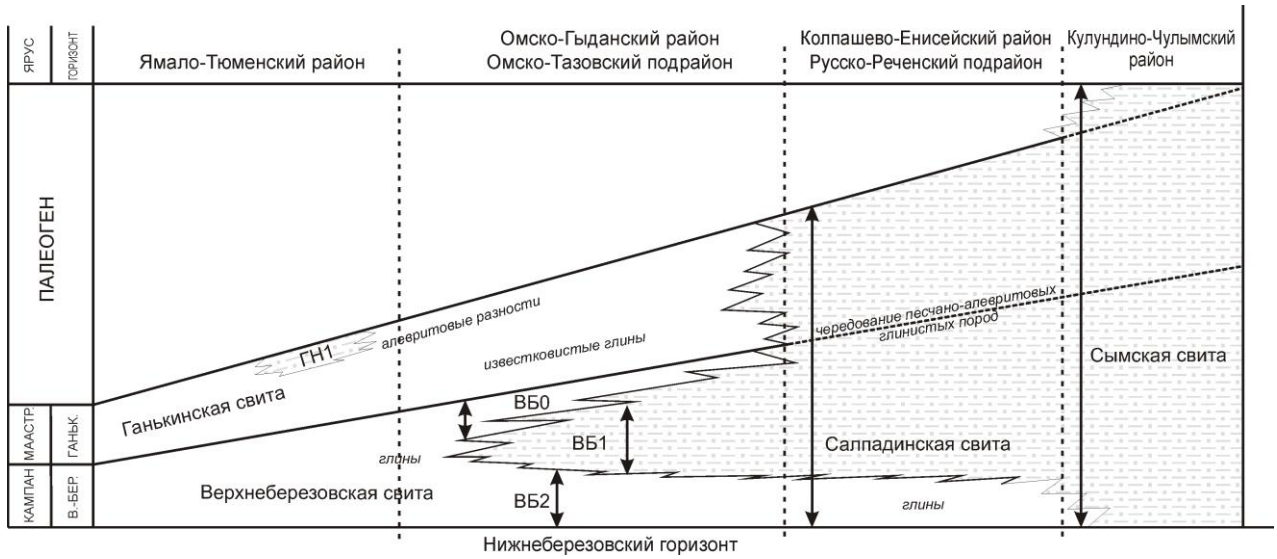


Рисунок 41 - Принципиальная схема строения верхнеберезовского и ганькинского горизонтов

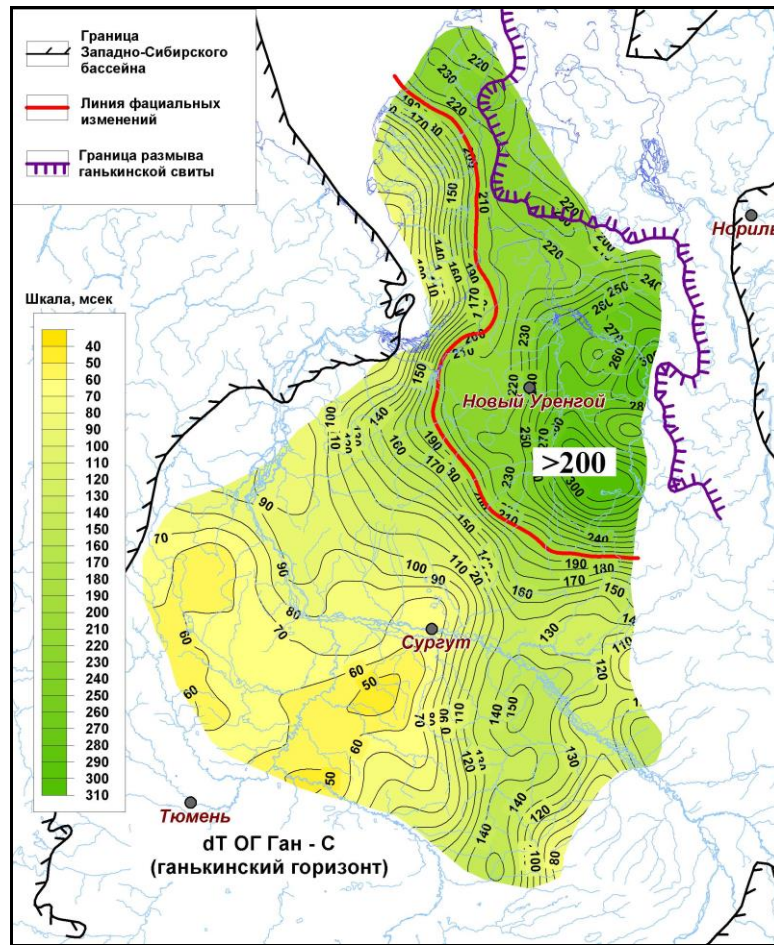


Рисунок 42 - Карта временных толщин ганькинского горизонта

3.2 Предложения к макету региональных стратиграфических схем.

Одним из итогов изучения надсеноманских отложений стала новая схема районирования верхнемеловых отложений Западной Сибири, как результат объединения литофациальных карт четырех изученных сеймостратиграфических комплексов (Рисунок).

Методика фациального районирования заключалась в следующем:

- Литофациальное районирование основано на сопоставлении карт толщин комплексов (ССК) и отдельных пачек с литолого-седиментологическими и минералогическими исследованиями керна;
- Границы районов связаны с появлением или выклиниванием основных маркирующих пачек – газсалинская, мярояхинская, хэяхинская (Рисунок 22);
- Изменены положение, содержание и название фациальных районов;
- Предложены стратотипы (опорные разрезы для каждого фациального района (Рисунок 45) и новые стратиграфические подразделения (свиты);
- Создана литолого-фациальная характеристика разрезов для каждого из структурно-фациальных районов

Наиболее существенные назревшие предложения к изменению РСС:

- Верхнемеловые (без сеномана) отложения подразделяются на четыре региональные стратиграфические горизонта и на сейсмических разрезах соответствуют сеймостратиграфическим комплексам;
- Границы комплексов проходят по пачкам тонкоотмученных глин, имеющих реперные свойства по ГИС, к ним приурочены отражающие горизонты на сейсмических разрезах;
- ипатовская свита и газсалинская пачка образуют единый резервуар и входят в кузнецовский горизонт (возраст турон-ранний коньяк, сейсмокомплекс ОГ Г-С4);

- нижнеберезовская подсвита является стратиграфическим аналогом нижней части славгородской свиты и нижнечасельской подсвиты и образует нижнеберезовский горизонт (возраст коньяк–сантон, сейсмокомплекс ОГ С4-С3);
- Верхнеберезовская, верхнечасельская, верхняя часть славгородской свиты, салпадинская свиты приурочены к верхнеберезовскому горизонту (возраст кампан, сейсмокомплекс ОГ С4- С3);
- Ганькинская и танамская свиты образуют ганькинский горизонт (возраст маастрихт, сейсмокомплекс ОГ С-С3).
- На основе карт временных толщин комплексов и прослеживания распространения основных реперных горизонтов предложена новая литофациальная схема и посвитное расчленение разреза надсеноманских отложений Западной Сибири.
- В пределах каждого фациального района предложен стратотип (гипостратотип) разреза.

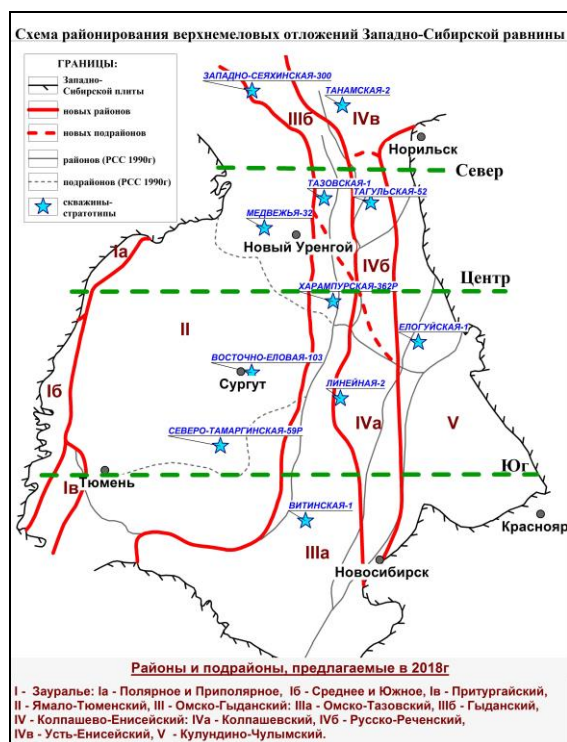


Рисунок 43 - Схема литофациального районирования меловых надсеноманских отложений Западной Сибири [25]

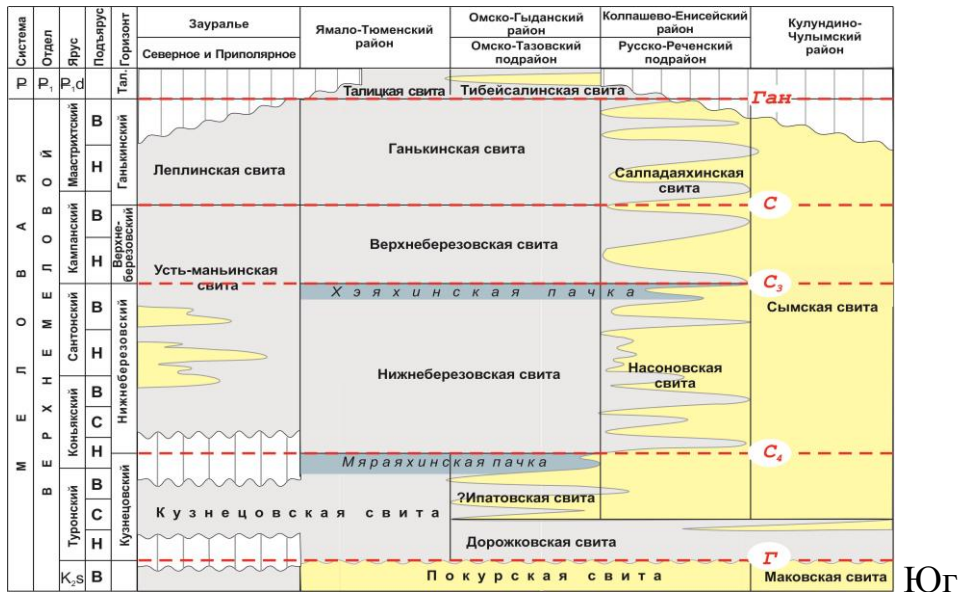
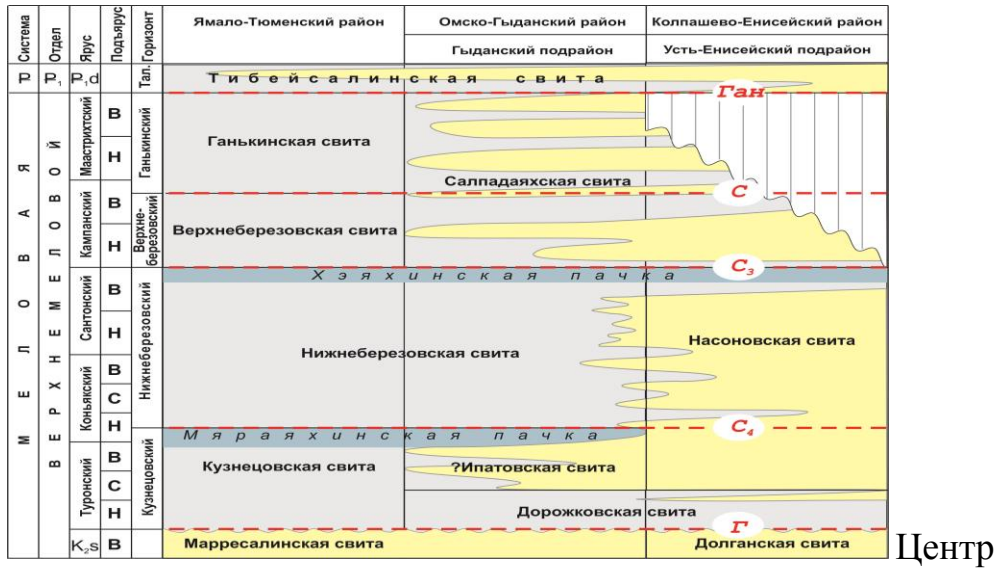


Рисунок 22 - Соотношение стратиграфических подразделений

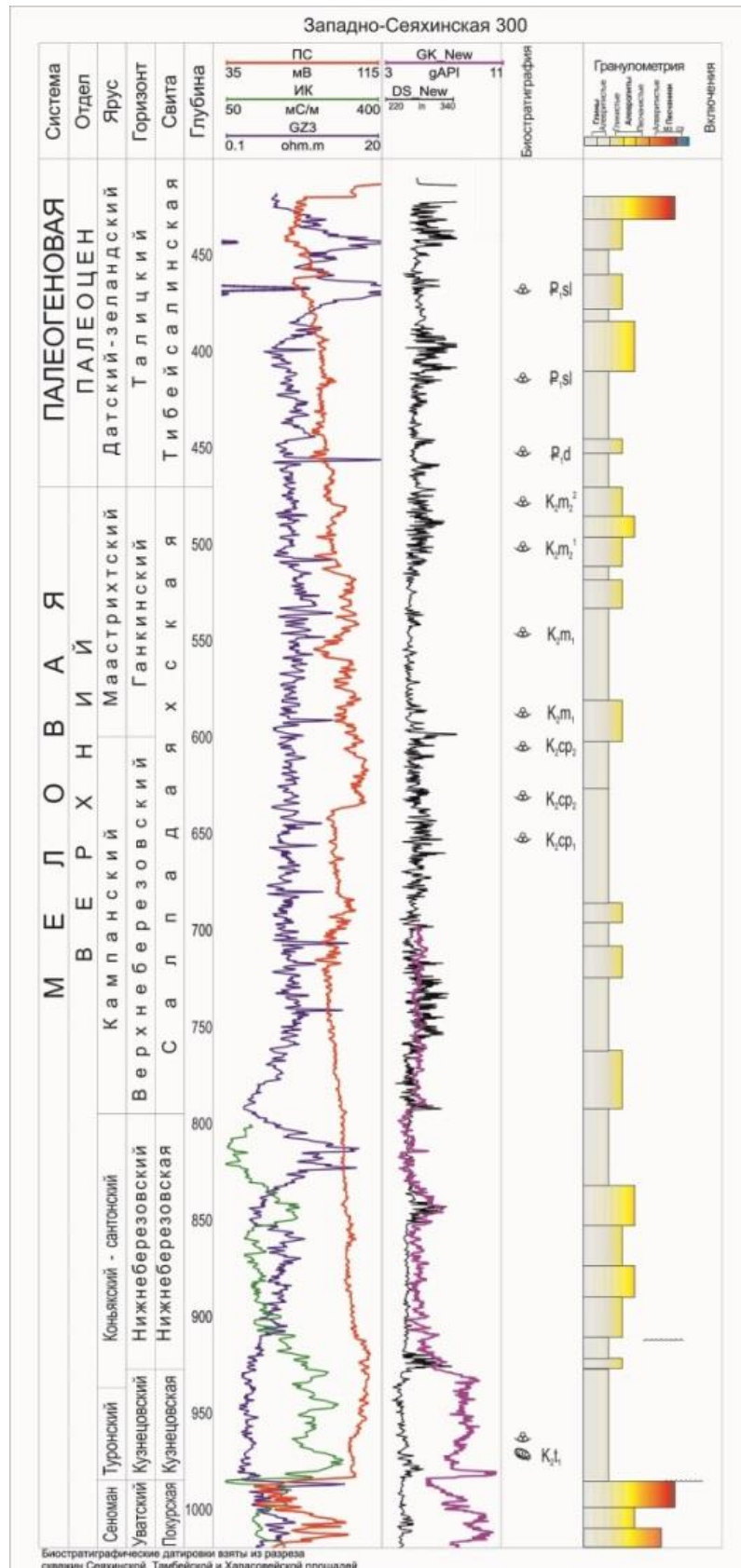


Рисунок 23 - Пример оформления планшета скважины – стратотипа

ГЛАВА 4. ГЕОТЕРМИЧЕСКИЕ, ГЕОКРИОЛОГИЧЕСКИЕ И ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ НАДСЕНОМАНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ.

4.1 Методы изучения температурного режима верхней части разреза

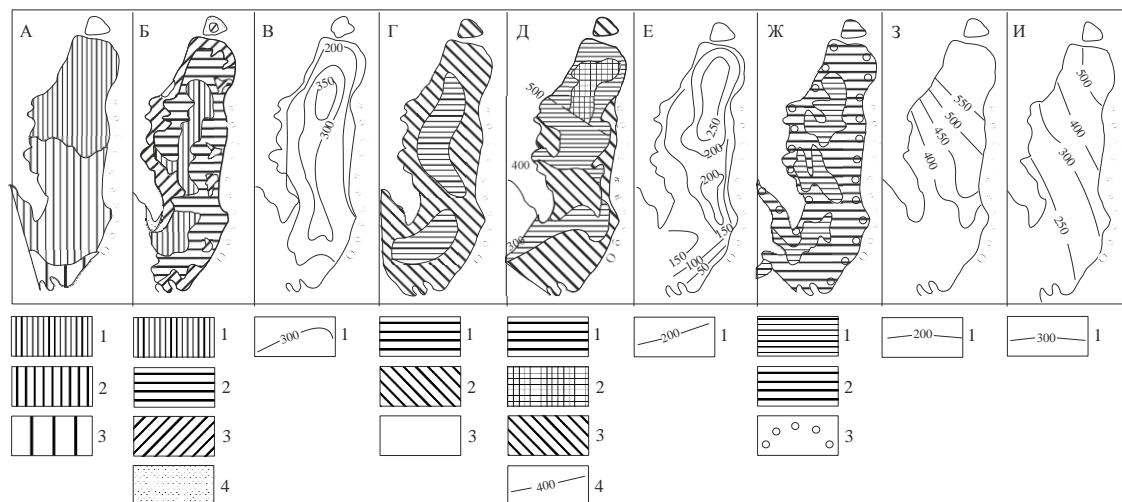
4.1.1 Термометрия в выстоявшихся скважинах.

Термометрия в выстоявшихся скважинах является прямым методом определения температурного режима разреза. В Западной Сибири за весь период геокриологических исследований специальные работы с целью определения параметров многолетнемерзлых пород проведены в нескольких десятках скважин. Результаты этих исследований неоднократно интерпретировались, в том числе автором данной работы [4, 10, 24]. В наиболее полном виде результаты содержатся в работах Ана В.В., Балобаева В.Т., Баулина В.В., Бочкарева В.С., Дучкова А.Д., Девяткина В.Н., Ершова Э.Д., Курчикова А.Р., Трофимова В.Т., Шарбатяна А.А. [40, 46, 49, 50, 53, 68, 84, 88-101, 109, 142, 180, 249, 274, 275].

Следует сразу отметить, что имеющаяся информация в действительности не позволяет провести картирование, поэтому сделанные построения необходимо рассматривать в большей степени как установление в очень грубой форме определенной зональности изменения параметра. Поэтому исследователи пытались сочетать немногочисленные данные прямых измерений температуры с косвенными данными о температурном режиме и криогенном строении разреза и теоретические представления о механизме формирования криолитозоны.

Также следует обратить внимание, что температура замерзания породы зависит от минерализации пластовых вод, литологии отложений и пластового давления, поэтому мощность ММП и мощность криолитозоны (переход через 0 град. С.) понятия связанные, но не тождественные. Сложность теплофизических процессов формирования многолетнемерзлых пород (ММП), протекающих в геологической среде с плохо изученными характеристиками, скудность фактических данных о строении и мощности многолетнемерзлых пород привело к наличию множества взаимоуточняющих и взаимоисключающих карт мощности

ММП и криолитозоны севера Западной Сибири. Для полуострова Ямал этот факт отражен в серии карт (Рисунок 24).



Схемы мощности ММП Ямала по различным картам:

А - В.А.Кудрявцев и др., 1978	1 - 300 - 500м, 2 - 300-400м, 3 - 200 - 400м;
Б - В.Т.Трофимов и др., 1980	1 - более 300м, 2 - 150 - 300м, 3 - 50 - 150м, 4 - 10 - 50м;
В - Б.В.Галактионов, 1980	1 - изогипсы подошвы ММП;
Г - И.В.Баулин и др., 1982	1 - 300 - 500м, 2 - менее 300м;
Д - И.В.Баулин и др., 1985	1 - более 500м, 2 - до 500м, 3 - до 300м, 4 - глубина залегания подошвы ММП;
Е - М.С.Крайчик и др., 1988	1 - изогипсы подошвы ММП;
Ж - В.Г.Кудряшов и др., 1989	1 - 300 - 450м, 2 - 100 - 300м, 3 - менее 100м;
З - По данным А.Р.Курчикова, 1991	1 - расчетные изолинии подошвы криолитозоны;
И - В.Н.Деяткин, 1992	1 - изолинии подошвы криолитозоны.

Рисунок 24 - Карты мощности ММП Ямала по материалам различных исследований.

Интерпретация материалов косвенных геофизических скважинных и наземных методов в условиях сложного разреза и недостатка информации неоднозначна и, чаще всего, обслуживает имеющиеся идеи и представления исследователей о формировании криолитозоны. Большинство из них считает определяющим фактором мощности криолитозоны геоморфологический уровень территории. При террасовом строении поверхности для более древних геоморфологических уровней мощность криолитозоны больше из-за более долгого промерзания. При этом считается, что на молодых геоморфологических уровнях процесс промерзания продолжается в настоящее время. Для полуострова Ямал в связи с этим утверждением, а также учитывая тепляющее воздействие Обской губы и Карского моря большинство исследователей (Рисунок 24 Б,В,Г,Д,Е,Ж) полагают наибольшей мощность криолитозоны в осевой,

возвышенной части полуострова. Так, авторы пятитомника "Геокриология СССР", считают, что на Ямале средняя мощность ММП на салехардской равнине составляет 330 м, для лайды - 65 м, для первой террасы - 185 м.

Наш анализ показывает, что для условий Ямала рельеф и характер растительности являются значимыми факторами для распределения температуры до глубин около 20 м, геоморфологический уровень территории определяет характер поведения термограмм до глубин около 60 м. Изменение мощности криолитозоны определяется суровостью климата и в незначительной степени геоморфологическими характеристиками участка. Мощность мерзлых пород имеет высокую изменчивость в пределах месторождений в первую очередь из-за невыдержанной литологии разреза - изменение мощности до 35% от максимальной. Следующим фактором является наличие криопэгов - изменение до 10-15% от максимальной. Изменчивость температурного режима разреза в пределах месторождения приводит к изменению мощности льдосодержащих пород не более 10% от максимальной.

Полученные нами выводы, а также построенные карты положения подошвы криолитозоны и распределения температур 500, 1000, 1500 м явились результатом совместного анализа распределения температур в выстоявшихся скважинах, материалов различных методов геофизических исследований скважин и разработанной методики обработки и интерпретации данных замеров температур, полученных при испытании продуктивных объектов в глубоких поисково-разведочных скважинах.

4.1.2. Интерпретация методов скважинной геофизики при изучении мерзлых пород.

В отличие от термометрии в выстоявшихся скважинах, остальные методы ГИС позволяют определять не положение 0°C по разрезу скважины, а положение подошвы многолетнемерзлых пород (ММП).

Подошва ММП находится несколько выше 0°C по разрезу, ее температура определяется минерализацией пластовых вод, литологией разреза, пластовым давлением. При пластовом давлении на глубине 400 м снижение температуры начала замерзания (Тнз) составляет $0.3\ 0^{\circ}\text{C}$. Каждые 10 кг солей в одном кубическом метре воды снижают температуру ее замерзания примерно на $0,5^{\circ}\text{C}$. Наиболее сложен учет литологии породы. Для типичных в криолитозоне Западной Сибири температур $-2-4\ 0^{\circ}\text{C}$ глины, в отличие от песка, могут не содержать льда в силу связанности поровой воды. Для песчаных пород подошва ММП располагается выше нулевой изотермы на 10-20м, в глинах это отличие может составлять 100 м и более.

В практике изучения ММП на Севере Западной Сибири нашли свое применение такие методы, как термометрия с целью определения положения цементного кольца (ОЦК), каротаж сопротивления (КС), метод потенциалов собственной поляризации (СП), кавернометрия. Такие методы, как метод ядерно-магнитного резонанса (ЯМК), акустический каротаж (АК), также имеющие физические основы для их использования, не нашли применения ввиду малой распространенности и ненадлежащего для их применения состояния ствола скважин в интервале ММП.

Термометрия с целью отбивки цементного кольца (ОЦК) проводится в невыстоявшихся скважинах и позволяет определить не фактическую температуру горных пород, а характер распределения температур по стволу скважины. При этом одним из факторов, определяющих температурные аномалии на кривых ОЦК, является наличие ММП. При проходке ММП часть тепла, отдаваемого буровым раствором и выделяющегося при механическом трении, идет на превращение льда в воду, а вторая часть – на нагревание породы. В подмерзлотных же породах все тепло идет на нагревание. В связи с этим, на границе мерзлых и талых пород должен наблюдаться скачок температуры, т.е. точка перегиба кривой ОЦК отбивает подошву мерзлых пород (Рисунок 25, кривая 1).

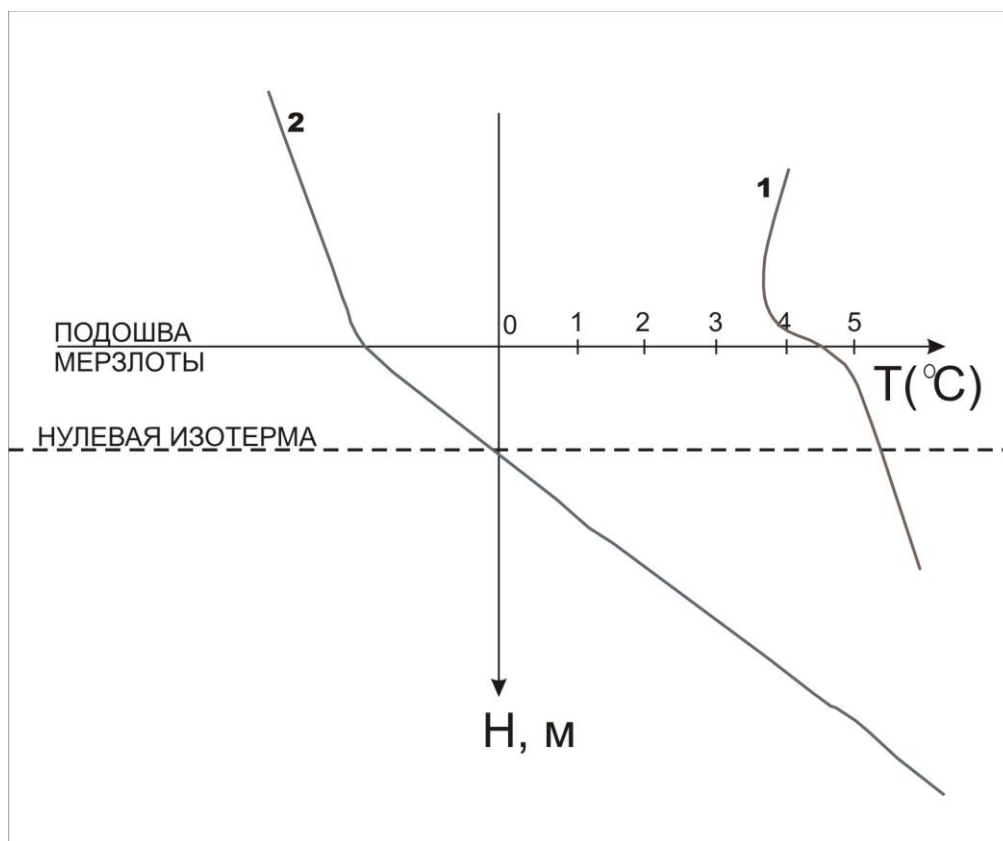


Рисунок 25 - Термограммы в скважинах различной длительности выстойки

При увеличении времени выстойки скважины после бурения характер кривой ОЦК изменяется. В связи с медленным продвижением к стволу скважины фронта промерзания в скважине по всему интервалу мерзлых пород длительное время сохраняется температура, близкая к нулю [Дучков, 1987], следовательно, и близкой к нулю геотермический градиент. В подмерзлотных породах фазовые переходы отсутствуют, следовательно, геотермический градиент восстанавливается гораздо быстрее.

Таким образом, на термограммах в зависимости от времени выстойки скважины положение подошвы ММП определяется противоположными скачками термоградиента. На кривых ОЦК в интервале ММП на подошве резкое увеличение термоградиента, при большем времени выстойки скважины (кривые по определению геотермического градиента – ОГГ) – уменьшение термоградиента.

Толщина цемента может существенно сказаться на результатах интерпретации кривой ОЦК. Так, положительные аномалии на кривой в зоне мерзлых пород могут быть вызваны как таликами, так и повышенной толщиной слоя цемента.

Поэтому необходимыми в данном случае являются данные других методов, например, кавернометрии, либо повторной термометрии через несколько суток. В работе [103] рекомендуется для изучения мерзлых толщ использовать термограммы с временем выстойки скважины не менее трех суток.

После достаточно долгой выстойки скважины термограмма отражает фактическую температуру разреза. Для определения температуры в точке фазового перехода требуется очень длительная выстойка скважины, т.к. растепление мерзлоты около подошвы максимально, а запасы холода для ее восстановления минимальны. Так, согласно [90], в длительно бурящихся опорных скважинах для восстановления температуры с точностью до $0,1^{\circ}\text{C}$ в слаболитифицированных породах требуется 8 – 10 лет.

На термограммах в выстоявшихся скважинах также на подошве ММП фиксируется точка излома кривой – как известно, градиенты температуры при неустановившемся тепловом режиме в талой и мерзлой зонах заметно различаются. Для Западной Сибири градиент в мерзлой зоне в 2 – 3 раза ниже, чем в талой, а в районах, где мерзлота оторвана от поверхности и имеет верхнюю и нижнюю фазовую границу, градиент близок к нулю. Это является следствием различия тепловых потоков в мерзлой и талой зонах из-за потери части энергии на фазовые переходы «лед – вода».

Вне зоны фазовых переходов тепловые потоки постоянны, что дает возможность расчета геотермических градиентов с учетом коэффициента теплопроводности пород. Для песчаных пород термоградиент ниже, чем для глинистых.

Каротаж сопротивления является одним из основных методов по выделению в разрезе мерзлых пород. Физической основой применения каротажа

сопротивлений является эффект повышения сопротивления породы при замещении поровой воды диэлектриками – нефтью и газом или, в нашем случае, льдом или газогидратами. Количественно рост сопротивления описывается параметром насыщения R_n .

Рост сопротивления пород при промерзании и гидратонасыщении изучался экспериментально и теоретически, использовался при проведении исследований.

Известны многочисленные опыты по определению электрического сопротивления мерзлых пород. Отмечено резкое возрастание электрического сопротивления породы при переходе температуры через 0°C . Скачок сопротивления может достигать трех порядков в песчаных породах, в глинах он существенно меньше. Наиболее эффективно применение каротажа сопротивлений в песчаных породах (Рисунок 26).

В глинистых породах значительный, а при пресных пластовых водах решающий вклад в проводимость вносит двойной электрический слой связанной воды. Связанная вода обладает аномальными физическими свойствами. Проявлением этого является снижение температуры замерзания, изменение проводимости, диэлектрической проницаемости, плотности и др. Определяемое глинистостью породы количество связанной воды уменьшается при понижении температуры, изменяется ее состав и свойства. Для глинистых пород сопротивление не имеет резко выраженного скачка в связи с постепенным уменьшением количества незамерзшей воды при уменьшении температуры. Поэтому, определить положение подошвы мерзлоты, выявить талые участки в глинистых породах затруднительно. Исключением является случай промерзания глинистых пород при избыточной влажности, приводящей к образованию льда шпировой структуры. Глины со льдом такой структуры характерны для четвертичных и верхнеолигоценовых отложений Севера Западной Сибири. Палеогеновые глины твердой и полутвердой консистенции избыточной льдистостью не обладают.

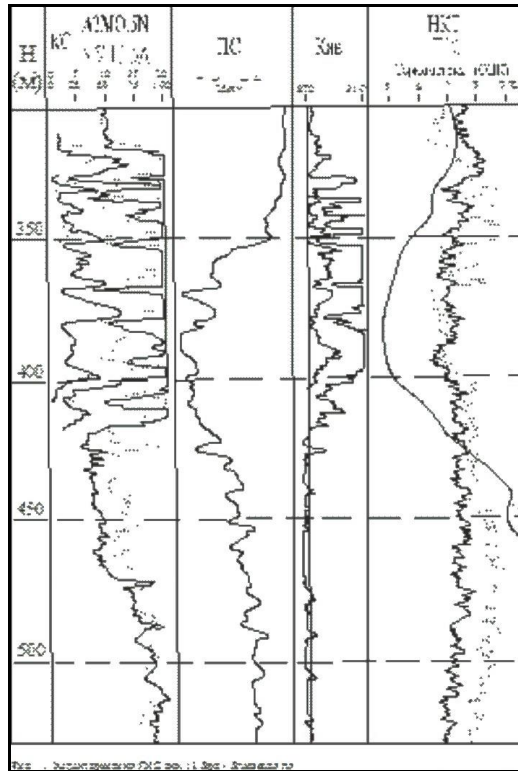


Рисунок 26 - Характеристики ГИС скв. 11 Яро-Яхинской площади

Высокое сопротивление (несколько сот Ом·м) могут иметь также талые песчаные породы, насыщенные пресной пластовой водой, либо при глубоком проникновении фильтрата бурового раствора. Так при минерализации 0,3 г/л сопротивление воды составит 30 Ом·м, что для песка 30% пористости дает сопротивление в 150 Ом·м. В то же время, мерзлым породам Северо-Ямальского и Гыданского районов, бассейна реки Таз соответствует сопротивление 15-100 Ом·м.

В тоже время для глин, в которых вся вода является связанной, обычное сопротивление 3-5 Ом·м. Это объясняется сопротивлением связанной воды, которое оценивается в 0,18-0,28 Ом·м [Леонтьев, 197, Элланский, 1985].

Для выделения льдистых и гидратонасыщенных пластов могут быть полезными методы сопротивления, использующие зонды с различной радиальной глубиной исследования - боковое каротажное зондирование (БКЗ).

При применении зондов с большей глубиной исследования возможно выделение мерзлых (гидратоносных) интервалов по наличию протаявшей околоскважинной зоны.

Предполагается, что при протаивании породы ее сопротивление уменьшается, следовательно, зонды с большей глубиной исследования должны давать более высокие показания, а при применении метода БКЗ в мерзлых породах будет характерен тип кривых с понижающим проникновением [103,104].

Для талых пород обычно сопротивление фильтрата бурового раствора выше, чем пластовой воды, поэтому соотношение сопротивлений будет обратным (т.е. при переходе через подошву мерзлоты наблюдается скачок или инверсия отношений показаний зондов различной глубинности). Для плотных глинистых пород характерно отсутствие проникновения и совпадение показаний зондов.

В качестве количественного критерия разделения мерзлых и талых пород принимают отношение кажущихся сопротивлений стандартных градиент-зонда и потенциал-зонда.

Однако, инверсия возможна также в случае, когда сопротивление пластовых вод ниже сопротивления бурового раствора, которое имеет обычно значение 2-8 Ом·м при 18°C, чему соответствует минерализация 0,6-3 г/л. Минерализация пластовых вод кайнозойских отложений Западной Сибири может быть и ниже (до 0,1 г/л) и постепенно нарастает до 10-20 г/л в сеномане. Критерием для выделения такой инверсии может служить кривая ПС, которая тоже будет иметь инверсионный характер. Инверсия кривой ПС выделяется по противоположной направленности показаний ПС и гамма-каротажа, по характерному подобию кривой ПС данным КС, где более высокоомным интервалом соответствует повышенная глинистость по ПС.

Таким образом, метод КС может быть информативным для определения положения подошвы ММП, однако, для его применения необходимо знание литологии разреза и контроль другими методами – термометрией, кавернометрией и т.д.

Возвращаясь к схеме положения подошвы ММП на Ямале, с учетом знания возможностей метода КС, можно отметить следующее.

Более точной представляется схема мощности криолитозоны Ямала, построенная Девяткиным В.Н. [84] (см. Рисунок 24, И). Автор при построении схемы использовал данные по термометрии в выстоявшихся скважинах и характер изменения суровости климата на территории Ямала.

По его мнению, превышение тепловых потоков в подмерзлотных толщах над тепловыми потоками в интервале криолитозоны свидетельствует о том, что на современном этапе на Ямале идет повсеместный процесс деградации криолитозоны, так как часть теплового потока расходуется на фазовые переходы на нижней границе ММП. Для условий Ямала это приводит к подъему нижней границы льдосодержащих пород на 1-3 см в год.

При потеплении наличие фазовых переходов уменьшает скорость движения нулевой изотермы примерно на порядок [Балобаев, 1988]. Наибольшее замедление скорости протаивания мерзлых пород соответствует породам с большей льдистостью. На глубинах более 100 м залегают породы с массивной криотекстурой, льдистость которых определяется их литологией и засоленностью. При одинаковой влажности для песков объемная льдистость может составлять до 40%, в то время как в глинах до 10%.

На полуострове Ямал четвертичные осадки, представленные чередованием песчано-глинистых толщ, залегают на палеогеновых глинах. Их мощность изменяется от 50 до 300 м. (119). Учитывая, что положение нулевой изотермы для Бованенковского месторождения зафиксировано на глубинах 280-300 м, можно утверждать, что в условиях деградации ММП положение нижней границы криолитозоны будет контролироваться в значительной степени положением подошвы песчаных пород четвертичных отложений. В скважине 129 Бованенковской площади, вскрывшей однородный глинистый разрез, глубина залегания мерзлых пород составила 150-170 м (Рисунок 27), в то время как в скважине 3 мерзлые пески залегают до глубины 270 м.

СКВ.3. В-БОВАНЕНКОВСКАЯ ПЛ.

СКВ.129. БОВАНЕНКОВСКАЯ ПЛ.

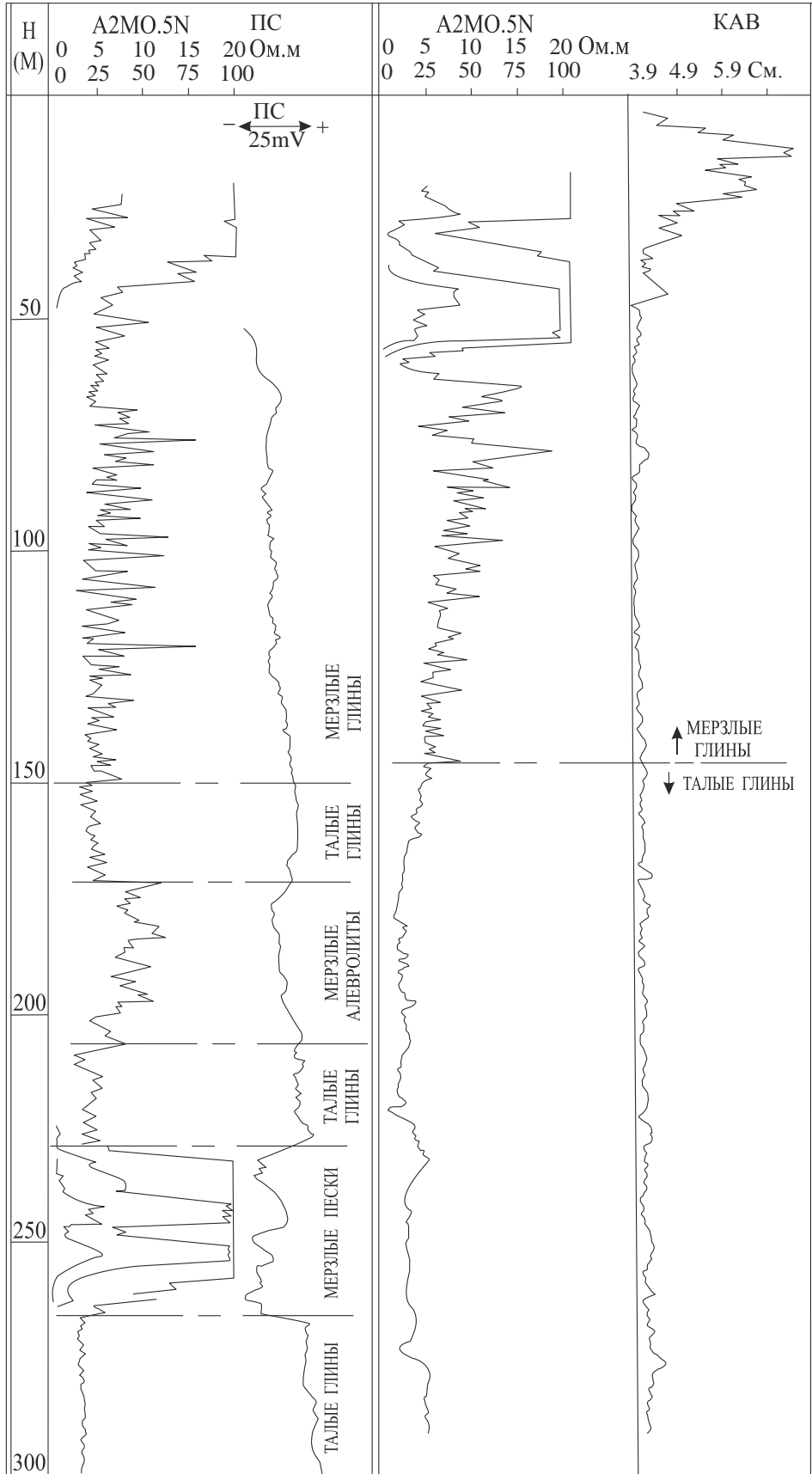


Рисунок 27 - Сопоставление положения подошвы ММП в песчаных и глинистых отложениях на Бованенковском месторождении

На севере Ямала мощность криолитозоны превышает мощность четвертичных отложений. По данным скважинной геофизики, в северо-восточном направлении на Ямале происходит закономерное опесчанивание ганькинской и березовской свит, определяющее потенциальную льдистость отложений. Это приводит к снижению скорости продвижения границы фазовых переходов на подошве ММП и является одним из факторов увеличения мощности криолитозоны в этом направлении.

Метод потенциалов собственной поляризации (СП) характеризует диффузионно-адсорбционную активность породы, а также соотношение сопротивлений пластовых вод и фильтрата бурового раствора, учитываемого через сомножитель $\lg(\rho_{\phi}/\rho_{\text{в}})$. Особенностью интерпретации метода ПС в криолитозоне является сложная картина распределения минерализации пластовых вод по разрезу.

Возможности метода собственных потенциалов (СП) по выделению ММП противоречиво оцениваются различными авторами. Так, Ирбэ Н.А [103] и Острый Г.Б. [200], считают его совершенно не пригодным, а Володько Б.В. [66] описывает его успешное применение для отбивки подошвы мерзлоты в ряде поселков Якутии и в центральной части Вилюйской синеклизы. По мнению авторов, мерзлым породам соответствует менее дифференцированная кривая, смещенная к «линии глин». Меньшая дифференцированность кривой объясняется снижением активности адсорбционно-диффузионных процессов при заполнении пор породы льдом, а смещение к «линии глин» (снижение среднего по величине потенциала) – изменение соотношения «свободная вода – связанная вода».

В то же время, исследователи США и Канады полагают, что мерзлота увеличивает отклонения кривой ПС от «линии глин» [289]. Согласно их представлениям, начало такого смещения соответствует положению подошвы ММП. Предлагается, что при промерзании породы минерализация оставшейся воды увеличивается, пока не достигнет равновесной для данной температуры. При этом сопротивление ее уменьшается, что увеличивает соотношение

проводимости пластовой воды и бурового раствора и тем самым, увеличивает амплитуду сигнала ПС.

Таким образом, льдистость может привести как к уменьшению, так и к увеличению дифференциации кривой ПС, что объясняется наличием двух вариантов поведения минерализации пластовых вод при промерзании породы.

1. При образовании гидратов (льда) минерализация оставшейся воды возрастает, так как в твердую фазу переходит только пресная вода. В этом случае амплитуда отклонения кривой ПС от «линии глин» возрастает. Примером могут служить мерзлые пески тибейсалинской свиты, которые на большинстве площадей Севера Западной Сибири характеризуются аномальным отклонением кривой ПС (см. Рисунок 26).

2. При образовании гидратов (льда) не происходит увеличения минерализации оставшейся воды за счет активного фильтрационного либо диффузного обмена.

Также, ввиду литологической неоднородности разреза, возможна сложная комбинация реализации этих факторов, что определяет не всегда понятное с первого взгляда поведение кривых ПС в интервале криолитозоны. В этом интервале могут быть встречены как пресные и слабосоленоватые пластовые воды, так и воды с высокой минерализацией – криопеги. Для первых сопротивление близко к сопротивлению фильтрата бурового раствора и, следовательно, близок нулю множитель $\lg(\rho_{\text{ф}}/\rho_{\text{в}})$, который при изменении минерализации пластовой воды с глубиной может принимать как положительные, так и отрицательные значения.

Таким образом, в настоящее время слабая изученность геокриологического разреза и зависимостей значений ПС от заполняющего поры диэлектрика не позволяет однозначно выделять мерзлые породы по методу ПС, но для выделения границ монолитной мерзлоты в песчаных пластах (также для пород с высокой степенью гидратонасыщенности) может быть успешно использован.

На большинстве кавернограмм мерзлые породы выделяются увеличенными кавернами. Однако, разбуривание морозных (т.е. имеющих отрицательную температуру, но не содержащих включений льда) глин твердой и полутвердой консистенции может не сопровождаться кавернообразованием. Граница мерзлых и талых пород, проходящая по опесчаненным породам (что характерно для Западной Сибири – Уренгой, Медвежье) отбивается по резкому уменьшению каверн, либо переходу к глинистой корке (см. Рисунок 26).

В работе [61] для выделения мерзлых интервалов предлагается совместная интерпретация кавернограммы и термометрии в выстоявшихся скважинах. В случаях, когда аномалии на рассматриваемых кривых направлены в противоположные стороны (на термограмме – влево, а на кавернограмме – вправо), то данный интервал соответствует мерзлым породам, в случае сонаправленности – талым, в остальных случаях интерпретация затруднительна.

Кавернообразование и изменение скорости проходки в значительной степени обусловлено изменением состояния породы при фазовых переходах пластового флюида. При промерзании пластовых вод происходит нарушение ранее сформированной структуры пород, появляются прожилки льда, обладающие расклинивающим действием. Кроме того, лед способствует обезвоживанию глинистого цемента в песчанике, его сжатию и растрескиванию. Таким образом, лед, с одной стороны, дополнительно цементирует, с другой – ослабляет прочность породы. При нагревании лед теряет свои цементирующие свойства, а изменения свойств глинистого цемента необратимы – вода в нем не восстанавливается, а накапливается в виде расклинивающих пленок.

4.1.3. Использование данных термометрии глубоких горизонтов

По Западной Сибири в целом и по районам распространения ММП к настоящему времени накоплен, обобщен и обработан громадный материал по термометрии глубоких горизонтов, позволяющий проводить надежное

картирование ряда геотермических параметров на региональном, зональном, а по большому числу участков и локальном уровнях.

В 80-90-х годах, в отделе гидрогеологии ЗапСибНИГНИ, а позднее в институте гидрогеологии и геотермии при ТюмГНГУ, Курчиковым А.Р. были разработаны методы обработки и интерпретации данных замеров температур, полученных при испытании продуктивных объектов в глубоких поисково-разведочных скважинах. В результате обоснованы значения глубинного теплового потока по более, чем 7000 скважин [140,141, 142.] При этом, что важно, по всей Западной Сибири получен однородный по качеству материал. Одновременно с расчетом глубинного теплового потока осуществляется и расчет распределения температур по разрезу, в том числе и осуществляется прогноз распределения температур в верхней части разреза. Таким образом, появилась возможность прогноза подошвы многолетнемерзлых пород по геотермическим данным глубоких горизонтов.

Общее число скважин, по которым удалось выполнить определения глубинного теплового потока, а, следовательно, осуществить и прогноз распределения температур по разрезу, превышает 7000, в том числе по районам развития криолитозоны 5000.

Суть предполагаемого нами подхода для расчета глубины залегания подошвы криолитозоны состоит в дальнейшей модификации методики расчета глубинного теплового потока. [142].

Из практики геокриологических расчетов вытекает совершенно очевидное положение, что между глубиной залегания подошвы криолитозоны и глубинным тепловым потоком существует прямая связь. Чем больше величина теплового потока, тем меньше глубина залегания подошвы криолитозоны.

Последовательность операций представляется следующей.

1. Выбирается скважина, в которой специальными геотермическими исследованиями установлена глубина подошвы криолитозоны.

2. По уже имеющейся информации или по установленным

закономерностям, в выбранной скважине определяется температура на глубине 500 м. При необходимости производится корректировка значения глубинного теплового потока и распределения температур по всему разрезу по аналогии с методикой расчета глубинного теплового потока. Выбранной в пункте скважине присваивается статус опорной. По ней известны: глубинный тепловой поток (q), глубина подошвы многоголетнемерзлых пород и криолитозоны (температура пород 0°C), температура на глубине 500 м (T_0).

3. По всем скважинам, находящимся в окрестностях опорной и по которым имеется геотермическая информация (сделаны расчеты глубинного теплового потока и установлено распределение температур по разрезу), осуществляется расчет глубины залегания нулевой изотермы. Предполагается, что нулевая изотерма соответствует подошве криолитозоны. Естественно, положение подошвы криолитозоны при этом не может быть выше подошвы ММП.

Из изложенного ясно, что число определений подошвы криолитозоны соответствует числу определений глубинного теплового потока.

4.2 Карты температурного режима разреза

Результатом работы стала серия карт, включающая в себя характеризующие верхнюю часть разреза карты по подошве криолитозоны, карту температур на глубине 500 м, на срезях -1000 м, -1500 м и на границах стратиграфических подразделений.

Целесообразно лишь подчеркнуть, что имеющийся объем данных позволяет выполнить региональные построения масштаба 1:2 500 000 или 1:1500000, а по отдельным участкам, наиболее охарактеризованным и оценить вариации параметра на локальном уровне в масштабе 1:500 000 или 1:200 000.

При картировании глубинного теплового потока на региональном уровне нами использовались средние по поисково-разведочным площадям значения при шаге усреднения 20 x 20 км, обеспечивающий кондиционность карт масштаба 1:2

500 000 или 1:1 500 000.

Прежде всего необходимо отметить положение южной границы криолитозоны (Рисунок 50). Все исследователи фиксируют ее по косвенным признакам, это и понятно. Южнее 64° с.ш. в основном развита, так называемая, реликтовая мерзлота. Ее кровля погружена на 100-200 м. Вся эта толща находится в стадии активной деградации и характеризуется существенно нестабильным термическим режимом. Экспериментально установить, где еще есть многолетнемерзлые породы, а где нет - задача в настоящее время практически неразрешимая.

Для определения положения южной границы нами было принято правило: если экстраполяция данных распределения температур от глубоких горизонтов к поверхности, приводила к получению температуры ниже -3°C , то здесь предполагалось возможность нахождения реликтовых многолетнемерзлых пород и наоборот. Сопоставление полученной границы с данными других исследователей показывает, что в районах южнее Широтного течения реки Оби, границы совпадают. В западной части региона по меридиану 64° в.д. выделилась крупная зона отсутствия многолетнемерзлых пород, простирающаяся несколько севернее 62° с.ш. В восточной части Западной Сибири, по нашим данным отсутствуют южнее 60° с.ш., в то время как указанные авторы границу проводят по параллели 59° с.ш.

Второе общее замечание. В долине реки Обь, вплоть до п. Березово, указана обширная область отсутствия многолетнемерзлых пород. Ясно, что авторы (В.В.Ан, В.Н.Девяткин) стремились подчеркнуть этим общеизвестный факт протаивания криолитозоны под крупными водоемами, а контуры этой области весьма условны. Нами не отрицается факт отсутствия многолетнемерзлых пород под р.Обь, однако вследствие невозможности определения контуров этой зоны (вероятно, она представляет узкую полосу вдоль реки), на карте она не показана.

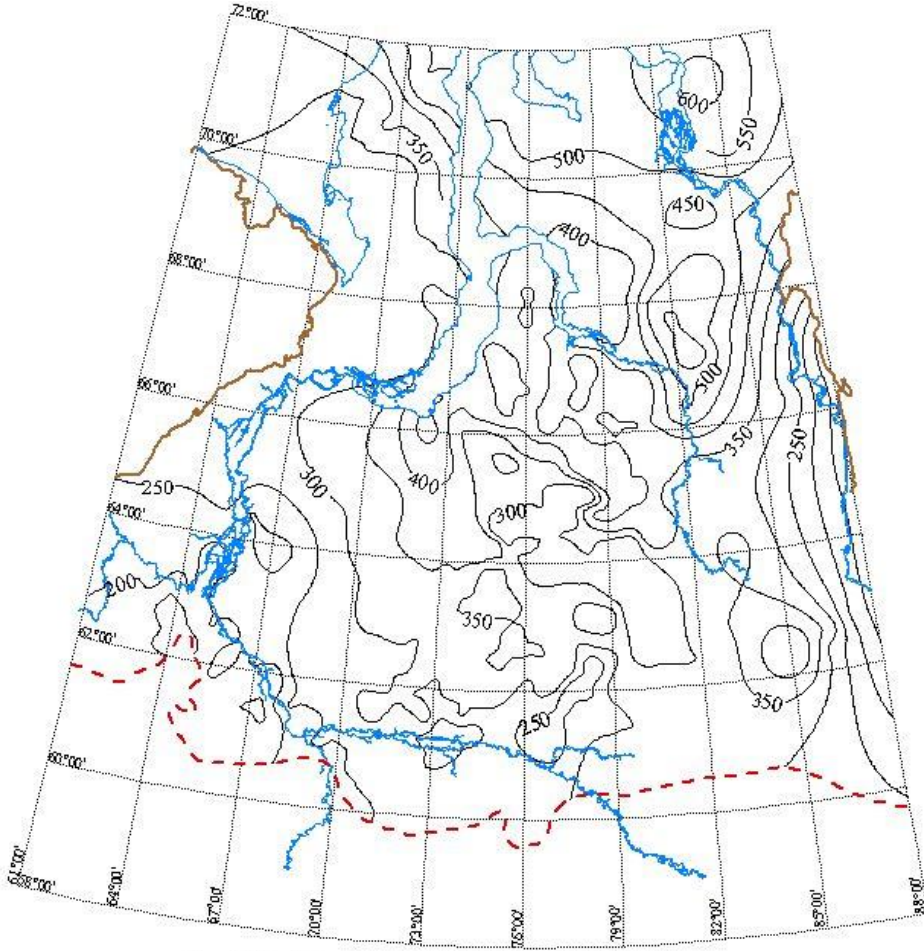


Рисунок 50 - Схема мощности криолитозоны

Второе общее замечание. В долине реки Оби, вплоть до п. Березово, указана обширная область отсутствия многолетнемерзлых пород. Ясно, что авторы (В.В.Ан, В.Н.Девяткин) стремились подчеркнуть этим общеизвестный факт протаивания криолитозоны под крупными водоемами, а контуры этой области весьма условны. Нами не отрицается факт отсутствия многолетнемерзлых пород под р.Обь, однако вследствие невозможности определения контуров этой зоны (вероятно, она представляет узкую полосу вдоль реки), на карте она не показана.

С учетом сделанных замечаний, дадим характеристику положения подошвы криолитозоны в Западной Сибири.

Максимальная мощность криолитозоны (свыше 500 м) зафиксирована на севере Ямальского, Гыданского и Таймырского полуостровов. На Ямальском полуострове при движении на юго-восток, происходит достаточно резкое

снижение глубин до 250-275 м. На Гыданском п-ве при движении на юг также происходит подъем подошвы криолитозоны, но очень медленный до 375-400 м. На востоке региона уменьшение мощности криолитозоны при движении на юг практически не происходит до 66⁰ с.ш. Видно, что в районе Русскореченской, Мангазейской, Сидоровской площадей, ее мощность вновь возрастает до 525-550 м.

В районах южнее 68⁰ с.ш. можно отметить закономерное погружение подошвы криолитозоны при движении с западных границ региона на восток от 150-200 м до 300-325 м и аналогичную картину, но в значительно более узкой области с восточной границы Западно-Сибирской плиты на запад.

Вся остальная территория представляет собой очень сложнопостроенную, весьма дифференцированную по глубине подошву криолитозоны. Общая тенденция подъема глубины подошвы криолитозоны на юг сохраняется от 400-450 м в районе Ямбургского месторождения до 250-300 м на севере Вартовского и Сургутского районов, но картина осложнена многочисленными локальными флуктуациями. В качестве примера приведена более крупномасштабная схема мощности криолитозоны в районе Комсомольского месторождения (Рисунок).

На карте глубины подошвы криолитозоны выделяется достаточно крупная по простиранию область аномально низких значений (менее 250 м), в то время как практически по всей периферии участка отрицательные температуры отмечаются на глубинах свыше 300 м. Минимальные значения зафиксированы на Западно-Таркосалинском месторождении (220-230 м). Расположенное от него на северо-западе Северо-Пурпейское месторождение характеризуется значительно более мощной криолитозоной: 290-300 м в северной части и 320-330 м – в южной.

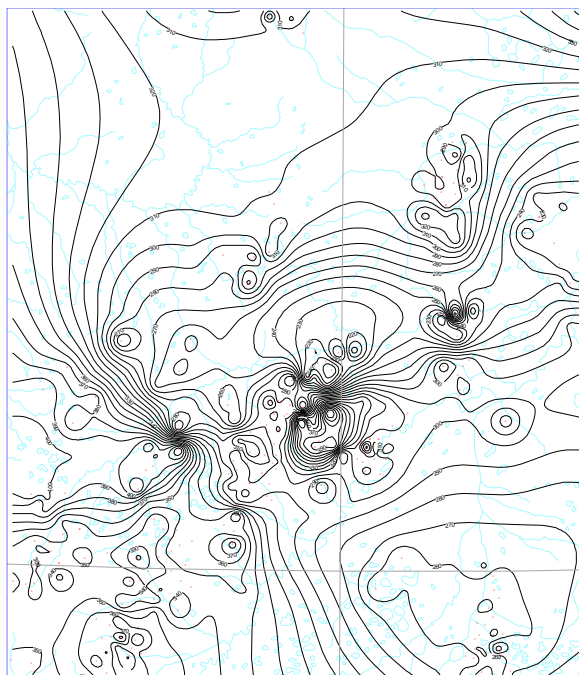


Рисунок 51 - Карта подошвы криолитозоны в пределах Комсомольского участка

Пурпейское месторождение, имея за контуром глубину подошвы криолитозоны менее 230 м, в центральной части характеризуется значениями более 300 м. Расположенные рядом Верхнепурпейская и Новокомсомольская площади характеризуются резко отличной мощностью многолетнемерзлых пород: в первом случае она не превышает 230 м, во втором составляет 330 м и более. В юго-западной части участка отмечены, хотя и весьма дифференцированные, но в целом достаточно высокие значения мощности 330-400 м.

В целом, представленные на карте материалы свидетельствуют об очень сложной структуре строения многолетнемерзлых пород в Западной Сибири.

Использованная методика была использована для построения серии карт по срезам -500 м, -1000 м, -1500м, а также карт температур по кровлям стратиграфических подразделений (Рисунок 52, Рисунок 28). Полученные карты использовались в дальнейшем для определения зон стабильности газогидратов в пределах Западной Сибири.

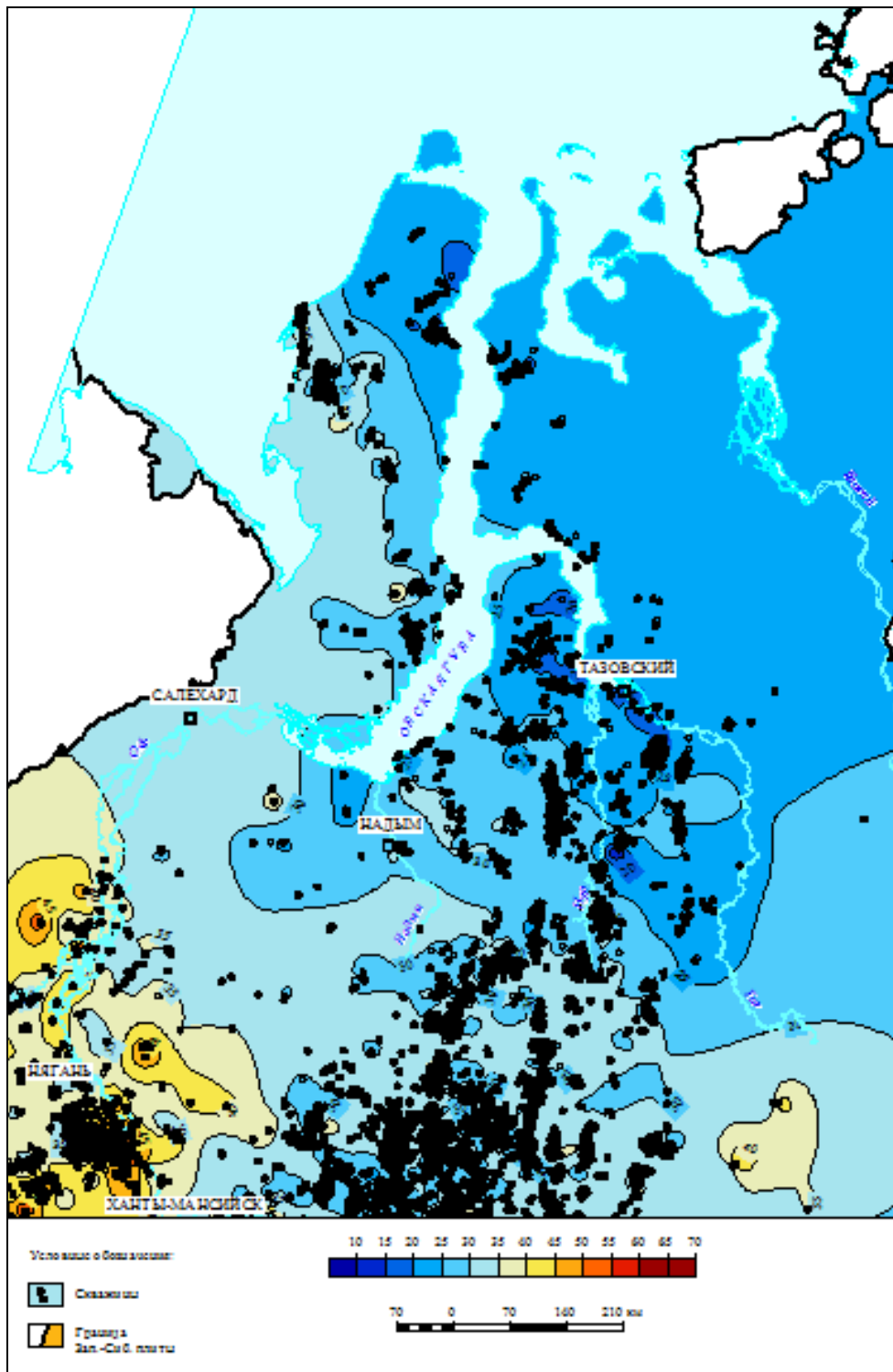


Рисунок 52 - Карта температур на АО -1000м

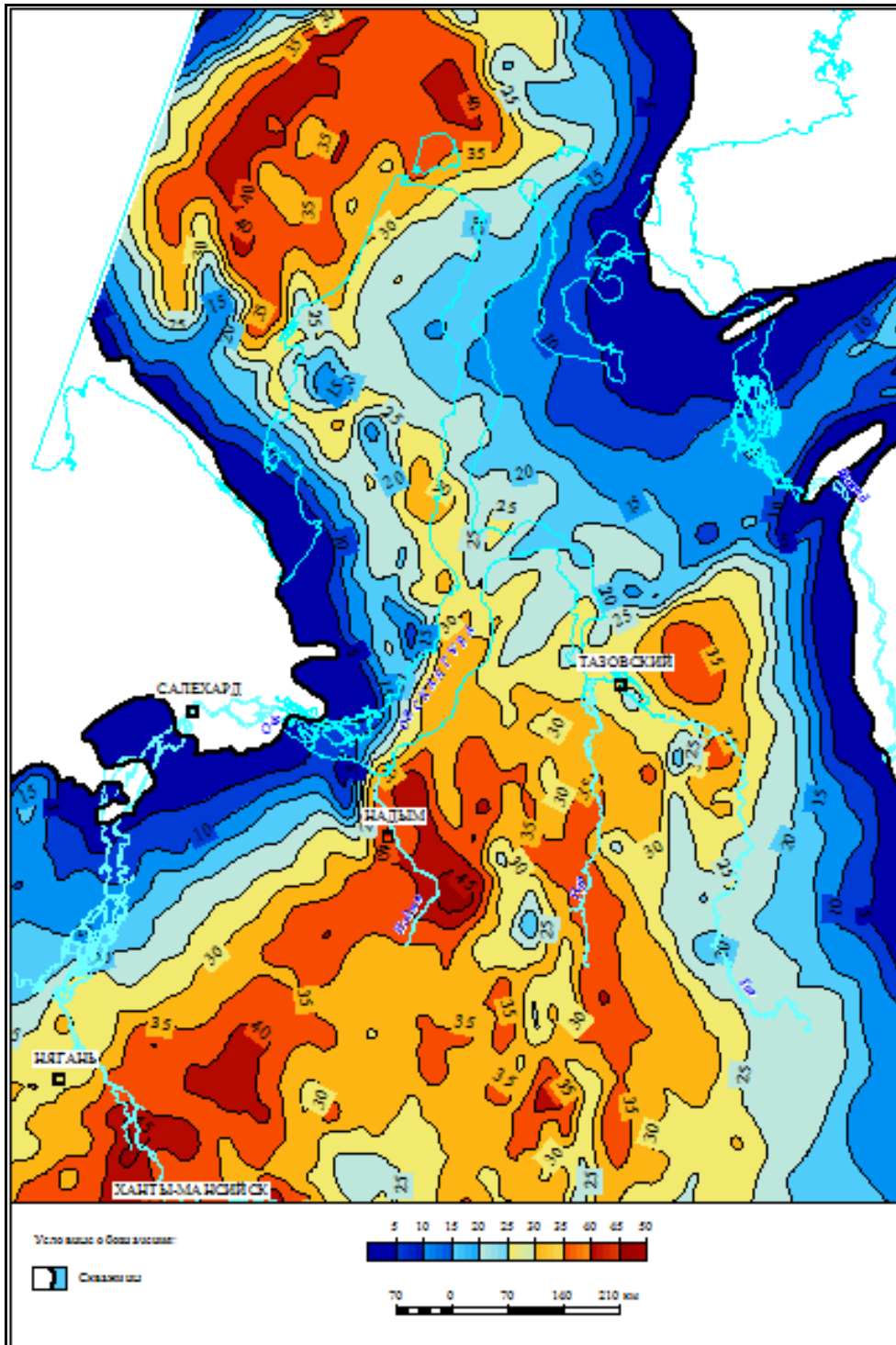


Рисунок 28 - Карта температур по кровле сеномана

4.3 Гидрогеология

Надсеноманские отложения относятся к верхнему гидрогеологическому этажу. В пределах этажа выделено несколько гидрогеологических комплексов -

ипатовского, русско-реченского, нижнеберезовского (опоки), танамского и тибейсалинского [74]). Отдельно в данной работе рассмотрены особенности состава и минерализации пластовых вод в пределах толщ пород с отрицательной температурой – криопегов.

Наиболее изученным с точки зрения гидрогеологии является подстилающий покурский горизонт (Рисунок 29). Минерализация пластовых вод горизонта закономерно увеличивается от окраин к центру бассейна.

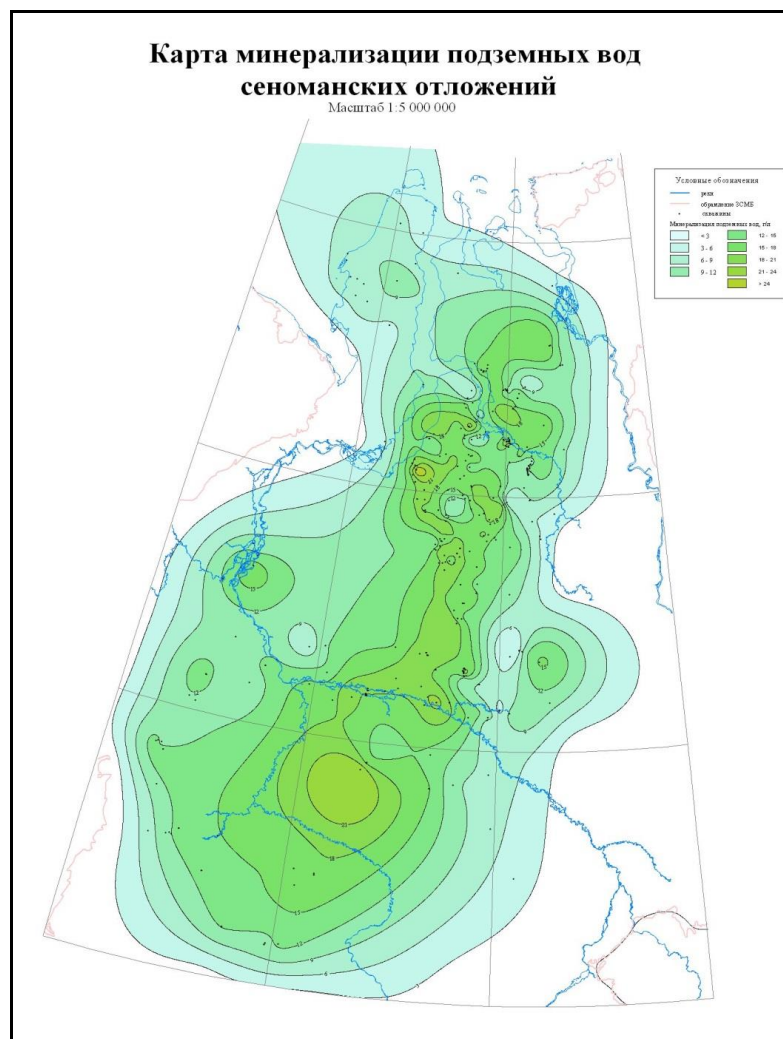


Рисунок 29 - Карта минерализации пластовых сеноманского яруса (138).

Гидрогеологическая характеристика вышележащего кузнецовского горизонта (турон) горизонта гораздо менее изучена. Можно лишь констатировать,

что минерализация пластовых вод укладывается в единую с сеноманскими отложениями зависимость (Рисунок 30).

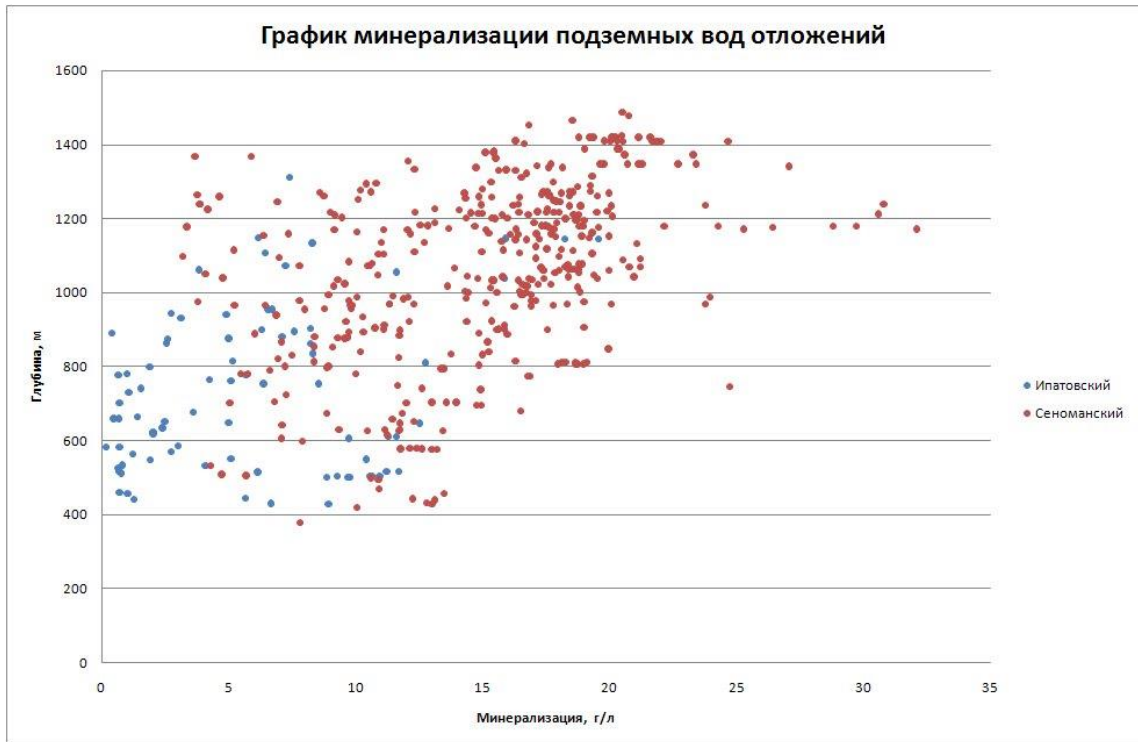


Рисунок 30 - Зависимость минерализации пластовых вод верхнемеловых отложений от глубины.

Таким образом, можно отметить общие закономерности увеличения минерализации пластовых вод с глубиной и от окраин к центру бассейна.

В связи с ограниченностью данных удалось построить схему минерализации туронских отложений. (Рисунок 31). При этом западная часть территории, представленная непроницаемыми кузнецовскими глинами, данными не охарактеризована. Максимальная минерализация зафиксирована вблизи границы глинизации и составляет 15 г/л.

Для вышележащих отложений известны лишь единичные измерения минерализации пластовых вод, укладывающиеся в общие закономерности надсеноманских отложений:

1. Увеличение минерализации с глубиной
2. Увеличение к центру бассейна

3. Увеличение к границам глинизации

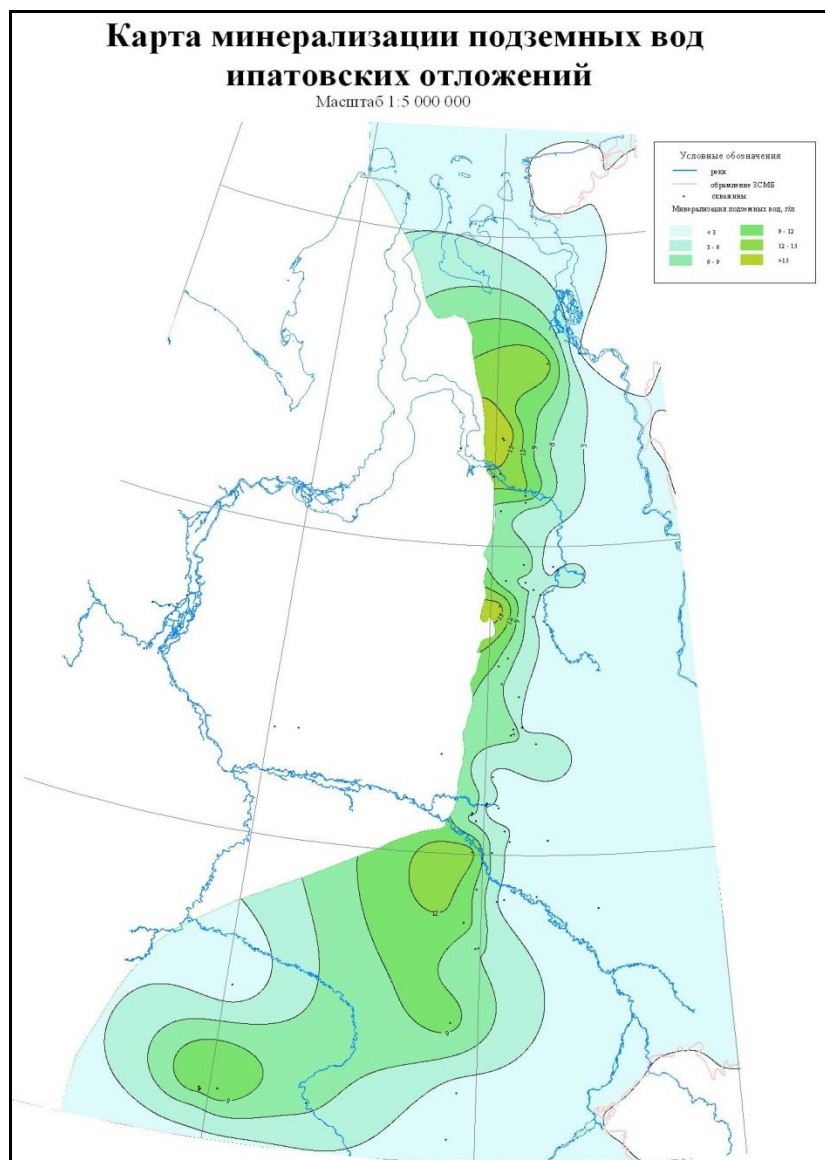


Рисунок 31 - Карта минерализации пластовых туронского яруса (Агалаков С.Е., Курчиков А.Р., Плавник А.Г, 2011 г.).

Материалы ГИС могут быть использованы при изучении межмерзлотных и подмерзлотных вод высокой минерализации, имеющих отрицательную температуру - криопэгов [7]. Анализ геофизических материалов скважин на Ямальском и Тазовском полуостровах показал, что на каротажных диаграммах в пределах криолитозоны выделяются интервалы аномально высокой амплитуды

собственной поляризации, низких сопротивлений, повышающего типа проникновения в пласт фильтрата бурового раствора (Рисунок 32).

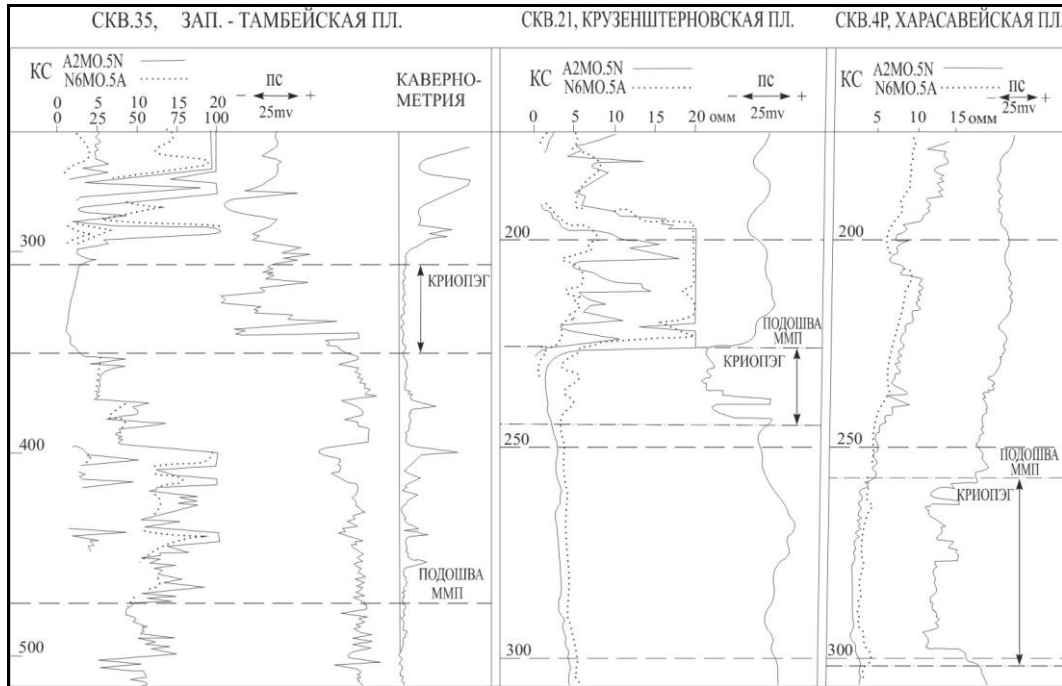


Рисунок 32 - Выделение криопэгов по данным ГИС

Перечисленные характеристики связаны с наличием высокоминерализованных пластовых вод. На Ямбургской, Юрхаровской, Оликуминской площадях Тазовского полуострова такие интервалы выделяются практически во всех разведочных скважинах, имеющих необходимые материалы геофизических исследований.

На Тазовском полуострове наиболее крупным резервуаром в интервале отрицательных температур является мощная (до 150 м) толща песчаных пород верхней тибейсалинской подсвиты палеоценового возраста. Подсвета ограничена сверху глинами люлинворской свиты, подстилается глинами нижней тибейсалинской подсвиты, которые являются водоупорами.

Исследуемый резервуар находится в интервале отрицательных температур, однако, в мерзлом состоянии только его верхняя часть. Условием существования незамерзших песчаных пород при отрицательной температуре является высокая

минерализация пластовых вод - каждые 10 кг солей в одном метре кубическом воды снижают температуру ее замерзания примерно на $0,5^{\circ}\text{C}$ [43].

Прямым доказательством существования таких вод на Тазовском полуострове газоводяной фонтан с глубины 100 м при бурении скв.20 Юрхаровской площади. Минерализация пластовых вод составила 33 кг/м^3 . Пробы воды были отобраны с глубины 100 м на Ямбургском месторождении. Минерализация составила 30 кг/м^3 . Сопоставление данных термометрии с материалами стандартного комплекса ГИС позволило установить, что в исследуемом районе глубина залегания нулевой изотермы на несколько десятков метров ниже, чем глубина залегания нижней границы ММП. На рисунке 6 температура пластовых вод непосредственно под толщей ММП -3°C . Такое переохлаждение может быть достигнуто при минерализации 55 кг/ м^3 .

При отсутствии испытанных интервалов в исследуемом разрезе оценки минерализации пластовой воды делались на основании ее связи с амплитудой потенциалов собственной поляризации.

На представленных материалах ГИС скв. 142 Ямбургского месторождения (Рисунок 33) расчеты показывают, что минерализация пластовых вод достигает 50 кг/м^3 . в остальных скважинах месторождения - от 17 до 55 кг/м^3 . Наличие высокоминерализованных пластовых вод обычно связывают с отжатием солей при промерзании пород. Если предположить, что минеральные соли всей мощности (150 м) исследуемого резервуара сконцентрировались в результате промерзания в нижней части резервуара мощностью около 50 м, то концентрация исходных вод должна быть оценена как в 3 раза меньшая, чем современная, т.е. $10-17 \text{ кг/ м}^3$. Это соответствует результатам опробования в песчаных изолированных линзах нижней тибейсалинской подсвиты на Мыс-Каменный (скв. 1Р) и Восточно-Таркосалинской (скв.75) площадях.

В более южных районах (Уренгойская площадь) и восточных районах (Тазовская площадь) подмерзлотные пластовые воды высокой минерализации не выделяются по ГИС и не отмечены по результатам опробования, что может быть

объяснено большей раскрытостью отложений вследствие опесчанивания разреза и менее жестким температурным режимом.

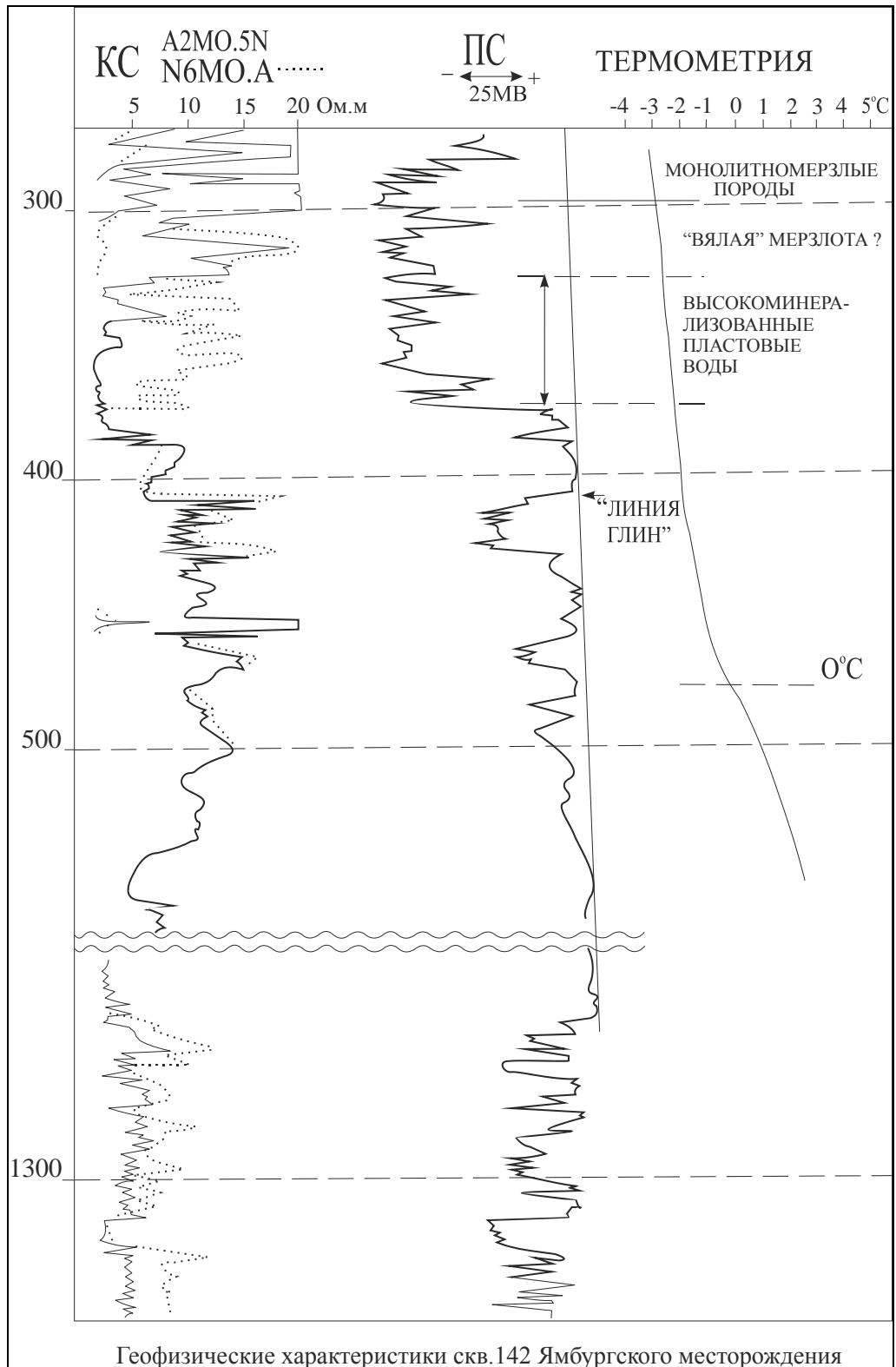


Рисунок 33 - ГИС скв. 142 Ямбургского месторождения

4.4 Условия стабильности газогидратов на Севере Западной Сибири

Газовые гидраты в недрах Земли были открыты российскими учеными, что засвидетельствовано как открытие в 1970 году. В ведущих странах мира интерес к природным газовым гидратам возрастает с каждым годом.

В данной работе для определения территорий и интервалов разреза, благоприятных для существования газовых гидратов используется графо-аналитический метод, предложенный Макогоном Ю.Ф. [1985]. Входными данными для определения положения кровли и подошвы зоны стабильности газогидратов являются:

- температурный режим разреза;
- пластовое давление;
- минерализация пластовых вод;
- компонентный состав газа.

В качестве примера приведен график для Восточно-Мессояхского месторождения (Рисунок 59).

Равновесные кривые гидратообразования для природного газа и влияния минерализации пластовых вод рассчитывались по методике Истомина В.А. [106-107]

Состав газа надсеноманских отложений в основном метановый – 97-99%, более тяжелых углеводородов 0,6-0,7% .

Кровля зоны стабильности газогидратов (ЗСГ) находится на глубинах 250-270 м, карта по подошве ЗСГ была построена исходя из перечисленных выше данных (Рисунок 60).

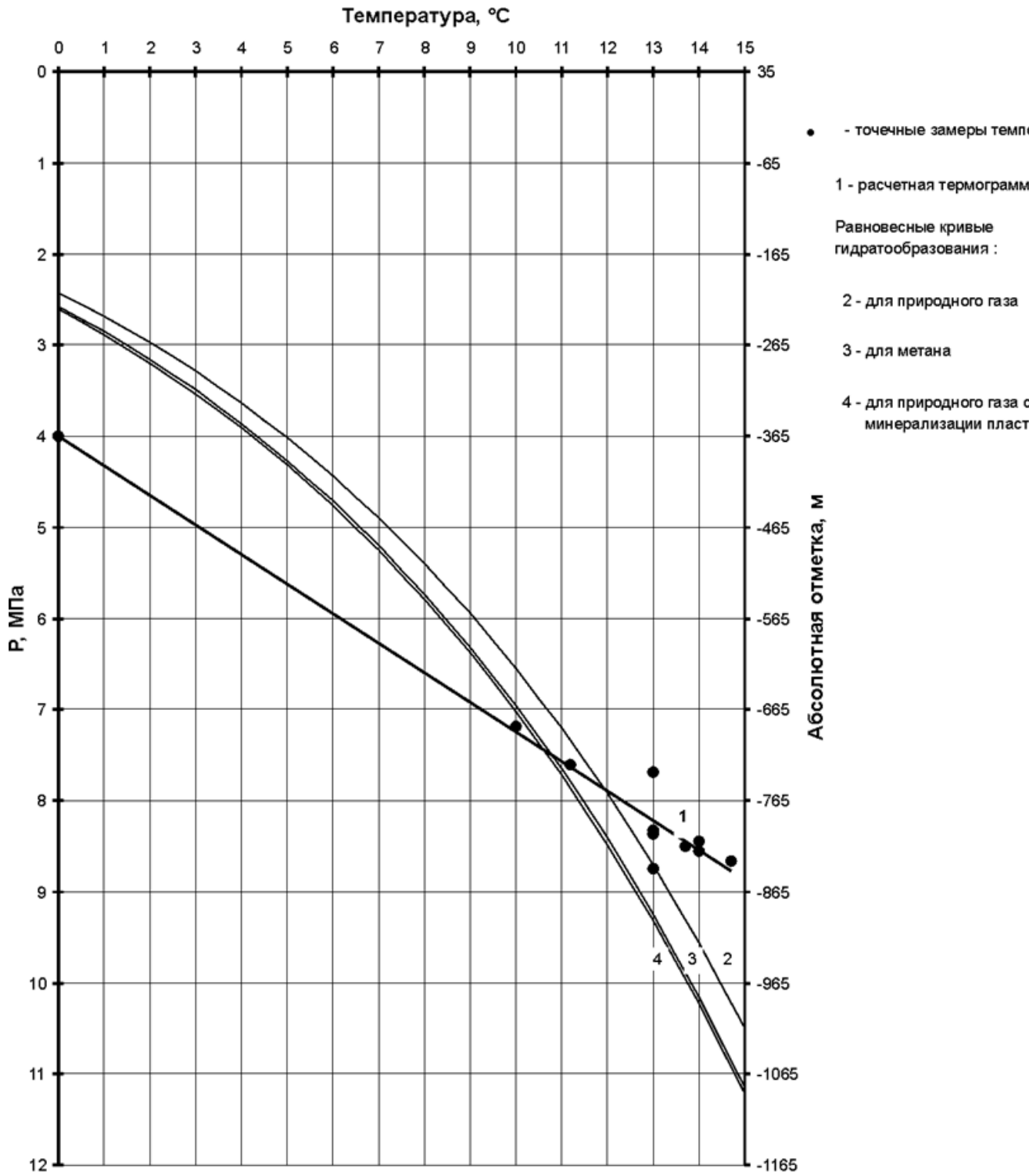


Рисунок 34 - Графоаналитический метод определения интервала стабильности газогидратов.

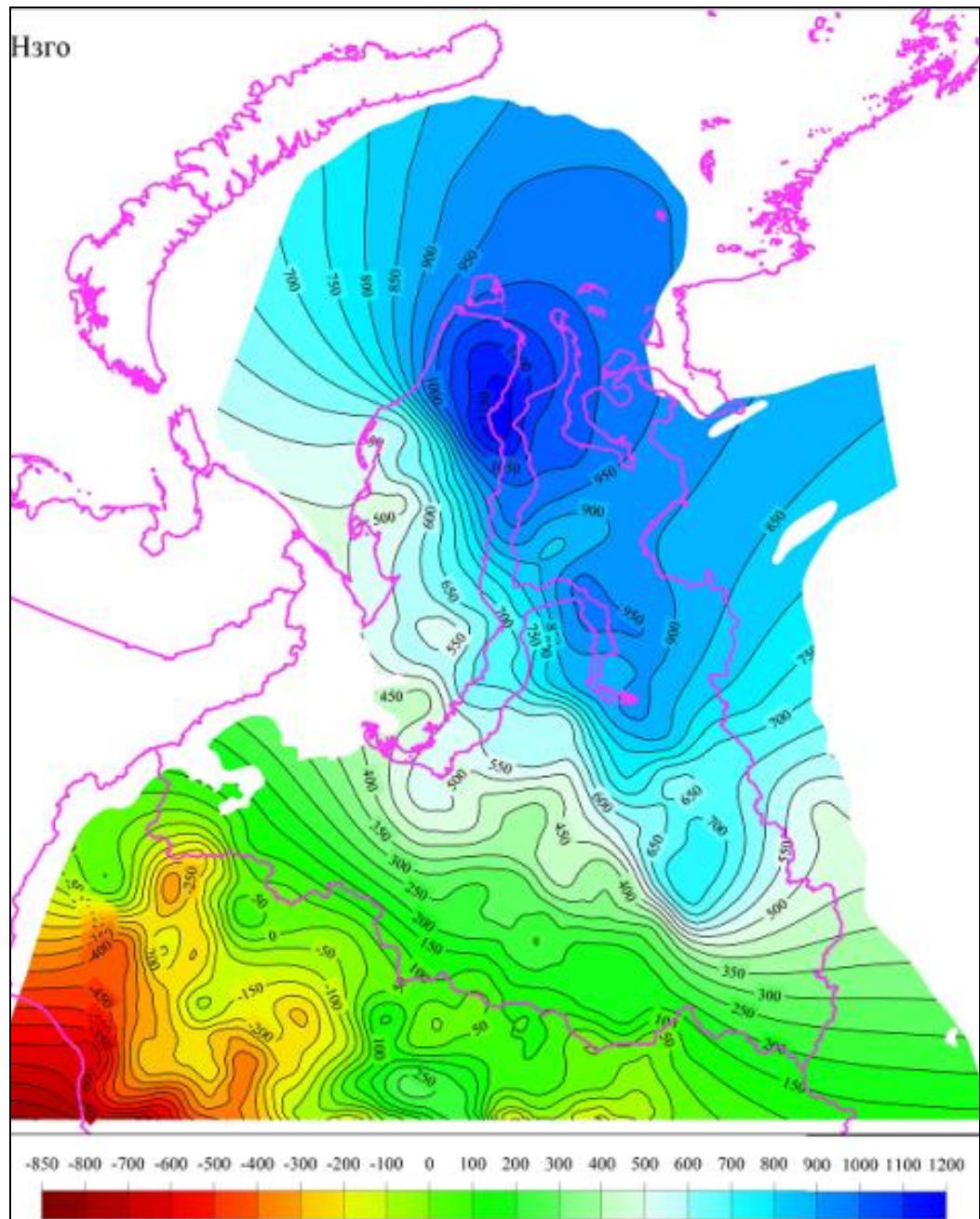


Рисунок 60 - Карта подошвы ЗСГ

В дальнейшем, при анализе газоносности надсеноманских комплексов для каждого из них определялись также районы стабильности газогидратов, что учитывалось при оценке перспективности.

ГЛАВА 5. ГАЗОНОСНОСТЬ И ГАЗОВЫЕ ГИДРАТЫ ВЕРХНЕМЕЛОВЫХ НАДСЕНОМАНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ.

5.1 Газоносность. Историческое обозрение. Генезис газа

Еще до открытия промышленных скоплений углеводородов в разных районах Западной Сибири были известны выходы нефти и газа на дневную поверхность. В.Г.Васильев [62-63], и Н.П.Туаев [248], ссылаясь на первоисточники, отмечают следующие выходы нефти:

- 1) на р. Иртыш у с. Цингалы;
- 2) на р. Югане у с. Юганского;
- 3) на р. Белой в Верхне-Тавдинском районе;
- 4) на р. Алабуге в Звериноголовском районе;
- 5) на р. Васюгане у юрт Солдатских;
- 6) в басс. р. Парабель (выход кира); 7) в басс. р. Кеть (выход кира и горячие ключи).

По данным Д.К.Александрова [38], и Н.Н.Ростовцева [223], выходы газа были зафиксированы:

- 1) на р. Васюгане у юрт Солдатских (горячие газоносные извергающиеся грязью ключи);
- 2) в районе Усть-Енисейского порта (многочисленные газовые грифоны, располагающиеся вдоль линий дизъюнктивных нарушений).

В 50х гг. при бурении мелких скважин на севере низменности (бассейн р. Ярудей и др.) отмечались газопроявления в толще четвертичных отложений. Многие из указанных нефтегазопоявлений не подтвердились последующими исследованиями, однако ряд выходов углеводородов в районе Усть-Енисейского порта и Уренгоя [29, 218, 227-228] имеет глубинное происхождение. Эти факты свидетельствуют о разрушении существующих залежей и о возможности образования вторичных скоплений газа или нефти в более высоких стратиграфических горизонтах.

Автором работы также была предпринята попытка по геологическим журналам бурения скважин проанализировать газопроявления при бурении для двух геологоразведочных предприятий – Заполярнефтегазгеология и Ямалнефтегазгеология. Материалы опубликованы в отчете ИПОС СО РАН и в концентрированном виде представлены на схеме (61), демонстрирующей широкое распространение газопроявлений в мерзлых и подмерзлотных толщах.

Таким образом, отложения, залегающие стратиграфически выше сеноманского продуктивного горизонта, являются перспективными для поисков залежей углеводородов. Ниже охарактеризована краткая история изучения перспектив нефтегазоносности этих отложений.

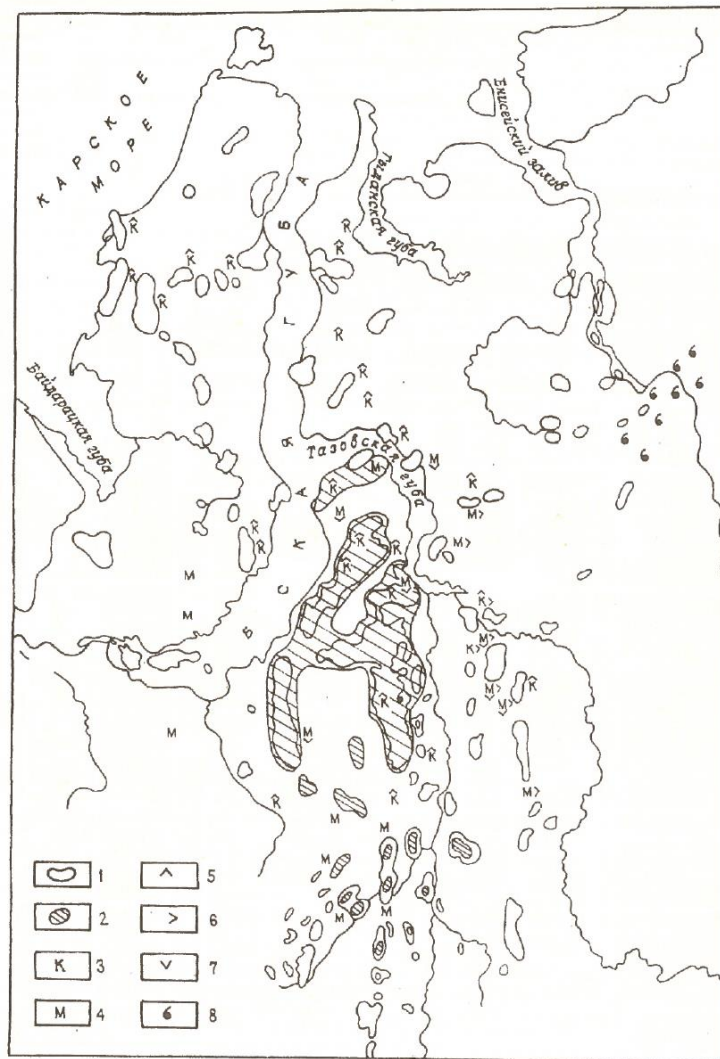


Рисунок 61 - Газопроявления в надсеноманских отложениях. Агалаков С.Е., [35]

Методические основы оценки перспектив нефтегазоносности применительно к Западной Сибири были разработаны в трудах Ростовцева Н.Н. Конторовича А.Э., Трофимука А.А., Нестерова И.И., Мясниковой Г.П., Рудкевича М.Я., Скоробогатова В.А., Строганова В.П., Хафизова Ф.З. [167, 181, 185, 225, 226, 232, 233, 242, 243, 250-251, 277, 289].

Ростовцевым Н.Н. [254] в 1954г. весь разрез мезозойских и третичных отложений был расчленен на ряд песчано-глинистых и преимущественно глинистых толщ. Дербышинская и называевская серии были объединены в четвертую преимущественно глинистую толщу, в пределах которой выделяется коллекторскими свойствами ипатовская пачка, перекрываемая глинами славгородской свиты. Было отмечено, что при высоких перспективах разреза в глинистой толще породы, пропитанные нефтью, обнаружены пока только в районе Усть-Порта. Анализ характера изменения упругости растворенных газов, сделанных по результатам бурения скважин, расположенных на юге низменности, позволил Ростовцеву сделать вывод, что основные перспективы газоносности связаны с севером территории.

К году выхода Трудов ЗапСибНИГНИ, вып.1, 1965, а также работ Конторовича А.Э. [69, 118-119], промышленная газоносность отложений верхнего мела была доказана в пределах Александровского мегавала, где в 1962 г. на Охтеурьевской площади был получен фонтан газа с дебитом около 20 тыс. м³ /сутки. (Рисунок 35). Было отмечено, что морские отложения дербышинской серии накапливались в окислительных и переходных от окислительных к восстановительным условиям. Окислительно-восстановительная емкость этих пород изменяется от 0,2 до 0,7-0,8 мг O₂ /100, увеличиваясь к районам Нового Васюгана, и Ларьяка.

Породы с поздней буроугольной стадией метаморфизма органического вещества в отложениях верхнего мела развиты лишь на небольшой площади в районе Ханты-Мансийска, в связи с чем в верхнемеловых осадках предполагаются только газовые залежи.

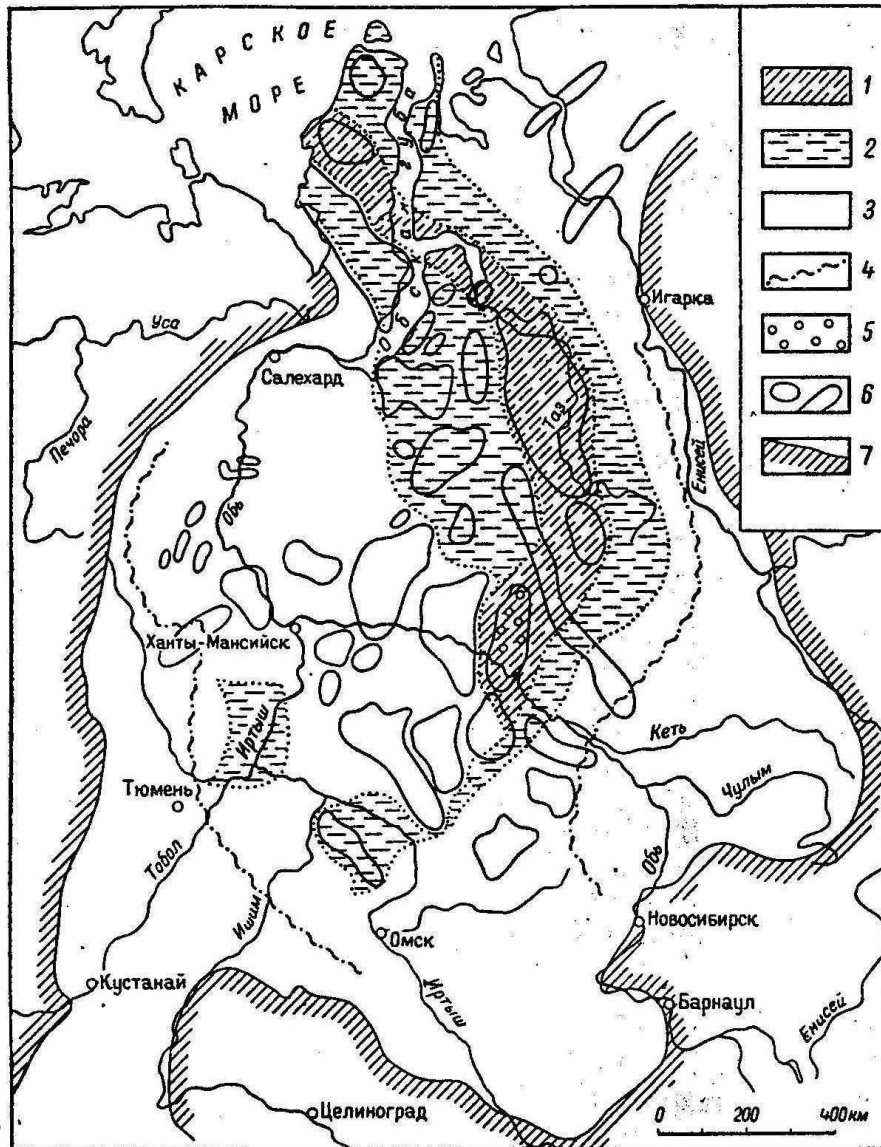


Рис. 7. Карта прогнозов нефтегазоносности верхнемеловых отложений (без сеномана).

Группы земель с различной плотностью запасов: 1 — земли группы 6; 2 — земли группы 7; 3 — земли неперспективные; 4 — граница области распространения глинистых покровов, благоприятных для сохранения газовых залежей; 5 — земли с доказанной промышленной нефтегазоносностью; 6 — основные структурные элементы первого и второго порядков; 7 — граница распространения верхнемеловых отложений.

Рисунок 35 - Перспектива нефтегазоносности надсеноманских отложений, Труды ЗапСибНИГНИ, вып. 1, 1965 г.

Перспективные земли на карте прогнозов газоносности верхнемеловых отложений показаны полосой вдоль зоны перехода песчаников ипатовской свиты в опоки нижеберезовской подсвиты, где отмечаются благоприятные

геохимические и гидрогеологические условия для образования и сохранения газовых залежей. В этой же зоне в славгородской свите появляются песчаные пласты, в которых также могут быть обнаружены газовые залежи.

Нестеров И.И. [99-100], проанализировал критерии нефтегазоносности верхнемеловых отложений (без сеномана) более детально. К этому времени были выявлены газовые залежи в Северной (Охтеурьевской) и Заполярной структурах, отдельные мелкие нефтенасыщенные линзы песчаников были встречены в туронских отложениях на Тазовской площади.

В работе [177] рассмотрены мощность верхнемеловых отложений, суммарное содержание песчаников, структурные условия, тип и метаморфизм рассеянного органического вещества, содержание органического углерода, количество битумоидов, растворенных тяжелых газообразных углеводородов, газонасыщенность подземных вод, проведены расчеты баланса водорода при газообразовании.

Опубликованы схемы литофаций верхнемеловых осадков, метаморфизма органического вещества, толщин верхнемеловых (без сеномана) отложений и относительного содержания проницаемых пород.

Основной вывод заключался в том, что площади, перспективные для поисков залежей газа, развиты лишь в виде неширокой полосы (100 - 200 км), примыкающей к области развития преимущественно глинистых пород. В пределах небольшого участка, географически привязанного к Тазовской губе, прогнозировались как нефтяные, так и газовые залежи (Рисунок 36).

Коллекторские свойства песчаников изменяются в соответствии с содержанием песчаного материала. В зоне замещения песчаников глинистыми и кремнистыми породами открытая пористость песчаников 10 - 15%, проницаемость составляет от 0,1 до 30 - 50 мд. Там, где песчаники в разрезе преобладают, их открытая пористость достигает 25 - 30%, проницаемость - 2 - 3 д.

Структурные условия формирования залежей нефти и газа по отложениям верхнего мела благоприятны лишь в северных районах низменности.

Большинство локальных структур, выявленных по юрским отражающим горизонтам, в южных, юго-восточных, отчасти западных и восточных районах низменности по кровле мела, или имеют незначительную амплитуду или видоизменяются в моноклинали.

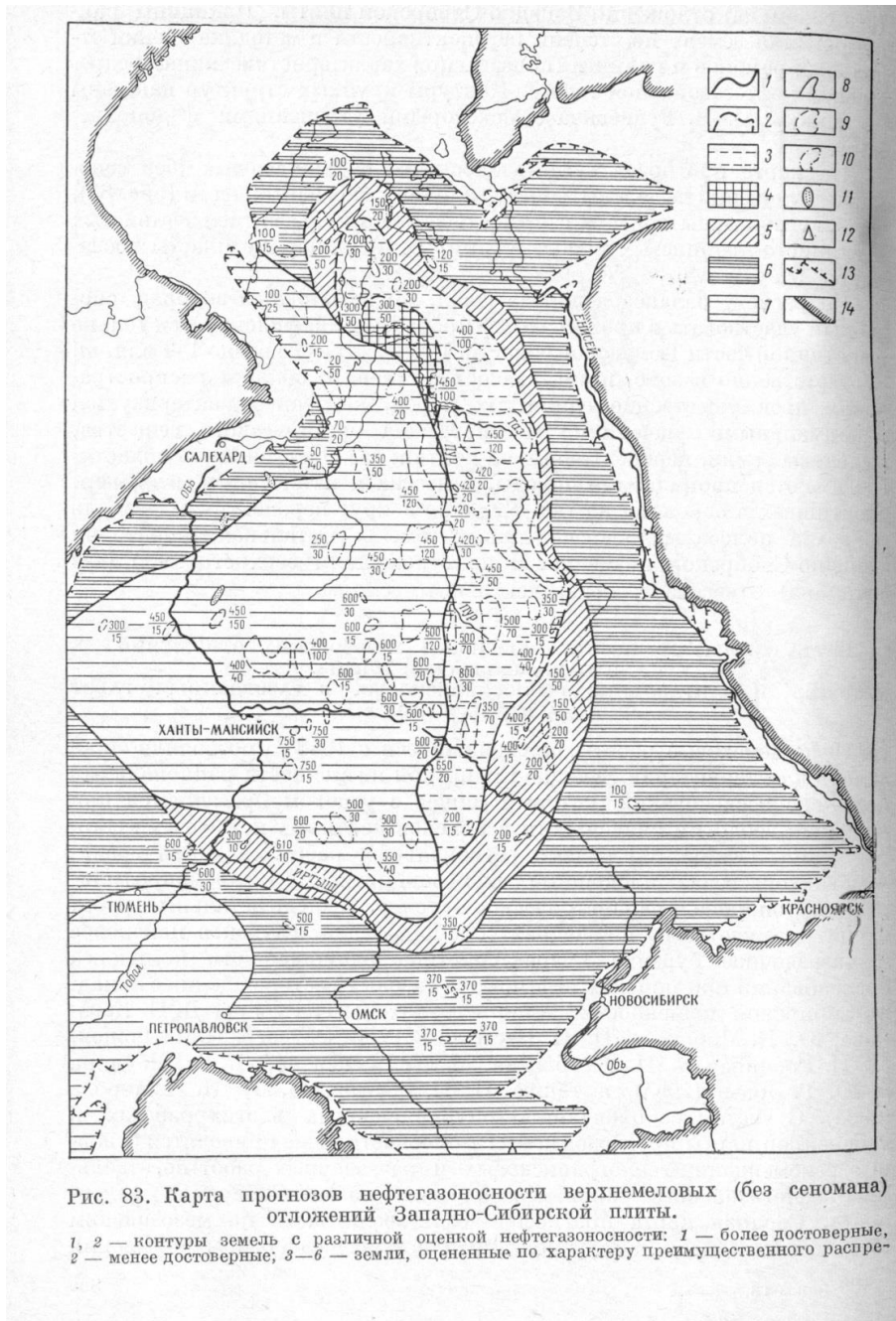


Рисунок 36 - Прогноз нефтегазоносности. Труды ЗапСибНИГНИ, вып.15, 1969 г. [177]

К моменту выхода в свет статьи Трудов ВНИГРИ, 1974 в северных районах плиты разведочным бурением выявлены многочисленные газонефтепроявления в

сенонских и кайнозойских отложениях, а на Заполярном, Русском, Южно-Русском, Казанцевском и Северном (Охтеурьевском) месторождениях установлены промышленные скопления газа в нижней части березовской свиты, в мессояхской и в ипатовской свитах [92].

В работе обобщены тектонические, литологические, гидрогеологические, геохимические, геотермические критерии оценки перспектив нефтегазоносности.

Тектонические критерии. Было отмечено, что крупные выраженные в молодых отложениях антиклинальные складки развиты только в центральной части Севера. Площадь их распространения образует неправильной формы треугольник, вершинами которого являются устье р. Надым, нижнее течение р. Таз и нижнее течение р. Вах; в северо-восточной части плиты к ней примыкает территория бассейнов рек Мессояха и Бол. Хета.

Практически все известные к тому времени газонефтепроявления и выходы газа в Западной Сибири пространственно совпадают с зоной активных в кайнозойское, в том числе неоген - четвертичное, время структур. Это обстоятельство позволяет предположить, что причиной разрушения залежей в сеноманских отложениях и образования вторичных скоплений газа в более высоких горизонтах является обусловленное молодыми тектоническими движениями ухудшение экранирующих свойств глинистых пород. Наряду с трещиноватостью пород в пределах некоторых структур установлены разрывные нарушения в верхних горизонтах осадочного чехла (Южная, Южно-Русская, Охтеурьевская и др.)

Обнаруженные залежи газа и многочисленные газопроявления в работе рассматриваются как вторичные, образовавшиеся за счет миграции газа снизу. О проникновении газа из сеноманских залежей в рассматриваемые проницаемые горизонты свидетельствует сходство состава газа. На Южно-Русской и Заполярной структурах в туронских залежах зафиксированы аномально повышенные давления, превышающие нормальные гидростатические давления примерно в 1,1 раза и приближающиеся или равные давлению в нижележащих

(сеноманских) залежах.

Для образования структурных ловушек углеводородов кроме антиклинальных складок необходимо присутствие проницаемых и экранирующих их пород. Изучение последних производилось по материалам стандартного каротажа и по описанию керн скважин.

Породы с песчанистостью (под песчанистостью авторы понимали амплитуду $\Delta\rho_c$) менее 30% были отнесены к непроницаемым, более 30% - к проницаемым. Последние в пределах рассматриваемой территории образуют несколько выдержанных по простиранию толщ, залегающих (снизу вверх): в нижней части березовской, в мессояхской и в ипатовской свитах турон-коньяк-сантона; в ганькинской свите маастрихт-дания; в тибейсалинской свите палеоцена. Эти проницаемые толщи обозначены индексами II, III и IV (Рисунок 37). Первой (I) проницаемой толщей, учитывая вторичную природу выявленных и возможных залежей углеводородов в сеноманских и кайнозойских отложениях, были названы продуктивные отложения сеноманского яруса.

Была составлена серия схематических карт распространения проницаемых и экранирующих их толщ в верхнемеловых и кайнозойских отложениях.

Все три надсеноманские проницаемые толщи широко развиты в районе, расположенном к востоку от долины р. Пур и Тазовской губы. К западу от этого района (на Надым-Пурском междуречье) песчанистость пород II и III проницаемых толщ падает до 15 - 20%. Однако и здесь в слабопроницаемых породах указанного возраста содержатся маломощные горизонты с песчанистостью до 40 - 50%. К ним приурочены интенсивные газопроявления на Губкинском, Комсомольском и Ямсовейском месторождениях.

На Надым-Пурском междуречье широко распространена проницаемая толща, мощность которой достигает 250 и более метров. К перспективным были отнесены и районы, расположенные в крайних южной (басс. Рек Аган и Вах) и северо-восточной (междуречье Мессояхи и Енисея) частях рассматриваемой территории. В разрезе их развита лишь одна (II) проницаемая толща: ипатовская

свита на юге и мессояхская - на северо-востоке; в северо-восточной части территории проницаемые породы развиты и в более высоких частях разреза, однако здесь отсутствуют выдержанные тела глинистых пород.

Обширная зона с невыясненными перспективами послесеноманских отложений располагается непосредственно к северу от описанных выше районов. Она охватывает полуострова Гыдан, Ямал (севернее Нурминского мегавала) и акваторию юго-западной части Карского моря. По общим геологическим предпосылкам здесь предполагается распространение верхнемеловой - палеогеновой региональной глинистой покрывки, однако, о наличии или отсутствии в ее составе выдержанных проницаемых горизонтов, ввиду отсутствия скважин, судить трудно. Учитывая общность бассейна верхнемеловой и палеогеновой седиментации можно выдвинуть предположение о ритмичном строении верхнемеловой-палеогеновой толщи и о появлении в ней выдержанных проницаемых толщ.

На остальной территории Западно-Сибирской плиты, как указывалось выше, ни тектонические, ни литологические предпосылки не благоприятствуют образованию в послесеноманских отложениях промышленных скоплений углеводородов.

Возраст и мощность изолирующих толщ зависят от площадного распространения проницаемых пород.

Возраст II изолирующей толщи в Среднем Приобье сантон-нижнеолигоценый (мощность до 400 м), а к востоку от Пура - сантон-кампанский (мощность 150 - 600 м). В составе толщи содержатся прослои проницаемых пород. Количество их увеличивается в восточном направлении; на меридиане долины р. Таз толща, по-видимому, полностью утрачивает свои экранирующие свойства. Аналогичные изменения и ухудшения изолирующих свойств в восточном направлении наблюдаются и у глинистых осадков, разделяющих III и IV проницаемые толщ.

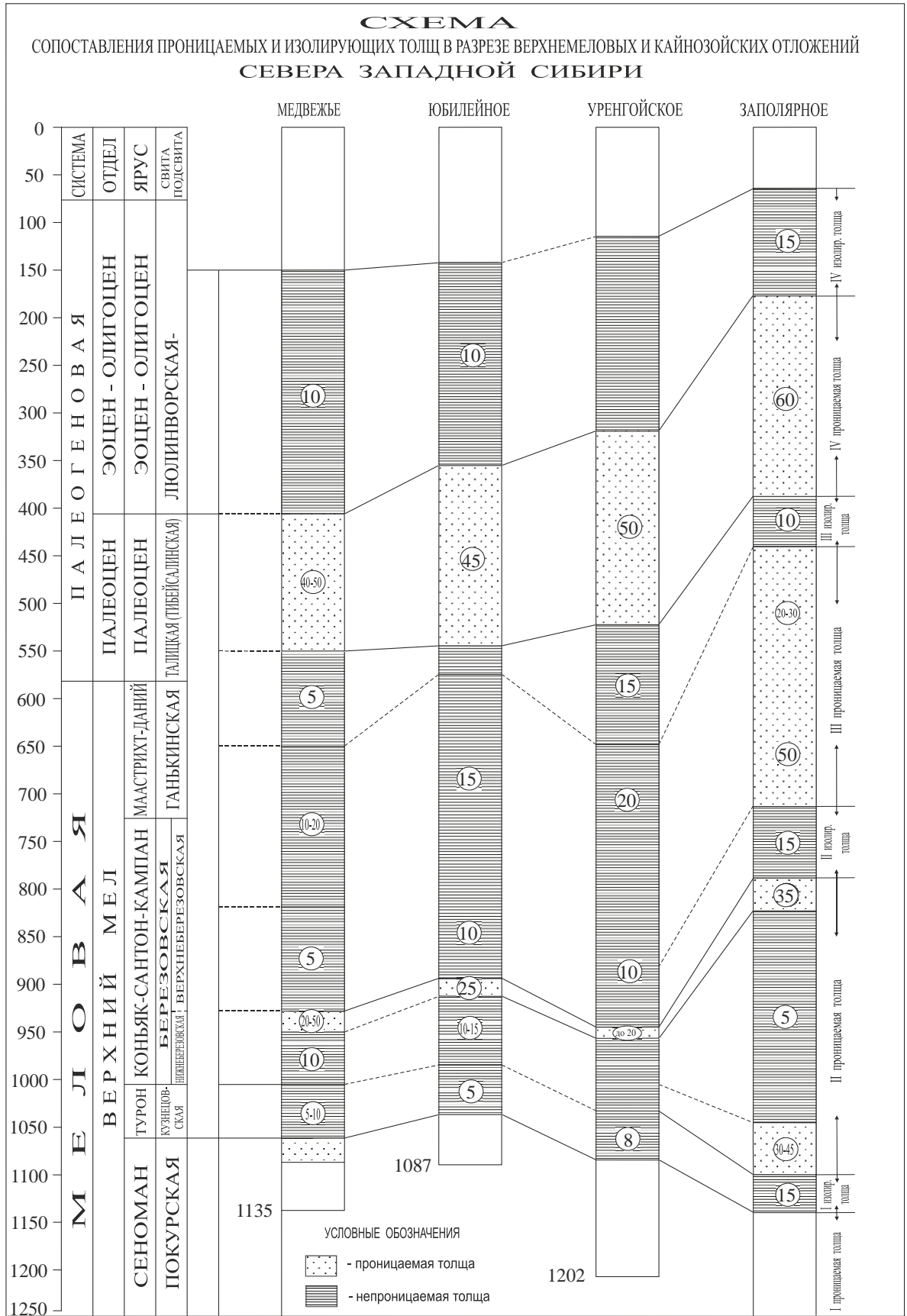


Рисунок 37 - Схема чередования коллекторов и покрышек (ВНИГРИ, 1974)

Гидрогеологические критерии. Характер сочетания вертикальной и латеральной закрытости дает основания предполагать затрудненные условия водообмена что является благоприятным для сохранения залежей газа. Гидрогеологическая обстановка была благоприятна и для формирования газовых залежей, что связано с колебаниями уровня моря и существованием периодов ослабленных и улучшенных экранирующих свойств покрышек. Наиболее благоприятны условия во II проницаемой толще, где гидрогеологическая обстановка близка к сеноманской.

Геохимические условия. По мнению авторов, низкое содержание РОВ (менее 1%), а также степень метаморфизма, достигающая лишь бурогольной стадии, не позволяют рассчитывать на образование значительных количеств сингенетичного газа и, тем более, нефти. Образовавшийся здесь газ мог, в лучшем случае, насытить пластовые воды. Поэтому для обоснования существования газовых залежей необходимо допускать миграцию УВ из нижележащих горизонтов.

Геотермические условия в северной части территории создают предпосылки для гидратообразования в возможных газовых залежах в III и IV проницаемых толщах. На остальной территории они более благоприятны и позволяют газу оставаться в свободном состоянии.

Продуктивность подстилающих отложений в связи с вторичностью залежей надсеноманских отложений также являлось критерием продуктивности.

В вышедшей в 1975 г. труде “Геология нефти и газа Западной Сибири”, фактически завершившем первый этап анализа перспективности надсеноманских отложений перспективам надсеноманских отложений посвящено около одной страницы текста [52].

Было выделено 4 нефтегазоносных или потенциально нефтеназоносных горизонта.

Турон-сантонский нефтегазоносный горизонт залегает на глубине 200-1000 м. Мощность его достигает 300 м. Горизонт на большей части территории

распространения представлен глинистыми и глинисто-кремнистыми отложениями, накопившимися в морских условиях. Ближе к окраинам Западно-Сибирской плиты появляются песчано-глинистые прибрежно-морские отложения. Ширина зоны песчано-глинистых отложений на востоке достигает 200-300 км, на остальной территории не превышает 20-50 км.

В отложениях рассматриваемого горизонта выявлены литологические и сводовые пластовые газовые залежи, которые расположены в зоне перехода глинистых и кремнисто-глинистых пород в песчано-глинистые отложения на востоке провинции.

Кампан-датский предположительно нефтегазоносный горизонт залегает на глубине до 800 м. Мощность его - до 400 м. Горизонт на большей части Западно-Сибирской провинции представлен преимущественно глинистыми, часто известковистыми морскими породами. Лишь на окраинах седиментационного бассейна, главным образом в пределах неперспективных отложений, появляются песчаные прибрежно-морские породы. Песчаные и песчано-глинистые отложения этого горизонта в западных районах Усть-Енисейской области залегают под мощной толщей (до 400 м) многолетнемерзлых пород. Под последними на ряде площадей, по данным БКЗ, фиксируются проницаемые породы с высокими удельными электрическими сопротивлениями, которые могут быть вызваны наличием гидратных залежей газа. Термодинамические условия для существования таких залежей имеются на значительной территории в пределах Усть-Енисейской, Гыданской и Южно-Ямальской областей.

Палеоцен-нижеолигоценовый предположительно нефтегазоносный горизонт залегает на глубине до 400-600 м. Мощность его до 600 м. Горизонт представлен в основном морскими глинистыми и кремнисто-глинистыми породами. По направлению к окраинам седиментационного бассейна, в том числе и к северу от Среднеобской области, глинистые отложения сменяются песчано-глинистыми и песчаными. Накопившимися в прибрежно-морских и континентальных условиях. В палеоцен-нижеолигоценовых отложениях, там,

где они представлены проницаемыми породами, в контуре перспективных земель возможно наличие вторичных газовых залежей, в том числе и гидратных. В первую очередь такие залежи могут быть встречены в северных нефтегазоносных областях.

Среднеолигоцен-неогеновый предположительно нефтегазоносный горизонт залегает на глубине до 300м. Мощность его до 300 м. Горизонт на всей территории Западно-Сибирской провинции представлен песчано-глинистыми континентальными отложениями. В этих породах на севере Западной Сибири, там, где они перекрываются глинистыми четвертичными осадками с достаточно хорошими экранирующими свойствами, возможны вторичные залежи газа, в том числе гидратные.

Дальнейшие исследования газоносности надсеноманских отложений связаны, в основном, с тремя направлениями:

1. Обоснование коллекторских свойств кремнистых отложений сантона и выделение нового перспективного горизонта
2. Изучение газогидратной составляющей перспектив газоносности
3. Исследование генерационного потенциала надсеноманских отложений.

Пионерской по первому направлению следует считать работу Стригоцкого С.В., Масленникова В.В. [241], описавших газопроявления при разбуривания нижнеберезовской подсветы Медвежьего месторождения. Следующим этапом следует признать работу Агалакова С.Е., Бакуева О.В. [8], обосновывающую кремнистые породы сантонского возраста в качестве нового промышленно значимого газоносного горизонта. Полученные результаты по данному направлению подробно излагаются в дальнейших главах диссертации.

Изучение гидратоносности Западной Сибири началось с дискуссии о наличии газогидратов в сеноманской газовой залежи Мессояхского месторождения [42, 51, 52, 76, 77, 276]. Сеноманские отложения на предмет гидратоносности анализировались также Агалаковым С.Е. на Гыданском и

Пеляткинском месторождениях [1, 2, 20-23], Чикишевым Ю.А. на Северном месторождении [271],

Подход к газогидратам как ресурсному потенциалу Западной Сибири в конце 70-х, начале 80-х годов прошлого века развивался усилиями Васильева В.Г., Трофимука А.А., Макогона Ю.Ф. [64, 147-149, 252], якутских ученых Никитина С.П., Царева В.П., Черского Н.В. [186, 264, 269, 270]. В 80-х годах оценки ресурсов выполнялись во ВНИГРИ Барканом Е.С., Вороновым А.Н., [42, 183], Якуцени В.П. [183, 286]. Также в Ленинграде изучением природных газовых гидратов занимались ученые под руководством Гинзбурга Г.Д. [55, 75-77] В Тюмени особенности газогидратных процессов в недрах Западной Сибири исследовались Агалаковым С.Е., Ненаховым В.А., Нестеровым И.И., Курчиковым А.Р., Царевым В.П. [3, 6, 19, 26-30, 139, 176, 288.]. В XXI веке активно занимаются оценками ресурсов и методами разработки газогидратов ученые Москвы: Басниев К.С., Истомин В.А., Леонов С.А., Перлова Е.В., Ривкин Ф.М., Сухоносенко А.Л., Чувилин Е.М., Якушев В.С. [48, 105, 143, 203-204, , 222, 245, 272-273, 282, 284], В настоящее время вышло несколько обзоров по проблематике природных газовых гидратов [36, 37, 80, 102, 117, 129]

Происхождение газа в надсеноманских отложениях может быть связано с двумя источниками – перетоками из сеноманских залежей и сингенетическим образованием. В пользу первого источника говорит высокая плотность запасов газа в сеномане [72, 119, 175] и наличие проникающих в верхнемеловые отложения тектонических нарушений. Именно в районе с дизъюнктивной тектонической активностью, протягивающемся полосой от Охтеурьевского месторождения на юге до Среднемессояхской площади на севере выявлены промышленные газовые скопления в кузнецовском резервуаре [120]. О связи кузнецовских и сеноманских отложений свидетельствует анализ состава газа Русского и Южно-Русского месторождений. Также выходы газа на поверхность, зафиксированные в районе Усть-Порта и на Уренгойском месторождении, авторы связывают с сильной тектонической нарушенностью пород в этих районах, а также с ухудшением

экранирующих свойств глинистых покрышек за счет процессов вторичной складчатости.

По содержанию гелия в газе наиболее активных газовых грифонов авторы делают вывод о глубинном происхождении газа. Отличие от состава газа Уренгойского месторождения обосновывается обогащением атмосферными (азот, кислород, аргон) и биогенными (метан, азот, углекислый газ) компонентами во время миграции и обеднением гомологами метана и гелия за счет сорбции породами и водам. Для тяжелых углеводородов характерна также сорбция льдом и газогидратным процессом.

И в районе Усть-Порта и на Уренгойском месторождении отмечено повышенное содержание аргона по отношению к азоту, что затрудняет традиционные объяснения, что его источником является атмосферный воздух. На основании активных газопроявлений из мерзлых толщ было сделано заключение о повышенном газогенерирующем потенциале мерзлых толщ [90].

Вывод о биогенном генезисе газопроявлений из четвертичных отложений подтверждают газопроявления на площадях, продуктивность которых пока не доказана (в районе г. Салехарда, в бассейне рек Полуй и Надым, на Южно-Явайской площади и др.).

Важное для перспектив газоносности мерзлоты сообщение содержится в статье Мельникова В.П. [158]. о повышенной генерации УВ в мерзлых толщах.

В работе [268] анализируется состав газа из березовской свиты на Медвежьей площади. Авторы рассматривают версии о сингенетичном происхождении газа и возможность техногенных перетоков из сеноманской газовой залежи. Состав газа отличается от сеноманского отсутствием гомологов метана, повышенным содержанием азота и углекислого газа. Авторы считают вероятным изменение состава газа при перетоках из сеномана вследствие адсорбции гомологов метана породой и обогащения азотом атмосферного происхождения. Но более обоснованной им представляется версия о сингенетичном происхождении газа, т.к. аналогичный по составу растворенный

газ зафиксирован в березовской свите на других площадях – Тутлеймской, Тазовской.

Потив версии о техногенном характере газа свидетельствуют газопроявления при бурении на площадях с незначительным числом пробуренных скважин или полным отсутствием (Семаковская, Парусовая, Минховская).

Таким образом, вполне вероятно, что в глинистых разрезах коллекторы могут быть насыщены газом сингенетического происхождения. Если принять гипотезу, что березовская свита является газогенерирующей, то это повышает вероятность обнаружения газовых залежей в проницаемых прослоях в пределах свиты и вверх по разрезу.

Современные исследования по изотопии углерода, выполненные в РАО Газпром [268], показывают смешанный сингенетичный и глубинный генезис газа.

Исходя из представлений, что основным источником УВ является мигрирующий глубинный газ, одним из критериев перспективности территории является газоносность подстилающих отложений.

В то же время, высказанные предположения о возможности генерации газа в березовской свите, подтверждаемое анализами газа Юрхаровской и Медвежьей площадях, а также существование залежей в туронских и сеноманских отложениях над водоносным сеноманом (Казанцевское, Охтеурьевское) предполагает наличие в разрезе сингенетического газа. Существенным является вопрос о возможности формирования газовых залежей из растворенного газа в результате падения давления при положительных тектонических движениях. Таким образом, высокая неотектоническая активность способствует газоносности надсеноманских отложений. В настоящее время, в связи с новым витком активности по изучению газа надсеноманских отложений ведутся также целенаправленные работы по оценке их генерационного потенциала.

Автором работы выполнена объемным методом вероятностная оценка ресурсов в структурных ловушках. Расчет объема ловушек основан на

построенных структурных картах по кровлям и подошвам четырех изучаемых ССК.

5.2 Перспективы газоносности кузнецовского горизонта

5.2.1 Кузнецовский резервуар

Основные перспективы кузнецовского горизонта связаны с резервуаром, объединяющим газсалинскую пачку кузнецовской свиты и ипатовскую свиту. Здесь выделяются структурные ловушки традиционного типа. Резервуары сложены песками и алевритами. На госбалансе числятся залежи по 14 месторождениям. Строение и особенности разработки залежей, достаточно полно отражено в ряде публикаций [94, 130, 145, 157, 189, 191]. Все залежи расположены в районе с газоносным сеноманом и активной неотектоникой [187].

Как показано ранее (см. Глава 3) вместо двух, достаточно локальных нефтегазоносных уровней, каковыми были газсалинская пачка и ипатовская свита, выявился единый нефтегазоносный горизонт, приуроченный к турон-ранне-коньякским отложениям и названный кузнецовским. Он прослеживается в виде меридианальной полосы шириной 130-200 км, от Карского моря до Казахского нагорья, пересекая всю Западную Сибирь приблизительно между 78-820 восточной долготы. Протяженность нефтегазоносного горизонта с севера на юг свыше 2000 км, а площадь распространения составляет около 300 тыс. км². (Рисунок 38.) Западная граница его распространения обусловлена глинизацией резервуара, восточная – опесчаниванием мярояхинской пачки, служащей региональной покрывкой.

Представлен он глауконитовыми алевритами и песками разной степени уплотненности, разделенными алевритовыми глинами с плавными переходами между литологическими разностями. Мощность его колеблется в широких пределах от 10 до 150 м с общей тенденцией увеличения в восточном направлении (Рисунок 39). В этом же направлении возрастает доля песчаных образований и улучшаются их коллекторские свойства.

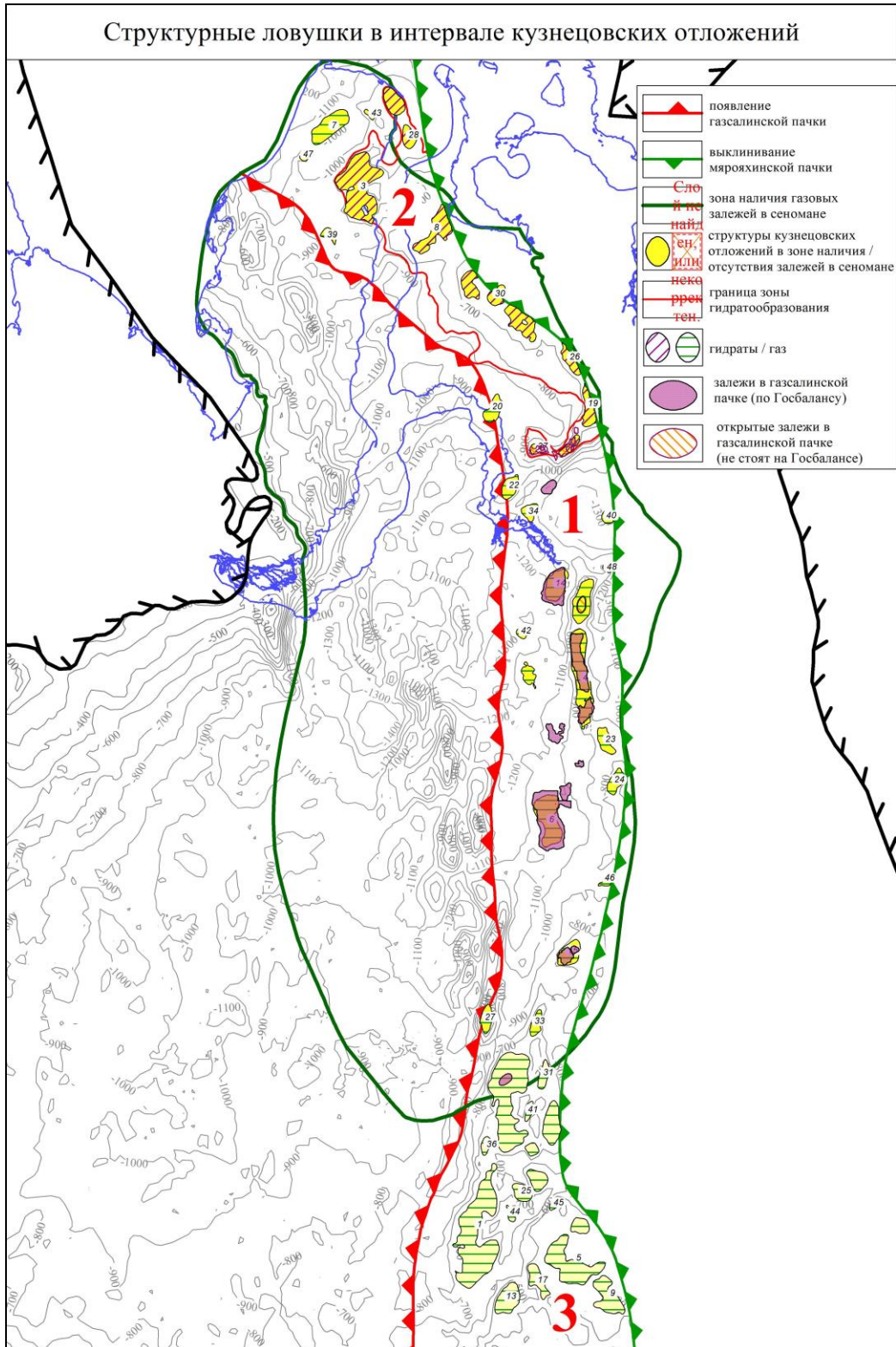


Рисунок 38 - Структурные ловушки кузнецовского горизонта

1 – район с газовым режимом залежей, 2 – район с газогидратным режимом. 3 - район с отсутствием залежей в сеномане (низкоперспективный)

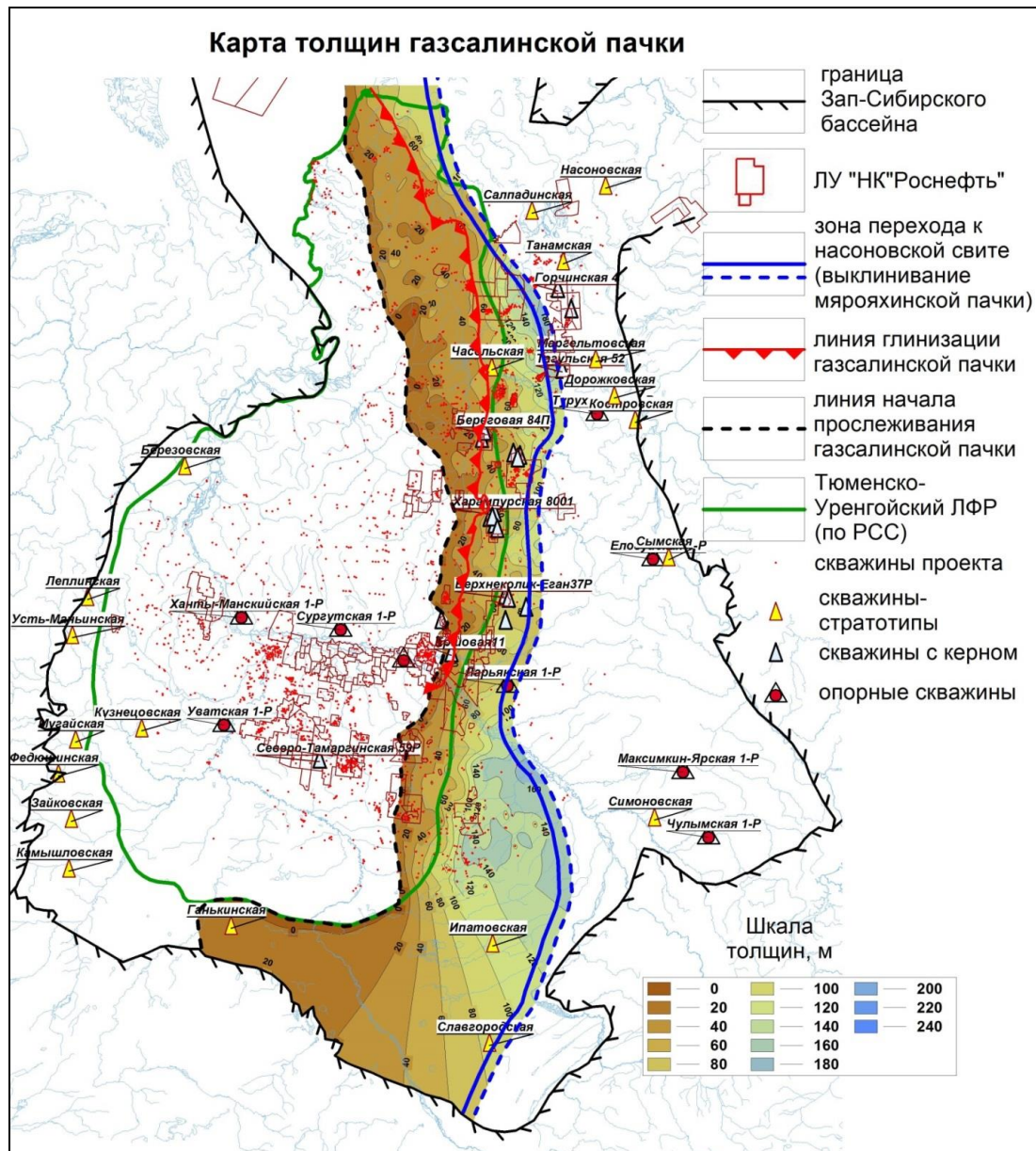


Рисунок 39 - Карта толщин кузнецовского резервуара

Помимо суши, предполагается развитие ипатовского газоносного горизонта на шельфе Северного Ледовитого океана, так как литологическое сходство на отдельных уровнях верхнего мела Западной Сибири и полярных областей Северной Америки, а так же близость ископаемых организмов позволяет предполагать существование связи в этот отрезок времени этих регионов. Во всяком случае, акватория Карского моря заслуживает в этом отношении внимания.

Покрышка кузнецовского горизонта связана с мярояхинскими глинами. Качество покрышки ухудшается с севера на юг и с запада на восток. Условно, толщины более 10 м характеризуют высокое качество покрышки, менее 2 м – низкое. На Харампурском месторождении картируются отдельные возможные окна слияния газовых залежей турона и березовской свиты (Рисунок 40).

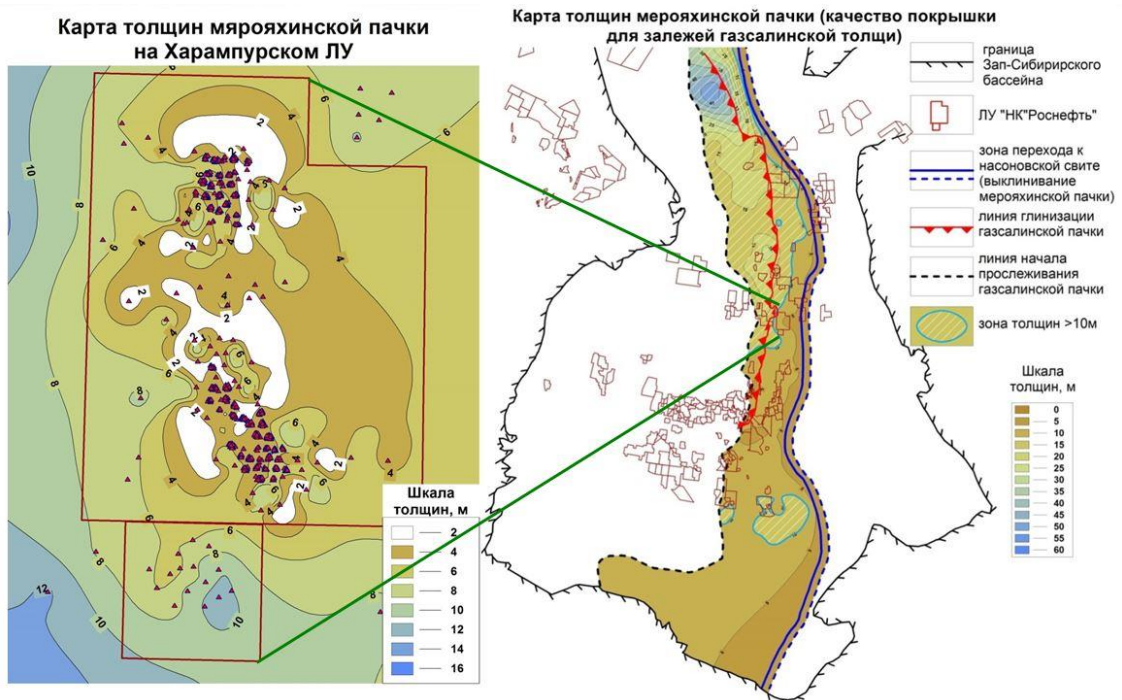


Рисунок 40 - Схема качества покрышки кузнецовского резервуара

Традиционность объекта исследований привела к его достаточно высокой опоскованности. Здесь трудно ожидать открытия новых крупных скоплений углеводородов. Перспективы прироста запасов могут быть связаны с еще не разбуренными структурами в пределах развития резервуаров, а также доразведкой группы залежей Харампурского вала, где прогнозируются также залежи структурно-литологического типа.

Максимальная площадь газовой залежи установлена на Харампурском месторождении, где она достигает 600 км². В пределах принятой отметки ГВК-1052 м залежь в плане полностью перекрывает нижележащие залежи и объединяет Тэрельское и Фестивальное месторождения в единую газоносную

площадь. Высота залежи достигает 106 м.

Крупные по размерам залежи закартированы на Заполярном (510,1 км²), Южно-Русском (336 км²) и Ю-Мессояхском (141,1 км²) месторождениях (Таблица 3).

Таблица 3 - Характеристики туронских залежей

Параметры	Туронские залежи месторождений					
	Харампурское	Южно-Русское	Заполярное	Новочасельское	Тэрельское	Русское
Размеры залежи: длина x ширина, км	6 5 x 21	T ₁ – 82 x 15 T ₂ – 77 x 12	44,5 x 23	36 x 16	28 x 20,5	20 x 8
Высота залежи, м	100	T ₁ – 149 T ₂ – 93	198	38	35	125
Пластовое давление, физ.атм.	100,8	92,5	122,3	96,5	111,1	67
Средняя газонасыщенная толщина, м:	C ₁	15,2	9,0 - 11,0	4,3 - 10,2	13,7	7,9
	C ₂	11,3	7,7 - 10,0	3,9 - 4,8	10,0	8,7
	C ₁ +C ₂	13,2	9,4	5,8	11,8	8,3
Кoeffициент пористости, %	29	27 - 28	27-28	26	25	25
Кoeffициент газонасыщенности, %	54	48 - 56	49-55	61	51	35
Максимальный дебит газа, тыс.м ³ /сут	85	216	64	125	86	4
Газоводяной контакт, а.о., м	-1045	T ₁ -850 T ₂ -833	-1192	-887	-1044 -1047	-640
Запасы газа, млрд.м ³ :	C ₁	588,179	78,075	84,121	15,412	2,4
	C ₂	118,740	191,037	37,118	37,928	67,45
	C ₁ +C ₂	706,919	269,112	121,239	53,340	69,85

В широких пределах варьирует значение эффективной газонасыщенной толщины залежей, что связано как с изменением литологического состава гранулярного коллектора, так и его неравномерной карбонатизацией даже в пределах одной площади.

По качественному составу газы газалинской толщи аналогичны сеноманским. Преимущественно они метановые (96-99 %) с незначительным содержанием азота (0,8-2 %) и углекислого газа до 0,5 %. В газе в малых количествах (0,01-0,8 г/м³) отмечается конденсат нефтяного состава.

Пластовое давление в залежах практически равняется гидростатическому или несколько его превышает. На северо-востоке низменности, севернее Большехетской впадины резервуар находится в условиях, благоприятных для

гидратообразования. Ресурсная база оценивается до 1 трлн. куб. м. в газовых залежах и до 1,5 трлн. куб. м. в газогидратных.

5.2.2 Дорожковская свита

Следует также отметить, что в пределах кузнецовского горизонта на других стратиграфических уровнях также открыты мелкие по размерам газовые залежи. Это касается залежей в дорожковской свите Тагульского месторождения и в низах насоновской свиты на Казанцевском месторождении. Автором исследовалась залежь на Тагульском месторождении и северо-восток Западной Сибири [9, 31, 32].

Тагульское газонефтяное месторождение располагается в Туруханском районе Красноярского края. Географически месторождение находится в северо-восточной части Западно-Сибирской низменности. Месторождение открыто в 1988 году, продуктивность связана с долганской и яковлевской свитами.

Промышленные запасы газа на Тагульском месторождении доказаны исследованиями пласта Др-II, при которых были получены фонтанирующие притоки газа из скважин Тгл-16, Тгл-19 и Тгл-25, максимальный дебит составил 84,9 тыс.м³/сут. В 2010 году запасы газа пласта Др-II были впервые представлены и утверждены на государственном балансе при оперативном подсчете запасов. В 2014 году в результате опробований пластов Др-I (скважины Тгл-15 и Тгл-26) и Др-III (скважина Тгл-26) были получены двухфазные притоки газа с водой. Данный, очевидно продуктивный интервал, пока слабо изучен и требует дальнейших исследований.

Для исследуемого района, характерно увеличение доли и мощности прослоев песчаника в отложениях дорожковской свиты в восточном направлении. Это видно при сопоставление разрезов верхней части меловых отложений Тагульской и Русско-Реченской (Рисунок 41) площадей. На Тагульской площади доля прослоев песчаника увеличивается до 50%, а их мощность возрастает до 8-10м. Подобную особенность имеют более молодые по возрасту отложения кузнецовской свиты соседнего Тазовского района, в существенно глинистом

разрезе которой присутствуют мощные прослои песчаника газсалинской пачки, где на ряде площадей так же выявлены газовые залежи.

Приуроченность пласта к отложениям дорожковской свиты подтверждается данными сейсмических исследований. К границе дорожковской (подошва) и долганской (кровля) свит приурочен отражающий горизонт «Г», который является региональной стратиграфической границей сеноманского яруса и однозначно интерпретируется на волновых разрезах.

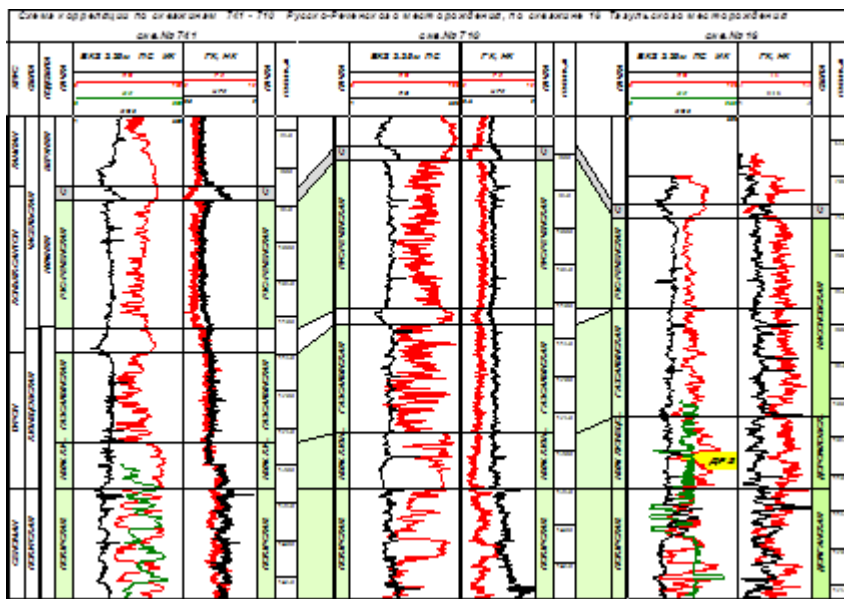


Рисунок 41 - Корреляция верхнемеловых отложений по каротажу скважин Русско-Реченская 741, Русско-Реченская 710 и Тагульская 8. Желтым выделен продуктивный интервал.

Наличие на Тагульской площади скважин со скоростным законом, установленным по данным вертикального сейсмического профилирования позволяет с большой долей уверенности отнести пласт-коллектор продуктивный в скважине Тгл-16 к отложениям дорожковской свиты (Рисунок 42).

В результате проведенного анализа авторами предлагается индексация пласта «Др-II». Пласт Др-II представлен переслаиванием известковых песчаников и углистого алевроитового материала. Эффективные толщины в пласте варьируют от 7 м (скв. Тгл-10) до 23,1м (скв. Тгл-19), в среднем составляя 13,5м. Песчанность изменяется от 0,3 до 0,89, средняя величина равна 0,56. В пласте выделяется от 1 до 6 проницаемых пропластков, при этом средняя расчлененность

пласта Др-II составляет 3,4. Пористость по ГИС меняется в пределах 22,7-32,2%, принимая среднее значение 27,6%.

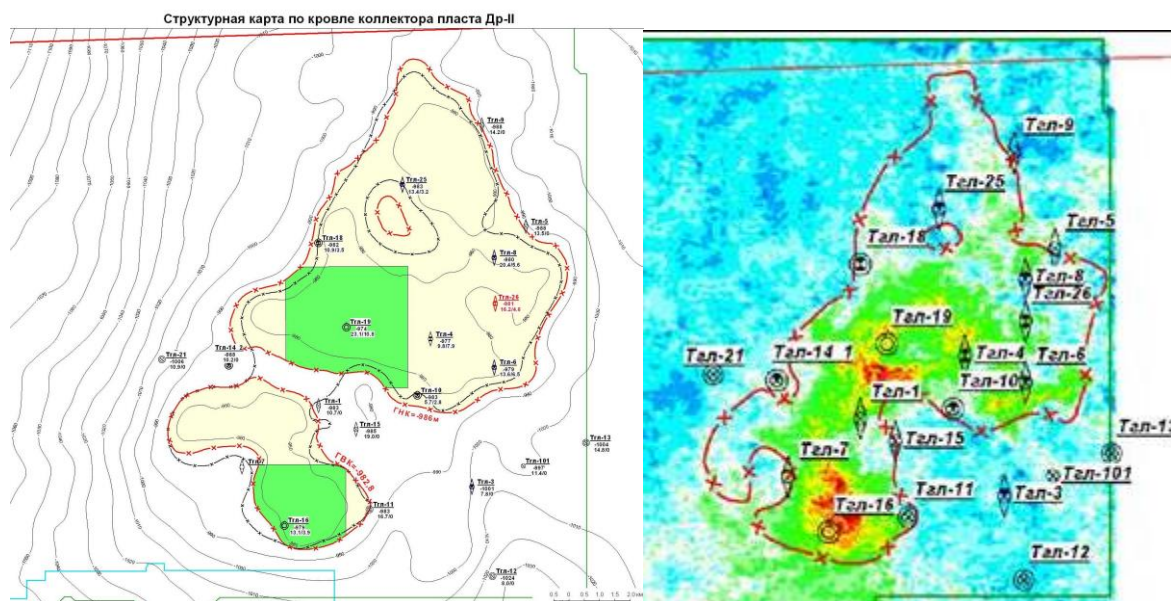


Рисунок 42 - Контур залежи по структурной карте (слева) и по сейсмическому атрибуту

5.2.3 Газогидраты кузнецовского горизонта

Начиная от Мессояхского вала и далее на север отложения кузнецовского горизонта находятся в благоприятных для существования газовых гидратов природных условиях. Анализ гидратонасыщенности выполнен автором для условий Восточно-Мессояхского месторождения [5, 18] .

Геологические материалы Восточно-Мессояхских месторождений позволяют сделать вывод о возможности существования газогидратов в газовых залежах в газалинской пачке кузнецовской свиты. Месторождения являются сложными, имеют многочисленные тектонические нарушения (Рисунок 70, Рисунок 71) В их пределах выявлены нефтегазовые залежи в сеномане. В продуктивной по каротажу газалинской пачке при испытаниях скважин 6, 31, 41, притоков не получено. В скважинах 18, 120 получены полупромышленные притоки газа.

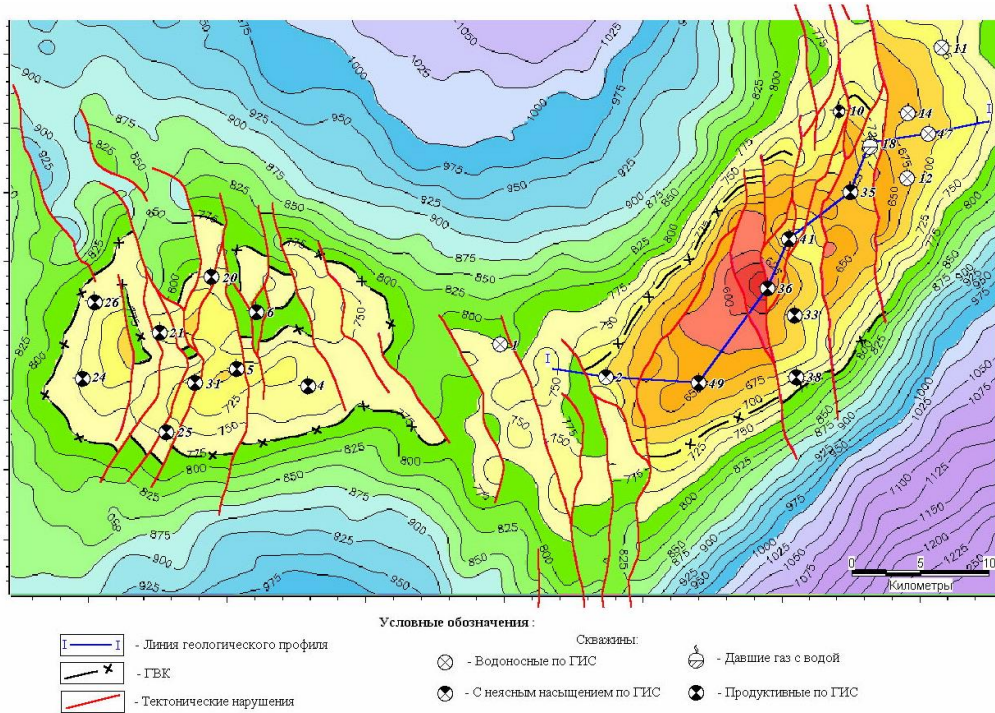


Рис. 1. Структурная карта по кровле газалинской пачки Западно-Мессояхского и Восточно-Мессояхского месторождений.

Рисунок 70 - Структурная карта по кровле газалинской пачки Западно-Мессояхского и Восточно-Мессояхского месторождений.

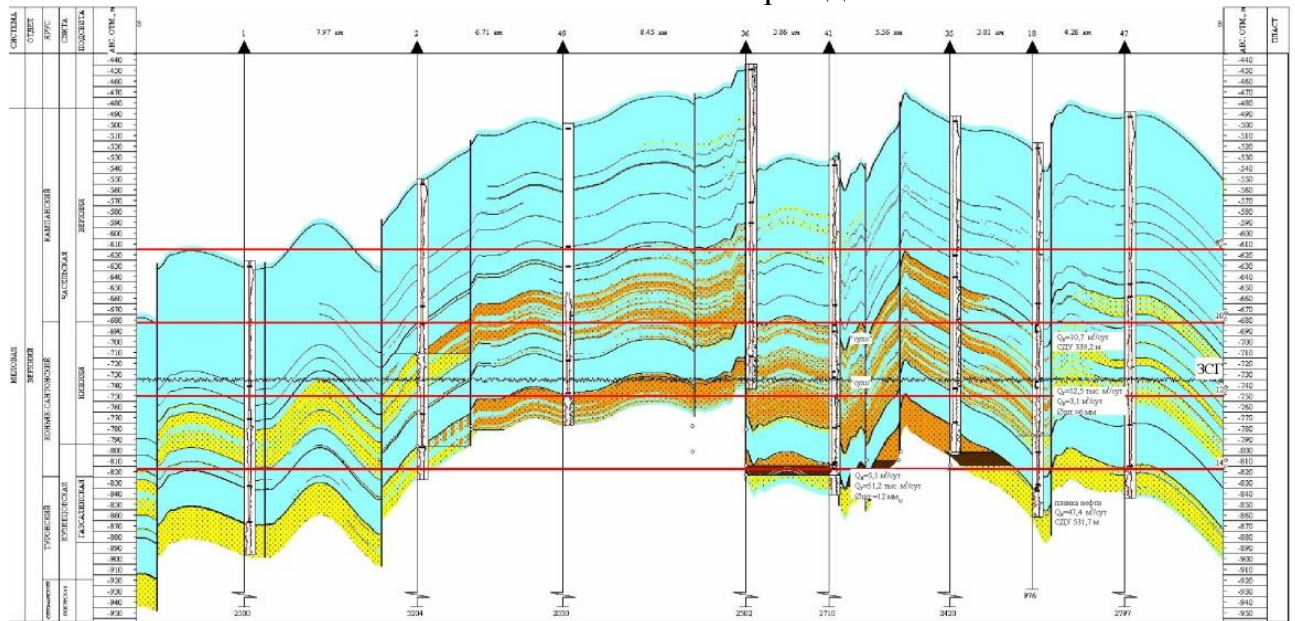


Рис. 2. Геологический разрез верхнемеловых отложений Восточно-Мессояхского месторождения. ЗСГ - нижняя граница зоны стабильности газогидратов

Рисунок 71 - Геологический разрез верхнемеловых отложений Восточно-Мессояхского месторождения

Принципиальным для объяснения отсутствия притоков является установление положения нижней границы ЗСГ, для чего необходимо изучить температурный режим разреза, состав газа и минерализацию пластовых вод.

Температурный режим разреза.

Территория месторождения расположена в пределах Мессояхской геокриологической области, характеризующейся сплошным распространением многолетнемерзлых пород по площади и монолитным строением по разрезу.

ММП в пределах междуречий имеют среднегодовые температуры $-3 - 7^{\circ}\text{C}$, в пойме р. Мессояхи и ее притоков они составляют $-3,5 - 3,7^{\circ}\text{C}$. На участках, заросших густым кустарником, температура ММП повышается до $-2,2 - -2,5^{\circ}\text{C}$

На ближайших месторождениях с исследованным температурным режимом верхней части разреза: Мессояхском, Соленинским, Тазовском температуры по всей мерзлой толще распределены с нормальным градиентом. Мощность толщи с отрицательной температурой достигает 400 - 450 м [71].

На Западно- и Восточно-Мессояхском месторождениях мерзлый керн не изучался и не проводились высокоточные температурные измерения. По данным термометрии, проведенной с целью определения положения цементного кольца (ОЦК) нижняя граница льдосодержащих пород находится в пределах глубин 320 - 390 м. Аналогичные данные получены при анализе кривых стандартного каротажа (КС) и кавернометрии (КАВ), что определяет положение нулевой изотермы на глубинах 350 - 400 м (Рисунок 72).

Пластовые температуры в сеноманских отложениях на глубинах 850 - 870 м составляют $12 - 14^{\circ}\text{C}$. На основе данных измерений температуры при опробовании интервалов в кровле сеномана и газсалинской пачке была построена кривая распределения температуры по разрезу (см.—Рисунок—4350). Как подтверждение верности экстраполяции температурных данных, 0°C фиксируется на а.о. -365м , что соответствует глубине залегания пород с отрицательной температурой около 400м.

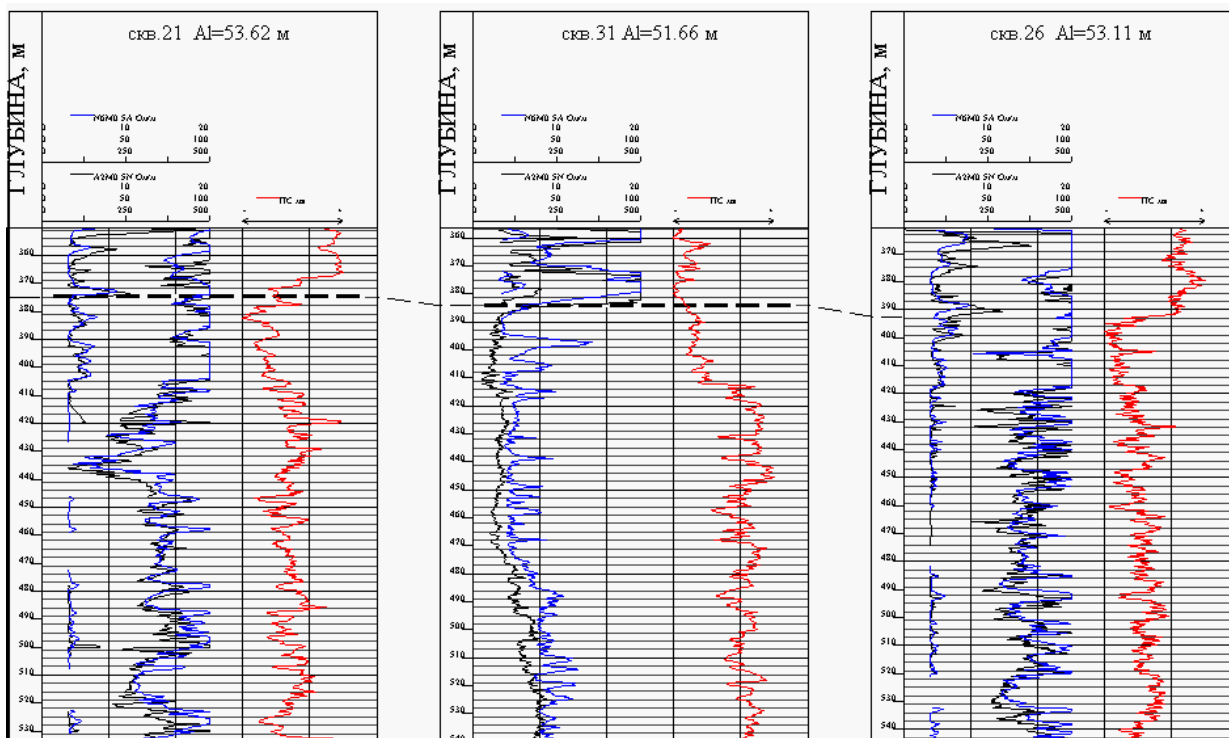


Рисунок 72 - Определение положения подошва ММП по данным стандартного каротажа

Состав газа в сеноманской залежи изучался в устьевых пробах (табл.3). При этом в газе обнаружено значительное содержание азота (1,5 - 5,0%), тяжелых УВ 0,6 - 0,7%. Плотность газа по воздуху равна 0,568 - 0,586. Незначительное количество газа, полученное из газсалинской пачки в скв 31 имеет близкий к сеноманскому состав.(табл). Газ, растворенный в пластовых водах верхней части покурской свиты, отличается повышенным содержанием углекислого газа и азота.

Минерализация пластовых вод в сеномане на Западно-Мессояхском месторождении. составляет 10-16 кг/куб.м. На Восточно-Мессояхском месторождении изучались лишь две пробы пластовой воды из верхов покурской свиты – минерализация составила 7-13,3 кг/куб.м. Полученные значения минерализации соответствуют региональному уменьшению минерализации к окраинам бассейна: на западе от исследуемых месторождений находятся Антипаютинское (21 кг/куб.м), Юрхаровское (17,8 кг/куб.м), Северо-Уренгойское (23,8 кг/куб.м) месторождения, на востоке- Соленинское (10,7 кг/куб.м), Мессояхское (9-12 кг/куб.м). В расчетах интервала стабильности газогидратов для

Восточно-Мессояхского месторождения принято значение минерализации 13.3 кг/куб.м.

Пластовое давление в верхнемеловых отложениях Западной Сибири, в основном, соответствует гидростатическому, либо незначительно превышает его [8]. Для Восточно-Мессояхского месторождения в результате опробования зафиксирован значительный разброс пластовых давлений в интервале газсалинской пачки и кровли сеномана. Разброс давлений может быть объяснен, частично, несовершенством технологии опробования, а также неустановившимся термобарическим режимом залежей в результате активных неотектонических движений. Амплитуда сбросов достигает 100м, что может объяснить отклонение давления от первоначального гидростатического до 1мПа. Все испытанные скважины находятся в опущенных тектонических блоках, вследствие чего зафиксированное в них среднее пластовое давление ниже гидростатического на 0.4 мПа. В тектонических блоках, не испытавших опусканий, прогнозируется пластовое давление, равное гидростатическому.

По материалам ГИС газсалинская пачка продуктивна в скважинах 10,18,33,35,36,41,49, неясным характером насыщения характеризуется скв.2. К сожалению, характеристики разреза не позволяют определить наличие газогидратов в продуктивных интервалах по материалам ГИС.

На построенной для Восточно-Мессояхского месторождения карте амплитуды отраженных волн в интервале газсалинской пачки выделяется зона аномалий сейсмозаписи в сводовой части структуры (Рисунок 43). Наличие аномалии может быть объяснено повышенной акустической жесткостью пород, слагающих газсалинскую пачку вследствие цементирования газогидратами.

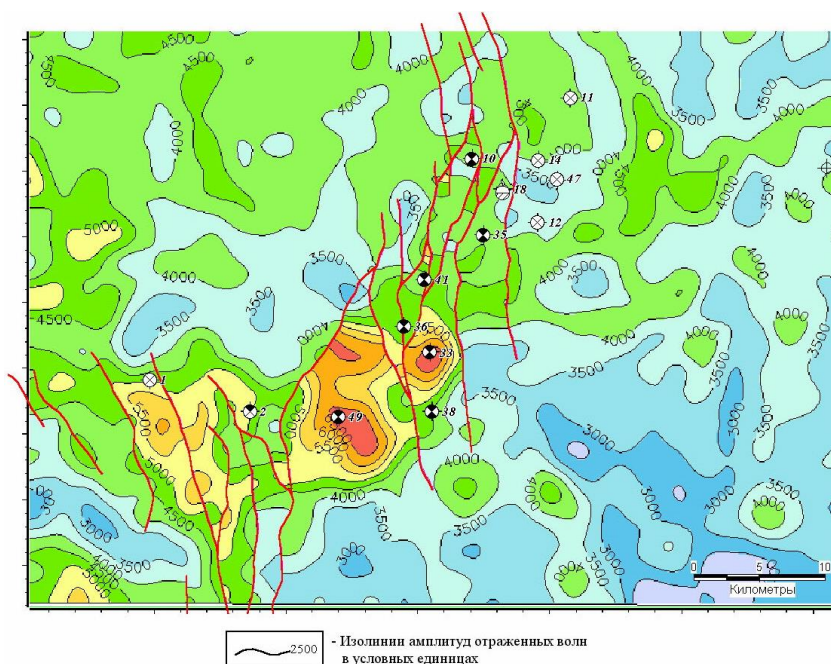


Рис. . Карта амплитуд отраженных волн в интервале газсалинской пачки.

Рисунок 43 - Карта амплитуд ОВ в интервале газсалинской пачки

Положение подошвы интервала стабильности газогидратов определялось графическим методом Макагону Ю.Ф. [85,87] (см. Рисунок 32). В качестве исходных данных принята теоретическая кривая распределения температуры по разрезу, пластовое давление принято гидростатическим, состав газа – по данным устьевой пробы из газсалинской пачки Западно-Мессояхского месторождения, минерализация пластовых вод принята равной 13.3 кг/куб.м. Равновесные кривые гидратообразования для природного газа и влияние минерализации пластовых вод рассчитывались по методике Истомина В.А. [105].

В результате установлено, что для перечисленных выше исходных данных подошвы интервала стабильности газогидратов находится на глубине приблизительно 750 м, это соответствует абсолютной отметке около -715м. Положение этой границы (см. Рисунок 71) свидетельствует о том, что верхняя часть газсалинской пачки (а в некоторых тектонических блоках и вся пачка) находится в термобарических условиях, благоприятных для существования газогидратов. Рассмотренная ситуация аналогична условиям Мессояхского месторождения, в котором подошва интервала стабильности газогидратов находится внутри газовой залежи.

Пластовые условия близки к равновесным условиям гидратообразования. В гидратосодержащей части газ, гидрат и вода находятся в фазовом равновесии. Процессы образования и разложения газовых гидратов в пластовых условиях приводят к изменению состава газа и минерализации пластовых вод и, следовательно, к изменению равновесных условий гидратообразования. Поэтому, в гидратосодержащей части разреза части газ, гидрат и вода находятся в фазовом равновесии. Термобарические условия этого равновесия вверх по разрезу изменяются в сторону увеличения количества газогидратов. В качестве аналога этого явления можно привести изменение минерализации криопеггов в зависимости от температуры разреза - в интервале криолитозоны в криопэгах минерализация незамерзших пластовых вод зависит от количества льда в порах породы и равна равновесной для данной температуры.

Таким образом:

- газсалинская пачка Восточно-Мессояхского месторождения находится в благоприятных для гидратообразования условиях;

- по данным ГИС эти отложения в сводовой части структуры (в некоторых тектонических блоках) являются продуктивными;-

- продуктивность отложений доказывается также полупромышленными (до 12-40 тыс.куб.м/сут) притоками газа при опробовании интервалов ниже зоны стабильности газогидратов.

- опробование интервалов разреза, расположенных в зоне стабильности газогидратов не дало положительного результата – причиной этому могут быть как низкие фильтрационно-емкостные свойства коллекторов так и снижение проницаемости пород из-за наличия газовых гидратов;

- методы ГИС не эффективны для оценки гидратосодержания ввиду высокой глинистости разреза;

- по материалам сейсморазведочных работ в своде структуры в интервале газсалинской пачки картируется аномалия амплитуды отраженных волн, которая

может быть объяснена повышенной акустической жесткостью пород вследствие цементирования газогидратами;

5.3 Перспективы газоносности нижнеберезовского горизонта

5.3.1 Признаки газонасыщенности

В Западной Сибири (ЗС) на глубинах 700-1400 м, в 100-150 м выше кровли сеноманских отложений, на огромной территории залегают нетрадиционные кремнистые коллекторы (силициты) сантон-кампанского возраста, представленные опоками и глинами опокovidными, мощностью до 200 и более метров (Рисунок 44). Покрышкой являются глины верхнеберезовской подсвиты.

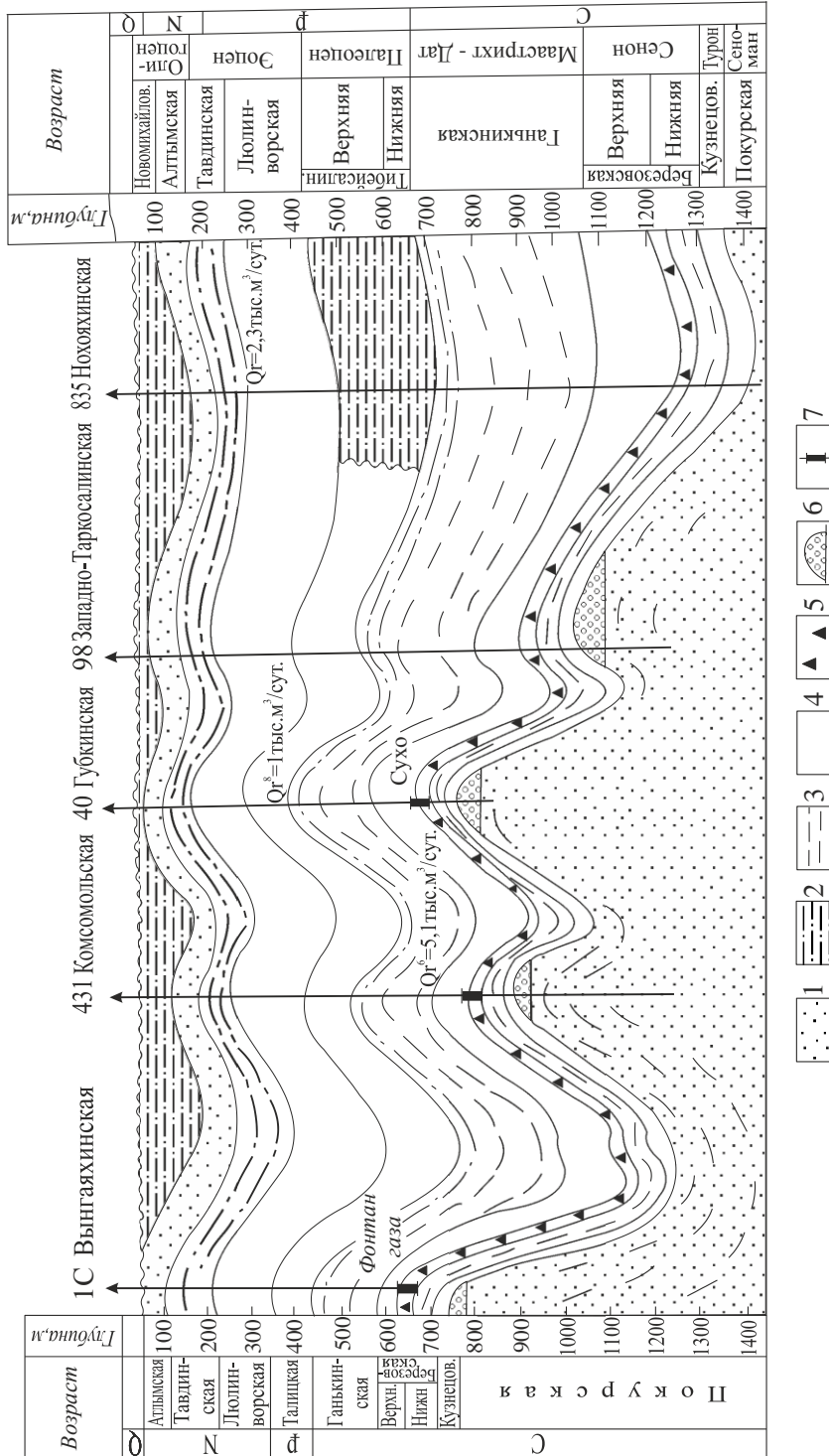
Первые упоминания о газопроявлениях при бурении интервала опубликованы в 1974 г. специалистами ТюменнНИИГипрогаза [241]

Обоснование горизонта как нового промышленно значимого впервые выполнено в работе [8, Агалаков, Бакуев, 1992]. Перспективность пород подтверждена на ряде площадей притоками газа до 10-20 тыс. м³/сут, а также аварийными выбросами при бурении. Опубликованные оценки ресурсов достигают 50 трлн. м³[44, 45, 268].

Ученые РАО Газпром продвинулись в изучении отложений на Медвежьем месторождении [87, 162, 172, 173, 184, 201, 202, 206, 217]

Проведенный авторами [8, Агалаков, Бакуев, 1992] анализ изменения кажущегося электрического сопротивления по диаграммам КС по методу, впервые опубликованному в работе [73], позволил выделить следующие закономерности (Рисунок 45). По материалам ГИС отложения ганькинской свиты и нижнеберезовской подсвиты изменяют величину электрического сопротивления от 2-3 Ом.м в прогнутых частях разреза до 25-30 Ом.м на сводах структур. Глины кузнецовской свиты, верхнеберезовской и нижнетибейсалинской подсвит имеют уровень сопротивлений 2-4 Ом.м и не меняют его по площади исследований. Отсюда сделан вывод о том, что алевритистые глины ганькинской, опоки и

кремнистые глины нижнеберезовской подбит являются коллекторами, а изменение их сопротивлений зависит от характера насыщения

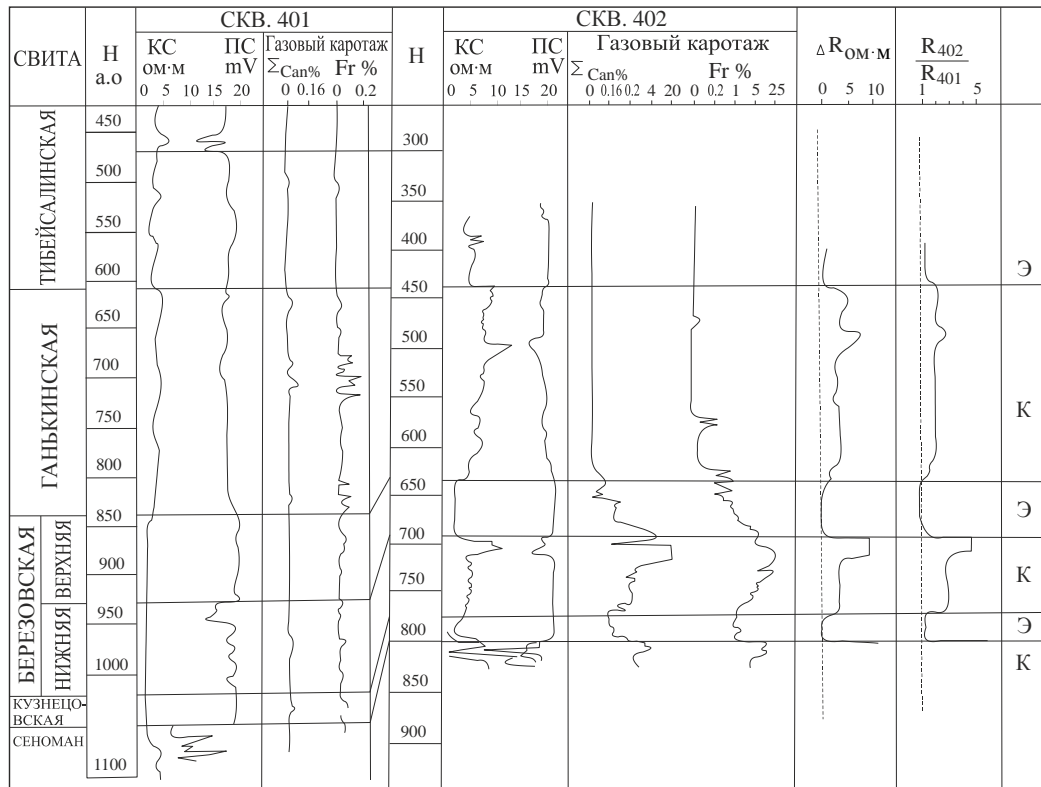


Геологический разрез по линии Вынгайхинское - Нохояхинское месторождение:

1 - пески и песчаники; 2 - переслаивание песков, песчаников и глин; 3 - алевролиты; 4 - глины; 5 - опоки; 6 - залежи газа в сеноманских отложениях; 7 - интервалы опробования

Рисунок 44 - Геологический разрез верхнемеловых отложений [8]

. Также в рамках этой работы была показана эффективность газового каротажа и успешное использование сейсмических данных для оконтуривания залежей в нижнеберезовской подсвите. На уровне газовой залежи выявлены аномалии типа «яркое» и «плоское пятно» (Рисунок 46), в плане совпадающие с площади высоких значений изоом. Наличие аномалии «плоское пятно» указывает, что залежь является массивной и отражение связано с наличием плоскости ГВК.



Сопоставление кажущихся электрических сопротивлений и показаний газового каротажа по скв. 401 и 402 Комсомольской площади

Рисунок 45 - Сопоставление ГИС в купольной и прогнутой частях разреза Губкинского месторождения. Э - экран, К - коллектор [7]

Таким образом, был выявлен новый тип коллектора, изучение которого, возможно, не проще, чем баженовские глины [182]. Анализ геолого-геофизических материалов позволил выявить признаки залежей на целом ряде площадей. При этом на карте изоом выделяется единая залежь, включающая в себя Медвежью, Ямбургскую и Уренгойскую площади (Рисунок 47).

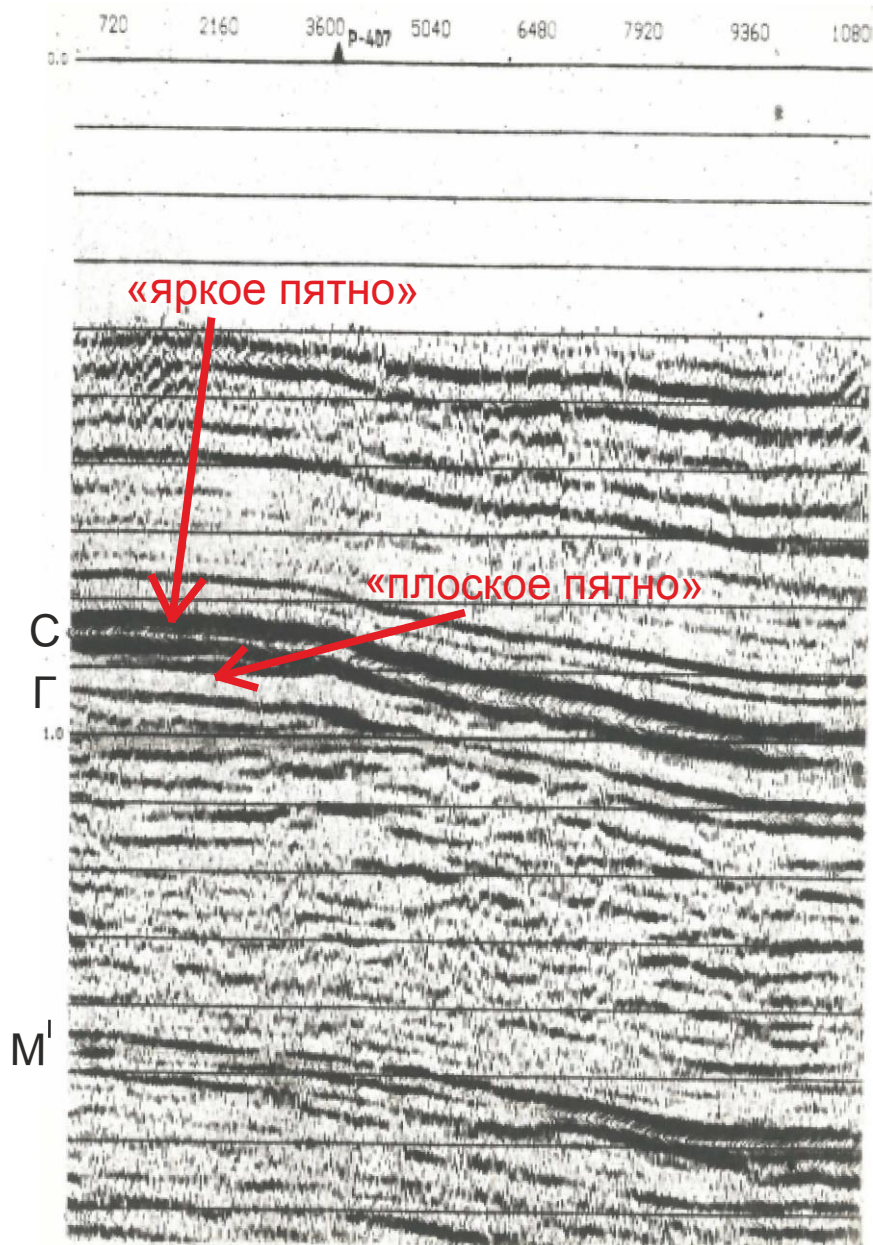


Рисунок 46 - Аномалии сейсмозаписи на уровне ОГ С и Г Губкинского месторождения

5.3.1 Оценка подсчетных параметров

Первая попытка оценки подсчетных параметров опок и оценки ресурсов была предпринята в публикации Агалакова С.Е., Старикова В.А в 2002 году [33]

Для оценки запасов газа в опоках берёзовской свиты в качестве эталона была выбрана наиболее изученная бурением газовая залежь в нижнеберезовской подсвите Комсомольского месторождения.

Здесь в 2-х скважинах (скв.431 и 151) был выполнен расширенный комплекс каротажа, включающий боковое каротажное зондирование (БКЗ),

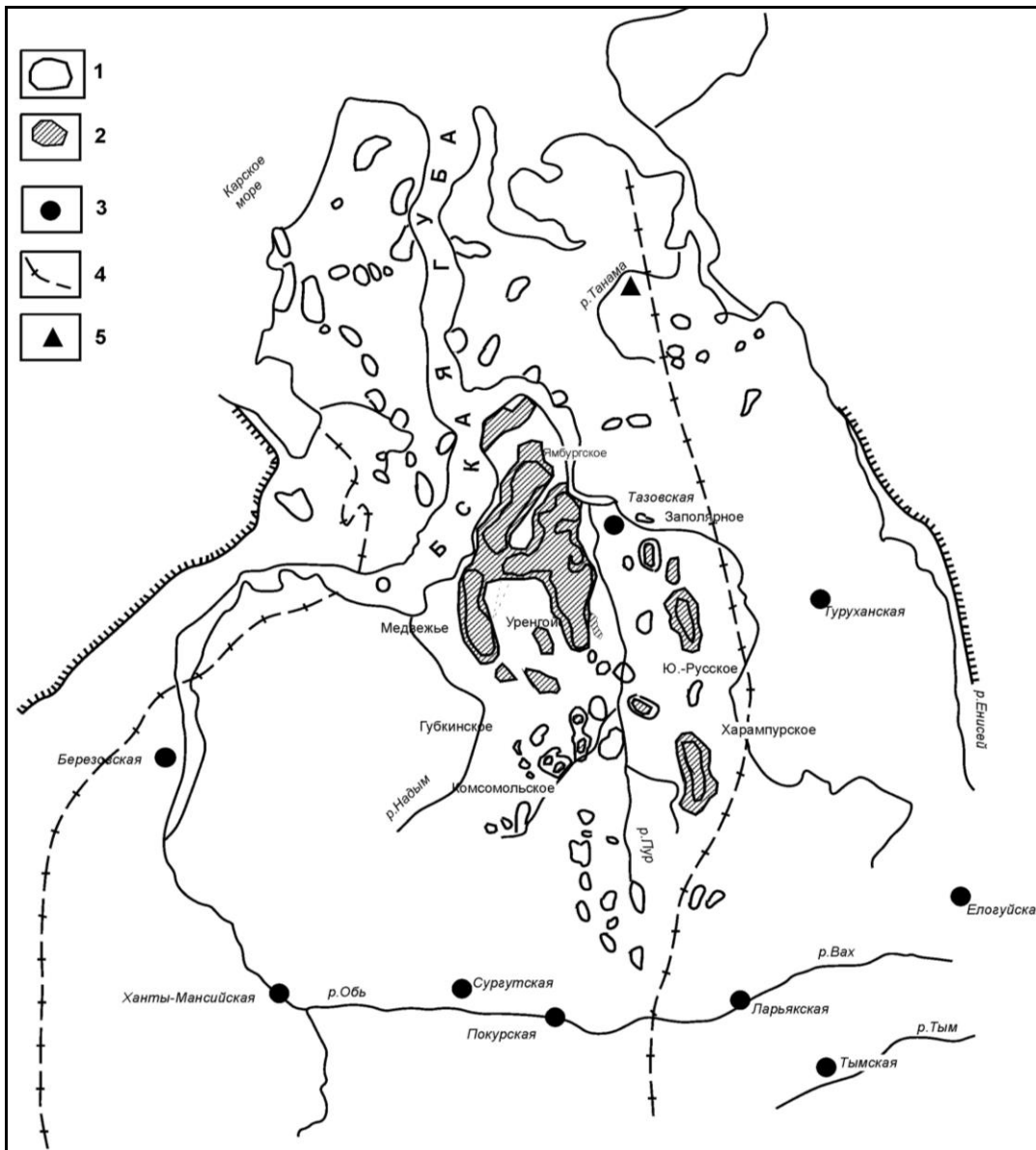


Рисунок 47 - Прогнозируемые залежи и газопроявления в нижнеберезовской подсвите [7]

гамма-каротаж (ГК), метод самопроизвольной поляризации (ПС), индукционный (ИК), нейтронный (НКТ), плотностной гамма-гамма каротаж (ГГКП) и др. (Рисунок 78). Геофизические исследования проводились в открытом стволе скважины диаметром 0,27м. Разбивка на пласты, выделение коллекторов проведено по прямым качественным признакам (приращения на микрозондах, отрицательная амплитуда на кривой ПС).

Удельное электрическое сопротивление (УЭС) определено по БКЗ с привлечением данных ИК в тонких пластах. УЭС изменяется от 2.0-2.5 Омм в чистых глинах и водонасыщенных песчаниках до 80 Омм в газонасыщенных коллекторах сеномана. Коллекторы в березовской свите имеют УЭС 4.0-7.5 Омм.

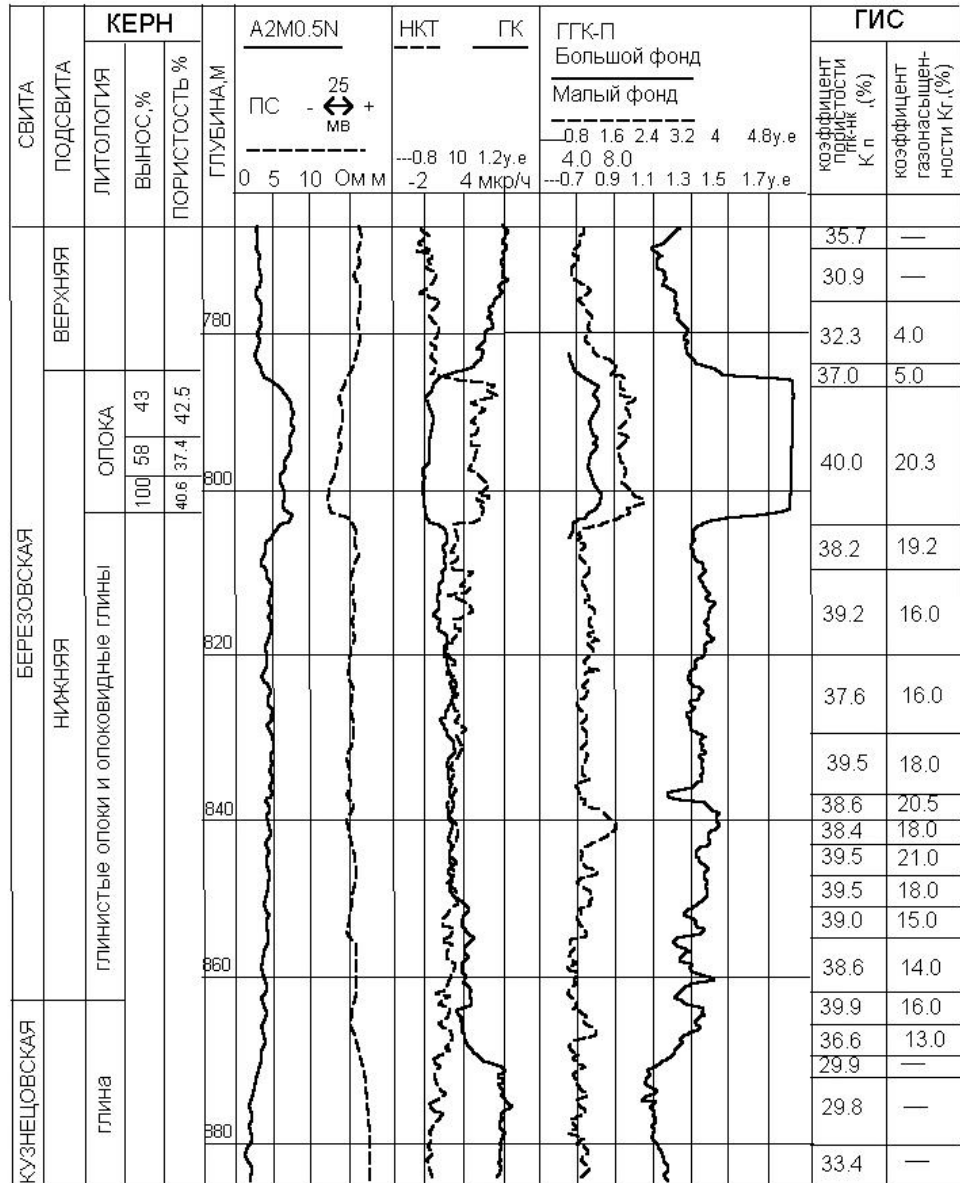


Рис. 3. Геолого-физические характеристики продуктивных пластов скважины № 431 Комсомольской площади

Рисунок 8 - Характеристики ГИС скв. 431 Комсомольской площади [14]

В скважине 431 проведено опробование продуктивного интервала чистых опок. Дебит составил 4,5 тыс. м³/сут. на 6 мм штуцере. После перфорации наблюдались сильные газопроявления. Для спуска насосно-компрессорных труб в

скважине создали противодействие путем ее заполнения глинистым раствором. При последующем снижении уровня получен фонтан газа.

В скважине 384 был отобран керн, данные исследований его физических свойств отображены в приведенной Таблица 4.

Таблица 4 - Результаты измерения физических свойств пород скв. N 384 Комсомольской площади (опока глинистая)

Интервал отбора, м	Привязка к кровле керна	Откр. пористость, % по керо-сину	по воде	Проницаемость, мДа	Объемная плотность, г/куб.см	Минералог. плотность, г/куб.см	Карбонатность, %
749-756	0.4	43.3	-	-	1.286	2.24	7.52
-	2.2	41.8	-	-	1.298	2.23	4.70
756-761	0.0	35.0	-	-	1.313	2.02	1.88
-	0.35	45.6	-	-	1.213	2.23	0.94
-	0.8	33.4	-	-	1.339	2.01	2.82
-	1.4	30.8	-	42.06	1.392	2.01	1.88
-	1.8	42.1	-	38.23	1.270	2.19	2.82
761-764	0.7	-	41.5	0.90	1.305	2.23	0.94

В опорных скважинах при исследованиях керна получены следующие диапазоны пористости опок [253]. Для Березовской опорной скважины 39,3-44,4% при среднем значении коэффициента пористости $K_p=41,9\%$; для Покурской опорной 20-51%, при среднем значении $K_p=38,7\%$.

Для оценки пористости и газонасыщенности использованы материалы ГГКП, ПС и НКТ. Оценка качества, первичная обработка и интерпретация диаграмм проведены в соответствии с требованиями методических руководств [160, 161, 199].

Минеральная плотность пород определялась по данным опорных скважин, а также по керну из скважины 384 Комсомольской площади и Западно-Ноябрьской площади. Для опок зафиксированы пределы изменения минеральной плотности от 2,13 до 2,43г/см³. При расчете пористости по скважине 431 получено, что отложения нижеберезовской подсвиты, залегающие в интервале глубин 804.6-870м представлены глинистыми опоками, имеющими пористость 36,6-39,6%. В кровле нижеберезовской подсвиты пласт, сложенный чистыми опоками, имеет

пористость 40,0%. Аналогичные результаты получены в скв.151: кровельная часть нижнеберёзовской свиты (опоки) имеет пористость по ГИС 38,2%, а нижняя (глинистые опоки) 33,3-37,7%. Указанные значения пористости удовлетворительно согласуются с результатами определения пористости по керну из скважины 384.

По данным ГГКП для опок использовано модальное значение минеральной плотности $2,25\text{г/см}^3$, для глин и песчаников $2,68\text{г/см}^3$. В результате по скв. Результаты расчетов газонасыщенности по комплексу ГГКП-НК-ГК свидетельствуют, что в чистых опоках коэффициент газонасыщенности K_g составляет около 20% в скв 431 и 30% в скв 151, в глинистых опоках изменяется от 12 до 25%.

Похожие результаты позднее были получены Глушаковым Б.Я. [78] Полученные по геофизическим данным и каменному материалу подсчетные параметры были использованы для оценки запасов газа на Комсомольской площади. Согласно зависимостям показаний газового каротажа и кажущегося электрического сопротивления от абсолютной глубины залегания отложений на месторождении, газоводяной контакт (ГВК) зафиксирован на абсолютной отметке -775м (Рисунок 48). Значения подсчетных параметров принимались следующими: эффективная толщина опок 17м; коэффициент пористости 0,4, газонасыщенности 0,25; пластовое давление 7.0мПа; пластовая температура 20°C ; площадь залежи 300км^2 ; высота залежи 80м. При данных подсчетных параметрах объем газа в верхней части залежи, связанной с пластом опок, составит 35 млрд. м^3 и в целом, с учетом газонасыщенности подстилающих опоки опоквидных глин и глинистых опок, объем газа (массивная модель строения залежи) составит 60 млрд. м^3 .

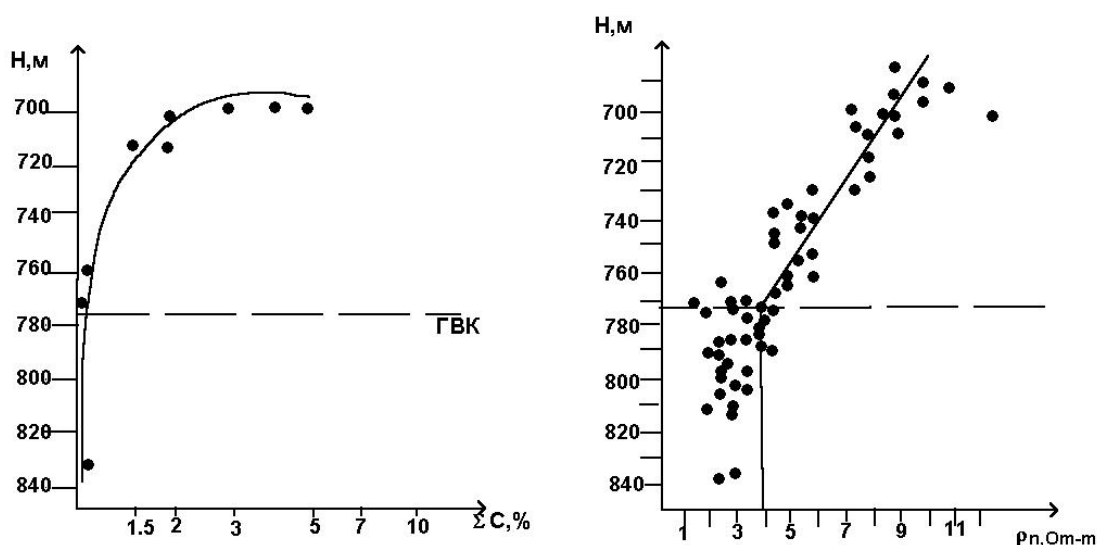


Рисунок 48 - Обоснование положения ГВК [8]

Основные прогнозируемые запасы газа в нижнеберезовской подсвите связаны с огромной по площади ($20\,000\text{ км}^2$) залежью, охватывающей территорию Ямбургского, Медвежьего, Уренгойского месторождений. К сожалению, авторам неизвестны данные по опробованию интервала на данных площадях, однако, о его возможной газонасыщенности свидетельствуют показания каротажа сопротивлений и газового каротажа и многочисленные газопроявления при его вскрытии [14]. Газоводяной контакт зафиксирован по ГИС на изооме 4,5 Омм на абсолютной отметке - 780м.

При подсчете этих запасов газа принимались следующие значения параметров: эффективная толщина опок 10м; коэффициент пористости 0,35; коэффициент газонасыщенности 0,25; пластовое давление 8.0МПа; пластовая температура 20°C . При данных подсчетных параметрах прогнозируемый объем газа только в чистых опоках составляет 1.4 трлн. м^3 .

5.3.2 Региональная оценка перспективности

Современный этап изучения отложений нижнеберезовской подсвиты характеризуется углубленным исследованием залежей на Медвежьем (ОАО

«Газпром») и Харампурском (ПАО «НК «Роснефть») месторождениях. Выполняются исследования по технологии вскрытия, ГРП, совершенствуются петрофизические модели.

Предпосылками для выделения перспективных ловушек в исследуемом интервале являлось наличие положительной замкнутой структуры, которая может служить зоной скопления УВ. Наличие залежей в отложениях опок и опоковидных глин контролируется структурным фактором, скопления УВ приурочены к зонам поднятий и образуют залежи пластово-сводового и массивного типа. По результатам структурных построений были выделены и оконтурены положительные замкнутые структуры в кровле нижнеберезовской подсвиты (отражающий горизонт «С3») (Рисунок 80).

На структурной карте районы различной перспективности выделялись по следующим критериям:

Высокая перспективность (зеленый контур):

- сосредоточение запасов УВ в отложениях сеномана и турона
- подтверждение продуктивности интервала признаками газонасыщения;
- наличие коллекторов, покрышек, структурных ловушек;

Средняя перспективность (желтый контур):

- наличие коллекторов, покрышек, структурных ловушек;
- отсутствие прямых признаков газонасыщения;

Низкая перспективность (обрамление):

глубина залегания < 350 м, выклинивание отложений, отсутствие покрышек.

Для анализа перспективности закартированных структур была использована карта максимальных сопротивлений в нижнеберезовской подсвите (

Рисунок 81) и наличие сейсмических аномалий типа «яркое пятно».

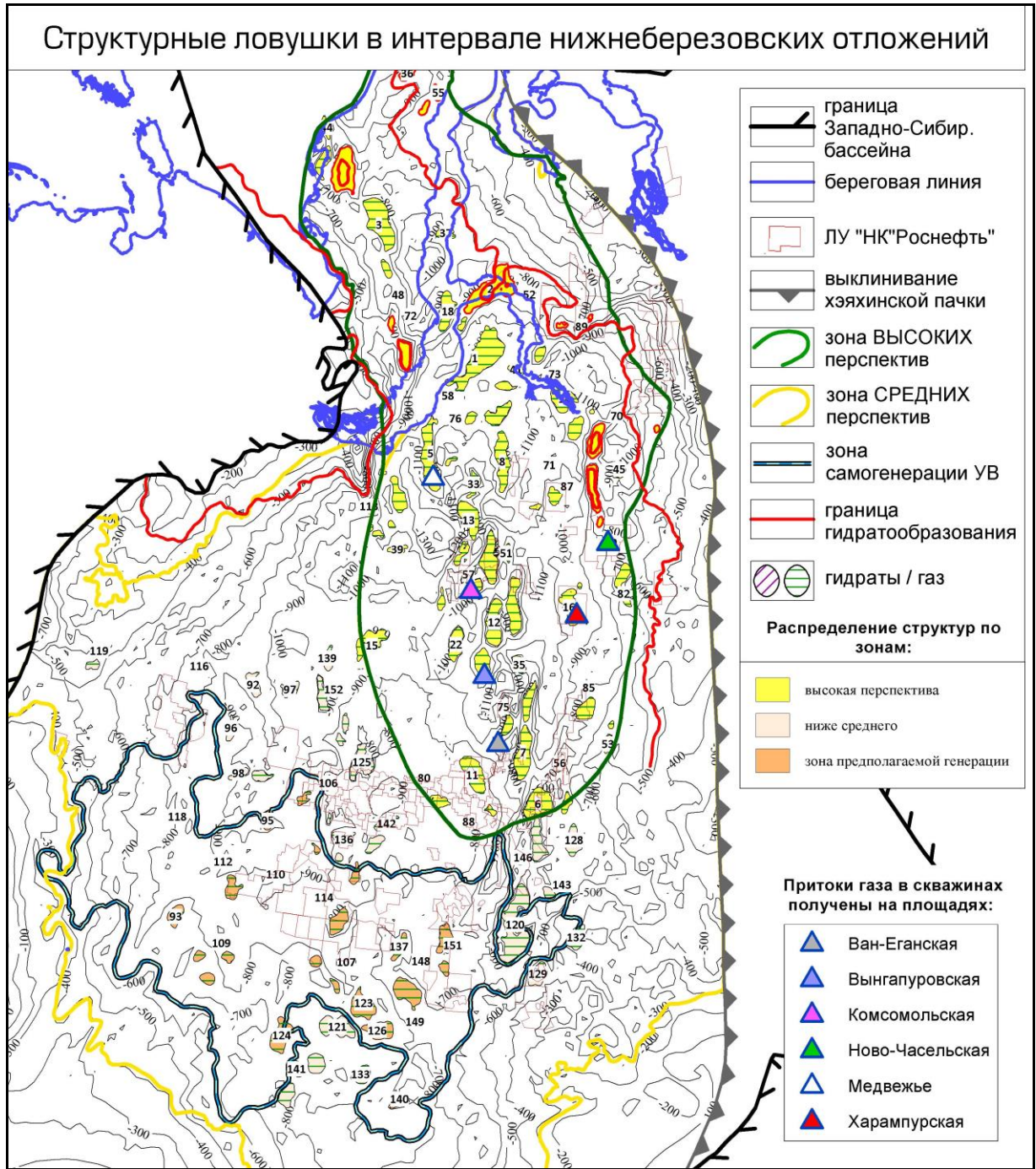


Рисунок 80 - Структурная карта по кровле нижеберезовского горизонта [30]

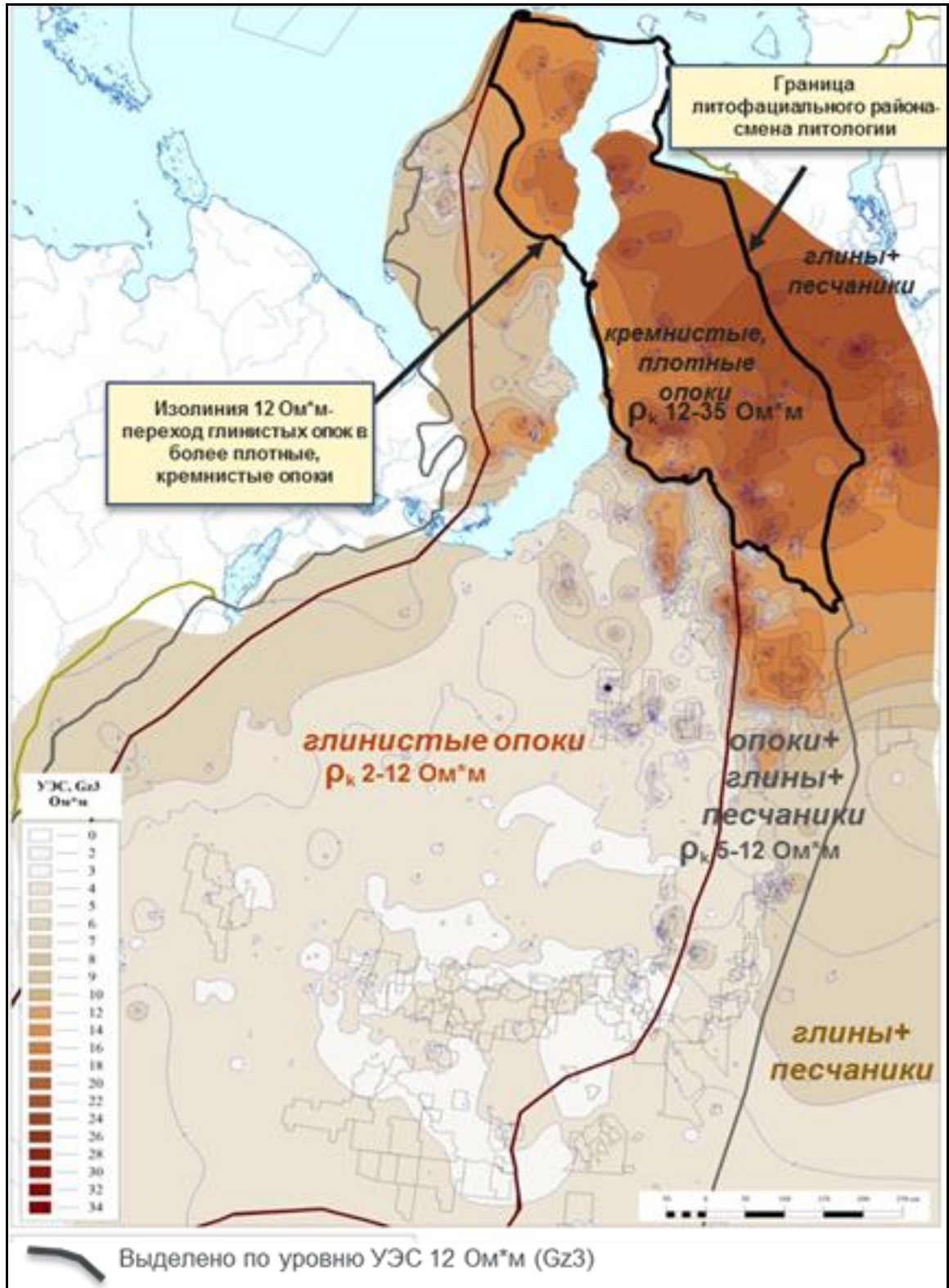


Рисунок 82 - Карта распределений максимальных значений УЭС в кровельной части нижнеберезовской подсвиты (а) и структурная карта по кровле нижнеберезовской подсвиты (ОГ «С») с выделенными положительными замкнутыми структурами (б)

5.3.3 Возможности пород нижеберезовского горизонта к самогенерации газа

При катагенезе, в условиях повышения давлений и температур, микроглобули кремнезема, раковины диатомей и радиолярий переходят в кристобалиты (легкие пористые опоки) и далее в халцедон и кварц (окремненные опоки, теряющие первичные коллекторские свойства), как правило, с частичным растворением и перераспределением, что сопровождается уменьшением пустотного пространства, но при этом увеличивается хрупкость и, как следствие, трещиноватость пород.

Кристаллизация опала предопределяет резкий рост удельного электрического сопротивления (УЭС). По данным [85, Деревскова и др., 2014] перехода является резкой, приуроченной к глубине около 1250 м. Для Западной Сибири резкая граница картируется по изоомам примерно 12 Ом*м.

Геохимические предпосылки предполагают наличие значительного количества аллохтонного или автохтонного органического углерода и определенную степень преобразованности органического вещества пород.

Анализ изотопного состава углерода газа березовского резервуара указывает на его смешанный источник. Часть газа имеет биохимическое происхождение, другая часть содержит значительно больше тяжелого изотопа и поступила, вероятно, из сеноманского и нижнемеловых горизонтов. [Черепанов и др., 2015].

По скважинам 1С и 2С Медвежьего месторождения в нижеберезовской подсвите содержание Сор_г составляет 0,28-0,70 %, в одном образце – 2,14 %, высокий показатель ОРІ – индекс конвертации керогена в нефть = 0,75. Нефтегенерационный потенциал гораздо выше, чем пород залегающей ниже кузнецовской свиты.

Современная температура в кровле сантона достигает 40-50° Цельсия, что соответствует начальной газовой стадии катагенеза. Палеорекострукции

показывают, что в центральных и северных районах породы верхнего мела в дочетвертичное время прогревались до 75 градусов [173]. Следовательно, породы сантона и кампана могли испытать значительные катагенетические преобразования. Таким образом, возможность генерации значительных объемов углеводородов из органического вещества верхнемеловых силицитов существует.

Однако, основным источником является глубинный катагенетический газ, поэтому приоритетной является территория Западной Сибири с выявленной газоносностью сеноманских и туронских отложений.

Выполненная вероятностная оценка ресурсов газа в структурных ловушках нижнеберезовской подсвиты подтвердила выполненную ранее экспертную оценку специалистов ООО «ТюменНИИгипрогаз» [Нежданов, 2012] в объеме 35-60% от запасов сеномана, то есть 5,5-9,5 трлн. куб.м. В газогидратном состоянии находится около 2 трлн.куб. м газа.

5.3.4 Газогидраты нижнеберезовского горизонта

Анализ термобарических условий горизонта показал, что на северо-востоке (зона 3) отложения находятся в благоприятных для гидратообразования условиях. В этом районе находятся несколько перспективных структур с общей оценкой ресурсов до 2 трлн куб. м. газа, однако структура апорового пространства в этом районе осложнена в связи с кристаллизацией опала.

5.4 Верхнеберезовский горизонт

Перспективы газоносности комплекса связаны с появлением коллекторов в связи с постепенным опесчаниванием пород в северо - восточном направлении. С увеличением мощности отложений появляются песчано-алевритовые линзы в средней, а затем, далее на северо-восток и в верхней части разреза. Переход к появлению коллекторов достаточно плавный. По совместному анализу скважинных и сейсмических данных граница возможного развития коллекторов принята по изохоре 120 мс. Граница, на которой невозможно однозначно расчленить верхнеберезовский и ганькинский резервуары, принята как граница

распространения верхнеберезовской региональной литологической покрывки (Рисунок 49).

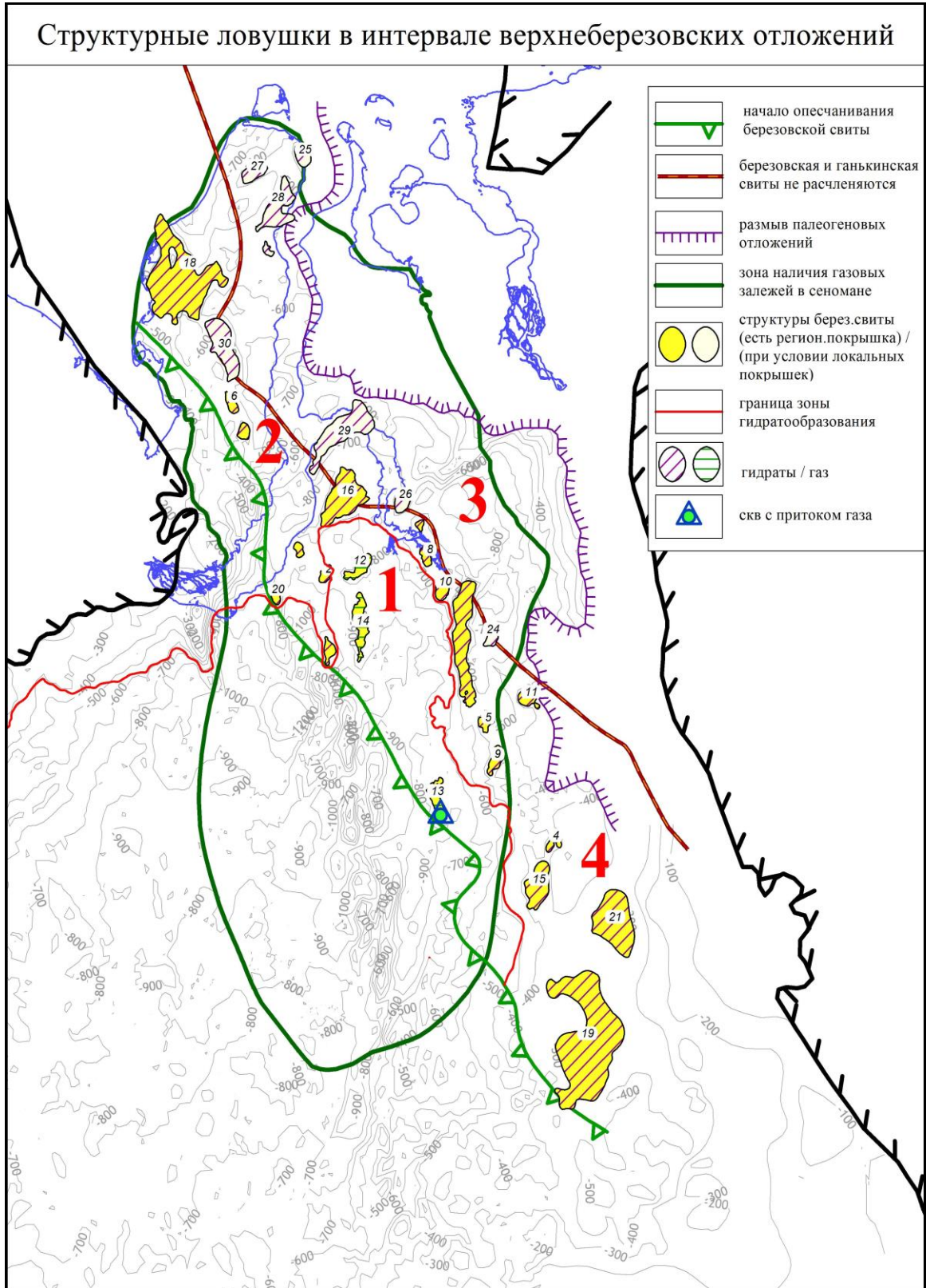


Рисунок 49 - Структурные ловушки верхнеберезовской подсвиты

На структурной карте в пределах зоны развития коллекторов выделено 4 перспективных района, характеризующихся :

1. Региональная покрывка, низкие ФЕС, газовый режим, продуктивный сеноман;
2. Региональная покрывка, низкие ФЕС, газогидратный режим, продуктивный сеноман;
3. Локальные покрывки, хорошие ФЕС, газогидратный режим, продуктивный сеноман;
4. региональные покрывки, низкие ФЕС, газогидратный режим, непродуктивный сеноман;

Своими размерами выделяются Уренгойская, Заполярная, Харампурская структуры.

Активные газопроявления в верхнеберезовской свите характерны для площадей на побережье Тазовской губы - Минховская, Парусовая, Семаковская, Тазовская, Юрхаровская.

При активном газировании больших (более 100м) интервалов наибольший вклад дают наиболее проницаемые участки. На Рисунке 50 представлены диаграммы скв.103 Юрхаровской площади, которая газировала при проходке верхнеберезовских отложений и затем по отводу из межколонного пространства. Активно газирующий интервал не выделяется улучшенными коллекторскими свойствами по кривой ПС, однако диагностируется повышенным сопротивлением и отрицательной аномалией на термограмме. Этот интервал с улучшенными коллекторскими свойствами в верхнеберезовской свите отмечен на большой территории от Заполярного до Минховского месторождений.

Незначительная по размерам газовая залежь в средней части верхнеберезовской подсвиты открыта на Харампурском месторождении в пласте ВБ1. Приток газа составил 40 тыс. куб. м/сут. Ввиду высокой глинистости и малых глубин пласт обладает относительно высокой пористостью и низкой газонасыщенностью.

Ресурсный потенциал оценивается в 1,3-2,7 трлн куб м, при этом более 95% в зоне стабильности газогидратов

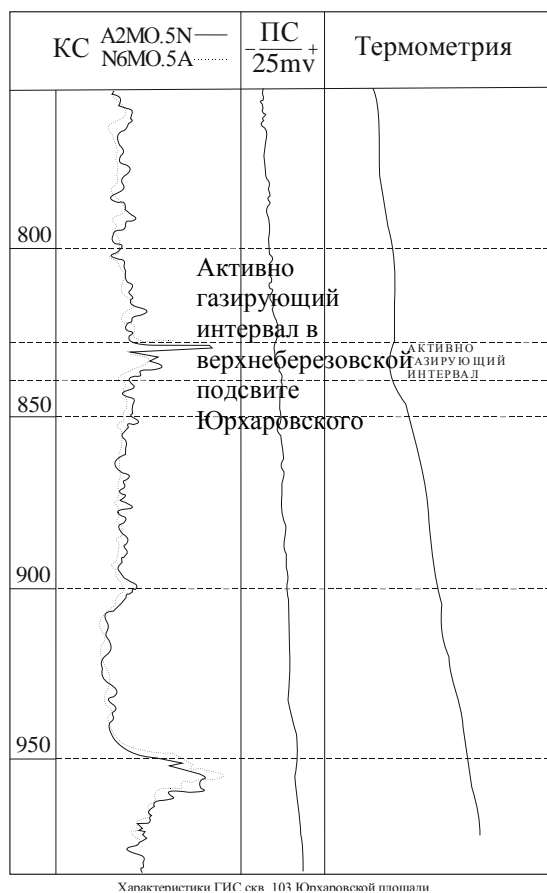


Рисунок 50 - Характеристики ГИС верхнеберезовской свиты Юрхаровского месторождения

5.5 Ганькинский горизонт

Как менее значимые возможно газоносные резервуары выделены также маастрихтские отложения ганькинского горизонта:

Аналогично верхнеберезовскому горизонту перспективы ганькинского связаны с северо-востоком региона. Западная граница резервуара обусловлена глинизацией коллекторов, восточная – прекращением распространения глини талицкой свиты, являющихся региональной покрывкой. Их перспективность обусловлена наличием благоприятных структурных и литологических условий. Однако, высокое положение в разрезе обуславливает негативные для перспектив газодобычи факторы:

- низкое давление пластового газа;
- резервуары непосредственно находятся в криолитозоне, либо имеют благоприятные для гидратообразования условия.

На карте перспективных структурных ловушек (Рисунок 51) отмечены 4 зоны, их характеристики:

1. Региональная покрывка, низкие ФЕС, газовый режим, продуктивный сеноман;
2. Региональная покрывка, низкие ФЕС, насыщение газ+газогидраты, продуктивный сеноман;
3. Региональная покрывка, низкие ФЕС, газогидратный режим, продуктивный сеноман;
4. Региональная покрывка, хорошие ФЕС, газогидратный режим, продуктивный сеноман;

В ганькинской свите, представленной алевритистыми известковистыми глинами и являющейся западным заглинизированным продолжением танамского резервуара, известны газопроявления на Ямсовейской, Верхнереченской, Губкинской и др. площадях. продуктивные интервалы идентифицируются по электрокаротажу (Рисунок 52) и подтверждены опробованием на Губкинском месторождении. Потенциальные добывные возможности коллекторов рассматриваемых отложений значительно хуже, чем нижнеберезовских. Однако, общая мощность продуктивных алевритистых глин и алевритов, достигающая 300 м, позволяет надеяться на то, что при подключении в работу всех эффективных газонасыщенных толщин дебиты газа на скважинах достигнут рентабельных значений.

В направлении на восток от линии глинизации (район 4) значительно увеличивается количество алевритового материала (по ПС разрез становится более проницаемым). Район характеризуется большой мощностью многолетнемерзлых пород и, следовательно, высокой интенсивностью процессов

гидратообразования. Для исследуемого интервала разреза характерны

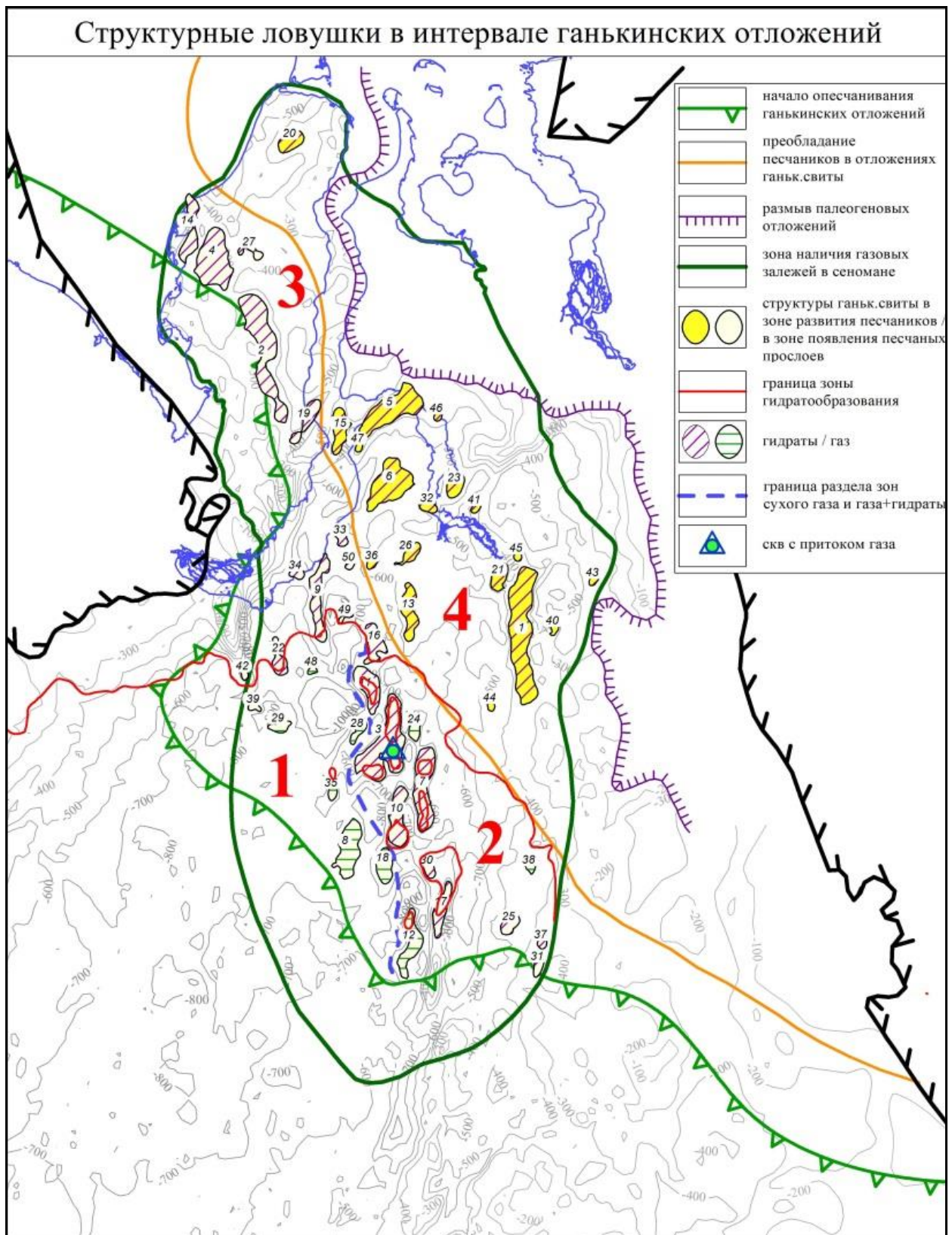


Рисунок 51 - Структурные ловушки ганькинской свиты

газопроявления при проходке, а также повышенные показания газового каротажа (скв. 22 Тазовской площади). Несмотря на это, при испытании перспективных интервалов как в интервале ЗСГ, так и ниже его в ряде скважин (N 13, 26, 31 Тазовской площади) получены притоки воды минерализацией 1,8-5,7 г/л и газосодержанием от 0,5 до 1,9 л/л. (Рисунок 52). По-видимому, это можно объяснить наличием газа в газогидратном состоянии. При бурении гидраты разлагаются на газ и воду, что приводит к газопроявлениям. При испытаниях разложения гидратов не происходит, что приводит к появлению воды в результате испытаний. Количество газогидратов таково, что порода сохраняет проницаемость. По данным ГИС также можно сделать вывод о небольшом, не более 20-30 % присутствии гидратов в порах породы. Остальной объем занимают пластовые воды. Так, танамской свиты (скв. 13 Тазовской площади) сопротивление составляет 15-20 Ом м, минерализация пластовых вод - 2,4 г/л. При 0 °С и такой для минерализации сопротивление пластовых вод составит 4 Ом м, что определяет количество содержащейся в породе воды 32-40%. Эти значения на пределе значения максимальной пористости песков, поэтому гидратонасыщенности либо вообще нет, либо она незначительна. [23].

Ресурсный потенциал ганькинского оценивается в 1,5-2,5 трлн. куб. м, при этом более 95% ресурсов в зоне стабильности газогидратов.

В интервале стабильности газогидратов рассмотрены материалы по Бованенковскому месторождению (Рисунок 53). По материалам ГИС выделяются отдельные высокоомные линзы (

Рисунок 54), которые могут быть проинтерпретированы как гидратосодержащие.

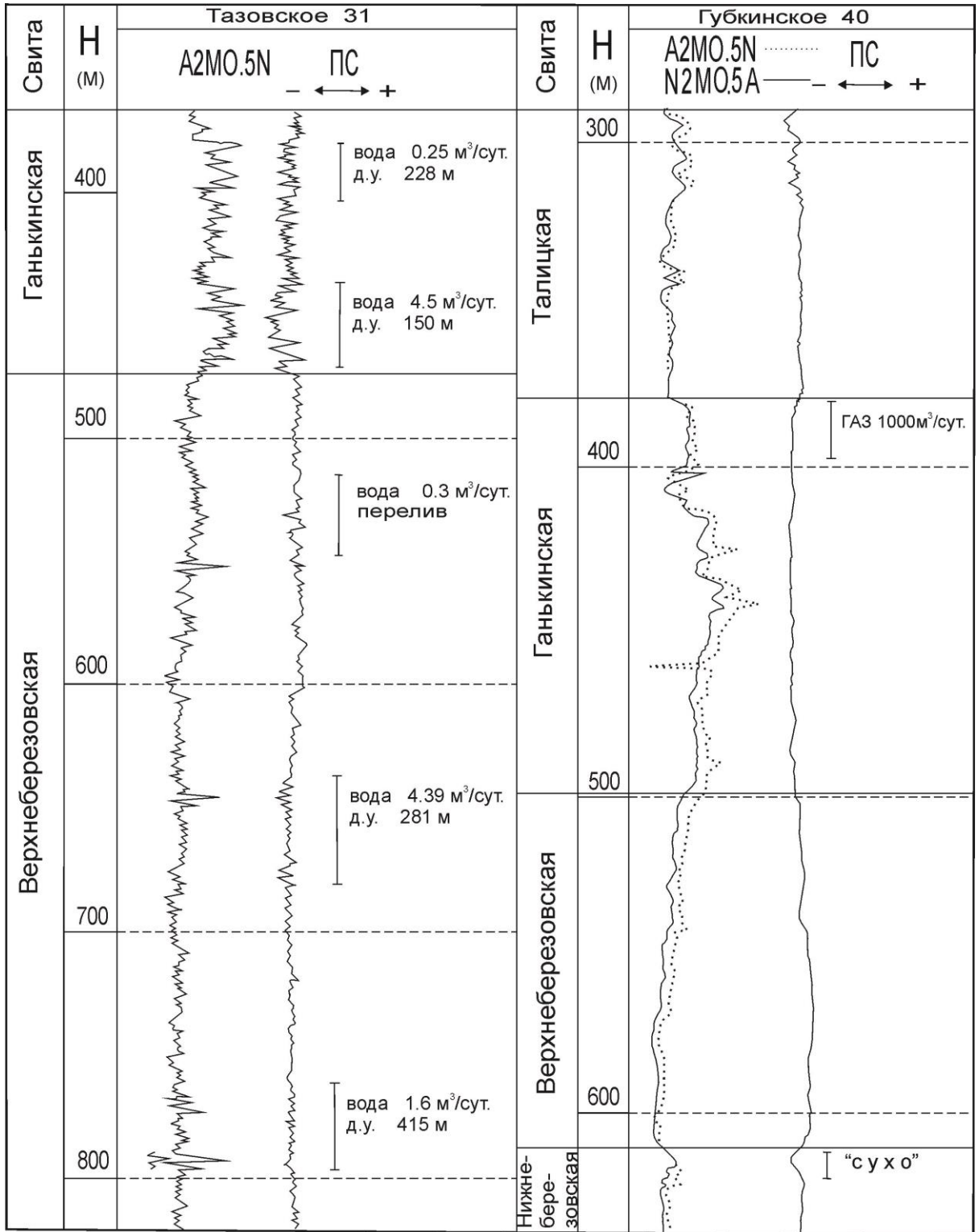
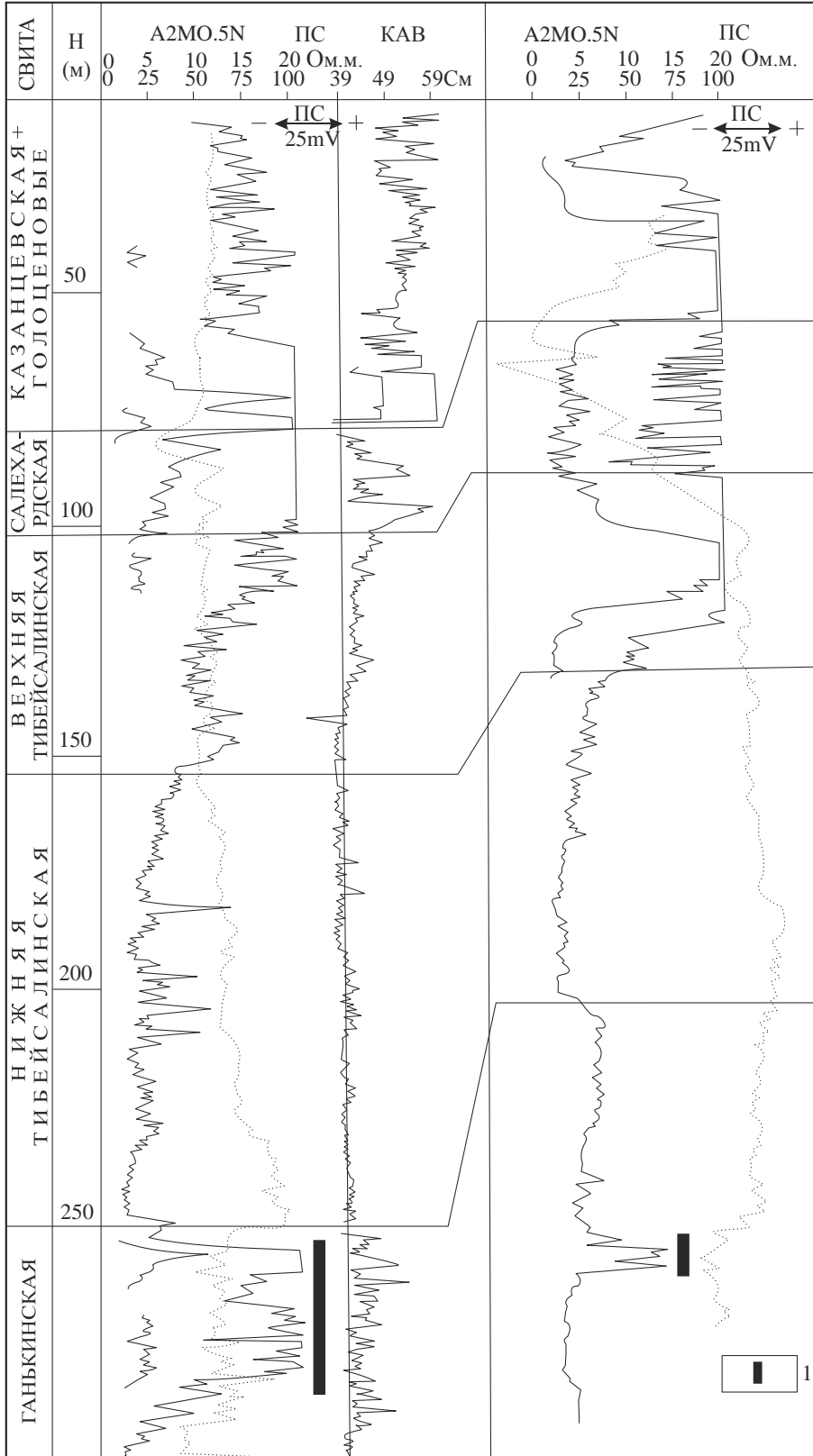


Рисунок 52 - Испытания в ганькинской свите

СКВ.145. БОВАНЕНКОВСКАЯ ПЛ. СКВ.63. БОВАНЕНКОВСКАЯ ПЛ.



Выделение линз в ганькинской свите по данным ГИС:

1 - песчаные линзы

Рисунок 53 - Перспективные по ГИС интервалы в ганькинской свите Бованенковского месторождения

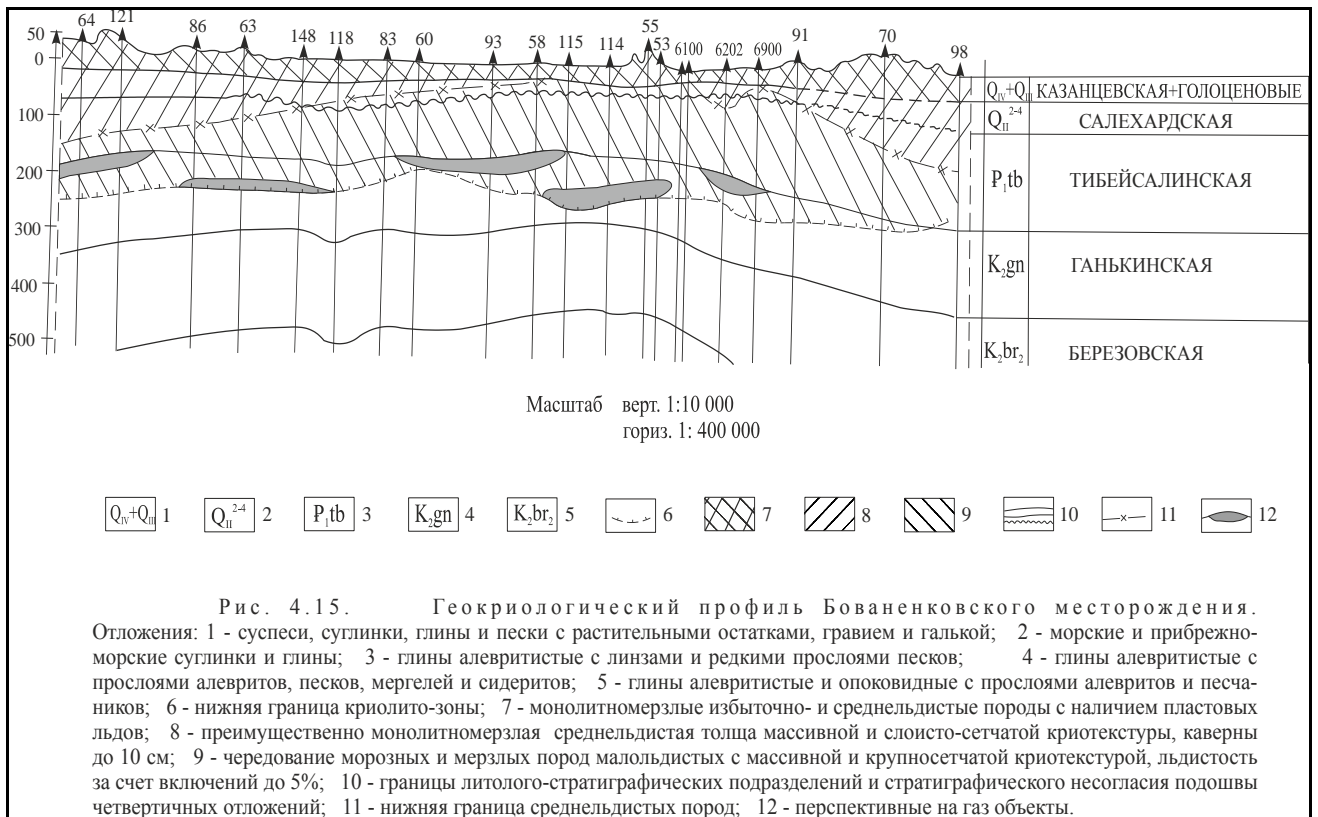


Рисунок 54 - Геокриологический профиль Бованенковского месторождения

5.6 Газовые гидраты в четвертичных и палеогеновых отложениях. Тибейсалинский резервуар.

Тибейсалинский резервуар толщ связана с песками верхней тибейсалинской подбиты палеогенового возраста мощностью до 250 м. Западнее реки Надым, южнее Ямсовейского, Восточно-Таркосалинского месторождений тибейсалинская свита переходит в существенную глинистую талицкую. Тибейсалинская свита перекрывается глинами олигоценых отложений люлинворской и чеганской свит. Восточной границей распространения этих экранирующих отложений является река Таз (Рисунок 55). Кроме изменений регионального характера, изолирующая толща подвержена размыву на участках древних речных долин, что приводит к резкому ухудшению экранирующих свойств. Также ухудшают качество покрышек процессы вторичной (мелкой) складчатости.

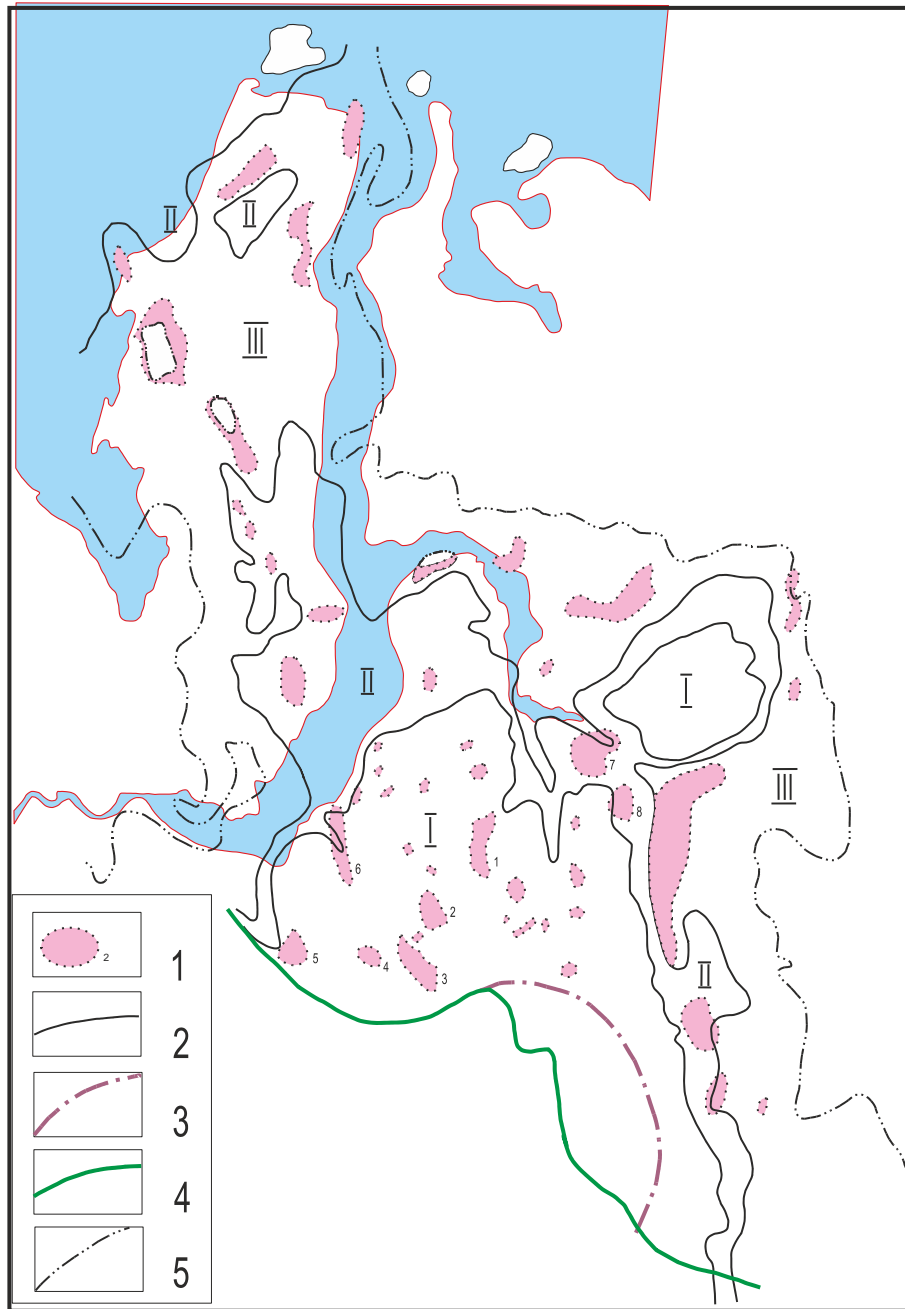


Рис.9. Структуры по кровле Тибейсалинской свиты
 Районы: I - песчано-алевритовые резервуары под региональными покрывками,
 II - алеврито-песчаные резервуары под частично размытыми региональными покрывками, III - песчаные толщи, покрывки локальные
 1 - контуры структур по кровле свиты и их номера,
 2 - границы земель различной перспективности,
 3 - граница ЗГО,
 4 - граница глинизации отложений,
 5 - граница распространения отложений

Рисунок 55 - Структурные ловушки тибейсалинской свиты

По критерию качества покрышек территория распространения песков тибейсалинской свиты также разбита на три района. На севере Ямала и юге Гыданского полуострова глинистых олигоценовых отложений, слагающих региональную покрышку, практически нет. На юге Ямала олигоценовые отложения развиты лишь частично, однако, они отсутствуют на высокоамплитудных поднятиях, что делает бесперспективными большую часть структур по кровле тибейсалинской свиты, выделяемых на Ямале.

Наиболее перспективной является территория к западу от реки Надым до Русско-Часельского мегавала. Наибольшими объемами характеризуются структуры на Ямсовейской, Юбилейной, Центрально-Уренгойской, Надымской площадях.

Особенностью описываемой проницаемой толщи является почти повсеместно мерзлое ее состояние на Севере криолитогидратозоны.

Выявленных залежей газа в этой проницаемой толще нет.

Газопроявления в тибейсалинском резервуаре описаны Якушевым В.С. [286] на Уренгойской, Бованенковской, Заполярной, Харвутинской площадях. Амплитуда структур достигает 100м, они имеют надежные литологические экраны - люлинворские и чеганские глины. Общие ресурсы газогидратов в этом интервале оценено специалистами Газпрома 10-26 трлн.куб.м. [Перлова Е.В., Леонов С.А. 143 , 203,204].

В вышележащих отложениях в 1990 году в скв. 835 Нохояхинской площади была открыта залежь газа в тавдинской свите неогенового возраста (Рисунок). Учитывая многочисленные газопроявления в палеоген-четвертичных горизонтах, вероятно необходимо уже в настоящее время выделять палеоген-четвертичный горизонт нефтегазоносности. Потенциальные ресурсы и добывные возможности этого предполагаемого горизонта по сравнению с другими незначительны.

Выше расположены отложения песчаных атлымской и новомихайловских свит, которые изучены сравнительно полно в связи с проблемами водоснабжения. Эти толщи не имеют мощных выдержанных глинистых покрышек. Чаще всего,

они представлены частым чередованием песчаных и глинистых осадков, которые не являются выдержанными.

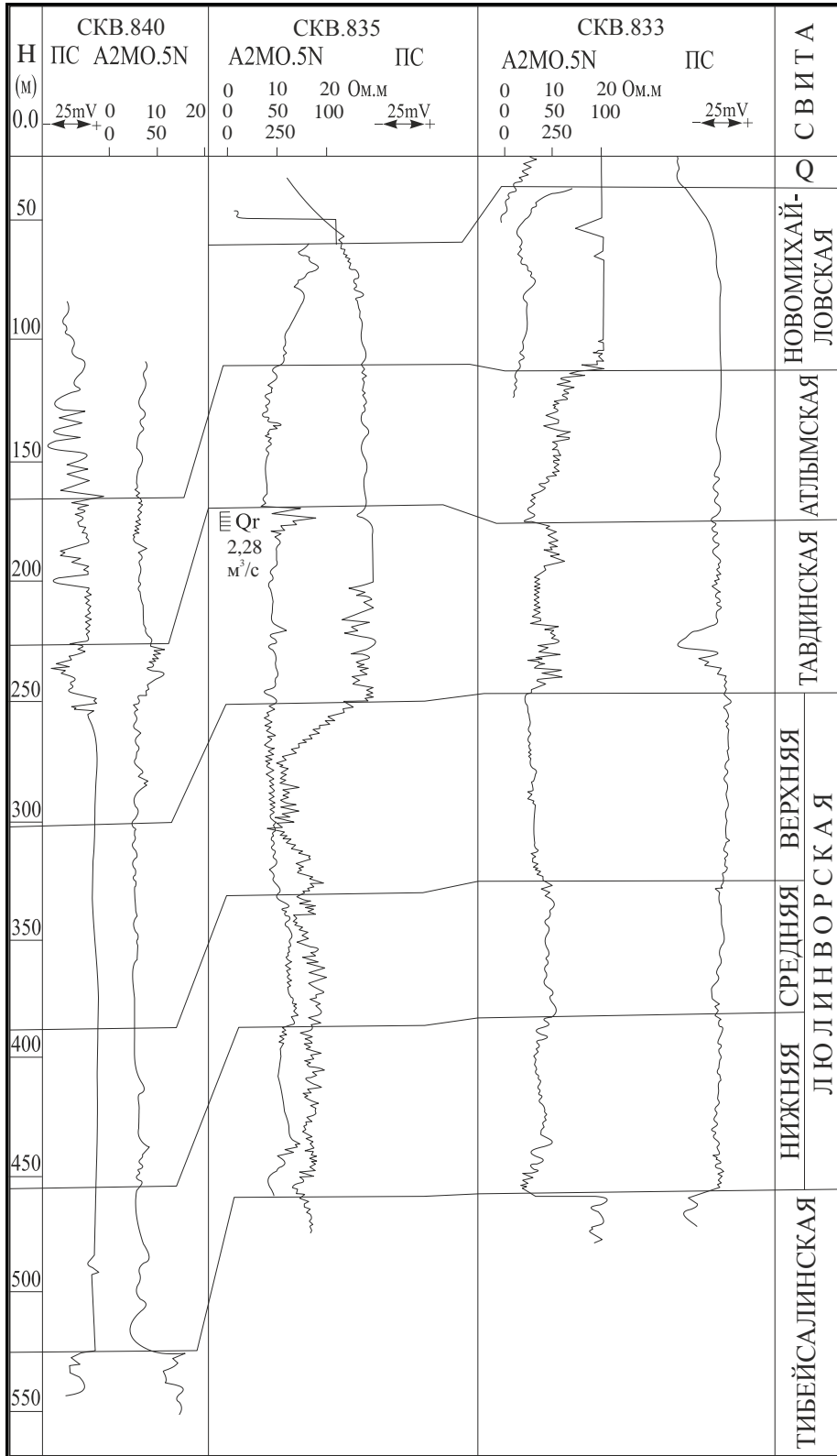


Рисунок 90 - Испытания в тавадинской свите Нохойхинской площади

Гидрогеологические исследования показывают, что в интервалах, свободных от мерзлоты, коллекторские толщи характеризуются свободным водообменом и полностью промыты. Это снижает перспективность толщи на газ.

Характерной особенностью толщи пород с отрицательной температурой являются многочисленные газопроявления. Наиболее активные из них проявляются на глубинах от 40 до 170 м. Чаще всего, это кратковременные выбросы. Так, на Харасавэйской площади интенсивные газопроявления приводили к необходимости бурения нового ствола (скв.20) и загоранию дизельной установки (скв.65, забой 280 м). На Бованенковской площади при бурении скв. 26 при забое 131 м был выброс раствора на высоту 10 м. При замене раствора плотностью 1,22 г/м³ на раствор 1,57 г/см³ скважина продолжала газировать. Часто газопроявления сопровождалось образованием грифонов на расстоянии 8-10 м от устья. Грифоны появлялись также при прогреве скважин после консервации (скв.131, Бованенковская пл.). Однако, известны и случаи длительного, около трех месяцев, газирования дебитом 500-1000 м³ [Мельников, 1988] результате оттаивания мерзлых пород.

Помимо газопроявлений, исследуемый интервал характеризуется большими кавернами, а также активным размывом устья скважины в результате "кипения" бурового раствора. Поэтому его стараются как можно скорее перекрыть колонной (кондуктором, либо удлиненным направлением), и геофизических исследований в открытом стволе скважин не проводят. Характерно также появление газовых грифонов вокруг устья скважины.

Характерной особенностью этих газопроявлений являлась их непродолжительность [137], что объясняется, по-видимому, небольшими размерами ловушек в связи с невыдержанностью мощностей и литологического состава пород, резкими фаціальными изменениями, как по разрезам, так и по простиранию и обширными выходами отложений на поверхность. Еще одним объяснением мощных выбросов из мерзлоты является открытый эффект

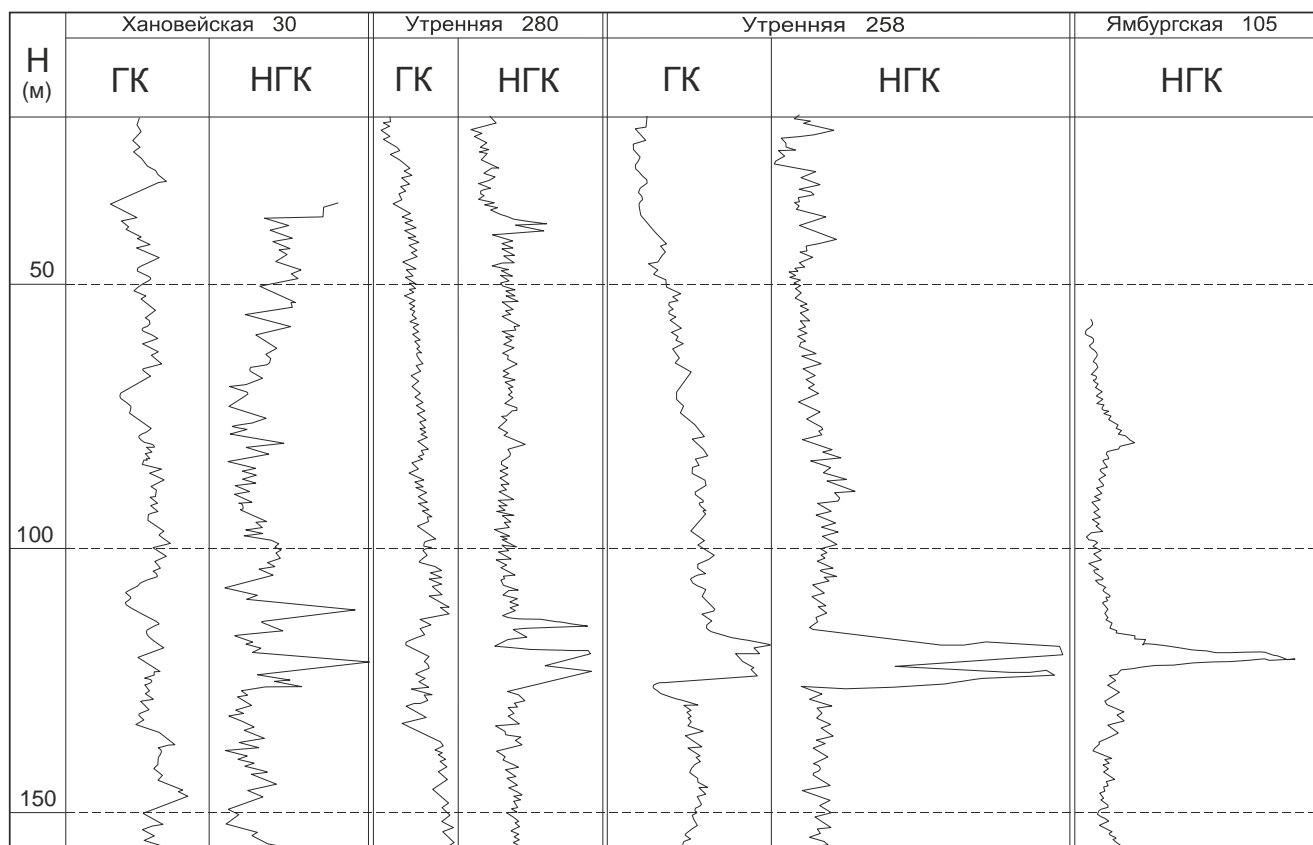
самозапечивания гидратов в мерзлоте и длительное их существования в нестабильных условиях [159,281].

Происхождение газа в мерзлоте, как и для всех надсеноманских отложений, вероятно двойное – собственная генерация и приток снизу [158]

В составе газа значительное количество азота (до 10%) и углекислого газа, что показывает на его биогенное происхождение.

На сегодня газ мерзлоты скорее технологический риск, нежели углеводородный ресурс.

Наличие свободного газа в верхней части криолитозоны подтверждается показаниями нейтронного каротажа (Рисунок 91). Площадных закономерностей в распределении скважин (Рисунок 92) с аномалиями не выявлено. [3].



Продуктивные по “НГК” интервалы в мерзлых толщах выше кровли ЭГО.

Рисунок 91 - Выделение газонасыщенных интервалов ММП по НГК

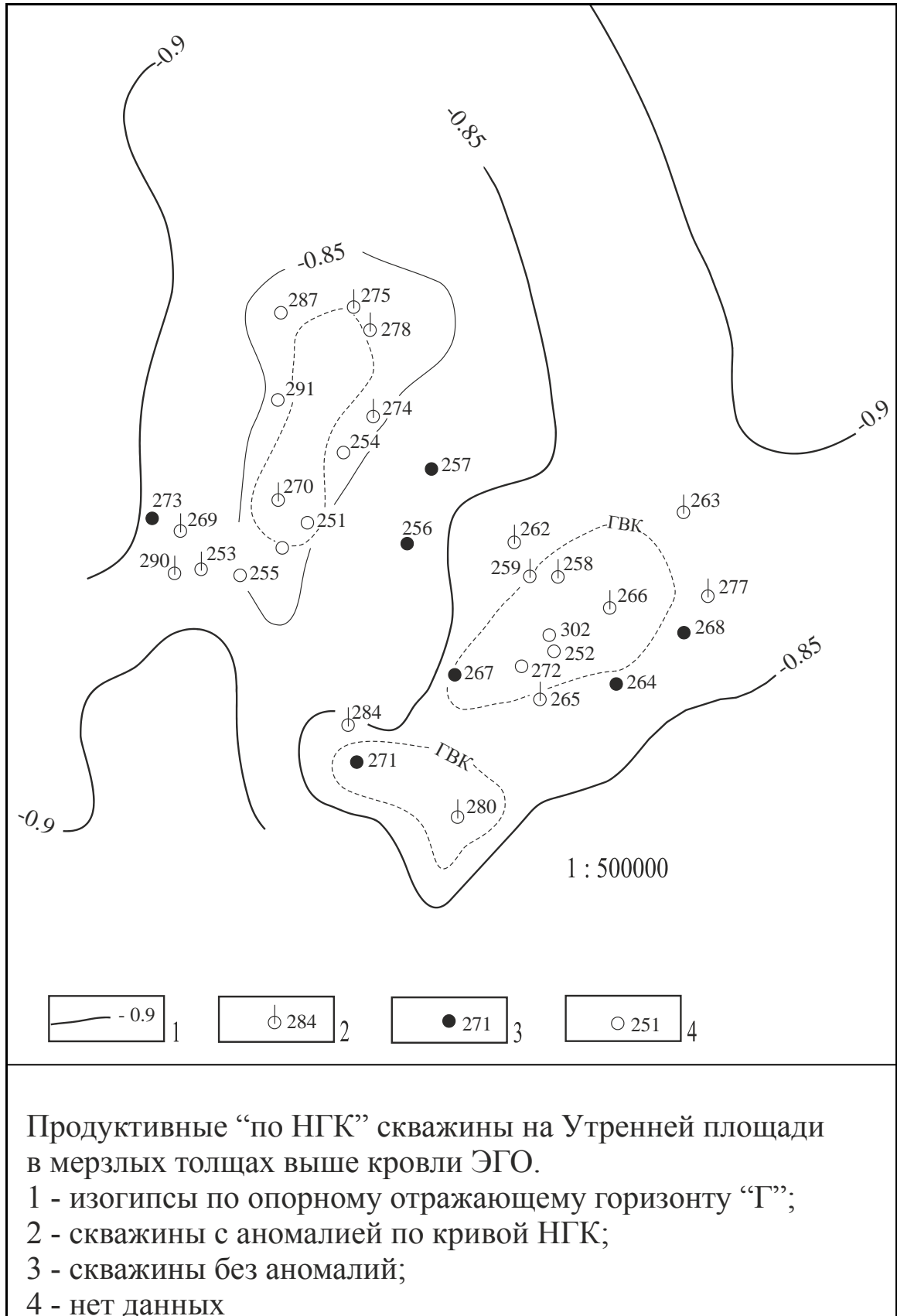


Рисунок 92 - Отсутствие закономерности в размещении скважин с аномалиями НГК по площади Утреннего месторождения

Основные выводы по главе 5:

На основе структурных карт по каждому из четырех сейсмостратиграфических комплексов выполнен анализ и построены карты перспектив газоносности. Выявленные структурные ловушки были разнесены по районам в соответствие со следующими характеристиками:

- 1 – качество коллектора. Районы, прилегающие к линиям глинизации характеризуются худшими ФЕС;
- 3 – качество покрышки. Районы с выдержанными региональными покрышками располагаются на западе, на восток покрышки теряют свои свойства, экранирующие свойства развиты локально,
- 4 – районы с подстилающими отложениями сеномана являются высокоперспективными. Для районов с отсутствием залежей в сеномане низкая перспективность.
- 5 - закартированы районы с газовым режимом залежей, газогидратным режимом, а также районы с насыщением газ+газогидрат, в случае, если в зоне стабильности газогидратов лишь часть ловушки

При этом за рамками работы остались ресурсы газогидратов палеогеновых отложений, залегающих над меловыми. Особенностью отложений являются высокие (более 100 м) эффективные толщины и высокие ФЕС песков тибейсалинской свиты. Ресурсы газа здесь могут быть значительными.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполненные исследования, изложенные в диссертации, содержат интерпретацию обширной геолого-геофизической информации, включая данные сейсморазведочных работ, ГИС, литолого-минералогические, петрофизические и биостратиграфические исследования керн, исследования флюидов. В работе использованы изложенные в опубликованной литературе материалы многолетних (1987-2018 гг.) обобщений автора. Основные полученные результаты заключаются в следующем.

1. Существующие представления о геологическом строении верхнемеловых надсеноманских отложений, закрепленные в Региональных Стратиграфических Схемах (РСС), включая схемы литофациального районирования, не претерпели существенных изменений с 1976 года. За это время плотность поисково-разведочных скважин увеличилась более чем в пять раз, и противоречия в утвержденных стратиграфических схемах стали очевидными. Стратотипы большинства надсеноманских стратиграфических подразделений были определены десятки лет назад, на ранней стадии изучения Западной Сибири (1944-1971 гг.). Стратотипы расположены, в основном, по обрамлению Западно-Сибирской плиты, зачастую выделены по обнажениям и материалами ГИС не охарактеризованы.

2. Существующие схемы корреляции и таблицы стратиграфических разбивок в верхнемеловом разрезе выполнены по литологическим реперным границам, основными из которых являются переход от песчаников и алевролитов покурской свиты к глинам кузнецовской свиты, а также хэяхинская пачка – репер, сложенный практически чистым кремнеземом в кровле нижнеберезовской подсвиты. Литологические границы отражаются в материалах ГИС, являющимися основными коррелируемыми характеристиками.

В основном использовались стандартный каротаж, включающий в себя метод самопроизвольной поляризации (ПС) и двухметровый градиент-зонд каротажа сопротивлений. В преимущественно низкоомном глинистом разрезе

эффективно применение индукционного каротажа. Как дополнительные методы используются методы радиоактивного каротажа и кавернометрия

3. В результате современного анализа опубликованных схем корреляции и таблиц разбивок были сделаны следующие выводы:

- в Ямало-Тюменском районе принципы выделения стратиграфических подразделений обоснованы, подкреплены литологическими данными и возрастными определениями;
- передача корреляции на соседние фациальные районы выполнена с ошибками, при этом ошибки закреплены в РСС.

Причины ошибочной корреляции:

- редкая сеть скважин;
- слабая обоснованность возрастных определений;
- использование ограниченного комплекса ГИС;
- отсутствие региональных сейсмических построений.

4. Автором предпринята попытка построения новой сейсмогеологической модели верхнемеловых надсеноманских отложений Западной Сибири. Рабочим инструментом явился сейсмический интерпретационный проект, включающий более 4000 скважин. Из них более чем в 3000 скважин каротаж ГИС прописан выше сеномана, по этим скважинам сделаны разбивки. Загружена 2Д сейморазведка, было использовано в процедуре интерпретации 265 тыс. пог. км. профилей, материалы ВСП из 186 скважин; Построено 17 региональных схем корреляции (11 – субширотного направления, 6 – субмеридионального) с использованием 220 скважин. Построено 16 детальных схем корреляции в зоне фациальных переходов с использованием 148 скважин. Скважинной корреляцией охвачены все лито-фациальные районы Западной Сибири.

5. Основные выводы по методике стратификации:

Для исправления корреляции предлагается:

- использование гамма-каротажа при выделении нижеберезовской подсветы;
- сгущение сети коррелируемых скважин в зонах фациальных переходов;
- использование реперных границ вышележащих стратонов;
- использование карт временных толщин и карт интервальных скоростей для контроля корреляции (контроль изменения толщин стратонов).

Привлечение и интерпретация данных сейсморазведки в настоящей работе меняет представление о региональном строении надсенноманских отложений и позволяет уверенно выделить четыре сеймостратиграфических комплекса (ССК). Каждый ССК характеризуется обособленными условиями осадконакопления, с которыми закономерно увязываются литология, данные ГИС и возрастные определения. С помощью сейсмических разрезов удалось создать толстослоистую модель верхнемеловых отложений, но качество сейсморазведочных данных, к сожалению, недостаточно для детального изучения внутреннего строения выделенных интервалов разреза.

Структурные карты по кровле комплекса используются при оценке газоносности ССК. Карты тощин комплексов и имеющийся керн позволяют построить схемы литофациального районирования.

Самый нижний сеймокомплекс ОГ Г-С4 туронского возраста, представляет собой единый резервуар, в состав которого входят кузнецовская свита (газалинская толща залегает внутри кузнецовской свиты), дорожковская и ипатовская свиты, нижняя часть славгородской, насоновской и маргельтовской свит. Кровля ССК приурочена к кузнецовскому горизонту.

Выше по разрезу выделяется сеймокомплекс ОГ С4-С3 (коньяк-сантонский ярус), приуроченный к нижеберезовскому горизонту. Сеймокомплекс включает нижеберезовскую подсвету и ее стратиграфические аналоги: нижнечасельскую подсвету и нижнюю часть славгородской свиты.

Следующий сейсмокомплекс ОГ СЗ-С (кампанский ярус) фиксируется в разрезе отложениями верхнеберезовской подсвиты и ее аналогов: верхнечасельской подсвиты и верхней частью славгородской свиты. Кровлей ССК является верхнеберезовский горизонт.

Самым верхним ССК, прослеженным в настоящей работе, стал сейсмокомплекс ОГ С-Ган. Его образует ганькинская свита маастрихтского возраста. К нему приурочен ганькинский горизонт.

6. Одним из итогов изучения надсеноманских отложений стала новая схема районирования верхнемеловых отложений Западной Сибири, как результат объединения литофациальных карт четырех изученных сейсмостратиграфических комплексов (Рисунок).

Методика фациального районирования заключалась в следующем:

- Лито-фациальное районирование основано на сопоставлении карт толщин комплексов (ССК) и отдельных пачек с литолого-седиментологическими и минералогическими исследованиями керна.
- Границы районов связаны с появлением или выклиниванием основных маркирующих пачек – газсалинская, мярояхинская, хэяхинская

6. Предложена методика построения температурной модели верхней части разреза. Суть предполагаемого подхода состоит в дальнейшей модификации методики расчета глубинного теплового потока. [А.Р.Курчиков, 1992]. По опорной скважине устанавливаются возможности методов ГИС для определения подошвы многолетнемерзлых пород, что увеличивает количество определений в сотни раз. Также по опорным скважинам устанавливаются закономерности связи глубинного теплового потока (q) и глубины подошвы многолетнемерзлых пород и криолитозоны (температура пород 0°C), температура на глубине 500 м (T_0). По всем скважинам, находящимся в окрестностях опорной и по которым имеется геотермическая информация (сделаны расчеты глубинного теплового потока и установлено распределение температур по разрезу), осуществляется

расчет глубины залегания нулевой изотермы. Из изложенного ясно, что число определений подошвы криолитозоны существенным образом увеличивается и соответствует числу определений глубинного теплового потока. Построенная таким образом карта легла в основу карты расчета мощности криолитозоны и карты температур по кровле ССК.

7. На основе структурных карт по каждому из сейсмокомплексов выполнен анализ и потроены карты перспектив газоносности. Выявленные структурные ловушки были разнесены по районам в соответствие со следующими характеристиками:

- 1 – качество коллектора. Районы, прилегающие к линиям глинизации характеризуются худшими ФЕС;
- 6 – качество покрышки. Районы с выдержанными региональными покрышками располагаются на западе, на восток покрышки теряют свои свойства, экранирующие свойства развиты локально, вводится коэффициент риска по покрышке;
- 7 – районы с подстилающими отложениями сеномана являются высокоперспективными. Для районов с отсутствием залежей в сеномане вводится коэффициент риска по заполнению
- 8 - закартированы районы с назовым режимом залежей, газогидратным режимом, а также районы с насыщением газ+газогидрат, в случае, если в зоне стабильности газогидратов лишь часть ловушки
- 9 Общая ресурсная база надсеноманских аерхнемеловых отложений оценивается в 15 трлн. куб. метров, из них около 6 трлн.куб. метров в газогидратном состоянии.

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

АК – акустический каротаж
АКШ – акустический каротаж широкополосный
ао (а.о.) – абсолютная отметка
ВСП – вертикальное сейсмическое профилирование
ГГК – гамма-гамма каротаж
ГИС – геофизические исследования скважин
ГК – гамма-каротаж
ГРР – геологоразведочные работы
ЗС – Западная Сибирь
ЗСП – Западно-Сибирская платформа
ЗСН – Западно-Сибирская низменность
ЗСБ – Западно-Сибирский бассейн
ИК – индукционный каротаж
КС – кажущееся сопротивление
ЛУ – лицензионный участок
ММП - многолетнемерзлые породы
МОГТ – метод общей глубинной точки
НГК – нейтронный гамма-каротаж
НКТ –нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам
ОГ – отражающий горизонт
ОС – опорная скважина
ПО – программное обеспечение
ПРБ – поисково- разведочное бурение
ПС – поляризация самопроизвольная
РФ – Российская Федерация
Скв - скважина
ССК – сейсмостратиграфический комплекс
ТННЦ – Тюменский нефтяной научный центр
УВ – углеводороды
УЭС – удельное электрическое сопротивление

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Агалаков С.Е. О возможной гидратонасыщенности газовой залежи Гыданского месторождения / Агалаков С.Е. // Информ. сборник ВНИИЭГазпром, серия “Передовой производственный и научно-технический опыт”. - 1989. - вып.5. - С.14-17.
2. Агалаков С.Е. Геолого-геофизическая оценка перспектив обнаружения газовых и газогидратных залежей в криолитогидратозоне Севера Западной Сибири : автореф. дис. ... канд. геол. - мин.наук : 25.00.12 / Агалаков Сергей Евгеньевич. - ТюмИИ, Тюмень, 1989. - 19с.
3. Агалаков С.Е., Газоносность сенонских отложений Севера Западной Сибири. / Агалаков С.Е. // Сб. научных трудов. Проблемы нефтегазового комплекса - забота молодых. (23-я научно-техническая конференция молодых ученых), ВНИИГАЗ, Москва, 1990. - С.75-76
4. Агалаков С.Е. Некоторые особенности строения криолитозоны Бованенковского месторождения. Сб. научных трудов / Агалаков С.Е. // Ямал - проблемы развития. Институт проблем освоения Севера СО РАН, Тюмень. - 1993. - С.112-124
5. Агалаков С.Е. Газовые гидраты в туронских отложениях на севере Западной Сибири. / Агалаков С.Е. // Геология нефти и газа. - 1997. - №3. – С.16-21
6. Агалаков С.Е. Ресурсы газа в зонах стабильности газогидратов на севере Западной Сибири. / Агалаков С.Е. // Международная конференция Санкт-Петербург 2010. К Новым открытиям через интеграцию геонаук.
7. Агалаков С.Е. Подмерзлотные пластовые воды высокой минерализации на Тазовском полуострове / Агалаков С.Е., Агалакова Т.Н. // Сб. научных трудов/ Совершенствование методов изучения и оптимального освоения подземных флюидных систем, ЗапСибНИГНИ, Тюмень. - 1991. – С.74-77
8. Агалаков С.Е. Новые объекты поисков в надсенонманских отложениях Западной Сибири. / Агалаков С.Е., Бакуев О.В. // Геология нефти и газа. - 1992. - №11. – С.25-28

9. Агалаков С.Е. Перспективы нефтегазоносности надсеноманских отложений на Большехетском проекте и прилегающих территориях / Агалаков С.Е., Бекирова И.П., Розбаева Г.Л., Дубровина Д.А. // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО (научно-практическая конференция). Под ред. В.А. Волкова. Ханты-Мансийск. - 2015. - С.156-164.
10. Агалаков С.Е. Особенности строения криолитозоны полуострова Ямал. / Агалаков С.Е., Бочкарев В.С., Царев В.П. // Сб. научных трудов. Биоразнообразие Западной Сибири – результаты исследований, Институт проблем освоения Севера СО РАН, Тюмень. - 1996. – С.103-118
11. Агалаков С.Е. Проблема корреляции верхнемеловых отложений (без сеномана) на Севере Западной Сибири. / Агалаков С.Е. Брадучан Ю.В. // Актуальные проблемы нефтегазовых бассейнов. Под редакцией Ю.Н.Карогодина, Изд. центр НГУ, Новосибирск. - 2003. - С.70-80
12. Агалаков С.Е. Соотношение турон-коньяк-сантонских стратиграфических подразделений севера Западной Сибири. / Агалаков С.Е. Брадучан Ю.В // Горные ведомости. - 2004. - № 6. - С.30-38
13. Агалаков С.Е. Геологическое строение надсеноманских резервуаров Западной Сибири. Тезисы докладов научно-практической конференции / Агалаков С.Е., Брадучан Ю.В., Черепанов С.Б. // Малоизученные нефтегазоносные регионы и комплексы России (прогноз нефтегазоносности и перспективы освоения), М.: ВНИГНИ. - 2001. - С.37-39
14. Агалаков С.Е. Кремнистая формация верхнего мела Западной Сибири. / Агалаков С.Е., Кудаманов А.И., Лебедев М.В., Маринов В.А. // Современные проблемы седиментологии в нефтегазовом инжиниринге. Труды 3 Всероссийского совещания, Томск: изд-во ЦППС НД. – 2017. - С.9-14
15. Агалаков С.Е. Предпосылки к пересмотру региональной литофациальной и стратиграфической моделей кузнецовского и ипатовского горизонтов Западной Сибири. / Агалаков С.Е., Кудаманов А.И., Маринов В.А // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО (научно-практическая конференция). Под ред. В.А. Волкова. Ханты-Мансийск. - 2016. - С.245-255.

16. Агалаков С.Е. Фациальная модель верхнего мела Западной Сибири. Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2017. / Агалаков С.Е., Кудаманов А.И., Маринов В.А. // XIII Междунар. науч. конгр., 17–21 апреля 2017 г., Новосибирск, Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология», сб. материалов в 4 т. Т.1. – Новосибирск : СГУГиТ. - 2017. - С.101-105
17. Агалаков С.Е. Верхнемеловые кремнистые отложения – потенциал прироста ресурсов газа Западной Сибири. / Агалаков С.Е., Кудаманов А.И., Маринов В.А. и др. // 8-я международная геолого-геофизическая конференция и выставка «Санкт-Петербург 2018. Инновации в геонауках – время открытий», 9-12 апреля 2018 г., Санкт-Петербург. – 2018. – С.1-6
18. Агалаков С.Е. Геолого-геофизические предпосылки существования газогидратов в туронских отложениях Восточно-Мессояхского месторождения. / Агалаков С.Е., Курчиков А.Р., Бабурин А.Н. // Геология и геофизика. - 2001. - Т.42. - №11-12. - С.1785-1791
19. Агалаков С.Е., Геолого-геофизические предпосылки существования газогидратов в турон-коньякских отложениях Восточно-Мессояхского месторождения. / Агалаков С.Е., Курчиков А.Р., Бабурин А.Н. // Тезисы докладов научно-практической конференции «ГАЗОВЫЕ ГИДРАТЫ В ЭКОСИСТЕМЕ ЗЕМЛИ – 2003». Новосибирск. - 2003. - С.15
20. Agalakov S.E. Upper Cretaceous Siliceous Deposits - Potential Gas Resources Enlargement in Western Siberia / Agalakov S.E., Kudamanov A.I., Marinov V.A. // Conference Proceedings, Saint Petersburg 2018, Apr 2018, Volume 2018, p.1 – 6
21. Агалаков С.Е. Оценка ресурсов газогидратов на Севере Западной Сибири. / Агалаков С.Е., Курчиков А.Р. // Материалы международной конференции «Криосфера нефтегазоносных провинций», Тюмень, 22-29 мая 2004. - С.118
22. Агалаков С.Е. Ресурсы газа в зонах стабильности газогидратов Западной Сибири». / Агалаков С.Е., Курчиков А.Р. // Наука и техника в газовой промышленности. - 2004. - №1-2.– С.26-35

23. Агалаков С.Е. Оценка ресурсов газа в зонах стабильности газогидратов на Севере Западной Сибири». / Агалаков С.Е., Курчиков А.Р. // Материалы научно-технического совещания «Современное состояние газогидратных исследований в мире и практические результаты для газовой промышленности», 29 апреля 2003 г. - М. - С.76-80
24. Агалаков С.Е., Геолого-геофизические предпосылки существования газогидратов в надсеноманских отложениях Западно-Мессояхского и Восточно-Мессояхского месторождений / Агалаков С.Е., Акулова А.С., Дубровина Л.А., Розбаева Г.Л. // Росгеология в поисках новых открытий. Материалы третьей научно-практической конференции Росгеология, Иркут. геофиз. Подразделение. - 2018. - С.3-5.
25. Агалаков С.Е. Макет региональных стратиграфических схем верхнего мела западной Сибири Нового поколения / Агалаков С.Е., Маринов В.А., Кудаманов А.И. // Меловая система России и ближнего зарубежья : проблемы стратиграфии и палеогеографии. Сб. научн. трудов. Белгород: Белгородский гос. ун-т. 2018. - С. 21-24.
26. Агалаков С.Е. Оценка перспектив поисков газогидратных залежей Западной Сибири. Сб. научных трудов Агалаков С.Е., Мишульский М.И., Ненахов В.А // Перспективы нефтегазоносности отложений Западной Сибири, ЗапСибНИГНИ. - 1989. – С.22-27
27. Агалаков С.Е. Газогидратное районирование Западной Сибири. / Агалаков С.Е., Ненахов В.А // Тезисы докладов I Всесоюзной конференции «Геодинамические основы прогнозирования нефтегазоносности недр». М. - 1988. - С.438-439
28. Агалаков С.Е. Некоторые особенности ведения геологоразведочных работ в районах Севера. / Агалаков С.Е., Ненахов В.А. – Деп. в ВНИИЭГазпром, 1989, №1159-гз89. - 22с.
29. Агалаков С.Е. Промыслово-геофизические характеристики геологического разреза криолитогидратозоны Западной Сибири / Агалаков С.Е., Ненахов В.А //

- Сб. научных трудов. Ресурсы нетрадиционного газового сырья и проблемы его освоения. Л.: ВНИГРИ. - 1990. - С.228-236.
30. Агалаков С.Е. Возможности методов промысловой геофизики для выделения мерзлых и гидратонасыщенных интервалов криолитогидратозоны Западной Сибири. / Агалаков С.Е., Ненахов В.А., Царев В.П. - Деп. в ВНИИЭГазпром, №1112-гз88, 1988. - 37 с.
31. Агалаков С.Е. Газоносность надсеноманских отложений Западной Сибири / Агалаков С.Е. Новоселова М.Ю. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2019. - № 4. - С.10-23.
32. Агалаков С.Е. Современный этап геолого-разведочных работ в пределах Среднемессояхского вала / Агалаков С.Е., Потапова Е.А., Дубровина Л.А., Волков В.М., Обласова Л.В., Розбаева Г.Л., Невидимова А.Ф., Маринов В.А., Глущенко Н.А., Севрюков Д.А. // Сборник труды ТННЦ. - 2018. - №4. – С.84-93
33. Агалаков С.Е. Исследование нетрадиционных резервуаров в верхнемеловых отложениях Севера Западной Сибири. / Агалаков С.Е., Розбаева Г.Л. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. - №6. - С.35-39
34. Агалаков С.Е. Оценка ресурсов газа в опоках березовской свиты на Севере Западной Сибири. / Агалаков С.Е., Стариков В.А. // Геология и геофизика. – 2003. - т.44. - №6. - С.511-516
35. Агалаков С.Е. 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». - 2016. - №4. – С.28-35
36. Агалаков С.Е. Генетические особенности скопления углеводородов криолитогазогидратных зонах и методы оценки характера насыщения продуктивных горизонтов. / Агалаков С.Е., Царев В.П., Агалакова Т.Н. // Сб. научных трудов. Западная Сибирь - проблемы развития. Институт проблем освоения Севера СО РАН, Тюмень. – 1994. – С.112-124

37. Аксельрод С.М. Геофизические методы разведки и оценки месторождений газогидратов. / Аксельрод С.М. // Каротажник. - № 104
38. Александров Д.К. Мезозой низовьев р. Енисей. Материалы по геологии и угленосности Западного Таймыра. / Александров Д.К. // Тр. Арктического института. - 1939. - т.121
39. Амон Э.О. К биостратиграфии морских верхнемеловых отложений Среднего и Южного Зауралья по фораминиферам и радиоляриям. / Амон Э.О., Папулов Г.Н. // Решения и труды межведомственного совещания по доработке и уточнению унифицированной и корреляционной стратиграфических схем Западно-Сибирской низменности. Часть II-Тюмень: ЗапСибНИГНИ. – 1970. – С.184-192.
40. Ан В.В. Тепловое состояние криолитозоны Западной Сибири при воздействии климатических, геодинамических и техногенных факторов. / Ан В.В., Девяткин В.Н. // Итоги фундаментальных исследований криосферы Земли в Арктике и Субарктике. Новосибирск: Наука. – 1997. - С. 69-78.
41. Аргентовский Л.Ю. Особенности осадконакопления отложений ганькинской свиты. / Аргентовский Л.Ю. // Тр. ЗапСибНИГНИ, Тюмень. – 1975. - вып.101. - С.83-90.
42. Атлас литолого-палеогеографических карт юрского и мелового периодов Западно-Сибирской равнины. / Под ред. И.И. Нестерова, Тюмень : ЗапсибНИГНИ. – 1976. – 86 с.
43. Арэ Ф.Э. Криопэги в низовьях реки Юрибей на Ямале / Арэ Ф.Э., Боровинова Н.А., Слепышев В.Э. // В кн.: Линейные сооружения на вечномерзлых грунтах. - М., Наука. – 1990. – С.60-66.
44. Бакуев, О.В. Перспективы нефтегазоносности березовской свиты на территории ХМАО и сопредельных районов / О.В. Бакуев // Вестник недропользователя ХМАО. – 2002. – № 11. – С.30-37.
45. Бакуев О.В. Прогноз залежей нефти и газа в мезозойских отложениях основных районов Западной Сибири: автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук : 25.00.12 / Бакуев Олег Вениаминович. - Спб., 2003. - 26 с.

46. Балобаев В.Т. Глубокое промерзание и динамика теплового поля верхней части земной коры Западной Сибири. / Балобаев В.Т., Левченко А.И. // Нефтегеологические интерпретации теплового режима недр Западной Сибири, Тюмень. - 1988. - С.31-41.
47. Баркан Е.С. Оценка ресурсов газа в зонах возможного гидратообразования. / Баркан Е.С., Воронов А.Н. // Советская геология. – 1983. - №8. – С.26-29.
48. Басниев К.С. Перспективы освоения ресурсов газогидратных месторождений / Басниев К.С., Сухоносенко А.Л. // Газовая Промышленность. - 2010. - №1(641). - С.22-23
49. Баулин В.В. Многолетнемерзлые породы нефтегазоносных районов СССР. / Баулин В.В. - М.: Недра. - 1985. – 176с.
50. Баулин В.В. Основные этапы истории развития многолетнемерзлых пород на территории Западно-Сибирской низменности. / Баулин В.В. // Очерки региональной и исторической криологии М.: АН СССР. – 1962. – том XIX. – С.5-18
51. Беньяминович А.Э. Влияние кристаллогидратов газа на промыслово-геофизическую характеристику продуктивных пластов Мессояхского месторождения / Беньяминович А.Э. // Эксплуатация Газовых скважин. - М.: ВНИИОЭНГ. – 1972. – С.27-32.
52. Беньяминович А.Э. Возможности методов промысловой геофизики при изучении газогидратных месторождений. / Беньяминович А.Э. // Поиски и оценка ресурсов газа в газогидратных залежах. Якутск. - 1977. - С.69-86.
53. Бочкарев В.С. Геотектонические и региональные структуры в тепловом поле Западной Сибири. / Бочкарев В.С. // Нефтегеологические интерпретации теплового режима недр Западной Сибири, Тюмень. - 1988. - С. 66-76.
54. Брадучан Ю.В. Стратиграфия турон-сантонских отложений восточной половины Западной Сибири / Брадучан Ю.В. // Материалы региональной

конференции геологов Сибири, Дальнего Востока и северо-востока России, Томск 2000. - т.2. - С.366-367

55. Бро Е.Г. Предпосылки к существованию в Енисей-Хатангском прогибе промышленных залежей газа, экранированных многолетнемерзлыми породами. / Бро Е.Г. // Геология и полезные ископаемые Норильского района. Норильск. - 1971. – С.287-268.

56. Бузулуцков Ф.С. Литология мезозоя и кайнозоя Западно-Сибирской низменности. / Бузулуцков Ф.С., Гурова Т.И., Коробейникова Л.И. - М.: 1957. - 187с.

57. Булатова З.И. Зональное расчленение по фораминиферам турон-сантонских отложений в низовьях р. Таза. / Булатова З.И. // Материалы по стратиграфии и палеонтологии Сибири. - 1967. - С.111-120.

58. Булынникова А. А. Основные типы разреза верхнего мела Западно-Сибирской равнины / Булынникова А.А., Кулахметов Н.Х., Мишульский М.И., Слепцов В.Т. // Тр. ЗапСибНИГНИ Основные типы разрезов мезозойско-кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины, Тюмень. - 1977. – вып.121. - С. 83-87.

59. Булынникова А.А. К границе сеноманского и туронского ярусов. Верхний отдел. / Булынникова А.А., Киприянова Ф.В. // Стратиграфо - палеонтологическая основа детальной корреляции нефтегазоносных отложений Западно-Сибирской низменности. Под ред. И.В. Лебедева. Тюмень. - 1972. - Вып.48. – С.200-207.

60. Булынникова А.А. Верхний отдел. / Булынникова А.А., Трандафилова Е.Ф. // Стратиграфо-палеонтологическая основа детальной корреляции нефтегазоносных отложений Западно-Сибирской низменности. Под ред. И.В. Лебедева. Тюмень. - 1972. Вып.48. - С.84-95.

61. Быков И.Ю. Бурение скважин н воду в северных районах. / Быков И.Ю., Дмитриев В.Д. – Л.: Недра. – 1981. – 128 с.

62. Васильев В.Г. Проблема нефтеносности Западно-Сибирской низменности. / Васильев В.Г. // Нефтяное хозяйство, 1937. - №6

63. Васильев В.Г. Геологическое строение северо-западной части Западно-Сибирской низменности и ее нефтегазоносность. / Васильев В.Г. - Гостоптехиздат, 1946. - 152с.
64. Васильев В.Г. Свойство природных газов, находящихся в земной коре в твердом состоянии, образовывать газогидратные залежи / Васильев В.Г., Макогон Ю.Ф., Требин Ф.А., Трофимук А.А., Черский Н.В. // сб. «Открытия, изобретения и товарные знаки», М.: Наука. - 1970. - №10. - С.3-5
65. Виноградов А.П. Атлас литолого-палеогеографических карт СССР /Бронов А.Б., Верещагин В.Н., Виноградов А.П. – ред / Том 3. Триасовый, юрский и меловой период. - М.: Аэрогеологический трест. - 1968. - 80с
66. Володько Б.В. О возможности определения по данным метода самопроизвольной поляризации мощности мерзлых терригенных толщ / Володько Б.В. // Инженерное мерзлотоведение, Новосибирск.: Наука. - 1979. - 208 с.
67. Галеркина С.Г. Стратиграфия верхнемеловых отложений севера Западной Сибири. / Галеркина С.Г., Алексейчик-Мицкевич Л.С. Козлова Г.Э., Стрельникова Н.И. // Советская геология. – 1982. - №12. - С.77-95.
68. Геокриология СССР. Средняя Сибирь. / Под ред. Э.Д.Ершова. - М.: Недра, 1989. - 414с.
69. Гурари Ф.Г. Карта прогнозов нефтегазоносности мезозойских отложений Западно-Сибирской низменности. / Гурари Ф.Г., Конторович А.Э., Нестеров И.И., Ростовцев Н.Н. // Геологическое строение и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности - М.: Недра. - 1965. - Вып.1. - С.192-217.
70. Генералов П.П. Плиоцен и эоплейстоцен района Мыс Каменный - Новый Порт-Ямбург. / Генералов П.П. // Сб. научных трудов. ЗапСибНИГНИ, Тюмень. - 1992.
71. Геокриология СССР. Западная Сибирь / Под ред. Э.Д.Ершова. - М.: Недра, 1989. - 454с.
72. Конторович А. Э. Геология нефти и газа Западной Сибири. / А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов и др. - М.: Недра, 1975. - 679 с.

73. Гершаник Б.А. О распределении поля значений кажущегося сопротивления репера “С” на Уренгойской и Русской площадях. / Гершаник Б.А., Митьков Л.Г. // Труды ЗапСибНИГНИ, Тюмень, 1975. - вып.105. – С.138-143.
74. Гидрогеология Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна и особенности формирования залежей углеводородов. / М.: Недра. - 1985. - 279с
75. Гинзбург Г.Д. Субмаринные газовые гидраты / Гинзбург Г.Д., Соловьев В.А. - С.-Петербург: ВНИИОкеангеология. – 1994. - 199 с.
76. Гинзбург Г.Д. О гидратонасыщенности Мессояхского газового месторождения. / Гинзбург Г.Д., Борисов В.В., Новожилов А.А. // Ресурсы нетрадиционного газового сырья и проблемы его освоения. - Л.: ВНИИГРИ. - 1990. – С.211-223.
77. Гинзбург Г.Д. Присутствуют ли природные газовые гидраты в сеноманской залежи Мессояхского газового месторождения? / Гинзбург Г.Д., Новожилов А.А., Дучков А.Д. Прасолов Э.М., Коллет Т.С. // Геология и геофизика. - 2000. - т.41. - № 8. – С.1165-1177.
78. Глушаков Б.Я. Методические приемы интерпретации нижнеберезовских отложений (пласт НБ1) на месторождениях центральной части Западной Сибири (в пределах ЯНАО) / Глушаков Б.Я., Шишканова Л.В., Машьянов В.В. // Горные ведомости. - 2014. - №3. - С.76-81
79. Глухов Т.В. Фациальное районирование верхнемеловых (без сеномана) отложений Западной Сибири / Глухов Т.В., Агалаков С.Е., Маринов В.А. // Материалы четвертой научно-практической конференции «Росгеология в поисках новых открытий». Иркутск.: Изд-во «Оттиск». – 2019. - С.10.
80. 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.
81. Глухов Т.В. Палеогеография Западной Сибири в позднемеловое время. Литология осадочных комплексов Евразии и шельфовых областей / Глухов Т.В., Кудаманов А.И., Агалаков С.Е. // Материалы IX Всероссийского литологического

совещания (с международным участием). – Казань. - Издательство Казанского университета. - 2019. - С.100.

82. Гурари Ф.Г. О седельниковской свите в верхнемеловых отложениях Западно-Сибирской низменности / Гурари Ф.Г. // Решения и труды межведомственного совещания по доработке и уточнению унифицированной и корреляционной стратиграфических схем Западно-Сибирской низменности. Часть 2, Тюмень.: ЗапСибНИГНИ. – 1970. - С.50-52.

83. Девяткин, В. Н. Тепловой поток криолитозоны Сибири : автореферат дис. ... доктора геолого-минералогических наук : 04.00.07 / Девяткин Владимир Николаевич. - М., 1997. - 39 с.

84. Девяткин В.Н.. Тепловой поток криолитозоны Сибири. / Девяткин В.Н. – Новосибирск: Наука. - 1993. - 165 с.

85. Деревскова Н.А. Закономерности изменения литологического состава пильской свиты о. Сахалин в связи с перспективами добычи нефти из кремнистых отложений / Деревскова Н.А., Кравченко Т.И., Лыкова С.Б., Дряблов С.В., // Научно-технический вестник ОАО «НК Роснефть». 2014. - № 4. - С.34-40

86. 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.

87. Дорошенко А.А. Характеристика пустотного пространства опок сенонских отложений севера Западной Сибири / Дорошенко А.А., Карымова Я.О. // Нефть газ экспозиция. - №6(59). - 2017. - С.23-27

88. Дучков А.Д. Температура, криолитозона и радиогенная теплогенерация в земной коре Северной Азии. / Дучков А.Д., Балобаев В.Т., Володько Б.В. и др. // Новосибирск: РАН, Сиб.отделение, Объед. ин-т геологии, геофизики и минералогии. - 1994. - 141 с.

89. Дучков А.Д. Геотермическая модель криолитозоны Западной Сибири. / Дучков А.Д., Балобаев В.Т., Девяткин В.Н., Ан В.В., Соколова Л.С. // Геология и геофизика. - 1995. – т.36. - №8. – С.72-81.

90. Дучков А.Д. Тепловое поле недр Сибири. / Дучков А.Д., Курчиков А.Р., Лысак С.В., Балобаев В.Т. и др. - Новосибирск.: Наука, 1987. -196с.
91. Дучков А.Д. / Оценка возможности захоронения углекислого газа в криолитозоне Западной Сибири. / Дучков А.Д., Соколова Л.С., Аюнов Д.Е., Пермяков М.Е. // Криосфера Земли, 2009. - Т. XIII. - №4. – С.62–68
92. Евсеев Г.П. Перспективы нефтегазоносности верхнемеловых (без сеномана) и кайнозойских отложений Западной Сибири. / Евсеев Г.П., Кругликов Н.М., Кузин И.Л., Яковлев О.Н. // тр. ВНИГРИ, Л. - 1974. - вып.352. – С.103-121.
93. Елогуйская и Туруханская опорные скважины (Красноярский край) / Труды ЗапСибНИГНИ, Тюмень. – 1973. - Вып.68. - 182с.
94. Ермилов О.М. Особенности геологического строения и разработки уникальных залежей газа крайнего севера Западной Сибири / Ермилов О.М., Карогодин Ю.Н., Конторович А.Э., Тер-Саакян Ю.Г. и др. // Новосибирск: СО РАН. - 2004. - 139 с
95. Захаров В.А. Стратиграфия верхнемеловых отложений Северной Сибири (разрез по р. Янгоде) / Захаров В.А., Бейзель А.Л. и др. // Новосибирск: ИГиГ СО АН СССР. - 1986. - 82 с.
96. Захаров, В.А. Открытие морского сеномана на севере Западной Сибири / В.А. Захаров, А.Л. Байзель, В.П. Похилайнен // Геология и геофизика. – 1989. – №6. – С. 10-13.
97. Захаров В.А. Новое в стратиграфии верхнего мела Северной Сибири. / Захаров В.А., Бейзель А.Л., Лебедева Н.К., Хоментовский О.В. // Материалы научной-конференции. Актуальные вопросы геологии и географии Сибири. Томск: ТГУ. - 1998. - Т.1. - С.213-215.
98. Захаров В.А. Бореальный зональный стратотип и биостратиграфия мезозоя Сибири / Захаров В.А., Богомоллов Ю.И., Ильина В.И., Константинов А.Г., Курушин Н.И., Лебедева Н.К., Меледина С.В., Никитенко Б.Л., Соболев Е.С., Шурыгин Б.Н. // Геология и геофизика. - 1997. - т. 38. - №5. – С.99-128.

99. Захаров В.А. 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.
100. Захаров В.А. Альбский ярус в Западной Сибири. / Захаров В.А., Маринов В.А., Агалаков С.Е. // Геология и геофизика. - 2000. - т.41. - №6. – С.769-791
101. Захаров В.А. Свидетельства эвстатики Мирового океана в верхнем мелу на севере Сибири. / Захаров В.А., Бейзель А.Л., Лебедева Н.К., Хоментовский О.В. // Геология и геофизика. - 1991. - №8. - С.8-15.
102. Ильин А.В. Газогидраты севера Тюменской области как новый объект изучения геофизическими методами : дис. канд. геол.-мин. наук: 25.00.12 / Ильин Алексей Владимирович. - Екатеринбург, 2012. - 220 с.
103. Ирбэ Н.А. Выделение мерзлых пород и приуроченных к ним флюидов на территории Западной Сибири методами промысловой геофизики. / Ирбэ Н.А. // Доклады и сообщения на Второй Международной конференции по мерзлотоведению, Якутск. – 1973. - вып.6. – С.71-80.
104. Ирбэ Н.А. Особенности интерпретации промыслово-геофизических материалов в низкотемпературном разрезе Западной Сибири на этапе поисково-разведочных работ. / Ирбэ Н.А. // М.: Недра, 1974.- вып.65. –С.98-120.
105. Истомин В.А. Газовые гидраты в природных условиях. / Истомин В.А., Якушев В.С. // М.: Недра. - 1992 236 с.
106. 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.
107. 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.
108. Карогодин Ю.Н. Стратиграфия меловых отложений тазовского газоносного района. / Карогодин Ю.Н., Кулахметов Н.Х., Пуртова С.И. // Труды ЗапСибНИГНИ, Тюмень. - 1967. - вып.7. - С.129-139

109. Карогодин, Ю.Н. Седиментационная цикличность / Ю.Н. Карогодин - М.: Недра. - 1980. – 242 с.
110. Карогодин Ю.Н. Системно-стратиграфическая модель верхнемеловых отложений (без сеномана) Западной Сибири. / Карогодин Ю.Н. // Актуальные проблемы нефтегазоносных бассейнов, под редакцией Ю.Н.Карогодина, Новосибирск: Изд.центр НГУ. - 2003. - С.70-80
111. Карнюшина Е.Е. Оценка катагенеза при литологических исследованиях нефтегазоносных бассейнов. / Карнюшина Е.Е. - М. – 1986. - 49 с.
112. Карымова, Я.О. Трециноватость опок сенона севера Западной Сибири / Карымова, Я.О. // Материалы и доклады XI научно-практической конференции молодых ученых и специалистов «Салмановские чтения» 30-31 марта 2017 г. Тюмень: Сибирский научно-аналитический центр. - 2017. - С.88-93.
113. Каталог стратиграфических разбивок. Под редакцией Н.Н. Ростовцева и А.А. Булынниковой. Тюмень, 1972.
114. Киприянова Ф.В. К границе сеноманского и туронского ярусов. Верхний отдел. / Киприянова Ф.В. // Стратиграфо-палеонтологическая основа детальной корреляции нефтегазоносных отложений Западно-Сибирской низменности. Под ред. И.В. Лебедева. Тюмень. - 1972. - Вып.4. – С.208-212.
115. Киприянова Ф.В. Биостратиграфия верхнего мела Западной Сибири. / Киприянова Ф.В // Биостратиграфия осадочного чехла Западно-Сибирской равнины. Сб. научн. трудов. Тюмень, ЗапСибНИГНИ. – 1989. – С.115-127.
116. Киприянова Ф.В. Еще раз к вопросу о сантонском ярусе Зауралья. / Киприянова Ф.В. // Биостратиграфическая характеристика юрских и меловых нефтегазоносных отложений Западной Сибири. Сб. научн. трудов. Тюмень, ЗапСибНИГНИ. – 1989. - вып.119. –С.49-54.
117. Клейменов В.Ф. Возможности выявления газогидратных и подгидратных залежей углеводородов. / Клейменов В.Ф., Размышляев А.А., Астафьев Д.А. // Геология нефти и газа. - 1992.- № 3 – С.20-23

118. Конторович А.Э. Новые данные по литологии и геохимии мезозойских отложений Западно-Сибирской низменности в связи с палеогеографией / Конторович А.Э., Прозорович Г.Э. // Геология и геофизика. 1963. - №3. - С.73-80.
119. Конторович А.Э. Масштабы образования углеводородных газов в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. / Конторович А.Э., Рогозина Е.А. // Геология и нефтегазоносность юго-востока Западно-Сибирской плиты. Труды Сиб. науч.-исслед. ин-та геол., геофиз. и минер. сырья. Новосибирск, изд. СНИИГГиМС. – 1967. – С.13-25
120. Конторович А.Э. Тектоника осадочного чехла Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. / Конторович А.Э., Беляев С.Ю., Агалаков С.Е. и др. // Тезисы на XXXI тектоническое совещание. Тектоника неогена: общие и региональные аспекты, М., 2001, 30.01-02.02.
121. Конторович А.Э. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде. / Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А. и др. // Геология и геофизика, 2014. - т.55. - № 5-6. – С.745-776.
122. Кострюков М.И. Стратификация палеогеновых отложений центрального и северного районов Западно-Сибирской равнины по материалам радиоактивного каротажа. / Кострюков М.И., Кулахметов Н.Х., Мишульский М.И. // Труды ЗапСибНИГНИ. - 1973. - вып.73. – С.51-59.
123. Кудаманов А.И. К вопросу об условиях седиментации кампана (верхний мел) Западной Сибири / Кудаманов А.И., Агалаков С.Е., Маринов В.А., Новоселова М.Ю., Глухов Т.В. // Сетевое научное издание «Нефтяная провинция». – 2018. - № 4(16). - С. 38-54
124. Кругликов Н.М., Кузин И.Л. Выходы глубинного газа на Уренгойском месторождении. Труды ЗапСибНИГНИ, вып. 73, 1973.
125. Кудаманов А.И. Хэяхинская пачка опок и перекрывающие кремнисто-глинистые отложения (верхний мел, Западная Сибирь). Особенности строения / А.И. Кудаманов, Т.М. Карих, С.Е. Агалаков, В.А. Маринов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2019. - №11. - С.21-30

126. Кудаманов А.И. К вопросу о турон-раннеконьякском осадконакоплении в пределах Западно-Сибирской плиты. / Кудаманов А.И., Агалаков С.Е., Маринов В.А. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2018. - № 7. - С.19-26
127. Кудаманов А.И. Трансгрессивно-регрессивный характер осадконакопления в коньяк-сантонских отложениях верхнего мела в Западной Сибири. / Кудаманов А.И., Агалаков С.Е., Маринов В.А. // Нефтяное хозяйство 2018 - №7. – С.58-63
128. Корнев В.А. Прогнозирование объектов для поисков залежей углеводородного сырья по сейсмогеологическим данным (на примере осадочного чехла Западной Сибири). / Корнев В.А., Тюмень: ТюмГНГУ. – 2000. - 374 с.
129. Кунин Н.Я. Современное состояние сейсмостратиграфии и проблемы ее использования при изучении нефтегазоносности Западной Сибири. / Сейсмостратиграфические исследования при поисках месторожд. нефти и газа / Кунин Н.Я. // Сборник докладов. Алма-Ата: Наука, 1988. - С.139-156.
130. Кузнецова В.Н. Условия формирования продуктивных комплексов мезозоя Енисей-Хатангского регионального прогиба. / Кузнецова В.Н., Рояк Р.С., Чернова Л.С. // Новые данные по стратиграфии и палеонтографии нефтегазоносных бассейнов Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС. – 1983. – С.17-25.
131. Кулахметов Н.Х. Стратиграфия верхнемеловых отложений Тазовского нефтегазоносного района. / Кулахметов Н.Х. // Тр. ЗапСибНИГНИ. Материалы по геологии и нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности. Под ред. И.И.Нестерова и Л.И.Ровнина. М.: Недра. - 1967. - Вып.5. - С.50-61.
132. Кулахметов Н.Х. Стратиграфическое расчленение палеогеновых отложений центральной части севера Западно-Сибирской низменности по данным радиоактивного каротажа. / Кулахметов Н.Х. // Труды ЗапСибНИГНИ, 1972. - вып.58. - С.40-47
133. 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.

134. Кулахметов Н.Х. Кислухин В.И. К вопросу о перспективах нефтегазоносности верхнемеловых отложений северо-востока Западно-Сибирской низменности западной части Енисей-Хатангского прогиба. / Кулахметов Н.Х. Кислухин В.И. // Новые материалы по геологии и нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности. Тюмень. Труды ЗапСибНИГНИ. - 1972. - вып.58. - С.151-154
135. Кулахметов Н.Х. Новая нефтегазоносная толща в разрезе верхнего мела севера Западной Сибири. / Кулахметов Н.Х., Левинзон И.Л., Никулин Б.В. // Актуальные вопросы геологии и географии Сибири. Материалы научн. конф. Том 1, Томск: ТГУ. – 1998. - С.88-91
136. Кулахметов Н.Х. Часельская свита (верхний коньяк - кампан). / Кулахметов Н.Х., Мишульский М.И. // труды ЗапСибНИГНИ, Тюмень. - 1977. - вып.121
137. Кулахметов Н.Х. О возможности прорыва мерзлой толщи газом на северных месторождениях. / Кулахметов Н.Х., Острый Г.Б. // Труды Гипротюменьнефтегаза, Тюмень. – 1968. - №6. – С.133-139.
138. Курчиков А.Р. Гидрохимическая зональность юрских и меловых отложений Западно-Сибирского бассейна. / Курчиков А.Р., Конторович А.Э., Плавник А.Г. Ставицкий Б.П. // Геология и геофизика, 2004. - т.45. - №7. - С.826-832
139. Курчиков А.Р. Оценка возможности поиска залежей гидратов природного газа по геотермическим данным. / Курчиков А.Р. // Тюмень, Тр. ЗапСибНИГНИ, 1984. - вып.191. – С.65-76.
140. Курчиков А.Р. Температурный режим верхней части разреза Севера Западной Сибири. / Курчиков А.Р., Агалаков С.Е. // Материалы международной конференции «Криосфера нефтегазоносных провинций», Тюмень, Россия, 22-29 мая 2004. - С.38.
141. Курчиков А.Р. Мощность многолетнемерзлых пород (ММП) и геотермический режим верхней части разреза Севера Западной Сибири. / Курчиков А.Р. Агалаков С.Е., // Горные ведомости. - 2004. - № 4. - С. 21-37.

142. Курчиков А.Р. Тепловой режим нефтегазоносных областей Западной Сибири : автореф. дис. ... доктора геол.-мин. наук: 04.00.17 / Курчиков Аркадий Романович. - Новосибирск, 1995. - 61 с.
143. Леонов С.А. Перспективы гидратоносности надсеноманских отложений севера Западной Сибири: автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук: 25.00.12 / Леонов Сергей Анатольевич. - М., 2010. - 24 с.
144. Лебедева Н.К. Палиностратиграфия и строение разреза верхнего мела по скв. 113 Южно-Русской площади (Пур-Тазовское междуречье, Западная Сибирь). / Лебедева Н.К., Агалаков С.Е., Бейзель А.Л. // Новости палеонтологии и стратиграфии, Приложение к журналу "Геология и геофизика, 2004, вып.6-7. - т.45. – С.191-207.
145. Лисицын, А.П. Процессы океанской седиментации / А.П. Лисицын // М.: Наука, 1978. – 392 с.
146. Лобова Г.А. Фораминиферовые комплексы верхнемеловых отложений центральной части Западной Сибири. / Лобова Г.А., Попов С.А. // Вестник Югорского государственного университета. 2008. Вып.1(8). - С.69-77
147. Макогон Ю.Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование. / Макогон Ю.Ф. // М.: Недра. - 1985. - 231с.
148. Макогон, Ю.Ф. Газогидраты. История изучения и перспективы освоения / Ю.Ф. Макогон // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. – 2010. – №2. – С. 5-21.
149. Макогон, Ю.Ф. Природные газовые гидраты: распространение, модели образования, ресурсы / Ю.Ф. Макогон // Российский химический журнал. – 2003. – Т.48 – №3. – С.70-79.
150. Максимова С.В. Биогенные силициты – показатель активизации глубинных разломов / С.В. Максимова // Бюл. МОИП. Отд. геол. – 1978 – Т. 53. – №6. – С. 152-161.
151. Маринов В.А. Слои с фораминиферами в разрезе коньякского яруса северо-западных районов Западной Сибири / Маринов В.А., Хоментовский О.В. // Бюлл. МОИП, 2004. - т.79. - вып.2. - С.40-47.

152. Маринов В.А. Условия формирования дорожковской свиты (верхний мел, турон, Западная Сибирь) / Маринов В.А. Агалаков С.Е., Косенко И.Н. и др. // Современные проблемы седиментологии в нефтегазовом инжиниринге. Труды 3 Всероссийского совещания, Томск: изд-во ЦППС НД. - 2017. - С.101-107
153. Маринов В.А. Стратиграфия нижнего и среднего турона (верхний мел) Приенисейской (левобережной) части Западной Сибири по иноцерамам и фораминиферам / Маринов В.А., Агалаков С.Е., Косенко И.Н., Урман О.С., Потапова Е.А., Розбаева Г.Л. // Стратиграфия. Геологическая корреляция, 2018. - Т.28. – С.40-58.
154. Маринов В.А. Условия формирования песчаных пластов уватского горизонта (верхний мел) северных районов Западной Сибири / Маринов В.А. Нехаев А.Ю. // Материалы международного научного конгресса Интерэкспо Гео-Сибирь. Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология. 2018. - Т.1. С.159-167
155. Маринов В.А. Характеристика пограничных юрско-меловых отложений Большехетской структурной террасы (Западная Сибирь). / Маринов В.А., Кислухин И.В., Меркулов В.П., Бекирова И.П., Игольников А.Е., Агалаков С.Е. // Меловая система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и палеогеографии. Сб. научн. трудов. Белгород: Белгородский гос. ун-т. - 2018. – С.178-182
156. Маринов В.А. Стратиграфия верхнемеловых отложений северо-восточных районов Западной Сибири. / Маринов В.А., Валащик И., Глухов Т.В., Новоселова М.Ю. // Меловая система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и палеогеографии. Сб. научн. трудов. Белгород: Белгородский гос. ун-т. - 2018. - С.173-177
157. Маркушина О.С. Проблема прогноза нефтегазоносности газсалинской пачки (турон, Западная Сибирь) / Маркушина О.С. // Проблемы развития нефтяной промышленности. Тюмень. 2003. - Ч.1. - С.100-108

158. Мельников П.И. О генерации углеводородов в толщах многолетнемерзлых пород. / Мельников П.И., Мельников В.П., Царев В.П. и др. // Изв. АН СССР, сер. Геология, 1988. - № 2. – С.5-8.
159. 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.
160. Методические рекомендации по проведению исследований и интерпретации данных нейтронного каротажа с серийной аппаратурой РК (с комплектом палеток) / ВНИИЯГГ; сост. Я.Н.Басин, Ю.В.Тюхаев. - М., 1979.
161. Методические указания по проведению плотностного гамма-гамма-каротажа в нефтяных и газовых скважинах аппаратурой СГП2-АГАТ и обработке получаемых результатов. / ВНИГИК; сост.: Р.Т.Хаматдинов, А.Ф.Зотов, Ф.Х.Еникеева. - Калинин, 1988.
162. Муравьев, В.И. Вопросы абиогенного осадочного кремненакопления / В.И. Муравьев // Происхождение и практическое использование кремнистых пород – М: Наука. - 1987. – С.86-96
163. Муравьев В.И. О генезисе опок / В.И. Муравьев // Литология и полезные ископаемые. – 1973. – № 4 – С. 94-105.
164. 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.
165. 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.
166. Муравьев, В.И. Минеральные парагенезы глауконитово-кремнистых формаций / В.И. Муравьев. // Тр. ГИН АН СССР, Вып. 360 - М.: Наука. - 1983. – 208 с.
167. Мясникова Г.П. Методика оценки перспективных запасов. / Мясникова Г.П. // Труды ЗапСибНИГНИ. Тюмень, 1972. - Вып. - 53. - С.129-165

168. 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.
169. Нежданов А. А. Региональная литмостратиграфическая схема мезозоя и кайнозоя Западной Сибири и основные закономерности размещения неантиклинальных ловушек углеводородов Нежданов А. А., Огибенин В. В., Куренко М. И. и др. // Литмологические закономерности размещения резервуаров и залежей углеводородов. Новосибирск: Наука. – 1990. – С.80–108.
170. Нежданов, А.А. Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири для целей прогноза и картирования неантиклинальных ловушек и залежей УВ: дис. ... д-ра геол.-мин. наук: 25.00.12 / Нежданов Алексей Алексеевич. – Тюмень, 2004. – 458 с.
171. Нежданов А.А. Разведочная геофизика. / Нежданов А.А // М., МГП «Геоинформмарк», (часть I, II). - 1992. - 99с., 101с.
172. Нежданов А.А. Строение и перспективы газоносности сенонских отложений на севере Западной Сибири. / Нежданов А.А. Огибенин В.В., Скрылев С.А. // Газовая промышленность. Спецвыпуск. Нетрадиционные ресурсы газа. – 2012. - №676. – С.32-37.
173. Нежданов А.А. Определение подсчетных параметров сенонских газовых залежей помощью гравитационного каротажа / Нежданов А.А., Пережогин А.С., Польшин И.И. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2016. - № 5. - С.8-14
174. Нелепченко О.М. Литолого-стратиграфическое расчленение отложений палеогена и верхнего мела новыми методами каротажа. / Нелепченко О.М. // Нефть и газ Тюмени, , 1969. - №2.
175. Немченко Н.Н. Происхождение газовых залежей севера Западной Сибири. / Немченко Н.Н., Ровенская О.С., Шоэлл М. // Геология нефти и газа. – 1999.- № 1-2.

176. Ненахов В.А. Исследование особенностей разработки газогидратных месторождений с целью повышения газоотдачи пласта: автореф. дис. ... канд. техн. Наук: 05.15.06 / Ненахов Валерий Анатольевич. - М., 1982. - 20 с.
177. Нестеров. И.И. Критерии прогнозов нефтегазоносности. / Нестеров. И.И. // Труды ЗапСибНИГНИ - М.: Недра. - 1969. - вып.15. – 335с.
178. Нестеров И.И. Пути совершенствования основных стратиграфических подразделений мезозоя Западной Сибири. / Нестеров И.И., Кулахметов Н.Х., Бочкарев В.С., Брадучан Ю.В. // Выделение и корреляция основных стратонев мезозоя Западной Сибири. Тюмень, Тр. ЗапСибНИГНИ, 1984. - Вып.188. - С.5-10.
179. Нестеров И.И. Корреляция и индексация продуктивных пластов мезозоя Западной Сибири. / Нестеров И.И., Кулахметов Н.Х., Высоцкий В.Н., Хафизов Ф.З. // Геология нефти и газа. 1987. - № 3. – С.55-58.
180. Нестеров И.И. Соотношение современных и максимальных палеотемператур в осадочном чехле Западно-Сибирской плиты / Нестеров И.И., Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П. // Известия академии наук СССР. Серия геологическая М. – 1982. – С.112-119
181. Нестеров И.И. Методы построения карт распределения потенциальных и перспективных ресурсов нефти, газа и конденсата. / Нестеров И.И., Потеряева В.В., Рыльков А.В. и др. – М.: Недра, 1975. – С.184.
182. Нестеров, И.И. Нефтегазоносность глинистых пород Западной Сибири / Нестеров, И.И. Ушатинский И.Н, Малыхин А.Я. - М.: Недра, 1987. – 256 с.
183. Нетрадиционные источники углеводородного сырья / Е.С. Баркан, В.М. Безруков, Г.Д. Гинзбург и др.; Под ред. В.П. Якуцени. - М.: Недра, Мин-во геол. СССР, Всесоюз. Нефт. Науч.-исслед. Геол.-развед. ин-т. -1989. - 223 с.
184. 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
185. Рудкевич М.Я. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна /М.Я.Рудкевич, Л.С.Озеранская, Н.Ф.Чистякова и др. // М.: Недра, 1988. - 303с.

186. Никитин С.П. Рекомендации по учету влияния газогидратного процесса на оценку перспектив газоносности Западной Сибири./ Никитин С.П., Царев В.П., Черский Н.В. - Якутск. - 1982. - 30с.
187. Новейшая тектоника нефтегазоносных областей Сибири. /Под ред. Н.А.Флоренсова, И.П.Варламова. / СНИИГГИМС, М.: Недра. – 1981. - 239с.
188. Огнев Д.А. Палеобатиметрия Западно-Сибирского бассейна на конец кампанского века и влияние глубины моря на формирование месторождений нефти и газа. / Огнев Д.А. // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Тюменской области. Тюмень. 2005. - Т.1. - С.87-89
189. Огнев Д.А. Перспективы нефтегазоносности надсеноманского нефтегазоносного комплекса / Огнев Д.А. // Горные ведомости, Тюмень. - 2006. - №1. – С.46-51
190. Огнев Д.А. К вопросу выделения кровли березовской и часельской свит в Пур-Тазовском междуречье / Огнев Д.А., Черданцев С.Г. // Горные ведомости. 2005. - №8. - С.44-50
191. Огнев Д.А., Черданцев С.Г. Тектоническое районирование надсеноманского структурного звена северной части Западно-Сибирской синеклизы. / Огнев Д.А., Черданцев С.Г. // Горные ведомости, 2008 г. С. 80-86
192. Объяснительная записка к атласу литолого-палеогеографических карт юрского и мелового периодов Западно-Сибирской равнины в масштабе 1:5000000. / Под ред. И.И.Нестерова. - Тюмень, ЗапСибНИГНИ. 1976. - Вып.93. – С.62-85.
193. Объяснительная записка к региональным стратиграфическим схемам мезозоя Западно-Сибирской равнины, принятым МРСС-90 14-18 мая 1990 г. и утвержденным МСК СССР 30 января 1991 г. / Решение 5-го межведомственного стратиграфического совещания по мезойским отложениям Западно-Сибирской равнины, Тюмень, 1990 г.-Тюмень. – 1991. – С.48-53.
194. Опорные скважины СССР. Березовская опорная скважина (Тюменская область) / Боярских Г.К., Никонов В.Ф., Прокопенко В.И. и др. - Л.: ВНИГРИ, 1962. - 122 с.

195. Опорные скважины СССР. Покурская опорная скважина (Тюменская область) / Дряхлова Е.А. и др. - Л.: ВНИГРИ, 1961. - 112 с.
196. Опорные скважины СССР. Сургутская опорная скважина (Тюменская область) / Нестеров И.И. и др. - Л.: ВНИГРИ, 1964. - 188с.
197. Опорные скважины СССР. Уватская опорная скважина (Тюменская область) / Алферов Б.А., Пуртова С.И., Серебрякова З.Д., Ястребова Т.А. - Л.: ВНИГРИ, 1961. - 91 с.
198. Опорные скважины СССР. Ханты-Мансийская опорная скважина (Тюменская область) / Козлов И.И. и др. - Л.: ВНИГРИ, 1961. - 76с.
199. Определение емкостных свойств и литологии пород в разрезах нефтегазовых скважин по данным радиоактивного и акустического каротажа (наставление по интерпретации с комплектом палеток) / ВНИГИК; сост. И.В.Головацкая, Ю.А.Гулин, Ф.Х.Еникеева и др. - Калинин, 1984.
200. Острый Г.Б. Методика выделения мерзлых пород в разрезе / Острый Г.Б. // Вопросы геологии и бурения и добычи в зоне мерзлых пород на нефтяных и газовых месторождениях Западной Сибири. Тюмень.: Гипротюменьнефтегаз. - 1969. - вып. 18.
201. Пережогин, А.С. Перспективы нефтегазоносности сенонских отложений Медвежьего месторождения / А.С. Пережогин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2014. – №3.– С. 26-32.
202. 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.
203. Махонина Н.А. Виды геологических ресурсов газа в газогидратах и определение их извлекаемой части / Перлова Е.В., Махонина Н.А. // Нефть, газ Арктики: материалы междунар. науч.-техн. конф., 27-29 июня 2006. - М.: Интерконтакт Наука, 2007. - С.248-256.
204. Перлова Е.В. Приоритетные направления освоения газогидратных залежей России / Перлова Е.В., Леонов С.А., Хабибуллин Д.Я. // Проблемы ресурсного

обеспечения газодобывающих районов России. - М.: Газпром ВНИИГаз, 2017. - С.224-228.

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

206. Перспективы наращивания ресурсной базы газовых месторождений на поздней стадии разработки путем изучения промышленного потенциала нетрадиционных коллекторов надсеноманских отложений / В.В. Черепанов, Ю.И. Пятницкий, Д.Я. Хабибуллин, и др., // Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов: опыт и прогнозы. Казань, 2014. С. 104-110

207. Подобина В.М. Новые данные по зональной стратиграфии верхнего мела Западной Сибири. / Подобина В.М. // Решения и труды межведомственного совещания по доработке и уточнению унифицированной и корреляционной стратиграфических схем Западно-Сибирской низменности. Часть II – Тюмень: ЗапсибНИГНИ. - 1970. – С.192-199.

208. Подобина В.М. Стратиграфия газоносных верхнемеловых отложений северо-восточных районов Западно-Сибирской низменности. / Подобина В.М., Таначева М.И. // Новые данные по геологии и полезным ископаемым Западной Сибири. – Томск: ТГУ. - 1967. - Вып.2. – С.89-99.

209. 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.

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

211. 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.

212. 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.
213. Подобина В.М. Фораминиферы и зональная стратиграфия верхнего мела Западной Сибири. / Подобина В.М. - Томск: ТГУ. - 1989. - 175 с.
214. Подобина В.М. Фораминиферы и биостратиграфия верхнего мела Западной Сибири. / Подобина В.М. - Томск: НТЛ. – 2000. - 388 с.
215. Подобина В.М. Фораминиферы и биостратиграфия верхнего мела и палеогена Западной Сибири. / Подобина В.М. - Томск: ТГУ. – 2009. - 432 с.
216. Предложения по изменению и уточнению корреляционной стратиграфической схемы мезозойских и кайнозойских отложений Западной Сибири. / С.Г.Белкина, В.С.Бочкарев, Г.К.Боярских и др. // Тюмень: ЗапСибНИГНИ. - 1965. - Вып. 1. - С.5-26.
217. Природа межколонных газопроявлений Бованенковского НГКМ / В.В. Черепанов, С.Н. Меньшиков, С.А. Варягов, В.Л. Бондарев, М.Ю. Миротворский // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М. ОАО «ВНИИОЭНГ», 2011. - №9. - С. 48-54.
218. Равдоникас О.В. Основные итоги гидрогеологических исследований нефтеносных районов Севера Западной Сибири. / Равдоникас О.В. - М., Госгеолтехиздат. - 1962. 194 с.
219. Решения и труды Межведомственного совещания по доработке и уточнению унифицированной и корреляционной стратиграфических схем Западно-Сибирской низменности (г. Новосибирск, 15-20 февраля 1960г). Л.: Гостоптехиздат. - 1961. – 465 с.
220. Решения и труды Межведомственного совещания по доработке и уточнению унифицированной и корреляционной стратиграфических схем Западно-Сибирской низменности (г. Тюмень, 21-27 марта 1967 г.). Тюмень. - 1969. - 143 с.

221. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточнённых стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС. - 2004. – 114 с.
222. Ривкин Ф.М. Метан в мерзлых породах и некоторые аспекты прогноза его эмиссии (Бованенковское ГКМ, п-ов Ямал). / Ривкин Ф.М // Материалы первой конференции геокриологов России - М. - 1996. - кн.1. – С.272-277.
223. Ростовцев Н.Н. Газоносность мезозойских отложений южной полосы Западно-Сибирской низменности. / Ростовцев Н.Н. / Вестн. ЗСГТ, 1938. - вып.2
224. Ростовцев Н.Н. К методике определения продуктивности структур в нефтегазоносных районах. / Ростовцев Н.Н. // Геология нефти и газа. М. – 1964. - №7. - С.1-8.
225. Рудкевич М.Я. Основные этапы истории геологического развития Западно-Сибирской плиты. / Рудкевич М.Я., Бочкарев В.С., Максимов Е.М., Тимофеев А.А. - Труды ЗапСибНИГНИ, Тюмень. - 1970. - вып.28.
226. Рудкевич М.Я. Главные критерии нефтегазогеологического районирования (на примере Западной Сибири). Принципы нефтегазогеологического районирования в связи с прогнозированием нефтегазоносности недр. / Рудкевич М.Я. - М.: Недра. -1976. – 135 с.
227. Сакс В.Н. Юрские и меловые отложения Усть-Енисейской впадины. / Сакс В.Н., Ронкина З.З. // М. 1957
228. Сакс В.Н. О развитии рельефа Сибири на протяжении мезозойской эры / Сакс В.Н., Ронкина З.З. // Геология и геофизика. - 1960. - №1. - С.79-89.
229. Сапир М.Х. Геологические и промыслово-геофизические особенности газогидратной залежи Мессояхского газового месторождения. / Сапир М.Х., Храменков Е.Н., Ефремов И. Д. и др. // Геология нефти и газа, 1973. - №3. - С.26-33.
230. Сейсмическая стратиграфия / под ред. Ч. Пейтона. – М.: Мир, 1982. – Т.1-2. – 374 с.

231. Силантьев, В. Н. Кремненакопление в мезо-кайнозойских бассейнах вулканических областей / В. Н. Силантьев // Кремнистые породы. – Казань: Татарское кн. изд-во. – 1976. – С.263-269.
232. Скоробогатов В.А. Изучение и освоение углеводородного потенциала недр Западно-Сибирского осадочного бассейна: итоги и перспективы / Скоробогатов В.А. // Научно-технический сборник «Вести газовой науки», 2014. - вып.№ 4. – С.8-27
233. Скоробогатов В.А. Гыдан. / Скоробогатов В.А., Строганов Л.В. - М.: Недра. - 2006. - 261 с.
234. Справочник нефтегазоносных провинций СССР / редкол.: Безносков (предс) и др. - М.: Недра. - 1987. - 336 с.
235. Стратиграфия мезозоя и кайнозоя Западно-Сибирской низменности. М, Гостоптехиздат (Из-во нефтяной и горно-топливной лит.), 1957
236. Стратиграфический кодекс СССР. Л.: ВСЕГЕИ, 1977, 79 с.
237. Стратиграфический кодекс СССР. Л.: ВСЕГЕИ, 1988, 56 с.
238. Стратиграфический кодекс: 2-е изд., доп. СПб.: ВСЕГЕИ, 1992. - 120 с.
239. Стратиграфия СССР. Меловая система (полутом I). – М.: Недра, 1986. – 340 с.
240. Стрепетилова В.Г. К вопросу о возрасте верхней пачки продуктивного горизонта покурской свиты севера Тюменской области (по палинологическим данным) / Стрепетилова В.Г. // Труды ЗапСибНИГНИ, 1975. - вып.101. – С.80-82
241. Стригоцкий С.В. О газопроявлениях при бурении скважин на Медвежьем месторождении. / Стригоцкий С.В., Масленников В.В. // Реф. сборник: Бурение газовых и газоконденсатных скважин, ВНИИЭГазпром, 1974. - вып.4
242. Строганов В.П. О главных фазах генерации газообразных и жидких углеводородов и условия формирования зон нефте- и газонакопления / Строганов В.П. // Советская геология. 1973. - №9. - С.10-17
243. Строганов Л.В. Газы и нефти ранней генерации Западной Сибири. / Строганов Л.В., Скоробогатов В.А. - М.: Недра, 2004. - 415 с.

244. Страхов, Н.М. О некоторых вопросах геохимии кремнезема / Н. М. Страхов // Геохимия кремнезема. – М.: Наука, 1966. – С.5-8.
245. Сухоносенко А.Л. Термогидродинамическое моделирование процессов разработки газогидратных месторождений: автореф. дис. ... канд. техн. наук : 25.00.17 / Сухоносенко Анатолий Леонидович. - М., 2013. - 28 с.
246. Таначева М.И. Комплексы фораминифер из верхнемеловых отложений севера Западной Сибири. / Таначева М.И. // Биостратиграфия юрских и меловых отложений Западной Сибири. Тюмень, Тр. ЗапСибНИГНИ, 1977. - вып.119. – С.55-57.
247. Таначева М.И. Новое в стратиграфии верхнемеловых отложений северо-востока Западной Сибири. / Таначева М.И. // Выделение и корреляция основных стратонов мезозоя Западной Сибири. Тюмень, Тр. ЗапСибНИГНИ, 1984. - Вып. 188. – С.65-67.
248. Туаев И.П. Очерк геологии и нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности. / Туаев И.П. – ВНИГРИ, новая серия, 194. - Вып.4. - 95 с.
249. Трофимов В.Т. Геокриологическое районирование Западно-Сибирской плиты. / Трофимов В.Т., Бадю Ю.Б., Васильчук Ю.К. - М.: Наука. – 1987. – 220 с.
250. Трофимук А.А. Принципы районирования нефтегазоносных бассейнов в аспекте цикличности седиментогенеза / Трофимук А.А., Карогодин Ю.Н. // Геология и геофизика. 1974. - №3. – С.12-19.
251. Трофимук А.А. Методологические вопросы геологии нефти и газа. / Трофимук А.А., Карогодин Ю.Н., Мовшович Э.Б. - Новосибирск: Изд. ИГиГ. - 1983. - 123 с.
252. Трофимук А.А. О роли газогидратов в процессах аккумуляции углеводородов и формировании их залежей. / Трофимук А.А., Макогон Ю.Ф., Толкачев М.В. // Геология и геофизика, 1983. - №6. – С.3-15.
253. Туезова Н.А. Физические свойства пород Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. / Туезова Н.А., Дорогиницкая Л.М., Демина Р.Г., Брюзгина Н.И.- М.: Недра, 1975. - 185 с.

254. Труды Межведомственного совещания по разработке унифицированных стратиграфических схем Сибири 1956 г. Доклады по стратиграфии мезозойских и кайнозойских отложений. Л. - 1957. – 575 с.
255. Указания к региональным стратиграфическим схемам мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины, утвержденные Межведомственным стратиграфическим комитетом 30 января 1978 г. Тюмень, 1984 г.
256. Филиппович Ю.В. К проблеме стратиграфии газоносных отложений верхнего мела восточной части ХМАО / Филиппович Ю.В., Лапина Л.В. // Вестник недропользователя, Тюмень, ХМЦРН. - 1999. - №4. - С55-58.
257. Фролов В.Т. Литология: Учеб. пособие / В. Т. Фролов. – М.: Изд-во МГУ. - 1992. – Кн.1. – 336 с.
258. Хафизов Ф.З. Повышение эффективности разведки залежей крупных нефтегазоносных комплексов. / Хафизов Ф.З. - Л.: Недра, 1991.- 264 с.
259. Хоментовский О.В. Иноцерамиды (*Bivalvia*) и биостратиграфия верхнего мела севера Сибири: автореф дис. ... канд.геол.-мин. наук : 25.00.02 / Хоментовский Олег Всеволодович. – Новосибирск, 1998. - 20 с.
260. Харитонов В.М. Верхнемеловые иноцерамы скважинных разрезов Западно-Сибирской низменности и некоторые вопросы стратиграфии туронского яруса / Харитонов В.М., Маринов В.А., Иванов А.В., Фомин В.А. // Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия Науки о Земле. - 2007. - Вып.2. - Т.7. - С.61-71
261. Харахинов В.В. Нефтегазовая геология Сахалинского региона. / Харахинов В.В. – М.: Научный мир, 2010 – 276 с.
262. Холодов, В.Н. Эволюция кремненакопления в истории Земли. / Холодов, В.Н. // Происхождение и практическое использование кремнистых пород – М.: Наука. - 1987. – С. 6-43.
263. Харленд У.Б. Шкала геологического времени. / Харленд У.Б., Кокс А.В., Ливеллин и др. - М.: Мир, 1985. - 140 с.

264. Царев В.П. Особенности формирования, методы поиска и разработки скоплений углеводородов в условиях вечной мерзлоты. / Царев В.П. – Якутск: Якутское книжное издательство. - 1976. – 216 с.
265. 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.
266. 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
267. Черданцев С.Г. 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.
268. Черепанов В.В. 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
269. Черский Н.В. Изучение газоносности зон гидратообразования СССР / Черский Н.В., Никитин С.П. - Якутск, 1987. - 176 с.
270. Черский Н.В. Исследование и прогнозирование условий накопления ресурсов газа в газогидратных залежах. / Черский Н.В., Царев В.П., Никитин С.П. - Якутск: Якутский филиал СО АН СССР, 1983. – 156 с.
271. Чикишев Ю.А. К вопросу о возможном наличии газогидратных залежей на Северном нефтегазоконденсатном месторождении Томской области / Чикишев Ю.А., Шевченко С.М., Ковалева Н.П., Голященко А.В., Надеин С.М. // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири. Тюмень. - 2007. - С.52-54.
272. Чувилин Е.М. Особенности газосодержания толщ мерзлых пород в пределах Бованенковского газоконденсатного месторождения. / Чувилин Е.М., Перлова Е.В., Кондаков В.С. // Материалы Первой конференции геокриологов России, кн.1, - М.: 1996. – С.291-299.

273. Чувиллин Е.М. Реликтовые газовые гидраты и возможность их существования в мерзлых толщах в пределах Южно-Тамбейского газового месторождения / Чувиллин Е.М., Тумской В.Е., Типенко Г.С. и др. // Конференция SPE по разработке месторождений в осложненных условиях и Арктике 15-17 октября 2013 г. М. SPE-166925
274. Шарбатян А.А. К истории развития многолетнемерзлых горных пород. В кн. «Очерки региональной и исторической криологии». / Шарбатян А.А. // М.: АН СССР, том XIX. – 1962. – С.127-142.
275. Шарбатян А.А. Экстремальные оценки в геотермии и геокриологии. / Шарбатян А.А. - Новосибирск: Наука, 1977. - 111 с.
276. Шешуков Н.Л. О залегании газа в гидратном состоянии на Мессояхском месторождении / Шешуков Н.Л., Безносиков А.Д., Храменков Е.Н, Ефремов И.Д. // М.: Газовое дело. – 1972. - №6. – С.8-10.
277. Шиманский В.В. Закономерности формирования неструктурных ловушек и прогноз зон нефтегазонакопления в юрских и нижнемеловых отложениях Западной Сибири.: автореф. дис. ... доктора геол.-мин. наук : 25.00.12 / Шиманский Владимир Валентинович. - Санкт-Петербург, 2003. - 46 с.
278. Эльманович, С.С. Полигональная система разрывов надсенноманской толщи в Западной Сибири / С.С. Эльманович, М.В. Луцкина, Г.Н. Гогоненков // Геофизика. – 2002. – №2. – С.5-10.
279. 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.
280. Якимов И.Е. Совершенствование методов и технологий освоения трудноизвлекаемых запасов газа туронских залежей севера Западной Сибири / Якимов И.Е. // Спец. сб. Сер. Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ООО «ИРЦ Газпром». – 2008. - №1. - С.63-65.

281. Якушев, В.С. Особенности существования газовых гидратов в породах при отрицательных температурах / В.С. Якушев, В.А. Истомин // Геохимия. – 1990. – №6. – С. 899-903.
282. Якушев, В.С. Газовые гидраты в криолитозоне / Якушев, В.С. // Геология и геофизика. – 1989. - №11. - С.100-105.
283. Якушев В.С. Экспериментальное изучение кинетики диссоциации гидрата метана при отрицательных температурах / Якушев В.С. // Экспресс-информация. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. ВНИИЭГазпром. – 1988. - Вып.4. – С.11-14.
284. Якушев В.С. Ресурсы и перспективы освоения нетрадиционных источников газа в России / Якушев В.С., Истомин В.А., Перлова Е.В. - М.: ВНИИГАЗ, 2002. - 86 с.
285. Якушев В.С. Природный газ и газовые гидраты в криолитозоне. / Якушев В.С. - М.: ВНИИГАЗ, 2009. - 192 с.
286. Якуцени В.П. Газогидраты - нетрадиционное газовое сырье, их образование, свойства, распространение и геологические ресурсы / Якуцени В.П. // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2015. - Т.10. - №4. – С.1-20.
287. Япаскурт О.В. Литология. Учебник для студ. высших уч. Заведений / Япаскурт О.В. - М.: Издат. Центр Академия, 2008. - 336 с.
288. M. Dubille Анализ зон биodeградации и образования газовых гидратов при оценке ресурсов углеводородов методами бассейнового моделирования на территории юго-востока Гыданского полуострова. / M. Dubille, E. Varres, С.Е. Агалаков. и др. // Международная научно-практическая конференция «Тюмень 2015: Глубокие горизонты науки и недр».
289. Collet T.S. Exploration for gas gidrates / Collet T.S., Kvenvolden K.A. // Геологический журнал. – 1990. - № 1. – С.8-14
290. Hnatiuk J. Randall A.G. Determination of permafrost thickness in wells in Northern Canada / Hnatiuk J. Randall A.G. // Can. J. Sci. 1977. - №14. - 375-385

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1 Таблица фациального районирования Западной Сибири, 1995г.	13
Таблица 2 Результаты сейсмостратиграфической привязки	47
Таблица 3 Характеристики туронских залежей	136
Таблица 4 Результаты измерения физических свойств пород скв. N 384 Комсомольской площади (опока глинистая).....	152

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1. Региональная стратиграфическая схема 1990 года	22
Рисунок 2. Расположение верхнемеловых стратотипов на карте фациального районирования по РСС 91	24
Рисунок 3. Схема корреляции верхнемеловых отложений, Мишульский, 1986 г.	26
Рисунок 4. Местоположение разрезов верхнего мела с достоверными биостратиграфическими датировками	29
Рисунок 5. Выполненные схемы корреляции.....	31
Рисунок 6. Пример корреляции разрезов скважин по ГИС	32
Рисунок 7. Пример изменения корреляции при сгущении скважин и использовании ГК	36
Рисунок 8. Использование реперных границ вышележащих горизонтов	39
Рисунок 9. Обзорная карта изученности 2Д сейсморазведкой.....	42
Рисунок 10. Результаты стратиграфической привязки при использовании трансформированной кривой АК из кривой сопротивлений ГЗ-3, скв. 369Р (северный купол), Харампурская площадь (автор – Густокашин А.Н.)	45
Рисунок 11. Пример привязки данных МОГТ_2Д к данным ГИС поисково-разведочной скв. Когнинская-1 и оценки формы импульса. Южная территория Западно-Сибирского бассейна (автор – Густокашин А.Н)	46
Рисунок 12. Результаты привязки волнового поля продольных отраженных волн с/куба МОГТ_3Д и данных ВСП скв. РР_741 Русско-Реченского месторождения (автор Густокашин А.Н)	47
Рисунок 13. Пример результатов прослеживания по временному разрезу композитного профиля. Материалы МОГТ_2Д. Север ЗСБ.....	50
Рисунок 14. Пример результатов прослеживания по сводному сейсмогеологическому разрезу. Материалы МОГТ_2Д. Центр ЗСБ.....	50
Рисунок 15. Сейсмостратиграфическое обоснование авторского варианта взаимоотношения кузнецовской и ипатовской свит верхнего мела.....	50
Рисунок 16. Карты изохрон – То(мсек) по ОГ: а) кровля покурской свиты – Г, б) кровля кузнецовской свиты и ее аналогов – С ₄ , в) кровля нижней березовской подсвиты – С ₃ , г) кровля верхней березовской подсвиты – С,.....	51
Рисунок 17. Пример карт интервальных скоростей – Винт. (м/сек) между опорными отражающими горизонтами: а) Г-С ₄ , б) Г-С ₃ , в) С ₃ -С.....	51
Рисунок 18. Фрагмент литолого-палеогеографической карты СССР мелового периода сантонского яруса, под ред. акад. Виноградова А.П., 1966г. [65].....	54

Рисунок 19. Литолого-палеогеографической карта Западно-Сибирской равнины мелового периода позднегуронского, коньякского и сантонского века, под ред. Нестерова И.И., 1976г. [42, 192]	55
Рисунок 20. Фрагмент литолого-палеогеографической карты, под ред. Конторовича А.Э., 2014г.	56
Рисунок 21. Сейсмический профиль широтного простирания в южной части Западно-Сибирской равнины в интервале ОГ Г-Ган.....	59
Рисунок 22. Карта временных толщин кузнецовского горизонта (ОГ Г-С4).	60
Рисунок 23. Принципиальная схема строения кузнецовского горизонта (северный профиль)	61
Рисунок 24. Принципиальная схема строения кузнецовского горизонта (южный профиль)	62
Рисунок 25. Карта толщин кузнецовского горизонта по данным бурения	63
Рисунок 26. Карта толщин газсалинской пачки.....	64
Рисунок 27. Карта толщин мярояхинской пачки	65
Рисунок 28. Пример выделения березовских отложений в скважинах (Нежданная 428 – Аленкинская 102 – Александровская 11 – Проточная 1 – Кондаковская 33).....	67
Рисунок 29. Фрагмент региональной стратиграфической схемы верхнемеловых отложений Западной Сибири с предлагаемыми изменениями (розовым цветом выделена кремнистая формация).....	67
Рисунок 30. Варианты корреляции верхнемеловых кремнистых отложений. Вверху – официальная, внизу – ТННЦ 2017	68
Рисунок 31. Индексация пластов березовской свиты	70
Рисунок 32. Карта временных толщин нижнеберезовского горизонта (ОГ С4-С3)	71
Рисунок 33. Схематичный субмеридиональный разрез северо-восточной части Западно-Сибирской плиты в интервале коньяк-сантонских отложений	72
Рисунок 34. Схема концептуальной модели строения нижнеберезовского горизонта (субширотная схема, северная часть ЗСП).....	73
Рисунок 35. Карта толщин нижнеберезовского горизонта по данным бурения .	74
Рисунок 36. Карта толщин хэяхинской пачки (пласт НБ1) по данным бурения	75
Рисунок 37. Карта толщин русско-реченской толщи (пласт НБ3) по данным бурения	75
Рисунок 38. Карта суммарных толщин кремнистых отложений (пласты НБ1+НБ2+НБ3) по данным бурения	76
Рисунок 39. Карта временных толщин верхнеберезовского горизонта (ОГ С3-С)	78
Рисунок 40. Карта толщин верхнеберезовского горизонта по данным бурения	79

Рисунок 41. Принципиальная схема строения верхнеберезовского и ганькинского горизонтов.....	80
Рисунок 42. Карта временных толщин ганькинского горизонта	80
Рисунок 43. Схема литофациального районирования меловых надсеноманских отложений Западной Сибири [25]	82
Рисунок 44. Соотношение стратиграфических подразделений	83
Рисунок 45. Пример оформления планшета скважины – стратотипа	84
Рисунок 46. Карты мощности ММП Ямала по материалам различных исследований.	86
Рисунок 47. Термограммы в скважинах различной длительности выстойки.....	89
Рисунок 48. Характеристики ГИС скв. 11 Яро-Яхинской площади	92
Рисунок 49. Сопоставление положения подошвы ММП в песчаных и глинистых отложениях на Бованенковском месторождении	95
Рисунок 50. Схема мощности криолитозоны	102
Рисунок 51. Карта подошвы криолитозоны в пределах Комсомольского участка	104
Рисунок 52. Карта температур на АО -1000м	105
Рисунок 53. Карта температур по кровле сеномана	106
Рисунок 54. Карта минерализации пластовых сеноманского яруса (138).	107
Рисунок 55. Зависимость минерализации пластовых вод верхнемеловых отложений от глубины.	108
Рисунок 56. Карта минерализации пластовых туронского яруса (Агалаков С.Е., Курчиков А.Р., Плавник А.Г, 2011 г.).	109
Рисунок 57. Выделение криопэггов по данным ГИС.....	110
Рисунок 58. ГИС скв. 142 Ямбургского месторождения	112
Рисунок 59. Графоаналитический метод определения интервала стабильности газогидратов.....	114
Рисунок 60. Карта подошвы ЗСГ	115
Рисунок 61. Газопроявления в надсеноманских отложениях. Агалаков С.Е., [35]	117
Рисунок 62. Перспектива нефтегазоносности надсеноманских отложений, Труды ЗапСибНИГНИ, вып. 1, 1965 г.....	119
Рисунок 63. Прогноз нефтегазоносности. Труды ЗапСибНИГНИ, вып.15, 1969 г. [177]	121
Рисунок 64. Схема чередования коллекторов и покрышек (ВНИГРИ, 1974) ..	125
Рисунок 65. Структурные ловушки кузнецовского горизонта.....	133
Рисунок 66. Карта толщин кузнецовского резервуара	134
Рисунок 67. Схема качества покрышки кузнецовского резервуара	135

Рисунок 68. Корреляция верхнемеловых отложений по каротажу скважин Русско-Реченская 741, Русско-Реченская 710 и Тагульская 8.....	138
Рисунок 69. Контур залежи по структурной карте (слева) и по сейсмическому атрибуту.....	139
Рисунок 70. Структурная карта по кровле газсалинской пачки Западно-Мессояхского и Восточно-Мессояхского месторождений.....	140
Рисунок 71. Геологический разрез верхнемеловых отложений Восточно-Мессояхского месторождения	140
Рисунок 72. Определение положения подошва ММП по данным стандартного каротажа	142
Рисунок 73. Карта амплитуд ОВ в интервале газсалинской пачки.....	144
Рисунок 74. Геологический разрез верхнемеловых отложений [8]	147
Рисунок 75. Сопоставление ГИС в купольной и прогнутой частях разреза Губкинского месторождения. Э- экран, К – коллектор [7].....	148
Рисунок 76. Аномалии сейсмозаписи на уровне ОГ С и Г Губкинского месторождения	149
Рисунок 77. Прогнозируемые залежи и газопроявления в нижнеберезовской подсвите [7].....	150
Рисунок 78. Характеристики ГИС скв. 431 Комсомольской площади [14].....	151
Рисунок 79. Обоснование положения ГВК [8].....	154
Рисунок 80. Структурная карта по кровле нижнеберезовского горизонта [30]	156
Рисунок 81. Признаки продуктивности структуры.	157
Рисунок 82. Карта распределений максимальных значений УЭС в кровельной части нижнеберезовской подсвиты (а) и структурная карта по кровле нижнеберезовской подсвиты (ОГ «С») с выделенными положительными замкнутыми структурами (б)	158
Рисунок 83. Структурные ловушки верхнеберезовской подсвиты.....	161
Рисунок 84. Характеристики ГИС верхнеберезовской свиты Юрхаровского месторождения	163
Рисунок 85. Структурные ловушки ганькинской свиты	165
Рисунок 86. Испытания в ганькинской свите.....	167
Рисунок 87. Перспективные по ГИС интервалы в ганькинской свите Бованенковского месторождения	168
Рисунок 88. Геокриологический профиль Бованенковского месторождения ..	169
Рисунок 89. Структурные ловушки тибейсалинской свиты	170
Рисунок 90. Испытания в тавдинской свите Нохояхинской площади	172
Рисунок 91. Выделение газонасыщенных интервалов ММП по НГК.....	174

Рисунок 92. Отсутствие закономерности в размещении скважин с аномалиями
НГК по площади Утреннего месторождения 175