

**МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский
научно-исследовательский геологический нефтяной институт»
(ФГУП «ВНИГНИ»)**

На правах рукописи

ВОТЯКОВ Роман Владимирович

**ВЫЯВЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОПЕРСПЕКТИВНЫХ ЗОН В СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ
ЧАСТИ ПРЕДПАТОМСКОГО ПРОГИБА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ
КОМПЛЕКСНОГО СПЕКТРАЛЬНО-СКОРОСТНОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ
(КССП)**

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

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:
доктор геол.-минерал. наук, профессор
Е.А. Копилевич

Москва – 2015

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
Введение	3
Глава 1. Состояние проблемы	10
1.1. Геолого-геофизическая изученность северо-восточной части Предпатомского прогиба	10
1.1.1. Изученность геологосъемочными работами	10
1.1.2. Изученность геофизическими работами	13
1.1.3. Изученность буровыми работами	15
1.2. Геологическое строение северо-восточной части Предпатомского прогиба	16
1.2.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	16
1.2.2. Тектоническое строение	28
1.2.3. Нефтегазоносность	34
Глава 2. Оптимизация методики прогнозирования типов геологического разреза и ФЕС коллекторов верхней части рифейских (200м), вендских и нижнекембрийских отложений по данным сейсморазведки	48
2.1. Прогноз типов геологического разреза	53
2.2. Прогноз ФЕС коллекторов	63
Глава 3. Новые данные о геологическом строении нефтегазоперспективных отложений	100
Глава 4. Оценка ресурсного потенциала углеводородов и рекомендации на проведение геологоразведочных работ	123
Заключение	136
Список литературы	137

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность

Настоящая диссертационная работа посвящена изучению геологического строения и прогнозу нефтегазоперспективных зон в отложениях нижнего кембрия, венда и верхней части рифея (200м) северо-восточной части Предпатомского прогиба по данным бурения, ГИС и сейсморазведки МОГТ 2D.

Под нефтегазоперспективными зонами понимаются зоны совмещения первого типа геологического разреза (с наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами) и максимальных значений коллекторских свойств, то есть зоны с повышенными показателями коллекторских свойств.

Предпатомский региональный прогиб расположен в юго-восточной части Сибирской платформы и является потенциальным крупным объектом подготовки запасов и добычи углеводородного сырья. Изучением Предпатомского прогиба занимались многие ученые: Гурари Ф.Г., Бобров А.К., Бархатов Г.В., Бабаян Г.Д., Поплюйко А.Г., Граусман В.В., Горнштейн Д.К., Ситников В.С., Матвеев В.Д., Солощак М.М., Коваль Н.И., Бакин В.Е., Жерновский В.П., Аржаков Н.А., Фрадкин Г.С., Конторович А.Э., Мельников Н.В., Старосельцев В.С., Ефимов А.С., Мигурский А.В. и др. (1939-2012).

Прогиб характеризуется низкой степенью изученности сейсморазведкой, бурением и ГИС, а также сложным строением природных нефтегазовых резервуаров со значительной латеральной литолого-фациальной изменчивостью пород-коллекторов и их фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), а также развитой системой тектонических нарушений.

В связи с этим, актуальной научной и практической проблемой является не только построение традиционных структурно-тектонических моделей по данным сейсморазведки и бурения, но и изучение коллекторов на основе прогнозирования типов геологического разреза и параметров ФЕС в межскваженном пространстве, поскольку интерполяция этой информации между скважинами (линейная или нелинейная) приводит к серьезным ошибкам, особенно при малом количестве скважин, как это имеет место на исследуемой территории - северо-востоке Предпатомского прогиба, где знание закономерностей распределения различных типов продуктивных толщ и параметров ФЕС их коллекторов приобретает особую актуальность для повышения геологической и экономической эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ.

Под типом разреза понимается естественная совокупность генетических типов отложений в определенном стратиграфическом интервале, характеризующаяся

индивидуальными историей и условиями формирования. Тип геологического разреза характеризуется как литолого-фациальными особенностями, так и количественными параметрами (эффективная толщина, пористость и проницаемость, скорость распространения упругих колебаний, плотность, жесткость, удельная емкость, гидропроводность, продуктивность). Различные типа геологического разреза должны значительно отличаться друг от друга по перечисленным выше характеристикам [26].

Хорошо известны методы выделения геологических разрезов по данным бурения и геофизических исследований скважин (ГИС), однако актуальной задачей остается заполнение пространства между скважинами. Эта задача решается геофизическими методами и сейсморазведкой в частности.

С помощью интегральной сейсмической параметризации определяются физические образы типов геологического разреза для представительного описания исследуемого разреза. Параметры, которые определяют физические образы различных типов геологического разреза должны отличаться минимум на величину 1,3 относительно среднеквадратической оценки разброса этих параметров, что обеспечивает доверительную вероятность разделения разных типов разреза минимум 0,8 [26].

Из современных разработок спектрально-временной анализ (СВАН) дает наиболее полное представление об интегральной и устойчивой характеристике геологического разреза. Именно на базе СВАН и псевдоакустической трансформации сейсмической записи была разработана технология комплексного спектрально-скоростного прогнозирования (КССП) типов геологического разреза и коллекторских свойств пород, которая хорошо зарекомендовала себя в различных сейсмогеологических условиях, в том числе и в Восточной Сибири [26].

Эта универсальная технология является весьма чувствительной к различным сейсмогеологическим условиям, в связи с чем на ее базе оптимизируется методика применительно к конкретным сейсмогеологическим условиям, например, методика регионального изучения вендских и рифейских отложений юго-запада Сибирской платформы. Оптимизированная методика представляет собой адаптацию инновационной технологии КССП к сейсмогеологическим условиям юго-запада Сибирской платформы.

Такую же оптимизацию методики необходимо выполнить для сложных сейсмогеологических условий исследуемой территории – северо-востока Предпатомского прогиба.

Атрибуты КССП можно использовать для определения коллекторских свойств пород в межскважинном пространстве (коэффициентов пористости и проницаемости, эффективной толщины, удельной емкости, гидропроводности), так как эти атрибуты по своему физическому смыслу связаны с пустотным пространством породы [26].

Актуальность исследований, выполненных в данной работе заключается в прогнозировании типов геологического разреза и коллекторских свойств пород в межскважинном и заскважинном пространстве на основе комплексной спектрально-временной и псевдоакустической параметризации данных по данным бурения и ГИС, что позволит повысить эффективность геологоразведочных работ как в геологическом, так и в экономическом плане [26].

Объект исследования

Пять интервалов верхней части рифейских (200м), вендских и нижнекембрийских отложений северо-восточной части Предпатомского прогиба:

- верхняя двухсотметровая толща рифейских отложений между отражающим горизонтом ОГ R0 и линией R0+200м (рифейский интервал);
- нижневендские терригенные отложения между ОГ KB и R0 (нижневендский терригенный интервал, непский горизонт);
- нижневендские карбонатные отложения между ОГ U и KB (нижневендский карбонатный интервал, тирский горизонт);
- верхневендские и нижнекембрийские отложения между ОГ II-U (верхневендско-нижнекембрийский интервал, даниловский и нижеусольский горизонты),
- нижнекембрийские отложения между ОГ K-II (нижнекембрийский интервал, вышеусольский, бельский, булайский, ангарский горизонты).

Цель диссертационной работы

Повышение геологической и экономической эффективности геологоразведочных работ в северо-восточной части Предпатомского прогиба путем регионального прогнозирования типов геологического разреза верхней части рифейских (200м), вендских и нижнекембрийских отложений и фильтрационно-емкостных свойств их коллекторов на основе сейсмической технологии (КССП) и геологической информации, по данным бурения и ГИС.

Основные задачи

1. Анализ и обобщение результатов бурения и сейсморазведочных работ для изучения геологической модели верхней части рифейских (200м), вендских и

нижнекембрийских отложений, а также типизация геологического разреза этих отложений по данным бурения и ГИС.

2. Оптимизация методики прогнозирования типов геологического разреза и параметров ФЕС коллекторов изучаемых отложений северо-востока Предпатомского прогиба на основе технологии КССП.

3. Опробование оптимизированной методики по региональным сейсмическим профилям МОГТ 2D объемом 2000 пог. км в пределах северо-восточной части Предпатомского прогиба и построение разрезов и карт типов геологического разреза и параметров ФЕС коллекторов изучаемых отложений.

4. Комплексная интерпретация полученных результатов и геологических данных для обоснования надежности выделенных нефтегазоперспективных зон.

5. Обоснование ресурсного потенциала углеводородов выделенных нефтегазоперспективных зон и разработка рекомендаций по дальнейшим геологоразведочным работам.

Личный вклад автора в проведенном исследовании

Все основные результаты, обладающие научной новизной и практической значимостью, получены автором лично или при его непосредственном участии.

Автор участвовал в оптимизации методики прогнозирования геологического разреза (ПГР) верхней части рифейских (200м), вендских и нижнекембрийских отложений для сложных сейсмогеологических условий северо-восточной части Предпатомского прогиба; лично выполнил построение схем корреляции скважин и СВАН-моделирование (построил разрезы и карты типов геологического разреза и параметров ФЕС коллекторов в изучаемых отложениях, провел комплексную интерпретацию всех полученных геолого-геофизических материалов); обосновал ресурсный потенциал новых нефтегазоперспективных зон.

Научная новизна

1. Для сейсмогеологических условий северо-востока Предпатомского прогиба оптимизирована методика прогнозирования типов геологического разреза и параметров ФЕС коллекторов верхней части рифейских (200м), вендских и нижнекембрийских отложений.

2. Впервые получены новые модели распределения типов геологического разреза верхней части рифейских (200м), вендских и нижнекембрийских отложений по тринадцати региональным профилям в пределах северо-восточной части Предпатомского прогиба.

3. Впервые построены карты параметров ФЕС коллекторов верхней части рифейских (200м), вендских и нижнекембрийских отложений с геологическим обоснованием локальных аномалий на основе имеющейся геологической информации.

4. Выявлена двадцать одна новая нефтегазоперспективная зона верхней части рифейских (200м), вендских и нижнекембрийских отложений для дальнейших геологоразведочных работ.

5. Обоснован ресурсный потенциал углеводородов выявленных нефтегазоперспективных зон.

Практическая значимость работы

Проведенные исследования и полученные при этом результаты позволяют обоснованно и более достоверно выявить нефтегазоперспективные зоны верхней части рифейских (200м), вендских и нижнекембрийских отложений в северо-восточной части Предпатомского прогиба и выделить первоочередные нефтесоперспективные зоны для постановки на них дальнейших геологоразведочных работ.

На основе новых данных о строении верхней части рифейских (200м), вендских и нижнекембрийских отложений разработаны рекомендации на проведение поисковых сейсморазведочных работ МОГТ и глубокого бурения на первоочередных нефтегазоперспективных зонах, представляющих собой типы геологического разреза с наилучшими коллекторскими свойствами, зоны повышенных значений параметров ФЕС с благоприятными седиментационными признаками.

Защищаемые положения

1. Оптимизирована методика прогноза типов геологического разреза и параметров ФЕС коллекторов верхней части рифейских (200м), вендских и нижнекембрийских отложений северо-востока Предпатомского прогиба на основе технологии комплексного спектрально-скоростного прогнозирования КССП.

2. Обосновано выявление двадцати одной новой нефтегазоперспективной зоны верхней части рифейских (200м), вендских и нижнекембрийских отложений северо-востока Предпатомского прогиба; установлено, что эти зоны характеризуются повышенными значениями параметров ФЕС коллекторов.

3. Обоснована величина прогнозных ресурсов нефтегазоперспективных зон, выделенных на основе КССП, и рекомендованы направления дальнейших геологоразведочных работ.

Апробация работы и публикации

Основные положения диссертации изложены в отчете по госбюджетной теме ФГУП «ВНИГНИ», обсуждены и одобрены Ученым Советом. Результаты проведенных исследований опубликованы в трех статьях журнала «Геология нефти и газа» и доложены на: научно-практической конференции «Нефтегазогеологический прогноз и перспективы развития нефтегазового комплекса востока России», Санкт-Петербург, 2010; Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых и специалистов «Молодые в геологии нефти и газа», Москва, 2011; III Международной научно-практической конференции «Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения» (WGRR-2013), Москва, 2013; семинар «Использование современных инновационных методов сейсморазведки для построения геологической модели и подсчета запасов углеводородов», Москва, 2014. Шестой Международной геолого-геофизической конференции и выставке «Санкт-Петербург 2014. Геонауки – инвестиции в будущее», Санкт-Петербург, 2014.

Объем работы

Диссертация состоит из введения, четырех глав и заключения, содержит 146 страниц текста, включая 13 таблиц, иллюстрирована 64 рисунками. Список использованной литературы включает 113 наименований.

Работа выполнена в Федеральном государственном унитарном предприятии «Всероссийском научно-исследовательском геологическом нефтяном институте» (ФГУП «ВНИГНИ») за время обучения в аспирантуре с 2010 по 2014 гг. под руководством доктора геолого-минералогических наук, профессора Копилевича Е.А., которому автор выражает глубокую благодарность.

Автор признателен и благодарит за помощь и консультации заместителя директора ФГУП «ВНИГНИ» по научной работе, доктора геолого-минералогических наук Фортунатову Н.К.; заведующего сектором перспектив нефтегазоносности НГП Восточной Сибири и Дальнего Востока и обоснования направлений геологоразведочных работ, кандидата геолого-минералогических наук Ларкина В.Н.; заведующего отделом литолого-стратиграфических исследований, кандидата геолого-минералогических наук Швеца Тэнэта-Гурий Г.А.; старшего научного сотрудника, кандидата геолого-минералогических наук Сузову Н.Д. Автор выражает искреннюю признательность за ценные советы главному научному сотруднику, доктору технических наук Мушину И.А.; кандидату технических наук, ведущему научному сотруднику Белоусову Г.А.; ведущему научному сотруднику, кандидату геолого-минералогических наук Игнатовой В.А.; заведующей

отделом прогнозных ресурсов нефти и газа, доктору геолого-минералогических наук Лоджевской М.И.; заведующей отделом аспирантуры, кандидату геолого-минералогических наук Ивановой О.В; заведующей сектором, кандидату геолого-минералогических наук Ермоловой Т.Е.; заместителю начальника Якутнедра Аржакову Н.А.; всему коллективу ОАО «Якутскгеофизика».

Глава 1. Состояние проблемы

В настоящей главе рассмотрены результаты изучения геологического строения северо-восточной части Предпатомского прогиба, полученные в предшествующий период с 1939 по 2013 года многочисленными авторами на основе геологосъемочных и буровых работ, геофизических исследований, а также охарактеризована существующая в настоящее время геологическая модель.

1.1. Геолого-геофизическая изученность северо-восточной части

Предпатомского прогиба

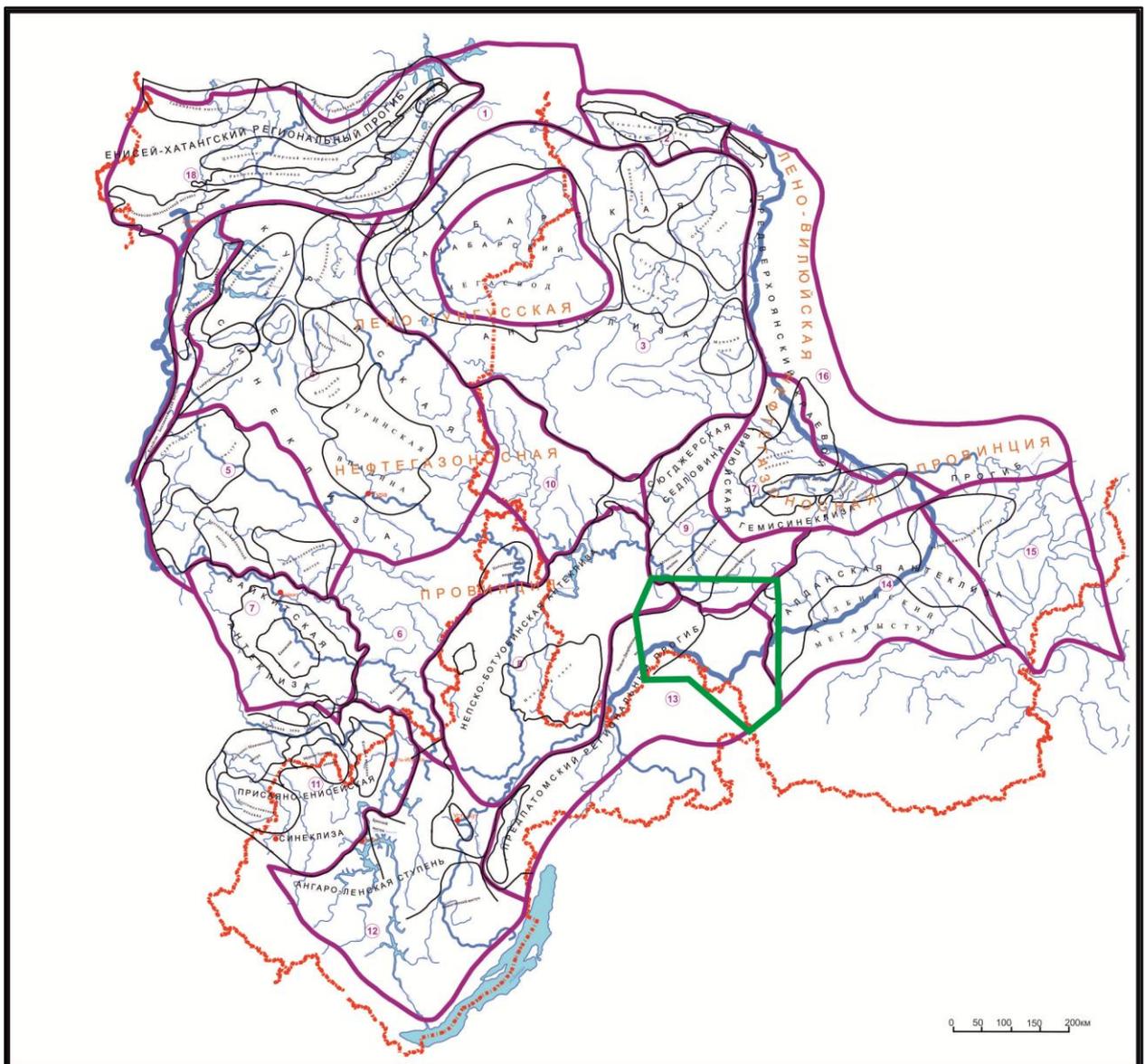
1.1.1. Изученность геологосъемочными работами

В тектоническом плане исследуемая территория располагается в северо-восточной части Предпатомского прогиба и включает в себя три структуры первого порядка – Березовскую впадину, Нюйско-Джербинскую впадину (северо-восточную часть), Джеюктинский выступ (Уринский антиклинорий), а также, частично, Вилючанскую седловину и южные части Кемпендяйской впадины и Сунтарского свода (Рис. 1.1).

Первые сведения о геологическом строении бассейна среднего течения реки Лена приведены в результатах исследований Меглицкого Н.Г. (1890 г.), Чехановского А.М. (1870 г.), Толля Э.В. (1899 г.), которые в последующем были обобщены В.А.Обручевым в монографии “История геологического исследования Сибири” (1937 г.). Интерес к геологии Сибирской платформы значительно вырос после выхода в свет работ Архангельского А.Д. (1929 г.) и Шатского Н.С. (1932 г.), в которых научно обосновывается возможность нахождения нефти на этой территории.

До 1932 года в бассейне верхнего-среднего течения р.Лены работы на поиски месторождений нефти и газа практически не проводились. Основные работы начались с 1932 года благодаря ряду ведущих ученых (Губкин И.М., Шатский Н.С., Чепиков К.Р.), которые указали на высокие перспективы нефтегазоносности Сибирской платформы.

Широкомасштабное изучение юга Сибирской платформы было начато в 1940 г. Восточно-Сибирской экспедицией геологического института АН СССР, которая проводила геологическую съемку масштаба 1: 1 000 000 в районе среднего течения р.Лена, охватывая и ее правобережье – бассейны р.р. Олекма, Чара. Работами Зайцева Н.С., Покровской Н.В., Арсеньева А.А., Нечаевой Е.А., Литвинова М.Н., Архангельской Н.А. и Беринга В.П. была выделена такая крупная структура, как Березовский прогиб (впадина), осложненный рядом складок и произведено расчленение кембрийских отложений на три отдела. Описаны складки Инняхская, Усть-Молбинская и Кенели [113].



Условные обозначения
границы:

 субъектов РФ

 нефтегазоносных областей (1 - Анабаро-Хатангская, 2 - Лено-Анабарская, 3 - Анабарская, 4 - Северо-Тунгусская, 5 - Южно-Тунгусская, 6 - Катангская, 7 - Байкитская, 8 - Непско-Ботуобинская, 9 - Западно-Вилойская, 10 - Сюдджерская, 11 - Приясано-Енисейская, 12 - Ангаро-Ленская, 13 - Предпатомская, 14 - Северо-Алданская, 15 - Алдано-Майская, 16 - Предверхоанская, 17 - Вилойская, 18 - Енисей-Хатанская)

 изучаемого района

 структур первого и второго порядков

Рис.1.1 Обзорная карта изучаемого района в Восточной Сибири (под ред. В.С. Старосельцева, 2009)

В 1944 году Ситников С.П. составил «Карту перспектив нефтегазоносности Сибирской платформы», на которой исходя из наличия признаков нефти, благоприятного структурного плана и предполагаемых нефтеносных отложений, Предпатомский прогиб оценен как перспективная в нефтегазоносном отношении территория [76].

Начало систематического изучения северо-восточной части Предпатомского прогиба относится к 60-м годам XX века. В результате геологической съемки масштабов 1:1 000 000 и 1:200 000 значительно уточнены контуры распространения отложений палеозоя и мезозоя, получены материалы о тектонике района.

Представление о строении нижней венд-рифейской части осадочного чехла Нюйско-Джербинской впадины составлено на основании геологической съемки в Байкало-Патомской складчатой области и Уринском антиклинории, в которых предполагалось наличие сходного геологического разреза. Структурно-геологической съемкой в верхней части осадочного чехла закартированы антиклинальные зоны и отдельные антиклинальные складки.

Большой вклад в изучение северо-восточной части Предпатомского прогиба геологосъемочными работами, помимо вышеперечисленных ученых, внесли Алексеев А.А., Гулари Ф.Г., Бобров А.К., Зайцева Н.С., Покровский Н.П., Разумовская Е.А., Никифоров О.И., Андреев О.Н., Мороз В.А., Охлопоков П.М., Холль Ф.И., Левин Г.П., Москвитин И.Е., Колосов П.Н., Горнштейн Д.К. и другие, по результатам работ которых были получены сведения по стратиграфии, литологии, тектонике, предложены схемы расчленения осадочных комплексов, выделены основные структуры первого порядка изучаемой территории (Березовская впадина, Нюйско-Джербинская впадина, Джеюктинский выступ, Вилючанская седловина), построены многочисленные карты геологического содержания, а также намечены объекты для постановки поисковых работ. Вся территория была покрыта геологической съемкой 1:1000000, 1:200000 и 1:100000 масштаба.

Наиболее значительные результаты проведенных исследований изложены в трудах Обручева В.А., Флеровой О.В., Павловского Е.В., Ивенсен Ю.П. и Садуна С.А., Гулари Ф.Г., Чумакова Н.М., Боброва А.К., Горнштейна Д.К., Фрадкина Г.С., Вейнберг М.К., Колосова П.Н., Колодензникова К.Е., Поплюйко А.Г., Ситникова С.П., Конторовича А.Э., Старосельцева В.С., Мельникова В.М., Мигурского А.В. и др.

1.1.2. Изученность геофизическими работами

На изучаемой территории проведены геофизические работы всеми основными методами.

В 1947г. гравиметрической съемкой масштаба 1: 2 500 000 была заснята обширная территория Южной Якутии. Значения аномалий силы тяжести в пределах рассматриваемого района не превышают 70-100 мгл.

В 1953-1957г.г. проводилась аэромагнитная съемка масштабов 1: 1 000 000 и 1: 200 000. Съемки в более крупных масштабах использовалась при выявлении локальных структур.

Полномасштабные геолого-геофизические работы на нефть и газ на исследуемой территории начаты в 60-х годах с проведения региональных геологических, гравиметрических и аэромагнитных съемок. Значительная часть площади покрыта гравиметрической съемкой масштаба 1:200 000, в результате чего установлен Уринский гравитационный максимум и резкое понижение интенсивности гравитационного поля в сторону Ньюско-Джербинской и Березовской впадин.

Характер гравитационного поля обусловлен, в основном, петрографической неоднородностью и строением архейского фундамента. Влияние осадочного чехла на гравитационное поле возрастает с увеличением его мощности. В южной части Березовской впадины в 1989-1992 гг. была проведена гравиметрическая съемка масштаба 1:1000 000.

Электроразведочные исследования МТЗ позволили изучить строение изучаемого района по опорному высокоомному горизонту, отождествляемому с поверхностью фундамента. Погруженной части Березовской впадины и эпицентру Уринского антиклинория соответствует минимум суммарной проводимости S , характеризующий увеличение мощности осадочной толщи.

Региональные магнитотеллурические исследования (МТЗ-МТП) были проведены вдоль северо-восточного борта Непско-Ботуобинской антеклизы и в пределах Березовской впадины, что позволило оценить мощность проводящей толщи осадочного чехла, выявить депрессионные зоны и выступы высокоомного основания разреза. Получены сведения о характере сочленения Непско-Ботуобинской антеклизы с Предпатомским прогибом. Впоследствии, благодаря сейсмическими работами МОВ было установлено, что локальные аномалии проводимости соответствуют локальным поднятиям по подошве нижнекембрийских отложений (отражающий горизонт KB) [76].

К настоящему времени отработано около 10000 пог. км сейсмических профилей МОВ и МОГТ.

Начиная с 1965 г. была проведена сейсморазведка МОГТ 2D с применением 6, 12-ти кратной центральной и фланговой систем наблюдений, взрывных и невзрывных источников возбуждения упругих колебаний. В небольшом объеме выполнены сейсмические работы методом регулируемого направленного приема (РНП). Таким образом, современная сейсморазведка МОГТ 2D, 3D с большой кратностью суммирования, обеспечивающей хорошее качество исходной сейсмической информации в изучаемом районе, отсутствует.

Проведенные геолого-геофизические работы позволили охарактеризовать строение осадочного чехла Вилючанской седловины, Нюйско-Джербинской и Березовской впадин по отражающим горизонтам (ОГ) R0, KB, II и K. ОГ R0 соответствует поверхности рифейских отложений, ОГ KB – кровле терригенных отложений венда, ОГ II – подошве юрегинских солей нижнего кембрия, ОГ K – кровле солей чарской свиты нижнего кембрия.

Плотность сети сейсмических профилей на исследуемой территории по месторождениям Нюйско-Джербинской впадины (Хотого-Мурбайского и Отраднинского), Березовской впадины (Бысахтахское) и Вилючанской седловины (Верхневилючанское и Вилуйско-Джербинское) в среднем 0,7 и 1,3 км/км². За пределами же месторождений плотность сейсмической сети ниже и варьируется от 0,15 км/км² до 0,25 км/км². Самая низкая плотность сети в зоне сочленения Кемпендяйской, Березовской, Нюйско-Джербинской впадин и Джеюктинского выступа, а также в южных частях Березовской и Нюйско-Джербинской впадин, где сейсмогеологические условия крайне неблагоприятны.

По результатам сейсморазведочных работ в фонде подготовленных числятся 9 объектов, в фонде выявленных – 18 объектов, в том числе одна неантиклинальная ловушка (НАЛ) [76].

В целом же, изученность сейсморазведочными работами Предпатомской НГО крайне низка и, в среднем, в 5 раз ниже изученности Непско-Ботубинской НГО.

По данным сейсморазведки выполнялись структурно-тектонические построения. Решение задач прогнозирования геологического разреза (ПГР) не проводилось и такой методики для сейсмогеологических условий северо-восточной части Предпатомского прогиба не существует.

1.1.3. Изученность буровыми работами

Глубокое бурение на Вилючанской седловине, в пределах рассматриваемой территории, началось с 1974 г. на Верхневиллючанской площади, с 1977 г. – на Вилуйско-Джербинской. Всего здесь пробурено более 60 скважин. Изученность территории глубоким бурением составляет 1,3 скв./100 км² (6,7 м/км²). Вскрытый разрез представлен отложениями рифея, венда, кембрия и юры. Залежи нефти и газа приурочены преимущественно к отложениям рифея и венд-кембрия, в которых, открыто 2 месторождения: Верхневиллючанское и Вилуйско-Джербинское с суммарными геологическими запасами А+В+С1+С2 около 400 млн. т. УУВ. Плотность запасов на скважину составляет примерно 6 млн. т. УУВ.

В Березовской впадине пробурено более 20 глубоких скважин, и в 1986 году скважиной первооткрывательницей Березовская-3 здесь было открыто Бысахтахское газоконденсатное месторождение с запасами 15,6 млрд. м³, в пределах которого пробурено 13 скважин, в том числе 1 параметрическая, 4 поисковых и 8 разведочных. Промышленные притоки газа получены из отложений рифея и венд-кембрия.

На территории Нюйско-Джербинской впадины первая скважина (Хотого-Мурбайская скв. 730) была пробурена в 1976 г. и дала промышленный приток газа из отложений венда. Пробуренные позже скважины показали сложность геологического строения впадины и ее высокую перспективность на нефть и газ. На сегодняшний день во впадине пробурено девять скважин. Плотность бурения составляет 0,07 скв./100 км² (0,57 м/км²), что на два порядка ниже, по сравнению с хорошо изученной территорией Непско-Ботуобинской антеклизы. Суммарные геологические запасы А+В+С1+С2 открытых здесь месторождений: Хотого-Мурбайского и Отраднинского, достигают 16,9 млн. т. УУВ. Плотность запасов на скважину - 1,8 млн. т. УУВ, что составляет 58% от плотности запасов хорошо изученных территорий Мирнинского выступа и Вилючанской седловины [76].

В южных частях Кемпендяйской впадины и Сунтарского свода в пределах изучаемой территории пробурено лишь по одной глубокой скважине.

В осадочном чехле Вилючанской седловины увеличивается мощность терригенных отложений венда за счет хоронохской и бетинчинской свит вилючанского горизонта. Этаж газоносности увеличивается за счет газовой залежи в песчаниках хоронохской свиты. Газонефтяные залежи здесь были открыты в карбонатных отложениях юрхской свиты венд-кембрия, газовые – в терригенных отложениях харыстанской и хоронохской свит венда. Отдельные промышленные и непромышленные притоки газа получены из

карбонатных отложений телгеспитской пачки верхнебюкской подсвиты венда и ынахской свиты венда (Верхневилючанское и Вилюйско-Джербинское месторождения) [76].

В осадочном чехле Березовской впадины происходит нарастание общей мощности венд-кембрийских отложений, а также наращивание терригенно-карбонатных отложений рифея. Отмечается и увеличение этажа газоносности. Газовые залежи здесь были открыты на Бысахтахском месторождении в карбонатных отложениях юряхской, кудулахской и успунской свит венда, а также в терригенных отложениях сералахской свиты венда. Отдельные промышленные притоки газа получены из карбонатных отложений торгинской свиты рифея (Мачинская скв.3160), юрегинской свиты (Кэдэргинская площадь), чарской и метегерской свит кембрия (Кэдэргинская и Мухтинская площади) [76].

Нюйско-Джербинская впадина довольно плохо изучена геолого-геофизическими работами, но тем не менее здесь уже открыто Хотого-Мурбайское месторождение с газовой залежью в терригенных отложениях нижнебюкской подсвиты и Отраднинское месторождение с газовой залежью в телгеспитской пачке верхнебюкской подсвиты венда и с доказанной газоносностью юряхской свиты венда. Если учесть тенденцию утолщения осадочного чехла в северо-восточной части впадины и наращивание разреза за счет рифейских отложений, то следует ожидать и увеличения этажа газоносности. В связи с этим можно предполагать и высокие перспективы нефтегазоносности отложений рифея, венда и кембрия [76].

Изученность территории глубоким бурением наиболее низка в зоне сочленения Кемпендяйской, Березовской, Нюйско-Джербинской впадин и Джеюктинского выступа, а также в южных частях Березовской и Нюйско-Джербинской впадин.

Что касается изученности Предпатомской НГО глубоким бурением в целом, то она также крайне низка и меньше изученности Непско-Ботубинской НГО в 12 раз.

1.2. Геологическое строение северо-восточной части Предпатомского прогиба

1.2.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Характеристика изучаемого разреза сделана по результатам глубокого бурения в пределах Вилючанской седловины на Верхневилючанском и Вилюйско-Джербинском месторождениях; Нюйско-Джербинской впадины на Хотого-Мурбайском и Отраднинском месторождениях; южной части Сунтарского свода по скважине 361-0; Джеюктинского выступа по скважинам 3160 Мачинской, 2730 Южно-Бысахтахской; Березовской впадины

по скважинам Бысахтахского месторождения, скважинам Кэдэргинской площади, Бордонской, Курдарарской, Усть-Бирюкской и др.

Кристаллический фундамент вскрыт в пределах Нюйско-Джербинской впадины на Отраднинском месторождении и Суларской площади и сложен архейско-нижнепротерозойскими метаморфическими породами (гранито-гнейсами), глубина залегания 2,5-3 км. На Вилючанской седловине фундамент вскрыт на Верхневилючанском месторождении и сложен биотитовыми, биотит-амфиболитовыми, биотит-роговообманково-диопсидовыми образованиями, залегает на глубине 2,5-3 км. В пределах Березовской впадины кристаллический фундамент скважинами не вскрыт и залегает предположительно на глубинах, превышающих 4 км.

Осадочный чехол Вилючанской седловины представлен тремя структурными ярусами: рифейским, венд-кембрийским и мезозойским.

В пределах Нюйско-Джербинской впадины в геологическом строении осадочного чехла принимают участие, главным образом, древние верхнепротерозойские (вендские) и нижнепалеозойские образования, несогласно залегающие на кристаллическом фундаменте. Мощность их составляет 2100 - 3400 м. На значительной части описываемой территории нижнепалеозойские породы выходят на дневную поверхность. Породы нижней юры и четвертичной системы маломощным чехлом (5 - 200 м) перекрывают подстилающие древние отложения.

В пределах Уринского антиклинория, Джеюктинского и Наманиского выступа, Березовской впадины осадочный чехол представлен отложениями среднего, верхнего рифея, венда, кембрия, и несогласно его перекрывающими маломощными ордовикскими, силурийскими, юрскими и четвертичными отложениями. Мощность осадочного чехла от 2,5 до 4,0-5,5 км.

Описание стратиграфии рифейских и венд-кембрийских отложений приводится согласно схеме, принятой на четвертом Межведомственном стратиграфическом совещании по венду и кембрию Сибирской платформы (Новосибирск, 1986 г.). Для ордовик-силурийских отложений принята схема, утвержденная межведомственным стратиграфическим комитетом в г.Новосибирске в 1981 г. При описании также использованы материалы по стратиграфии верхнего докембрия и кембрия А.К.Боброва (1979), И.Е.Москвитина (1984), В.А.Александровой и И.Е.Москвитина (1989).

Рифей

В пределах изучаемой территории наиболее полно разрез рифейских отложений вскрыт скважинами глубокого бурения в пределах Березовской впадины. Общая толщина рифея от 5 до 12 км. Мощность рифейских отложений возрастает в сторону Березовской и Кемпедяйской впадин. Рифейские отложения развиты и наиболее полно представлены в пределах Патомского нагорья и выделены в единый патомский комплекс В.М.Старостиной в 1935 году. Те же отложения, но в существенно сокращенном объеме, на северо-западном склоне Алданской антеклизы выделяются в толбинский комплекс. Переход от патомского комплекса к толбинскому наблюдается в пределах пригеосинклинального борта Березовской впадины и центральной ее части, и происходит постепенно, за счет выклинивания в восточном направлении отложений среднего и верхнего рифея.

Средний рифей

Отложения среднего рифея изучены в естественных разрезах Патомского нагорья, Уринского антиклинория. В пределах Березовской впадины эти отложения глубоким бурением не изучены. Разрез среднего рифея представлен четырьмя сериями: балаганнахской, малопатомской, большепатомской и баракунской.

В составе **балаганнахской серии** выделяются две свиты - **хорлухтахская** и **хайвергинская**, залегающие на глубинах 300-1900 м и 350-3500 м соответственно и представлены конгломератами крупновалунными, гравелитами, песчаниками, алевролитами и сланцами черными и темно-серыми, "углистыми", кварц-палевошпатовыми, а также песчаниками аркозовыми, кварцевыми, в некоторых случаях известковистыми. Отмечаются прослой алевролитов, песчанистых известняков, гравелитов и конгломератов.

Малопатомская серия объединяет две свиты - **бугарихтинскую** и **мариинскую** на глубинах 500-1700 м и 150-700 м соответственно, которые сложены песчаниками и гравелитами, переходящими в конгломераты, с прослоями алевролитов и сланцев. Присутствуют подчиненные прослой известковых песчаников и песчанистых известняков.

Большепатомская серия состоит из двух свит - джемкуканской и молдоунской, залегающих на глубинах 150-1400 м и представленных толщей тиллитоподобных конгломератов с прослоями песчаников и алевролитов мощностью около 1200 м с переслаиванием известняков и доломитов темно-серых до черных, аргиллитов, алевролитов черных и темно-серых и сланцами с подчиненными прослоями песчаников общей мощностью 420-500 м.

И.Е.Москвитин и А.К.Бобров относят к **баракунской серии шумихинскую и халатарбытскую** свиты, залегающих на глубинах 250-3670 м и представленных песчаниками с прослоями алевролитов известняками черными и темно-серыми, в верхней части песчанистыми с прослоями известковистых алевролитов, оолитовых известняков, доломитами массивными, плитчатыми, тонкозернистыми, серыми с коричневатым, зеленоватым оттенком, глинистыми прослоями [72].

Верхний рифей

Отложения верхнего рифея изучаемой территории распространены более широко, чем среднерифейские. В верхнерифейской части разреза осадочного чехла выделяются (снизу вверх): чекурдахская, алексеевская, торгинская свиты. М.Е.Москвитиным эти отложения расчленены на дикимдинскую серию и торгинскую серию. Аналогом пород дикимдинской серии является валюхтинская серия, распространенная в пределах Джеюктинского выступа [112].

Дикимдинская серия (валюхтинская серия) состоит из чекурдахской и алексеевской свит. В разрезах Патомского нагорья и Уринского антиклинория аналогом чекурдахской свиты является уринская свита, вскрытая скважинами 2730 (Бысытах-Кюельская) и 3160 (Мачинской) в интервале глубин 2032-2220 м и 1405-2334 м. Сложена аргиллитами и алевролитами с прослоями мергелей, известняков и песчаников мощностью 450-500 м [112].

Чекурдахская свита выделена С.А.Бобровой в 1957 году в бассейне реки Толба из состава толбинской свиты в разрезах Олекминских скважин 1 и 3 в интервалах соответственно 2135,6-2263,5 м и 2162-2291 м. Частично разрез чекурдахской свиты вскрыт рядом глубоких и структурно-параметрических скважин в Березовской впадине на Бысахтахском участке (скв.1873), Кэдэргинской площади [112].

Свита сложена преимущественно песчаниками, переслаивающимися с тонкими прослоями алевролитов и аргиллитов. В верхней части разреза присутствуют прослои карбонатных пород. Песчаники палеошпатово-кварцевые, мелко-среднезернистые, серые, серые с коричневатым оттенком, массивные с горизонтальной слоистостью. Алевролиты и аргиллиты чаще всего пестроцветные. Карбонатные породы представлены доломитами и глинистыми известняками серого и темно-серого цветов [112].

Алексеевская свита была выделена С.А.Бобровой в 1957 г. Отложения свиты вскрыты в глубоких скважинах на Усть-Бирюкской, Кэдэргинской, Бысахтахской и Ыстаннахской площадях. Мощность изменяется от 110 м до 262 м. Разрез свиты представлен толщей переслаивания светло-серых, серых, темно-серых доломитов и

известняков. Отложения свиты также вскрыты скв. 1872 (3353-3662 м), 1873 (3062-3344 м) и др. Представлены известняками и доломитами с редкими прослоями аргиллитов. Мощность свиты составляет 270-410 м [112].

Аналогом алексеевской свиты на юго-западе (Уринский антиклинорий) являются каланчевская свита, где представлена известняками темно-серыми и черными с прослоями алевролитов, мощность свиты 260-300 м. Отложения каланчевской свиты вскрыты в скважине 2730 Бысытах-Кюельской (1638-2032 м) и 3160 Мачинской (995-1405 м) [112].

Торгинская (жуинская серия) свита первоначально была выделена В.А.Обручевым (1932, 1935 гг.) в ранге свиты. В 1986 году в Новосибирске принята стратиграфическая схема, в соответствии с которой в Березовской впадине выделяется торгинская свита, разделенная на три подсвиты. А.К.Бобров и И.Е.Москвитин выделяют отложения торгинской свиты в ранге серии и разделяют ее на две свиты - турукскую и кемюстахскую [112].

Торгинская свита распространена повсеместно на территории Джеюктинского выступа и Березовской впадины, изучена по разрезам многочисленных глубоких скважин. Все три подсвиты торгинской свиты вскрыты в скважинах 2180, 1872, 1873, 2870. Мощность верхнеторгинской подсвиты по этим скважинам составляет 151-400 м, среднеторгинской 134-290 м и нижнеторгинской 96-275 м.

Нижнеторгинская подсвита (турукская свита) вскрыта глубокими скважинами на Усть-Бирюкской, Кэдэргинской, Бысахтахской и Ыстанахской площадях. Представлена переслаиванием аргиллитов, алевролитов, мергелей, доломитов, известняков и реже песчаников. Толщина 125 м.

В разрезе Патомского комплекса аналоги турукской свиты разделяются на две свиты - куллекинскую и никольскую. В Уринском антиклинории куллекинская свита представлена глинистыми гравелитами, глинами, мергелями, алевролитами, песчаниками, реже доломитами и аргиллитами мощностью до 120 м. Никольская свита в Уринском антиклинории сложена алевролитами, мергелями и аргиллитами с прослоями известняков мощностью около 270 м. Отложения никольской свиты вскрыты в скважинах 3160 Мачинской и 2730 Бысытах-Кюельской, мощность соответственно 398 м и 442 м.

Средняя и верхняя подсвиты (кемюстахская свита) вскрыты глубокими скважинами на Усть-Бирюкской, Кэдэргинской, Бысахтахской, Ыстанахской и Мухтинской площадях. Мощность кемюстахской свиты изменяется от 20 до 152 м. Отложения представлены известняками с прослоями мергелей доломитовых, верхняя – известняками с прослоями аргиллитов [112].

В Уринском антиклинории возрастные аналоги кембрия разделяются на две свиты - алячскую и хопычскую. Алячская свита представлена известняками массивными строматолитовыми с прослоями глинистых известняков мощностью около 250 м. Хопычская свита в этом же районе состоит из переслаивания чистых и глинистых разностей известняков. Хопычская свита вскрыта скважинами 3160 Мачинской и 2730 Бысытах-Кюельской, мощность соответственно 421 м и 384 м [112].

Отложения верхнего рифея перекрываются с размывом отложениями венда.

Венд

Согласно "Стратиграфической схеме венда..." (Четвертое межведомственное региональное стратиграфическое совещание по уточнению и дополнению стратиграфических схем венда и кембрия внутренних районов Сибирской платформы, Новосибирск 1986 г.) изучаемые территории относятся к Предпатомско-Виллюйскому фациальному району, который подразделен на три фациальных зоны (с запада на восток): Нюйская зона, Виллючанско-Ыгыятинская зона и Березовская зона. В Нюйской зоне фиксируется наиболее полный разрез венда. Виллючанско-Ыгыятинская зона отличается отсутствием отложений, переходных от верхнего рифея к венду. В Березовской зоне продолжается сокращение разреза, частично отсутствуют отложения непского регионального горизонта, который включает талахскую и паршинскую свиты в Нюйской зоне, в пределах Виллючанской зоны аналогом паршинской свиты являются бесюрхская, ынахская и харыстанская свиты, в пределах Березовской зоны это сералахская свита.

Нюйская и Виллючанско-Ыгыятинская зоны

Наиболее полные разрезы венда вскрыты в юго-восточной части Нюйско-Джербинской впадины в скважине 2420 Суларской площади.

В Виллючанской зоне отложения венда изучены по результатам глубокого бурения на Верхневиллючанском месторождении.

Отложения венда представлены (снизу вверх) **бетинчинской (0-110 м) свитой**, сложенной песчаниками кварцполевошпатового состава с тонкими прослоями аргиллитов и алевролитов.

На отложениях бетинчинской свиты со стратиграфическим перерывом залегает **хоронохская свита (0-100 м)** представленная кварцевыми песчаниками крупнозернистыми до гравелитов, с тонкими прослоями аргиллитов и алевролитов.

В объеме бетинчинской и хоронохской свит выделен виллючанский продуктивный горизонт.

Отложения **талахской свиты** (75-120 м) залегают с перерывом на хоронохской, представлены песчаниками кварцевыми, аркозовыми и граувакковыми с прослоями алевролитов и аргиллитов. В составе свиты выделяется талахский продуктивный горизонт.

На отложениях талахской свиты согласно залегают **бесюряхская свита** (61-98 м), сложена доломитами с прослоями доломитовых мергелей и черных аргиллитов.

Ынахская свита (62-81 м) без видимого перерыва залегают на отложениях бесюряхской свиты, представлена аргиллитами, мергелями и доломитами.

Харыстанская свита (21-97 м) сложена аргиллитами с прослоями ангидрита, алевролитов и песчаников, местами пропитанных нефтью, в пределах свиты выделен одноименный продуктивный горизонт.

В Нюйско-Джербинской впадине на отложениях бесюряхской свиты залегают **паршинская свита** с несогласием. Нижняя часть свиты сложена переслаиванием мергелей, аргиллитов и алевролитов. Верхняя - песчаниками и аргиллитами, с прослоями алевролитов и доломитов. К пластам песчаников приурочен хамакинский продуктивный горизонт. Толщина свиты 88 - 179 м.

В пределах Вилючанской седловины с перерывом на отложениях харыстанской свиты залегают отложения, объединенные в иктехскую серию, в Нюйско-Джербинской впадине отложения серии залегают на породах паршинской свиты.

Иктехская свита в 1986 году переведена в ранг серии, в ее составе выделяются свиты (снизу вверх): **бюкская, успунская, кудулахская**, представленные гравелитами, песчаниками, алевролитами, аргиллитами и реже доломитами, мощность серии 150-500 м. Коллекторы этих отложений газоносны на Хотого-Мурбайском месторождении и рассматриваются в качестве ботубинского продуктивного горизонта. На Верхневилючанском месторождении на близком стратиграфическом уровне выделяется харыстанская свита, песчаные пропластки в которой газоносны и рассматриваются как харыстанский продуктивный горизонт.

Березовская зона

В Березовской зоне отложения венда изучены по данным бурения глубоких скважин на Бысахтахском месторождении, Усть-Бирюкской, Бордонской, Куду-Юряхской, Кэдэргинской, Ыстанахской площадях. Отложения венда в пределах Березовской зоны вскрыты глубокими скважинами в Березовской впадине и Джеюктинском выступе и подразделяются на сералахскую свиту и иктехскую серию (Рис.1.2).

Сералахская свита была выделена в Березовской впадине в 1986 году, залегает несогласно на различных горизонтах торгинской свиты. Разрез свиты подразделяется на две части: нижняя – терригенная и верхняя – преимущественно карбонатная. Терригенная часть сложена гравелитами, песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Верхняя часть

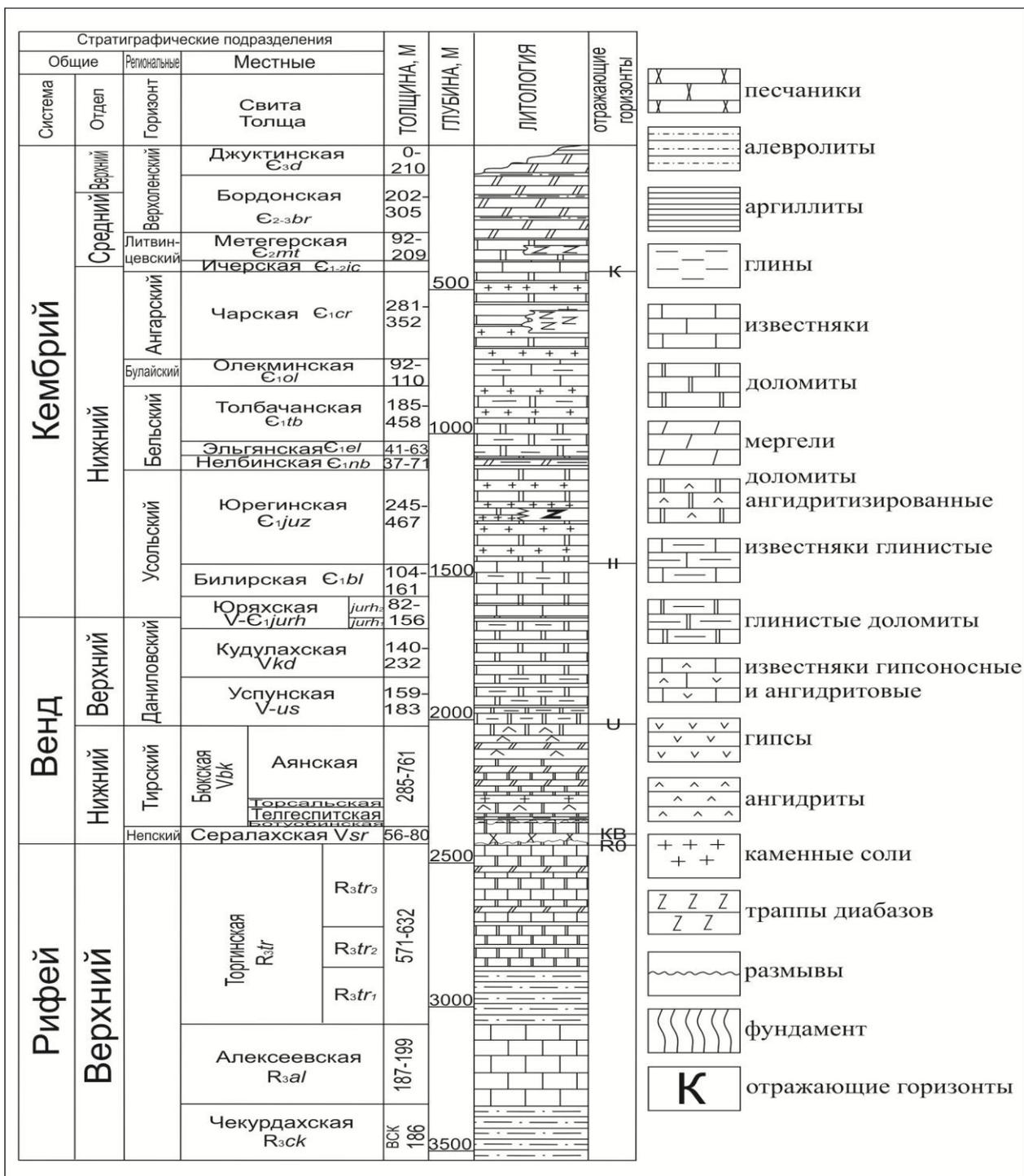


Рис.1.2 Сводный литолого-стратиграфический разрез северо-востока Предпатомского проигиба (по данным ПГО «Ленанефтегазгеология», 1987)

сложена доломитами, иногда песчанистыми и алевритистыми. Мощность свиты изменяется в пределах 99-102 м (по скв.18702, 2360), достигает 220-500 м в обнажениях на Уринском антиклинории.

Отложения **иктехской серии** залегают несогласно на подстилающих породах сералахской свиты, в ее состав входят **бюкская, успунская и кудулахская** свиты, сложенные преимущественно доломитами с прослоями алевролитов и мергелей, ангидритистыми доломитами с тонкими прослоями аргиллитов. Эти отложения газоносны на Быхтахском месторождении и рассматриваются в качестве успунского и кудулахского продуктивных горизонтов. Мощность серии 600-900 м.

Торсальская толща в Березовской впадине и на склонах Джеюктинского выступа большей частью соленосна. Соли здесь переслаиваются с доломитами, мергелями и аргиллитами. Мощность ее составляет 126-172м.

Кембрий

Кембрийская система подразделяется на три отдела: нижний, средний и верхний. Нижний отдел делится на четыре яруса (снизу) - томмотский, атабанский, ботомский и тойонский. Средний кембрий условно подразделяется на амгинский и майский ярусы. Палеонтологически не обоснованной является граница между средним и верхним отделами кембрия - она проведена условно. Из-за недостатка фауны остался нерешенным вопрос о нижней границе кембрия, поэтому в 1989 году была введена индексация "венд-кембрий".

За основу стратификации отложений кембрия принята схема 1986 года (г. Новосибирск). По этой схеме возраст юряхской свиты принят как венд-кембрий.

Согласно "Стратиграфической схеме кембрийских отложений..." (Четвертое межведомственное региональное стратиграфическое совещание по уточнению и дополнению стратиграфических схем венда и кембрия внутренних районов Сибирской платформы, Новосибирск 1986 г.) изучаемые территории относятся к Предпатомскому (Приленская зона) и Сюгджеро-Березовскому (Березовская зона) фациальным районам.

Венд – нижний кембрий

Юряхская свита выделена в 1989 году, по литологическим особенностям делится на две подсвиты. Нижняя подсвита сложена известняками и доломитами, нередко битуминозными, мощность подсвиты 18-27 м. В составе верхней подсвиты доломиты, участками битуминозные или пропитанные нефтью, прослои известняков, доломитовых мергелей и аргиллитов, мощность подсвиты 51-64 м. Порово-кавернозные, иногда трещиноватые, прослои карбонатных пород газоносны на Верхневилучанском,

Вилуйско-Джербинском и Бысахтахском месторождениях и рассматриваются в составе юрехского продуктивного горизонта. Притоки газа из коллекторов юрехского горизонта получены и на Отраднинском месторождении из верхней аллохтонной пластины.

Нижний кембрий

В нижнем кембрии выделяются билирская, юрегинская, нелбинская, эльганская, толбачанская, олекминская и чарская свиты.

Томмотский ярус

Билирская свита подразделяется на две подсвиты. Нижняя сложена доломитами и известняками, часто водорослевыми, участками битуминозными с прослоями аргиллитов и мергелей, мощность подсвиты в пределах Вилуочанской седловины и Нюйско-Джербинской впадины составляет 29-117 м. С коллекторами этой свиты в центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы связан осинский продуктивный горизонт. Верхняя подсвита представлена переслаиванием известняков и доломитов, на Верхневилуочанском месторождении местами неравномерно пропитанных нефтью. Мощность 43-58 м.

В центральной и западной части Березовской впадины свита разделяется на две части пластом соли, который на Бысахтахской и Эргеджейской площадях замещен засоленными глинисто-карбонатными породами. Примесь глинистого материала возрастает к верхней части разреза. Нижняя подсвита сложена доломитами и известняками сероцветными с прослоями мергелей и аргиллитов; верхняя - известняками сероцветными водорослевыми, оолитовыми. Мощность свиты от 104 до 112 м.

Атдабанский ярус.

Юрегинская свита представлена мощными галогенно-карбонатными отложениями – переслаиванием доломитов, известняков, аргиллитов и каменной соли. Мощность свиты 116-303 м. Встречены пластовые интрузии диабазов мощностью 66-165 м. В пределах Березовской впадины доля солей в отложениях свиты достигает 40-50 %, уменьшаясь к своду Джеюктинского выступа. Мощность свиты изменяется от 290-423 м.

Нелбинская свита сложена доломитами сероцветными глинистыми с прослоями мергелей, аргиллитов и включениями ангидритов. Органических остатков не найдено. Мощность свиты 46-72 м.

Эльганская свита сложена известняками сероцветными, темно-серыми с водорослевым строением. Содержит трилобиты родов *Elganellus* и *Malykania*. Мощность свиты 46-72 м.

В Березовской впадине (скважины Бордонская 2400 и Усть-Молбинской 1) свита сложена доломитами светло-серыми, серыми, тонко-, мелкозернистыми,

известковистыми. Встречаются прослои известняков доломитистых. Толщина свиты от 50 м до 57 м.

Толбачанская свита в пределах Вилючанской седловины подразделяется на две подсвиты: нижнюю бессолеую и верхнюю соленосную. Нижняя подсвита представлена доломитами и известняками, аргиллитами, мергелями, мощность подсвиты на Верхневилючанском месторождении 74-146 м. Подсвита иногда прорвана интрузиями траппов мощностью 77-206 м. Верхняя подсвита содержит до 20 пластов каменной соли с примесью доломитового и глинистого материала, разделенных переслаивающимися доломитами, аргиллитами и мергелями, мощность подсвиты 206-303 м, траппы 73-175 м.

В пределах Березовской впадины свита представлена циклическим чередованием доломитов серо- и зеленоцветных, часто загипсованных известняков, каменной соли с тонкими прослоями мергелей и аргиллитов. Каменная соль в основной массе присутствует в верхней части. Мощность свиты изменяется от 297 до 522 м.

Ботомский ярус.

Олекминская свита представлена серыми, иногда коричневатыми известняками и доломитами, слабоглинистыми, часто битуминозными. Свита выдержана по площади, мощность ее изменяется от 94 до 107 м в пределах Березовской впадины и от 60 до 116 м в пределах Вилюйской седловины.

Тойонский ярус.

Чарская свита сложена пластами каменной соли в переслаивании серых и коричневых глинистых доломитов с прослоями аргиллитов и ангидритов. Отмечены пластовые интрузии диабазов толщиной 152 м (скв. Эргеджейская 2360). В пределах Верхневилючанского месторождения мощность свиты равна 244-401 м, в пределах Березовской впадины мощность свиты колеблется в значительных пределах от 338 до 710 м, уменьшаясь, как правило, в сводах положительных структур, где кровля свиты вероятно размыта.

Нижний – средний кембрий

Тойонский – амгинский ярусы

Ичерская свита слагают известняки коричневато-серые, часто битуминозные, с прослоями доломитов. Мощность свиты на 39-76 м.

Амгинский ярус

Метегерская свита. Отложения свиты с нижележащими залегают согласно. Литологически свита представлена доломитами, известковистыми доломитами с прослоями известняков, аргиллитов и мергелей. В пределах Верхневилючанского

месторождения встречаются пласты каменной соли от 1 до 36 м, мощность свиты 90-136 м, встречаются диабазовые интрузии. Мощность свиты в пределах Березовской впадины составляет 111-128 м.

Средний – верхний кембрий

Средний-верхний кембрий представлен **верхоленской серией**, которая впервые была выделена в ранге свиты В.А.Обручевым в 1892 году и в 1986 году была переведена в ранг серии с выделением в ней свит: бордонской, джуктинской и чарголской.

На Инняхской и Бордонской площадях в пределах Березовской впадины серия вскрыта полностью, на Верневиллючанском месторождении отсутствуют отложения чарголской свиты, в пределах Нюйско-Джербинской впадины представлены только отложения бордонской свиты.

Майский ярус

Бордонская свита залегает с размывом на отложениях метегерской свиты. Литологически разделяется на две пачки. Нижняя пачка сложена пестроцветными доломитовыми мергелями с прослоями аргиллитов, алевролитов, гипсов и ангидритов. Верхняя пачка представляет собой переслаивание доломитовых мергелей и аргиллитов с известняками красно и зеленоцветными. Мощность свиты в пределах Верхневиллючанского месторождения 92-347 м, в пределах Березовской впадины изменяется от 269 до 285 м (скв.18702, 2360).

Аюсокканский – аксайский ярусы

Джуктинская свита представлена относительно однородной толщей красновато-бурых мергелей, часто доломитовых и аргиллитов с редкими прослоями известняков и серых доломитов, отмечаются прослои алевролитов и песчаников. Свита имеет выходы на дневную поверхность по р. Джюкте. Мощность свиты в пределах Верхневиллючанского месторождения 0-103 м, в пределах Березовской впадины составляет 116-371 м.

Чарголская свита сложена красноцветными доломитовыми мергелями и аргиллитами с прослоями доломитов, реже известняков, алевролитов и песчаников. Отмечается частая загипсованность пород. Мощность свиты в скв.2360 равна 115 м. В разрезе скважин Бысахтахской площади эти отложения размыты.

Ордовик

Выходы пород ордовика можно наблюдать на склонах Джеюктинского выступа и в прилегающих впадинах (реках Джерба, Черендей, Джюкте). Мощности ордовикских отложений увеличиваются к апикальным частям современных впадин.

Нижний ордовик

Усть-кутский – чуньский ярусы

Точильнинская свита. Отложения свиты согласно залегают на подстилающих породах верхоленской серии. Слагают свиту песчанистые и алевролитистые известняки, доломиты с подчиненными прослоями песчаников, алевролитов, брекчий и конгломератов. Мощность свиты составляет 195 м скв.2360).

Средний ордовик

Криволуцкая свита сложена переслаивающимися пестроокрашенными аргиллитами, алевролитами, песчаниками с подчиненными прослоями доломитов и мергелей. Отложения свиты вскрыты в скважинах 218-0 (111 м) и 217-0 (146 м).

Нижний силур

Отложения силура в пределах Березовской впадины распространены в наиболее погруженных частях и сложены доломитами серыми, желтовато-серыми с подчиненными прослоями красных, реже зеленоватых аргиллитов и мергелей, алевролитистыми известняками, мергелями с прослоями гипса, редко песчаников и алевролитов.

Юра

Юрские терригенные отложения распространены в пределах Ботубинской фациальной зоны и несогласно перекрывают разновозрастные образования палеозоя. Представлены укугутской свитой, в естественных разрезах и по материалам ГИС в основании свиты конгломераты. Сложена переслаиванием песков, алевролитов, глин, известковистых песчаников. Мощность свиты 0-135 м.

Четвертичные отложения

Четвертичные образования распространены в поймах рек и их притоков. Мощность их изменчива и составляет 0-20 м. Представлены они песками, суглинками, глинами, часто встречаются валунно-галечные отложения.

1.2.2. Тектоническое строение

Предпатомский региональный прогиб является надпорядковой структурой, которая с юго-востока отделяет Сибирскую платформу от Байкало-Патомского нагорья системой надвигов. С север-запада он граничит с Непско-Ботубинской антеклизой, с востока с Алданской антеклизой. Прогиб раскрывается на севере в сторону Кемпендяйской впадины (Рис.1.3).

Характерной особенностью Предпатомского прогиба является широкое развитие Вилюйско-Мархинской системы разломов северо-восточного простирания,

представленной надвигами, взбросами и сдвигами. Эта система разломов тянется в пределах Сибирской платформы на сотни километров.

Протяженность Предпатомского прогиба свыше 1250 км при ширине 30-125 км.

В историческом плане регион юго-западной Якутии развивался по типу пассивной коллизионной континентальной окраины. Развитие прошло в четыре основные стадии: рифейскую, венд-ранне-палеозойскую, средне-позднепалеозойскую, мезо-кайнозойскую [1].

На первой стадии на юге существовала Байкало-Патомская пассивная континентальная окраина. В процессе ее развития погружение захватывало краевую часть платформы (Нюйско-Джербинскую впадину). Наиболее приподнятое положение занимала территория северо-восточного крыла Непско-Ботуобинской антеклизы, служившая поставщиком обломочного материала. На второй стадии началось замыкание Байкало-Патомской континентальной окраины, с одновременным погружением, охватившим всю территорию юго-западной Якутии и перестройкой структурного плана, - северо-западное крыло антеклизы погрузилось, ось антеклизы сместилась к юго-востоку в ее современное положение. В течение второй стадии развития был в основном сформирован осадочный чехол. Образовались консидиментационные антиклинальные складки простого строения.

Третья стадия коллизионная, Байкало-Патомская складчатая область надвинулась на край платформы. Осадочный чехол в Предпатомском краевом прогибе был смят в линейные складки. В пределах внутренней зоны прогиба образовалась чешуйчато-надвиговая структура осадочного чехла, характерная для краевых платформенных прогибов. В позднем палеозое в осадочный чехол внедрились трапповые интрузии. Это повлекло дальнейшую перестройку структуры осадочного чехла. Четвертая стадия - стадия общего воздымания и унаследованного развития антиклинальных структур, некоторые из которых выражены в современном рельефе. В настоящее время продолжается общее воздымание территории района, хотя и с меньшей интенсивностью, чем воздымание прилегающих территорий Байкало-Патомской складчатой области и Тунгусской синеклизы [19].

В северо-восточной части Предпатомского прогиба выделяются Березовская и Нюйско-Джербинская впадины, разделенные Джеюктинским выступом, который в свою очередь представляет собой более расширенную территорию Уринского структурного мыса, образующего «входящий угол» в тело платформы.



Рис.1.3 Структурно-тектоническая карта изучаемого района (по данным ОАО «Якутскгеофизика», 2013)

Нюйско-Джербинская впадина

На южный борт Нюйско-Джербинской впадины надвинута Байкало-Патомская складчатая зона, в результате чего верхняя часть осадочного чехла оказалась смещена. Впадина осложнена целым рядом шарьяжно-надвиговых образований, которые представляют собой пакет тектонических пластин, надвинутых с юго-запада на северо-восток. Срыв вдоль надвигов происходил по торсальским солям венда и юрегинским солям нижнего кембрия [19].

В тектоническом плане Нюйско-Джербинская впадина состоит из двух тектонических комплексов. Нижний комплекс (автохтон) слагает часть современной структуры прогиба и обусловлен рядом линейных, вытянутых в северо-восточном

направлении валлообразных поднятий, которые разделяют относительно погруженные зоны. Границами между ними являются разрывные нарушения различной амплитуды. Комплекс имеет блоковый характер и сложен рифейскими и венд-нижнекембрийскими породами [57].

Верхний комплекс (аллохтон) является серией тектонических пластин, надвинутых на платформенный склон, он сложен отложениями верхнего венда и кембрия.

Различные взбросо-надвиговые дислокации были закартированы бурением на Улугурской, Борулахской и Отраднинской и др. площадях.

Линейные структуры верхнего тектонического комплекса Ньюско-Джербинской впадины при незначительной ширине (менее 10 км) имеют большую протяженность (до 100 км). Их характерной особенностью является асимметрия в поперечном разрезе и осложненность высокоамплитудными взбросами и надвигами. Линейные структуры формировались в среднем-позднем палеозое. Шарьяжеобразование происходило в конце каледонского тектоногенеза [76].

Локальные структуры второго порядка Ньюско-Джербинской впадины представлены брахиантиклиналями и линейными складками и имеют северо-восточное простирание. Практически все локальные структуры осложнены разрывными нарушениями и являются приразломными.

Разрывные нарушения могут выступать как в качестве проводников флюидов, так и в качестве экранов.

Березовская впадина

Березовская впадина представляет собой крупную отрицательную структуру, являющуюся восточной составной частью Предпатомского регионального прогиба.

На севере Березовская впадина граничит с Кемпендяйской впадиной, Арбайско-Синским мегавалом и Сарсанским прогибом. Граница проводится условно по верховьям рек Эргеджей и Бирюк, где отмечается крутое падение пород, слагающих осадочный чехол в северном направлении. На юге впадина отделяется от Байкало-Патомского нагорья Южно-Якутской системой глубоких разломов субмеридионального направления, прослеживающихся в осадочном чехле. На западе с Джеюктинским выступом – северной частью Уринского поднятия (антиклинория) границей Березовской впадины служит фронт покрово-надвигов Патомской зоны, приуроченный к глубинным разломам, в частности, осложняющий восточное крыло Бысытах-Кюельской антиклинали. На юго-востоке и востоке впадина граничит с Наманинским выступом Алданской антеклизы. Восточная граница впадины проводится в междуречье рек Чара и Токко.

В структурном плане Березовская впадина имеет асимметричное строение. Ось смещена в сторону складчатой области и проходит параллельно краю последней. Восточное крыло более пологое с углами падения пород осадочного чехла 1-3°, углы падения на западном крыле 2-5°. Длина впадины 300 км, ширина до 150 км. Мощность осадочного чехла на приплатформенном борту составляет 1200-1600 м, на прискладчатом крыле мощность палеозойских и позднедокембрийских пород составляет несколько тысяч метров. Глубина залегания кристаллического фундамента изменяется предположительно от 2 до 7 км. В структуре фундамента выделяется докарельский и карельский структурно-формационные комплексы, которые характеризуются интенсивным развитием пород зеленокаменных поясов. В эти периоды закладываются зоны разломов, сопровождающиеся грабенообразными прогибами, в которых накапливаются осадочно-вулканогенные образования.

Разрез Березовской впадины представлен двумя структурными этажами: кристаллическим фундаментом и осадочным чехлом.

Фундамент представляет собой сложное сочетание глубоко эродированных раннеархейских, позднеархейских и раннепротерозойских структурно-формационных комплексов. В целом с бортов Березовской впадины к центру происходит ступенчатое погружение кристаллического фундамента до 6-7 км в наиболее погруженных участках.

Осадочный чехол состоит из двух структурных ярусов: рифейского и венд-нижнепалеозойского, сформированных соответствующими тектоническими мегакомплексами.

Рифейский структурно-формационный мегакомплекс по времени формирования и особенностям геологического развития представляется в качестве переходного (от орогенного к собственно платформенному) структурного яруса, который залегает с резким угловым несогласием на нижнепротерозойском фундаменте. Возраст мегакомплекса от 1600 + 100 млн. лет до 650 + 50 млн. лет. Мегакомплекс сложен карбонатно-терригенной ассоциацией формаций.

Венд-нижнепалеозойский мегакомплекс залегает на отложениях рифея с региональным угловым и стратиграфическим несогласием. Мегакомплекс сложен преимущественно карбонатными и терригенно-карбонатными породами, среди которых выделяются терригенные горизонты и развиты довольно мощные пласты солей.

Широкое распространение в пределах Березовской впадины имеют разрывные тектонические нарушения, которые отчетливо проявляются на временных сейсмических разрезах. Разрывные дислокации имеют, в основном, северо-восточное простирание и в

большинстве случаев контролируют локальные структуры, как положительные, так и отрицательные.

В пределах Березовской впадины геологической съемкой и сейсморазведкой МОВ и МОГТ выделено более 30 локальных поднятий представленных в основном брахиантиклиналями с относительно пологими углами падения пластов пород на крыльях. С учетом ориентировки и взаимного расположения этих поднятий в структурном плане, они сгруппированы в ряд антиклинальных зон и валообразных поднятий II порядка: Усть-Жуинско-Вернемеличанское, Молбинско-Черендейское, Чаро-Бирюкское, Эбэтасское.

Уринский антиклинорий и Джеюктинский выступ

Разделяющий Нюйско-Джербинскую и Березовскую впадины Уринский антиклинорий является сложнопостроенным поперечным складчатым сооружением, далеко вдающимся в тело Сибирской платформы. Размеры Уринского блока составляют с юга на север около 120-130 км и запада на восток около 40 км. Севернее Уринского блока выделяется Джеюктинский выступ. Выступ имеет изометричное строение, размеры около 40 на 30 км.

Джеюктинский выступ отделяется от Уринского поднятия крупным разломом северо-восточного простирания. Вдоль зоны этого разлома видимо произошло значительное дробление и погружение кристаллического фундамента, позволяющее рассматривать этот выступ отдельно от Уринского блока.

Вилючанская седловина

С северо-востока Вилюйская седловина граничит с Вилюйской гемисинеклизой (Ыгыатинской впадиной и Сунтарским сводом), граница проводится по флексурному изгибу рельефа фундамента и венд-кембрийской толщи. Южная граница седловины проводится вдоль Хотого-Джербинского регионального разлома. Западная граница совпадает с протяженным субмеридиональным разрывным нарушением Вилюйско-Мархинской системы разломов. Размеры Вилючанской седловины составляют 12*50 км.

Кристаллический фундамент Вилючанской седловины залегает на глубинах 2130-2505 м и погружается от осевой части в северном и юго-восточном направлении. Фундамент и осадочный чехол имеют блоковый характер строения благодаря сочетанию разломов северо-восточного и субширотного направлений.

Поперечный грабенообразный прогиб в центральной части седловины разделяет ее на два структурных выступа (поднятия) Верхневилючанский и Вилюйско-Джербинский.

Осадочный чехол Вилючанской седловины представлен несколькими структурными ярусами. Самый нижний из них - рифейский (байкальский). Большая часть

Вилючанской седловины в рифейское время представляла собой область денудации. Отложения верхнерифейского возраста представлены карбонатно-терригенными фациями и развиты только в локальных грабенообразных прогибах.

Вышележащий венд-кембрийский (каледонский) структурный ярус сплошь покрывает Вилючанскую седловину, слагая основную часть платформенного чехла. Мощность его изменяется от 2377 м до 2679 м на Верхневилючанской площади. Представлен он преимущественно терригенно-карбонатными отложениями венда и галогенно-карбонатными образованиями кембрия.

Начиная со среднего палеозоя территория Вилючанской седловины длительное время подвергалась эрозионным процессам. В результате чего юрские отложения верхнего мезозойского структурного яруса (мощностью 150-200 м) с резко выраженным угловым и стратиграфическим несогласием плащеобразно перекрывают верхоленскую серию верхнего-среднего кембрия.

Дизъюнктивные нарушения представлены преимущественно сбросами. Плоскости сместителей как правило субвертикальны. Значительная часть разрывных нарушений сопровождается дайками интрузивных магматических пород. Анализ изменения мощностей венд-кембрийских отложений показывает что на протяжении венда здесь преобладали нисходящие движения. Территория современного Верхневилючанского поднятия длительное время представляла собой палеосклон консидиментационно развивающегося Предпатомского прогиба. Как положительная антиклинальная структура она сформировалась только в посткембрийский период (силур-мезозой) [57, 64].

В целом Предпатомский региональный прогиб имеет очень сложное тектоническое строение и осложнен многочисленными разрывными нарушениями, такими как сбросы, сдвиги, взбросы, надвиги, шарьяжи, расколы разных масштабов проявления и времен активизации. Их формирование происходило на протяжении всей истории развития Сибирской платформы – от архея до настоящего времени, в том числе в периоды накопления органического вещества, генерации, миграции, аккумуляции и разрушения УВ.

1.2.3. Нефтегазоносность

По нефтегазогеологическому районированию исследуемая территория относится к двум нефтегазоносным областям: Непско-Ботуобинской (Вилючанская седловина) и Предпатомской (Нюйско-Джербинская впадина, Березовская впадина, Джеюктинский выступ), которые входят в состав Лено-Тунгусской провинции.

Наиболее изучена бурением и сейсморазведкой Непско-Ботуобинская НГО, здесь открыт ряд месторождений нефти и газа, среди которых уникальное по запасам газа и конденсата Чаяндинское месторождение. Крупными по запасам нефти являются Верхнечонское, Талаканское, Ярактинское, Северо-Талаканское, Верхневиллючанское месторождения.

Промышленные скопления нефти и газа установлены в широком диапазоне разреза от подсолевого карбонатного комплекса венд-нижнего кембрия (осинский горизонт - пласты Б1 и Б2, юряхский - пласты Б3-Б5) до терригенной базальной толщи венда (ботуобинский, харыстанский, улаханский, хамакинский, талахский, виллючанский горизонты). Кроме того, выявлены отдельные нефтегазопоявления, связанные с трещиноватыми доломитами нижней части иктехской свиты, а также с межсолевыми отложениями нижнего кембрия [49].

Предпатомская НГО характеризуется слабой изученностью, как сейсморазведкой, так и глубоким бурением, на ее территории открыто только 3 месторождения: Бысахтахское газоконденсатное, Хотого-Мурбайское газовое и Отраднинское газоконденсатное. Хотого-Мурбайское и Отраднинское месторождения расположены в пределах Нюйско-Джербинской впадины, непосредственно на границе с Непско-Ботуобинской антеклизой. Бысахтахское месторождение приурочено к северо-западной части Березовской впадины.

В изучаемый район входит 3 месторождения: Бысахтахское (Предпатомская НГО, Березовская впадина), Верхневиллючанское и Виллюйско-Джербинское (Непско-Ботуобинская НГО, Виллючанская седловина).

В осадочном чехле Непско-Ботуобинской и Предпатомской нефтегазоносных областях установлено четыре нефтегазоносных комплекса (НГК): рифейский, вендский, верхневендско-нижнекембрийский и кембрийский [48].

Рифейский перспективный НГК

Рифейский перспективный НГК Установлен в Предпатомской НГО, в ее восточной части – Березовской впадине. Он представлен карбонатными отложениями торгинской свиты верхнего рифея. Свита сложена известняками, прослоями глинистыми, доломитистыми. Породы трещиноваты. Пористость известняков невысокая. На Бысахтахском месторождении она достигает 6,2-8,0%. Дебиты газа из отложений торгинской свиты очень низкие от 1,94 тыс.м³/сут в скважине 187-2 до 13.3 тыс.м³/сут в скважине 187-06, в скважине 187-02 отложения торгинской свиты испытаны в открытом стволе совместно с бысахтахским горизонтом.

В соседней Северо-Алданской НГО на Русско-Реченской площади в пределах северо-западного склона Алданской антеклизы, в зоне ее сочленения с Березовской впадиной из песчаников чекурдахской свиты верхнего рифея получен приток газа дебитом до 100 тыс.м³/сут. Свита в разрезах Березовской впадины сложена преимущественно терригенными отложениями, песчаниками и аргиллитами, с маломощными прослоями гравелитов и редкими прослоями доломитов (в интервале 1019-1092 м).

Песчаники пестроцветные полевошпат-кварцевые и кварцевые, тонко-, мелко-, среднезернистые, трещиноватые, трещины в основном залечены кремнистым цементом.

Открытая пористость песчаников в естественных обнажениях на реках Олекма, Тяня, Токко, Ат-Бастах, Чара колеблется от 6,8 до 23,9% (в большинстве случаев 10-20%), газопроницаемость изменяется от 0 до 17,36 мкм²/1000.

В разрезе скважины 3 Олекминской в интервале 2245,4-2281,55м песчаники обладают следующими значениями физических свойств: общая пористость 5,1-17,7% (среднее значение по двум образцам 11,1%), открытая пористость 1,63-9,07% (среднее значение по восемнадцати образцам 5,12%), плотность 2230-2610 кг/м³ (среднее значение 2420 кг/м³ по двум образцам).

Коллекторские свойства песчаников подтверждены опробованиями чекурдахской свиты в структурно-параметрических скважинах 1 и 4 (юг Березовской впадины), в результате которых получены притоки пластовой воды.

Вендский НГК

Основная часть запасов нефти и газа установлена в продуктивных горизонтах этого НГК. Он представлен, в основном, терригенными, терригенно-карбонатными и карбонатными породами.

В вендском нефтегазоносном комплексе в пределах Непско-Ботубинской НГО продуктивные горизонты (вилючанский, талахский, улаханский, хамакинский, харыстанский, ботубинский и телгеспитский) приурочены к нижней части разреза отложений вендского возраста, которая представлена преимущественно терригенными отложениями. Региональным флюидоупором являются плотные карбонатные и карбонатно-глинистые толщи иктехской серии, нижележащие толщи аргиллитов и плотных алевролитов рассматриваются в качестве зональных покрышек при формировании отдельных залежей УВ. Характерным для вендского нефтегазоносного комплекса являются аномально низкие пластовые давления в залежах, зональное распространение коллекторов в продуктивных горизонтах, общее увеличение мощности нижней части осадочного чехла с северо-запада на юго-восток, в сторону Предпатомского

прогиба. В пределах Верхневилючанского месторождения вскрытая мощность вендского терригенного комплекса изменяется от 262 м до 577 м, увеличиваясь с запада на юго-восток, в сторону Предпатомского прогиба.

Вилючанский продуктивный горизонт включает терригенные отложения верхнеталаканской подсвиты, хоронохской и бетинчинской свит венда. Распространен в зоне сочленения Предпатомской и Непско-Ботуобинской НГО (Вилючанская седловина).

Песчаники вилючанского продуктивного горизонта залегают либо на породах кристаллического фундамента, либо перекрывают карбонатные отложения рифея (Вилючанская седловина), либо терригенные породы талаканской толщи венд-риффея (в грабенах Непско-Пеледуйского свода). Общая мощность горизонта изменяется от единиц метров в полосе его выклинивания (юго-восточный склон Непско-Ботуобинской антеклизы) до 176 м в Вилючанской седловине. Максимальные мощности этих отложений развиты в пределах Вилюйско-Джербинского месторождения в зоне сочленения с Предпатомским прогибом, где они подстилаются карбонатной толщей рифейского возраста. В северо-западном направлении рифейская толща выклинивается и песчаники вилючанского горизонта трансгрессивно налегают на породы кристаллического фундамента. Одновременно в этом же направлении сокращается и общая мощность горизонта (за счет исчезновения более древней бетинчинской толщи и постседиментационного размыва верхов хоронохской свиты) до полного выклинивания в северо-западной части Верхневилючанского месторождения. Максимальная мощность песчаников вилючанского продуктивного горизонта составляет 62 м, представлен кварцевыми (хоронохская свита) и полимиктовыми (бетинчинская свита) песчаниками, преимущественно мелко-среднезернистыми, в основании гравелитами слабо- и среднесцементированными. Фильтрационно-емкостные свойства пород относительно невысокие: пористость изменяется от 7 до 16%, проницаемость от 0.005 до 0,450 мкм².

В вилючанском продуктивном горизонте открыты газовые залежи на Верхневилючанском и Вилюйско-Джербинском месторождениях, залежи литологически и тектонически экранированные. Покрышкой для газовых залежей служит довольно мощная песчано-алевролитово-аргиллитовая талахская свита и толща глинистых доломитов с прослоями мергелей и аргиллитов бесюряхской и ынахской свит. Общая мощность флюидоупора в пределах Верхневилючанского месторождения относительно выдержана и составляет 232-282 м. Экранирующая толща распространена на большей части территорий Непско-Ботуобинской и Предпатомской НГО и имеет более широкое площадное развитие относительно подстилающего проницаемого горизонта.

Аналог вилючанского горизонта, приуроченный к хоронохской свите испытан на Чайндинском месторождении в трёх скважинах: в одной из них получен промышленный приток газа дебитом 122 тыс.м³/сут.

Талахский продуктивный горизонт выделяется в объеме одноименной свиты на большей части НБ НГО. Максимальные общие толщины горизонта отмечены в зоне сочленения Непско-Ботуобинской антеклизы с Предпатомским прогибом.

Талахский горизонт литологически неоднороден. Он представлен неравномерным переслаиванием гравелитов, песчаников с прослоями алевролитов и аргиллитов. Песчаники разнообразны по зернистости, плохо отсортированы, гравелитистые, по составу полевошпатово-кварцевые, олигомиктовые. Они сцементированы первичным глинистым цементом. Содержание его в породах изменяется от 1-5% до 8-12%.

Талахский продуктивный горизонт перекрывается преимущественно глинистой толщей нижней части паршинской свиты, толщиной до 60-130 м. Покрышка представлена аргиллитами преимущественно гидрослюдистого состава с прослоями алевролитов и песчаников.

В региональной зоне развития коллекторов талахского горизонта промышленные залежи газа выявлены на Чайндинском, Тас-Юряхском и Среднеботуобинском месторождениях. На Чайндинском месторождении в талахском горизонте выявлена газоконденсатная залежь, дебиты газа при испытании коллекторов достигают 209 тыс.м³/сут. На Среднеботуобинском месторождении с талахским горизонтом связана газоконденсатная залежь в Северном блоке I, из которого ведется добыча газа. В пределах Среднеботуобинского месторождения дебиты газа при испытании меняются от 40.1 до 123.6 тыс.м³/сут. Газоконденсатная залежь талахского горизонта Тас-Юряхского месторождения характеризуется низкими дебитами газа и незначительными запасами. Горизонт представлен чередованием плотных и проницаемых песчаников. Коллектора, вследствие литологической изменчивости, имеют ограниченное развитие в северной части месторождения. Промышленные притоки газа получены только в двух разведочных скважинах.

Улаханский продуктивный горизонт приурочен к кровельной части курсовской свиты. Представлен песчаниками с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов. Продуктивность коллекторов улаханского горизонта установлена на Иреляхском, Маччобинском и Среднеботуобинском месторождениях. На Иреляхском месторождении газонефтяная залежь улаханского горизонта имеет основное промышленное значение, дебиты газа из газонасыщенной части пластов составляет 214-288 тыс.м³/сут, дебиты

нефти 16,5-125 м³/сут. На Маччобинском месторождении в улаханском горизонте выявлена газонефтяная залежь, дебиты газа составляют 3,5-466,2 тыс.м³/сут, дебиты нефти от 3,6 до 13,5 м³/сут. На Среднеботуобинском месторождении выявлены две газоконденсатных залежи в улаханском горизонте. Максимальный дебит газа при испытании достигает 117 тыс.м³/сут, из залежи Северного блока II ведется добыча газа.

Хамакинский продуктивный горизонт стратиграфически приурочен к преимущественно песчаной пачке верхней подсвиты паршинской свиты. Он в достаточной степени изучен глубоким бурением только в пределах НБ НГО.

Максимальные общие толщины горизонта (от 25 до 100 и более м) прослеживаются в зоне сочленения Непско-Пеледуйского свода с Предпатомским прогибом.

Отложения хамакинского продуктивного горизонта представлены неравномерным чередованием пластов песчаников, гравелитов, алевролитов с прослоями, аргиллитов..

Флюидоупором для хамакинского продуктивного горизонта является верхняя глинистая пачка верхнепаршинской подсвиты. Сложена она аргиллитами, алевролитовыми аргиллитами гидрослюидного состава. В пределах региональной зоны открыты газовые залежи на Чайядинском и Талаканском месторождениях.

Харыстанский продуктивный горизонт приурочен к терригенным отложениям венда, перекрывающей с угловым несогласием ынахскую толщу. Харыстанская свита по данным бурения и геофизики характеризуется довольно сложным строением, обусловленным невыдержанным по площади литологическим составом и толщиной песчано-алевритовых пород. В региональном плане продуктивный горизонт прослеживается узкой (5-15 км) полосой общего северо-восточного простирания: от юго-восточного склона Мирнинского свода через осевую часть Вилючанской седловины к Сунтарскому поднятию. Такое развитие горизонта связывается с осадконакоплением песчаных толщ в прибрежных условиях с периодическим колебанием уровня моря. В направлении древней береговой линии (к северо-западу) отмечается выклинивание или размыв отложений, а в сторону открытого моря (на юг и юго-восток) - замещение песчаников глинистыми разностями. В пределах Верхневилючанского месторождения выделяется поперечная зона отсутствия песчаных коллекторов. Последняя разделяет указанную выше полосу на два крупных линзовидных песчаных тела, где формировались локальные залежи углеводородов. Харыстанский горизонт представлен на значительной площади чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Общая толщина харыстанского горизонта по площади месторождения колеблется от 5,6 м до 30,2 м, еще более резко изменяются эффективные толщины от 0 до 11,3 м. Горизонт характеризуется

высокой неоднородностью фильтрационно-емкостных свойств пород, как по разрезу, так и по площади месторождения. В целом максимальные толщины коллекторов тяготеют к осевой части Верхневилучанской структуры. Средняя пористость песчаников составляет 12-13%, проницаемость $(250-350) \cdot 10^{-3}$ мкм². Залежи нефтегазовые, литологически и тектонически экранированные. При испытании пластов-коллекторов получены только промышленные притоки газа (в пяти скважинах Верхневилучанского месторождения). Пачка аргиллитов верхней части харыстанской свиты (толщиной до 20 м), вместе с толщей вышелегающих карбонатных пород буюкской свиты является зональным флюидоупором среднего качества для харыстанского продуктивного горизонта.

Аналогом харыстанского горизонта в Березовской впадине является **бысахтахский горизонт**, который продуктивен на Бысахтахском газоконденсатном месторождении, выделяется в нижней части сералахской свиты - подошве вендских отложений. Горизонт сложен песчаниками серыми кварцевыми. Встречаются прослойки глинистого доломита, аргиллита. Отмечаются многочисленные трещины различной направленности. Эффективные толщины на Бысахтахском месторождении изменяются от 2,7 до 8,4 м. Пористость от 2,87 до 4,47. Дебит газа составляют 139 тыс.м³/сут – 875 тыс.м³/сут. Газоконденсатная залежь бысахтахского горизонта пластовая сводовая тектонически ограниченная.

Ботуобинский продуктивный горизонт стратиграфически приурочен к преимущественно песчаной нижней подсвите буюкской свиты иктехской серии венда.

Ботуобинский продуктивный горизонт распространен в Непско-Ботуобинской НГО и простирается в северном направлении за ее пределы. Кроме того, он выделяется и на территории Предпатомской НГО на Хотого-Мурбайском месторождении, где в 1977 году в пределах юго-западного локального осложнения сводовой части структуры пробурена поисковая скважина № 730, в которой из отложений ботуобинского горизонта получен приток газа дебитом 95 тыс.м³/сут. В Березовском нефтегазоносном районе ботуобинский горизонт большей частью размыт или сложен глинисто-карбонатными породами.

Ботуобинский горизонт представлен песчаниками с подчиненными прослоями алевролитов. Песчаники ботуобинского продуктивного горизонта имеют преимущественно кварцевый, реже, полевошпатово-кварцевый состав, преобладают хорошо отсортированные мелкозернистые, среднезернистые, реже крупнозернистые разновидности. Песчаники ботуобинского горизонта имеют открытую пористость 5-21%, проницаемость 0,5-2,5 мкм², нефтегазонасыщенность 80-98 %.

Горизонт перекрыт мощной (около 40 м) толщей доломитов верхней подсвиты бюкской свиты, существенно ангидритизированных в самой нижней части (10-15 м). Ангидритизированные доломиты являются верхним региональным флюидоупором.

В ботубинском горизонте промышленные залежи газа выявлены на Чаяндинском, Среднеботубинском, Тас-Юряхском и других более мелких месторождениях.

Практически все газовые залежи имеют нефтяные оторочки. Наиболее крупные из них на Среднеботубинском и Чаяндинском. Дебиты газа при испытании коллекторов ботубинского горизонта на Чаяндинском месторождении достигают 868 тыс.м³/сут, нефти 55 м³/сут. На Среднеботубинском месторождении дебиты от 31,7 до 715,5 тыс м³/сут, дебиты нефти 15-130 м³/сут.

Безымянный горизонт выявлен в верхнебюкской подсвите Таас – Юряхской площади. Он является одним из перспективных объектов, практически неизученным. Представляет собой высокопроницаемую кавернозную пачку доломитов, залегающую на 80-100 м выше ботубинского горизонта. Характеризуется аномально низким пластовым давлением, и исключительной проницаемостью, что при бурении приводит к интенсивному поглощению промывочной жидкости доходящей до 50-70 м³/час и полной потери циркуляции бурового раствора. Бурением горизонт не изучен и не опробован в связи с отсутствием технологии его вскрытия.

Телгеспитский продуктивный горизонт приурочен к карбонатным отложениям телгеспитской пачки верхнебюкской свиты венда. Его промышленная продуктивность доказана на Отрадинском газоконденсатном месторождении, расположенном в Предпатомской НГО. Основная часть горизонта представлена доломитами серыми, темносерыми и коричневато-серыми, тонкокристаллическими, крепкими, плотными, участками кавернозными, в различной степени трещиноватыми. Характерны включения (особенно в кровле и подошве горизонта) белого и светло-серого ангидрита. Отмечены зеркала скольжения, примазки черного арсиллита, а также каменная соль в отдельных кавернах и трещинах. В зоне древнего карста (скв. 314-2) развиты вторичные известняки доломитизированные коричневато-серые мелкозернистые, кавернознопоровые, низкой прочности, отличающиеся наиболее высокой пористостью (свыше 16 %). Коллекторские свойства матрицы тонкокристаллических доломитов очень низкие. Пористость порядка 2-3 %, проницаемость обычно менее 0,4 мд. Максимальное значение проницаемости - 260 мдарси при пористости 8,9%. Дебиты газа в пределах месторождения достигают 325 тыс. м³/сут.

Покрышкой для телгеспитского продуктивного горизонта является торсальская соленосная пачка бюкской свиты.

Телгеспитская толща (в отдельных районах и аянская толща) - это один из наиболее перспективных объектов поиска в зоне сочленения Предпатомского прогиба с Непско-Ботуобинской антеклизой. Все пробуренные скважины фиксировали наличие коллекторов. Наиболее часто отмечаются интенсивные поглощения промывочной жидкости при бурении.

Верхневендско-нижнекембрийский НГК

Верхневендско-нижнекембрийский НГК включает карбонатные отложения (успунская, кудулахская, юряхская, билирская свиты) и перекрывающую их региональный флюидоупор - мощную соленосную юрегинскую свиту. Продуктивные горизонты сложены преимущественно доломитами и в меньшей степени известняками. Разобцающие их зональные покрышки представлены плотными карбонатными и глинисто-карбонатными породами. При формировании емкости резервуаров в карбонатных отложениях существенную роль играли постседиментационные процессы, в значительной степени обусловленные развитием проводящих субвертикальных разломов и зон трещиноватости.

На территории Западной Якутии в пределах Непско-Ботуобинской и Предпатомской НГО в верхневендско-нижнекембрийском НГК выделяются успунский, кудулахский, юряхский и осинский продуктивные горизонты. Они имеют зональное развитие. Промышленные притоки газа из первых двух получены только в Березовской впадине на Бысахтахском месторождении.

Преображенский продуктивный горизонт распространен повсеместно на всей территории Непско-Ботуобинской антеклизы от Устькутско-Марковского района на юго-западе до Верхневилючанского на северо-востоке. Соответствует проницаемому выдержанному пласту доломитов в основании успунской свиты венда.

Нефтегазоносность преображенского горизонта доказана на Верхнечонском месторождении, где из отложений этого получены притоки УВ более чем в 20 скважинах. Пористость доломитов на Верхнечонском месторождении достигает 16 %, при средней 8-10 %; проницаемость – до $20 \times 10^{-15} \text{ м}^2$. Дебиты нефти достигают $20 \text{ м}^3/\text{сут}$, а газа – 23 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$.

Залежь преображенского горизонта на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении – газоконденсатно-нефтяная, неантиклинальная, пластовая, блоковая, литологически и тектонически экранированная.

На Среднеботуобинском месторождении предполагается существование аналога преобразенского продуктивного горизонта. Сложен он преимущественно доломитами неравномерно перекристаллизованными, трещиноватыми. Экранирующей толщей преобразенского продуктивного горизонта служат глинистые доломиты, представленные ангидрито-доломитами, мергелями, реже аргиллитами и вышележащая часть успунской свиты венда, которая представлена глинистыми доломитами, ангидрито-доломитами, мергелями, реже аргиллитами.

В целом горизонт характеризуется низкими фильтрационно-емкостными свойствами слагающих его пород. В доломитах преобразенского продуктивного горизонта преобладают следующие типы коллекторов: каверновый, порово-каверновый порово-каверново-трещинный, трещинный.

Успунский продуктивный горизонт приурочен к успунской свите и выделяется в пределах Березовской впадины, продуктивен на Бысахтахском месторождении. Сложен, в основном, глинистыми доломитами, переслаиваемыми со слабо глинистыми доломитами. Чистые неглинистые карбонатные породы имеют подчиненный характер распространения. Породы успунского горизонта обладают повышенной трещиноватостью.

При проведении испытаний из отложений горизонта получены притоки газа и жидкости, представляющей собой смесь пластовой воды и фильтрата. Притоки газа получены в трех скважинах Бысахтахского ГКМ. Дебиты газа составили от 5.2 до 260 тыс. м³/сут, притоки жидкости получены в трех скважинах, дебиты жидкости составили от 1.2 до 52 м³/сут.

В успунской залежи два типа коллекторов – межзерновый и трещинный.

Кудулахский горизонт приурочен к одноименной свите венда, продуктивность его доказана на Бысахтахском месторождении в пределах Предпатомской НГО. Горизонт сложен доломитами коричневатого и зеленоватого-серого цвета. Отмечены многочисленные зеркала скольжения под углом 30-50° к оси скважины, имеются стиллолитовые швы по которым развита битуминозность. В сколах запах конденсата. Кудулахский горизонт вскрыли все пробуренные скважины. Эффективные толщины на Бысахтахском ГКМ от 5 до 25 м. Промышленные притоки получены в 4 скважинах, дебиты газа 200 тыс. м³/сут.- 300 тыс. м³/сут. В отложениях кудулахского горизонта выделяется 4 типа коллекторов (межзерновый, порово-каверновый, каверновый и трещинный).

Юряхский продуктивный горизонт стратиграфически приурочен к карбонатным отложениям одноименной свиты венд-кембрия и представлен тремя пластами – Б3, Б4,

приуроченными к верхней подсвите юрхской свиты и пласт Б5, выделенный в нижней подсвите юрхской свиты. Горизонт развит на Вилючанской седловине и смежных территориях Непско-Ботуобинской антеклизы, Предпатомского прогиба и Вилюйской синеклизы. В зоне развития коллекторов юрхского горизонта в Непско-Ботуобинской НГО открыты Иктехское, Верхневилучанское и Вилюйско-Джербинское месторождения, а также получены единичные притоки газа на Суларской площади и нефти на Буягинской. В пределах Предпатомской НГО продуктивность юрхского горизонта установлена на Бысахтахском месторождении.

Сложен доломитами различной степени глинистости и доломитизированными известняками. Эффективное пустотное пространство коллекторов юрхского горизонта представлено порами, кавернами и трещинами.

В пределах Вилючанской седловины общая толщина пластов Б3 и Б4 – 40-43 м, эффективная нефтенасыщенная – 5-7 м, газонасыщенная – 12-13 м. Пористость колеблется от 11% на Иктехском месторождении до 14% - на Вилюйско-Джербинском, проницаемость – до $100 \times 10^{-15} \text{ м}^2$. Средние дебиты нефти – 5-10 м³/сут, газа – от 75 до 89 м³/сут.

Проницаемый пласт Б5 продуктивен на Иктехском месторождении. Крупные притоки нефти и газа получены на Верхнечонском месторождении. На Иктехском и Даниловском месторождениях толщина пласта проницаемого пласта Б5 составляет 22 м и 19 м, соответственно, причём около четверти её на Иктехском месторождении характеризуется газовым насыщением, а на Даниловском – нефтяным. Пористость проницаемого пласта на этих месторождениях – от 9 до 12 %, проницаемость – до $44 \times 10^{-15} \text{ м}^2$.

Средние притоки из пласта Б5 нефти на Даниловском и газа на Иктехском месторождении соответственно 74 м³/сут и 92 тыс.м³/сут.

На Бысахтахском месторождении юрхский продуктивный горизонт сложен известняками, доломитами и их переходными разностями. В средней части горизонта залегает выдержанная по мощности пачка глинистых доломитов. В кровельной части хорошо прослеживается маломощный пласт ангидритизированного доломита.

Проницаемую часть горизонта составляют сложнопостроенные карбонатные коллекторы, имеющие межзерновую, кавернозную и трещинную емкость.

По данным ГИС и испытаний коллекторы горизонта в пределах контура изученности Бысахтахского газоконденсатного месторождения (ГКМ) являются

газонасыщенными. Эффективные толщины изменяются от 16,5 до 35,6 м. Промышленные притоки газа получены в 5 скважинах с дебитами от 81 тыс.м³/сут до 945 тыс.м³/сут.

Верхним флюидоупором юрхского горизонта служит пачка чередующихся глинистых, ангидритизированных, послойноокремненных доломитов, аргиллитов, ангидрито-доломитов и ангидритов мощностью 15-20 м в основании билирской свиты. На территории Непско-Ботуобинской НГО и Предпатомской НГО она распространена повсеместно. Породы практически непроницаемы.

Осинский продуктивный горизонт приурочен к билирской свите нижнего кембрия. Билирская свита соответствует нижним частям усольской свиты, выделяемой в западных и юго-восточных частях Сибирской платформы, на территории Иркутской области и Красноярского края. Верхняя подсвита сопоставляется с осинским горизонтом (средняя подсвита усольской свиты), а нижняя – с подосинской частью усольской свиты (нижняя подсвита усольской свиты). На большей части юга Сибирской платформы подосинские отложения кембрия в той или иной степени соленосны, и только вдоль центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы выделяется обширная зона, не содержащая галогенных пород (Талаканское, Чайндинское, Среднеботуобинское и др. месторождения).

Нижняя подсвита билирской свиты сложена доломитами, слоистыми и массивными, строматолитовыми, неравномерно глинистыми, неравномерно ангидритистыми, с прослоями аргиллитов. С отложениями подсвиты связан продуктивный горизонт Б2. На большей части Сибирской платформы он накапливался в условиях солеродной платформы и в состав осинского горизонта не включается. Только в осевой части Непско-Ботуобинской антеклизы выделяется полоса, где эти отложения имеют чисто карбонатный состав и обладают коллекторскими свойствами. В отложениях горизонта Б2 числятся запасы газа на Среднеботуобинском месторождении. Дебиты газа при испытании коллекторов пласта Б2 на месторождении достигали 390 тыс.м³/сут. Его нефтегазоносность также доказана в пределах Талаканского месторождения.

Верхняя подсвита сложена переслаиванием известняков органогенных, доломитизированных, доломитов и глинистых доломитов. Породы тонко-среднекристаллические, слоистые и массивные, иногда пористые и мелкокавернозные. Встречаются прослои зеленовато-серых мергелей и аргиллитов, линзы и прослойки ангидритов. С отложениями подсвиты связан продуктивный горизонт Б1, продуктивность которого доказана на Среднеботуобинском, Талаканском, Северо-Талаканском, Верхнечонском, Пилюдинском месторождениях. Дебиты газа по скважинам

Среднеботуобинского горизонта достигают 410 тыс.м³/сут. Пласт Б2 характеризуется сильной изменчивостью, представлен переслаиванием известняков доломитизированных, кавернозных и глинистых доломитов.

Карбонатные пород-коллекторы, слагающие эти горизонты имеют сложное строение и характеризуются развитием различных типов коллекторов: каверново-поровых, поровых, трещинно-каверново-поровых. Их качество в значительной мере определили условия седиментации отложений и интенсивность проявления в них вторичных процессов, как положительно, так и отрицательно влияющих на фильтрационно-ёмкостные свойства пород. Пустотность коллекторов осинского Б1 и Б2 продуктивных пластов изменяется от 5% до 25%, составляя в среднем 9%, проницаемость достигает первых единиц $\times 10^{-12} \text{ м}^2$, однако в среднем составляет $10-15 \times 10^{-15} \text{ м}^2$.

Пласты разделены между собой перемычкой небольшой толщины.

Перекрывают пласт Б1 галогенно-карбонатные отложения юрегинской свиты, выступающие в качестве флюидоупоров.

Кембрийский перспективный НГК

Кембрийский перспективный НГК сложен сульфатно-карбонатными отложениями нижнего и среднего кембрия, включает олекминский и ичиро-метегерский продуктивные горизонты.

В нижней части разреза олекминской свиты отмечаются проницаемые, пористые кавернозные, пропитанные битумом слои. В средней части свиты карбонатные породы более битуминозные, за счет чего отмечаются повышенные значения ГК. На отдельных площадях выделяют *олекминский продуктивный горизонт*, из которого на Верхневилучанской, Таас-Юряхской и Иреляхской площадях отмечены случаи получения притоков газа.

Ичиро-метегерский продуктивный горизонт

В северо-восточной части Березовской впадины на Кэдергинской площади установлено наличие коллекторов промышленного значения в ичирской свите нижнего-среднего кембрия. В скважине №438 из интервала 893-968 м получен приток газа дебитом 130 тыс. м³/сут на диафрагме 13 мм, в скважине № 431 в процессе открытого выброса дебит газа составил более 2000 тыс.м³/сут. Пласты-коллекторы представлены известняками и доломитами. Эффективная толщина изменяется от 4.4 до 8.8 м, открытая пористость от 5 до 12%.

Выводы

1. Геолого-геофизическая изученность северо-восточной части Предпатомского прогиба слабая, как глубоким бурением, так и современной сейсморазведкой.
2. Современные представления о геологической модели изучаемой территории базируются в основном на структурно-тектонических построениях и интерпретационной интерполяции данных бурения немногочисленных глубоких скважин.
3. В связи с тем, что размещение скоплений УВ в значительной степени контролируется характером распространения зон улучшенных коллекторов, необходима региональная оценка расположения типов геологического разреза нефтегазоперспективных рифейских, вендских и кембрийских отложений, а также их ФЕС на основе использования инновационной сейсмической технологии в комплексе с данными бурения.

Глава 2. Оптимизация методики прогнозирования типов геологического разреза и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов верхней части рифейских (200м), вендских и нижнекембрийских отложений по данным сейсморазведки

Изучение геологического строения основных нефтегазоперспективных нижнекембрийских, вендских и верхней части рифейских отложений северо-восточной части Предпатомского прогиба по данным сейсморазведки является сложной задачей и требует нового методического подхода для повышения надежности результатов. Эти результаты представляют собой, прежде всего, прогноз типов геологического разреза и параметров фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов.

Оптимизированная методика изучения верхней части рифейских (200м), вендских и нижнекембрийских отложений северо-востока Предпатомского прогиба по данным сейсморазведки позволяет решить задачу прогнозирования типов геологического разреза и ФЕС коллекторов в межскважинном пространстве и на этой основе, с учетом структурно-тектонического фактора, выделить новые зоны, перспективные на нефть и газ.

Эта оптимизированная методика изучения северо-востока Предпатомского прогиба представляет собой адаптацию инновационной технологии комплексного спектрально-скоростного прогнозирования (КССП) [40] к конкретным сейсмогеологическим условиям исследуемой территории.

Технология КССП разработана на базе спектрально-временного анализа (СВАН) [13]. С использованием КССП впервые было показано, что различные типы карбонатного и терригенного разреза лучше всего отображаются в волновом поле в виде различных спектрально-временных образов (СВО).

Результаты применения методики представляют собой разрезы, карты и кубы типов геологического разреза, коэффициентов пористости и проницаемости, эффективных толщин, удельной емкости и гидропроводности коллекторов, имеющих как пористую, так и трещинную и трещинно-кавернозную структуру.

Технология КССП основана на новых способах геофизической разведки, по которым получено 6 патентов на изобретение РФ, и рекомендована к применению «Методическими рекомендациями по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) при подсчете запасов нефти и газа» (2006 г.).

Технология КССП очень чувствительна к различиям сейсмогеологических условий, в связи с чем требуется адаптация КССП к спектрально-временным откликам реальной

изучаемой геологической среды, т.е. в нашем случае необходима оптимизация методики использования КССП применительно к геологическому строению северо-восточной части Предпатомского прогиба.

Работы выполнены по региональной сети из 13 композитных сейсмических профилей общим объемом около 2000 пог. км, опирающуюся на 17 глубоких скважин: Южно-Березовскую 2870, Курдарарскую 2841, Бордонскую 2400, Усть-Молбинскую 1, Мачинскую 3160, Южно-Бысахтахскую 2390, Бысытах-Кюельскую 2730, Верхнечерендейскую 2170, Бысахтахскую 18702, Усть-Бирюкскую 1, Ыстанахскую 2180, Кэдэргинскую 432, Джаджанскую 2610, Эргеджейскую 2360, Верхневиллючанскую 602, Улугурскую 2890, Ленскую 2470 (рис. 1.4).

Для проведения КССП отобраны профили с наилучшим качеством выделения и прослеживания отражающих горизонтов (ОГ).

В качестве границ разреза использованы пять отражающих горизонтов: К – кровля солей чарской свиты нижнего кембрия, II – подошва солей юрегинской свиты нижнего кембрия, U – подошва успунской свиты верхнего венда, KB – кровля терригенного венда и R₀ – кровля эрозионной поверхности рифея.

Прогнозирование типов геологического разреза и ФЕС коллекторов выполнено по пяти интервалам верхней части рифейских (200м), вендских и нижнекембрийских отложений между отражающими горизонтами: (ОГ) К-II (нижнекембрийский интервал, верхнеусольский, бельский, булайский, ангарский горизонты), II-U (верхневендско-нижнекембрийский интервал, даниловский и нижнеусольский горизонты), U-KB (нижневендский карбонатный интервал, тирский горизонт), KB-R₀ (нижневендский терригенный интервал, непский горизонт), R₀ – R₀+200 м (80 мс) (верхняя двухсотметровая толща рифея, рифейский интервал) (рис.1.2). Верхняя часть рифейских отложений мощностью 200 м (80 мс) взята для прогноза, поскольку все известные продуктивные скважины Восточной Сибири не выходят из этого интервала.

Для оптимизации методики (рис.2.1), прежде всего, было проведено моделирование с использованием данных акустического каротажа (АК) в скважинах с получением синтетических трасс и СВАН-колонок по ним, расчетом спектрально-временных модельных атрибутов СВАмод и псевдоакустических скоростей V_{пак}, KBK синтетических и сейсмических трасс, а также СВАН-колонок в районе скважин (блок 1, 2).

KBK синтетических и сейсмических трасс изменяется по исследуемым интервалам от 0,60 до 0,95, составляя в среднем KBK_{ср} трасс = 0,78. KBK синтетических и

сейсмических СВАН-колонок выше и изменяется от 0,73 до 0,98, составляя в среднем величину 0,89 (табл. 2.1, рис. 2.2).

Таким образом, исходный сейсмический материал по отобранной региональной сети композитных профилей вполне пригоден для динамической интерпретации, в достаточной мере отображая реальную среду.



Рис.2.1. Блок-схема оптимизации методики комплексного спектрально-скоростного прогнозирования типов геологического разреза и параметров ФЕС коллекторов верхней части рифейских (200м), вендских и нижнекембрийских отложений северо-востока Предпатомского прогиба

Таблица 2.1. Взаимная корреляция синтетических и сейсмических трасс и СВАН-колонок

Скважина №	Интервал анализа, КВК трасс				
	К-П	П-У	У-КВ	КВ-R ₀	R ₀ -200
Бысахтахская 18702	0,65	0,74	0,78	0,92	0,93
Южно-Бысахтахская 2390	0,67	0,77	0,69	0,91	0,86
Бордонская 2400	0,67	0,70	0,75	0,95	0,89
Эргеджейская 2360	0,63	0,70	0,81	0,94	нет записи
Джаджанская 2610	0,62	0,80	0,75	0,86	0,82
Верхнечерендейская 2170	0,60	0,84	0,84	0,93	нет записи
Улугурская 2890	0,65	нет записи	нет записи	нет записи	нет записи
Ленская 2470	0,73	0,74	нет записи	нет записи	нет записи
Ыстанахская 2180	0,65	0,71	0,80	0,81	0,82
Курдарарская 2841	0,62	0,77	0,76	0,77	0,90
Южно-Березовская 2870	нет записи	0,79	0,75	0,78	0,77
Усть-Молбинская 1	0,65	0,68	0,81	нет записи	нет записи
Бысытах-Кюельская 2730	нет записи	0,78	0,78	0,84	0,78
Кэдэргинская 432	0,53	нет записи	нет записи	нет записи	нет записи
КВКср по интервалам	0,64	0,75	0,77	0,87	0,85
КВКср общая	0,78				

Скважина №	Интервал анализа, КВК СВАН-колонок				
	К-П	П-У	У-КВ	КВ-R ₀	R ₀ -200
Бысахтахская 1873	0,76	0,84	0,88	0,98	0,98
Южно-Бысахтахская 2390	0,88	0,92	0,81	0,95	0,98
Бордонская 2400	0,75	0,86	0,83	0,98	0,95
Эргеджейская 2360	0,79	0,79	0,92	0,96	нет записи
Джаджанская 2610	0,82	0,93	0,89	0,91	0,98
Верхнечерендейская 2170	0,73	0,90	0,93	0,97	нет записи
Улугурская 2890	0,77	нет записи	нет записи	нет записи	нет записи
Ленская 2470	0,87	0,88	нет записи	нет записи	нет записи
Ыстанахская 2180	0,80	0,84	0,89	0,93	0,89
Курдарарская 2841	0,78	0,86	0,95	0,84	0,93
Южно-Березовская 2870	нет записи	0,91	0,89	0,92	0,90
Усть-Молбинская 1	0,82	0,79	0,97	нет записи	нет записи
Бысытах-Кюельская 2730	нет записи	0,81	0,94	0,94	0,86
Кэдэргинская 432	0,76	нет записи	нет записи	нет записи	нет записи
КВКср по интервалам	0,79	0,86	0,90	0,94	0,93
КВКср общая	0,89				

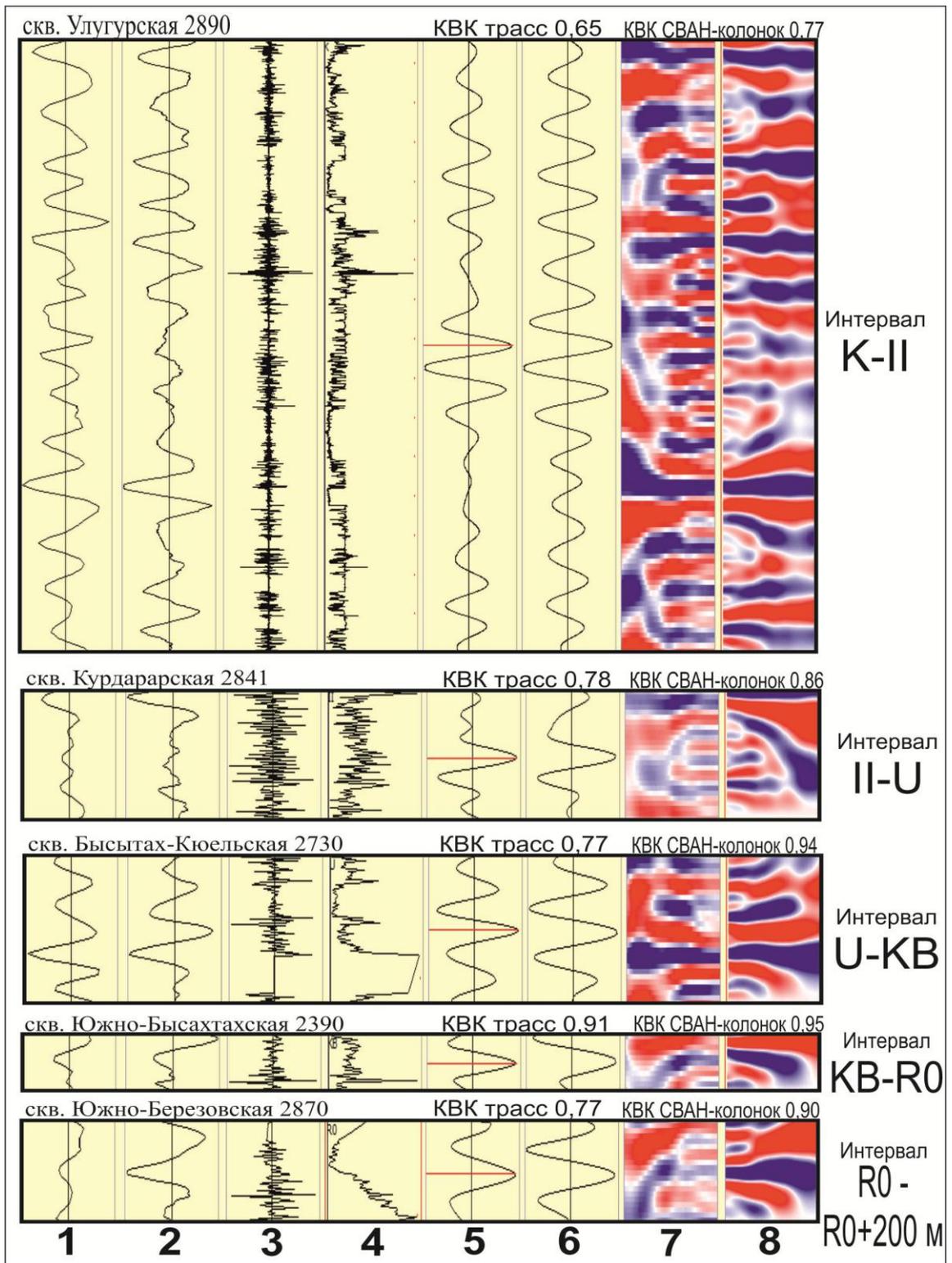


Рис. 2.2. Геофизическое СВАН-моделирование по данным АК и сейсморазведки:
 1 – сейсмическая трасса в районе исследуемой скважины; 2 – синтетическая трасса (АК);
 3- импульсная трасса (АК); 4 – исходные данные (АК) в скважине; 5 – КВК сейсмических
 трасс 1 и 2; 6 – КВК СВАН-колонок 7 и 8; 7 – СВАН-колонка по сейсмической трассе 1;
 8 – СВАН-колонка по синтетической трассе 2.

2.1. Прогноз типов геологического разреза

Типизация разреза пяти изучаемых интервалов выполнена по средним параметрам ФЕС: эффективной мощности (Нэф), коэффициенту пористости (Кп), нефтегазонасыщенности (Кнг) и проницаемости (Кпр), плотности пород коллекторов, дебиту флюида (газ, вода), литологическому составу коллекторов (табл. 2.2).

Интервал между отражающими горизонтами К-II (нижний кембрий) разделен по имеющимся данным на два типа разреза – с наилучшими коллекторскими свойствами (I) и со средними коллекторскими свойствами (II).

Интервалы между ОГ II-U (верхневендско-нижнекембрийский интервал), U-KB (нижневендский карбонатный интервал), KB-R0 (нижневендский терригенный интервал) и R₀ - R₀+200 м (80 мс) (верхние отложения рифея до 200 м, рифейский интервал) разделены на три типа разреза: I – с наилучшими коллекторскими свойствами, II – со средними коллекторскими свойствами и III– неколлектор (табл. 2.2).

В интервале II-U первый тип разреза уверенно выделяется по Нэф = 10-30 м, Кпр = 1-2 мД и дебитом газа в Бысахтахской скважине 150 тыс. м³/сут.

В интервале U-KB первый тип разреза выделен по всем используемым параметрам.

В интервале KB-R0 первый и второй типы разреза наиболее контрастны по Нэф, Кп и дебиту газа 875 тыс. м³/сут.

В двухсотметровом рифейском интервале первый тип разреза отличается от второго прежде всего по значениям Нэф, Кп, Кнг и Кпр.

Первый тип геологического разреза (с наилучшими коллекторскими свойствами) представляет собой доломиты серые, коричневатые, трещиноватые, с прослоями известняков крупно-среднезернистых, сгустково-комковатых, массивных, трещиноватых, часто доломитовых, алевролитов и аргиллитов коричневых, зеленоватых, а также заметно большими коллекторскими свойствами - эффективными толщинами (Нэф = 9-15 м), пористостью (Кп = 7,5-15%), нефтегазонасыщенностью (Кнг = 0,4-0,8), проницаемостью (Кпр = 0,9-2,0 мД). В одной скважине получен приток газа дебитом 57 тыс. м³/сут. (Кэдэргинская 432).

Второй тип разреза (со средними коллекторскими свойствами) характеризуется известняками темно-серыми и серыми, водорослевыми, скрытокристаллическими, битуминозными, иногда доломитовыми, доломитами серыми, коричневатыми, мелкозернистыми, иногда окварцованными, слабо глинистыми, часто известковистыми водорослевыми и обломочными, битуминозными, с прослоями мергелей и аргиллитов, а также заметно меньшими коллекторскими свойствами по сравнению с первым типом.

Третий тип пород содержит пачки солей, аргиллитов, мергелей и плотные разности доломитов и известняков с низкими коллекторскими свойствами, позволяющими относить их к неколлекторам.

По модельным спектрально-временным атрибутам (СВАмод), наилучшим образом характеризующим спектрально-временные образы различных типов геологического разреза, т.е. по сертифицированным СВАмод (блок 4), разница СВА для различных типов (Δ) относительно среднеквадратической оценки разброса СВА для одного типа (σ) составляет $(\Delta/\sigma) = 1,3-8,4$, т.е. доверительная вероятность разделения типов разреза $P = 0,8-0,99$ и вполне надежная (табл. 2.3, рис. 2.3-2.4).

По сейсмическим сертифицированным спектрально-временным атрибутам (СВА) (Δ/σ) составляет $1,4-11,8$, т.е. $P = 0,8-0,99$. Этот результат полностью соответствует синтетической модели разделения типов, таким образом, сейсмический прогноз различных типов геологического разреза следует считать надежным (табл. 2.4, рис. 2.5).

Помимо спектрально-временных атрибутов используется псевдоакустическая скорость ($V_{\text{пак}}$), предварительно сопоставленная с акустической скоростью ($V_{\text{ак}}$).

КВК $V_{\text{ак}}$ и $V_{\text{пак}}$ составил $0,72-0,78$ (табл. 2.5), в среднем КВК= $0,75$. Псевдоакустическая скорость ($V_{\text{пак}}$) сертифицирована для 5 интервалов – К-II, II-U, U-KB, KB-R0, R0 - R0+200.

После моделирования и сертификации выполнено определение сертифицированных СВА и $V_{\text{пак}}$ по всем трассам сейсмической записи на региональных композитных профилях, сглаживание и редакция СВА, $V_{\text{пак}}$ (блок 5) и построение карт сертифицированных СВА и $V_{\text{пак}}$ (блок 6). По этим схематическим картам сертифицированных атрибутов проведена их комплексная интерпретация с данными бурения (результатами типизации геологического разреза) на основе использования математического кластера К-средних по А.В. Петрову, алгоритм которого учитывает взаимную корреляцию исходных данных (блок 7).

Классификация кластерного атрибута, т.е. выделение однородных зон комплексного атрибута, представляет собой карту типов геологического разреза, увязанную с типизированным разрезом верхней части рифейских (200м), вендских и нижнекембрийских отложений в пяти изучаемых интервалах семнадцати скважин.

Таким образом, всего построено пять карт типов геологического разреза (рис.2.6-2.10), на которых эталонные скважинные данные отображены в двумерном пространстве (площади).

Таблица 2.2. Типизация разреза пяти интервалов исследования верхней части рифейских (200м), вендских и нижнекембрийских отложений

№ п/п	Скважины	Дебит		Типы коллекторов	Средние параметры ФЭС			Плотность пороа-коллекторов, г/см ³	Порода-коллектор	
		газ, тыс. м ³ /сут	вода, м ³ /сут		Нэф, м	Кп, %	Кнг, д.е.а.			Кпр, мд
1	Кадаргинская 432	37,75		I наилучшие коллекторские свойства	8	0,8	1	2,65	Доломиты с прослоями известняков, мергелей, алевролитов и аргиллитов. Продукт или вода.	
2	Усть-Бириюкская 1	не испытывали			14,6	нет данных	1,6	2,66		
3	Усть-Молбинская 1	не испытывали			8,1	0,53		нет данных		
4	Ленская 2470	3			12	0,6	2	2,61		
5	Джаджанская 2610	3			9	0,55	2	2,68		
6	Верхнечерендейская 2170	30,76		II средние коллекторские свойства	10	7,5	0,4	2,65	Известняки, доломиты. Прослой мергелей, аргиллитов. Вода.	
7	Курдарарская 2841	не испытывали			8	7,5	0,2	0,65		2,7
8	Ыстанакская 2180	сухо			9	6,2	0,25	0,7		2,73
9	Улугурская 2890	не испытывали			7	6		нет данных		
10	Бысактакская 18702	нет данных			7,8	7	0,15	0,7		2,72
11	Бордонская 2400	сухо			6	7,5	0,16	0,7		2,75
12	Южно-Бысактакская 2390	нет данных			8	6,7	0,15	0,7		2,73
13	Эргеджейская 2360	не испытывали		7,5	6	0,15	0,7	2,72		
14	Верхневеличонская 602	не испытывали		8	7,5	0,17	0,7	2,7		
15	Бысытак-Кюельская 2730							Отложения размыты		
16	Мачинская 3160							Отложения размыты		
17	Южно-Березовская 2870							Отложения размыты		

№ п/п	Скважины	Дебит		Типы коллекторов	Средние параметры ФЭС			Плотность пороа-коллекторов, г/см ³	Порода-коллектор	
		газ, тыс. м ³ /сут	вода, м ³ /сут		Нэф, м	Кп, %	Кнг, д.е.а.			Кпр, мд
1	Бысактакская 18702	150		I наилучшие коллекторские свойства	10	7,5	0,85	1,2	2,66	Доломиты с прослоями известняков, мергелей, алевролитов и аргиллитов. Продукт или вода.
2	Усть-Бириюкская 1	не испытывали	6,2		14,6	11	нет данных	2	2,57	
3	Улугурская 2890	не испытывали	1		30	8	0,35	1,2	2,72	
4	Верхневеличонская 602	не испытывали	3		30	13	0,55	1,2	2,6	
5	Ленская 2470	не испытывали	3		15	9	0,6	1,3	2,7	
6	Джаджанская 2610	не испытывали	3	14	8,5	0,45	1,5	2,7	Известняки, доломиты. Прослой мергелей, аргиллитов. Вода.	
7	Курдарарская 2841	сухо	9,11	5,4	7,5	0,32	0,4	2,75		
8	Кадаргинская 432	сухо	19,5	3,8	6,7	0,2	0,4	2,75		
9	Бордонская 2400	0,13	12	4,4	7	0,4	0,4	2,85		
10	Эргеджейская 2360	сухо	12,9	5,6	6	0,16	0,4	2,7		
11	Верхнечерендейская 2170	сухо	6	4	6	0,15	0,4	2,7	Плотные разности доломитов и известняков, соли, ангидриты. Прослой плотных мергелей, аргиллитов.	
14	Южно-Березовская 2870	сухо		0	1,5	0	0,4	2,9		
15	Усть-Молбинская 1	сухо						Нет данных		
16	Бысытак-Кюельская 2730	не испытывали						Нет данных		
17	Мачинская 3160							Отложения размыты		

№ п/п	Скважины	Дебит		Типы коллекторов	Средние параметры ФЭС			Плотность пороа-коллекторов, г/см ³	Порода-коллектор	
		газ, тыс. м ³ /сут	вода, м ³ /сут		Нэф, м	Кп, %	Кнг, д.е.а.			Кпр, мд
1	Кадаргинская 432	22,6		I наилучшие коллекторские свойства	15,2	8	0,21	1	2,75	Доломиты с прослоями известняков, мергелей, алевролитов и аргиллитов. Продукт или вода.
2	Бысактакская 18702	сухо	5		8,4	7,5	0,46	0,7	2,76	
3	Эргеджейская 2360	сухо	6		8	7,5	0,21	0,7	2,75	
4	Усть-Молбинская 1	не испытывали	2,3	2,4	7	0,2		не исследовали	Известняки, доломиты. Прослой мергелей, аргиллитов. Вода.	
5	Верхневеличонская 602	не испытывали	8,8	4	6	0,15	0,7	2,8		
6	Усть-Бириюкская 1	сухо	8,8	2,8	4,5	нет данных	0,7	2,81		
7	Ыстанакская 2180	сухо	6,2	3,4	4,7	0,16	0,4	2,85		
8	Южно-Бысактакская 2390	сухо	5,5	8,4	4,2	0,17	0,4	2,78		
9	Верхнечерендейская 2170	сухо		3	6,6	0,15	0,4	2,8	Плотные разности доломитов и известняков, соли, ангидриты. Прослой плотных мергелей, аргиллитов.	
10	Курдарарская 2841	сухо		0	4,8	0	0,4	2,93		
11	Южно-Березовская 2870	сухо		0	1	0	0,4	2,9		
12	Бысытак-Кюельская 2730	не испытывали		0	3	0	0,4	2,9		
13	Бордонская 2400	не испытывали		0	нет данных	нет данных	0,35	2,95		
14	Ленская 2470	не испытывали		0	3	0	0,4	2,87		
15	Джаджанская 2610	сухо						Нет данных		
16	Улугурская 2890	сухо						Не добыто		
17	Мачинская 3160							Отложения размыты		

№ п/п	Скважины	Дебит		Типы коллекторов	Средние параметры ФЭС			Плотность пороа-коллекторов, г/см ³	Порода-коллектор	
		газ, тыс. м ³ /сут	вода, м ³ /сут		Нэф, м	Кп, %	Кнг, д.е.а.			Кпр, мд
1	Бысактакская 18702	875		I наилучшие коллекторские свойства	8,2	7	0,62	0,7	2,57	Песчаники с прослоями алевролитов и аргиллитов. Продукт или вода.
2	Усть-Бириюкская 1	сухо	14,7		4,8	7	нет данных	1	2,75	
3	Верхневеличонская 602	сухо	20		20	13	0,5	1,5	2,65	
4	Джаджанская 2610	сухо	3	3	6	0,4	0,7	2,8	Песчаники, алевролиты с прослоями аргиллитов. Вода.	
5	Южно-Бысактакская 2390	сухо	3	3,7	5	0,45	0,7	2,8		
6	Курдарарская 2841	сухо		0	2,4	0	0,4	2,85	Плотные разности песчаников, доломитов и известняков. Прослой плотных мергелей, аргиллитов.	
7	Кадаргинская 432	сухо		0	3,8	0	0,4	2,85		
8	Верхнечерендейская 2170	сухо		0	3	0	0,4	2,8		
9	Эргеджейская 2360	не испытывали		0	3,5	0	0,2	2,8		
10	Бордонская 2400	не испытывали		0	3,8	0	0,2	2,8		
11	Ыстанакская 2180	сухо		0	3	0,25	0,4	2,9		
12	Южно-Березовская 2870	сухо		0	2	0	0,4	2,9		
13	Усть-Молбинская 1	сухо						Нет данных		
14	Бысытак-Кюельская 2730	не испытывали						Нет данных		
15	Улугурская 2890	сухо						Не добыто		
16	Ленская 2470	сухо						Не добыто		
17	Мачинская 3160	сухо						Нет данных		

№ п/п	Скважины	Дебит		Типы коллекторов	Средние параметры ФЭС			Плотность пороа-коллекторов, г/см ³	Порода-коллектор
		газ, тыс. м ³ /сут	вода, м ³ /сут		Нэф, м	Кп, %	Кнг, д.е.а.		
1	Мачинская 3160	2		I наилучшие коллекторские свойства	16	10,3	0,75	нет данных	Доломиты с прослоями известняков, мергелей, алевролитов и аргиллитов. Продукт или вода.
2	Курдарарская 2841	0,1	3,45		3,2	12	0,8	1,2	
3	Джаджанская 2610	сухо	3	4,4	6	0,28	0,4	2,74	Известняки, доломиты. Прослой мергелей, аргиллитов. Вода.
4	Бордонская 2400	сухо	4	5	4	0,3	0,4	2,73	
5	Бысактакская 18702	не испытывали		6	2,5	0,8	0,4	2,71	Плотные разности доломитов и известняков, соли, ангидриты. Прослой плотных мергелей, аргиллитов.
6	Эргеджейская 2360	не испытывали		0	4	0	0,2	2,8	
7	Верхнечерендейская 2170	не испытывали		0	нет данных	0	0,2	2,8	
8	Южно-Бысактакская 2390	сухо		0	нет данных	0	0,3	2,83	
9	Кадаргинская 432	не испытывали		0	3,8	0	0,4	2,81	
10	Ыстанакская 2180	сухо		0	3	0	0,4	2,9	
11	Южно-Березовская 2870	сухо		0	0	0	0,4	2,9	
12	Усть-Бириюкская 1	не испытывали		0	3	0	0,2	2,87	
13	Бысытак-Кюельская 2730	сухо						Нет данных	
14	Ленская 2470	сухо						Не добыто	
15	Улугурская 2890	сухо						Не добыто	
16	Верхневеличонская 602	сухо						Нет отложений	
17	Усть-Молбинская 1	сухо						Нет данных	

Таблица 2.3. Отображение различных типов геологического разреза по модельным сертифицированным спектрально-временным атрибутам (СВАмод) и псевдоакустической скорости (Vпак)

К-II	Различие типов разреза	σ	Δ	$\Delta\sigma$	P
СВА3 (30;02)	I-II	338	542	1,6	>0,86
СВА4 (50;03)		11	72	6,5	>0,99
СВА6 (30;02)		166	610	3,7	>0,99
Vпак		32	41	1,3	>0,8

II-U	Различие типов разреза	σ	Δ	$\Delta\sigma$	P
СВА2 (60;03)	I-II	818	2001	2,4	>0,95
СВА3 (60;02)		344	737	2,1	>0,95
СВА4 (70;04)		46	69	1,5	>0,86
Vпак		34	48	1,4	>0,80
СВА2 (60;03)	II-III	521	3291	6,3	>0,99
СВА3 (60;02)		363	1286	3,5	>0,99
СВА4 (70;04)		128	709	5,5	>0,99
Vпак		21	31	1,5	>0,86
СВА2 (60;03)	III-I	760	1289	1,7	>0,86
СВА3 (60;02)		418	549	1,3	>0,80
СВА4 (70;04)		130	778	6	>0,99

KB-R0	Различие типов разреза	σ	Δ	$\Delta\sigma$	P
СВА3 (30;03)	I-II	75	592	7,9	>0,99
СВА4 (50;01)		43	403	9,4	>0,99
СВА5 (50;01)		69	579	8,4	>0,99
Vпак		38	61	1,6	>0,86
СВА3 (30;03)	II-III	235	299	1,3	>0,80
СВА4 (50;01)		129	209	1,6	>0,86
СВА5 (50;01)		174	369	2,1	>0,95
Vпак		35	53	1,5	>0,86
СВА3 (30;03)	III-I	160	293	1,8	>0,86
СВА4 (50;01)		86	195	2,3	>0,95
СВА5 (50;01)		105	210	2	>0,95
Vпак	60	115	1,9	>0,86	

U-KB	Различие типов разреза	σ	Δ	$\Delta\sigma$	P
СВА2 (70;02)	I-II	240	532	2,2	>0,95
СВА3 (70;01)		111	176	1,6	>0,86
СВА4 (40;04)		60	80	1,3	>0,80
Vпак		8,3	10,5	1,3	>0,80
СВА2 (70;02)	II-III	83	110	1,3	>0,80
СВА3 (70;01)		45	59	1,3	>0,80
СВА4 (40;04)		52	138	2,6	>0,95
Vпак		11	14	1,3	>0,80
СВА2 (70;02)	III-I	230	422	1,8	>0,86
СВА3 (70;01)		92	235	2,5	>0,95
СВА4 (40;04)		17	58	3,4	>0,99
Vпак		12	24	1,9	>0,86

R0-200	Различие типов разреза	σ	Δ	$\Delta\sigma$	P
СВА3 (50;01)	I-II	14	446	32	>0,99
СВА4 (50;01)		61	308	5	>0,99
СВА6 (40;02)		230	1062	4,6	>0,99
Vпак		52	75	1,4	>0,80
СВА3 (50;01)	II-III	124	181	1,5	>0,86
СВА4 (50;01)		97	199	2,1	>0,95
СВА6 (40;02)		335	601	1,8	>0,86
Vпак		35	44	1,3	>0,80
СВА3 (50;01)	III-I	110	265	2,4	>0,95
СВА4 (50;01)		35	109	3,1	>0,99
СВА6 (40;02)		106	461	4,4	>0,99
Vпак		58	119	2	>0,95

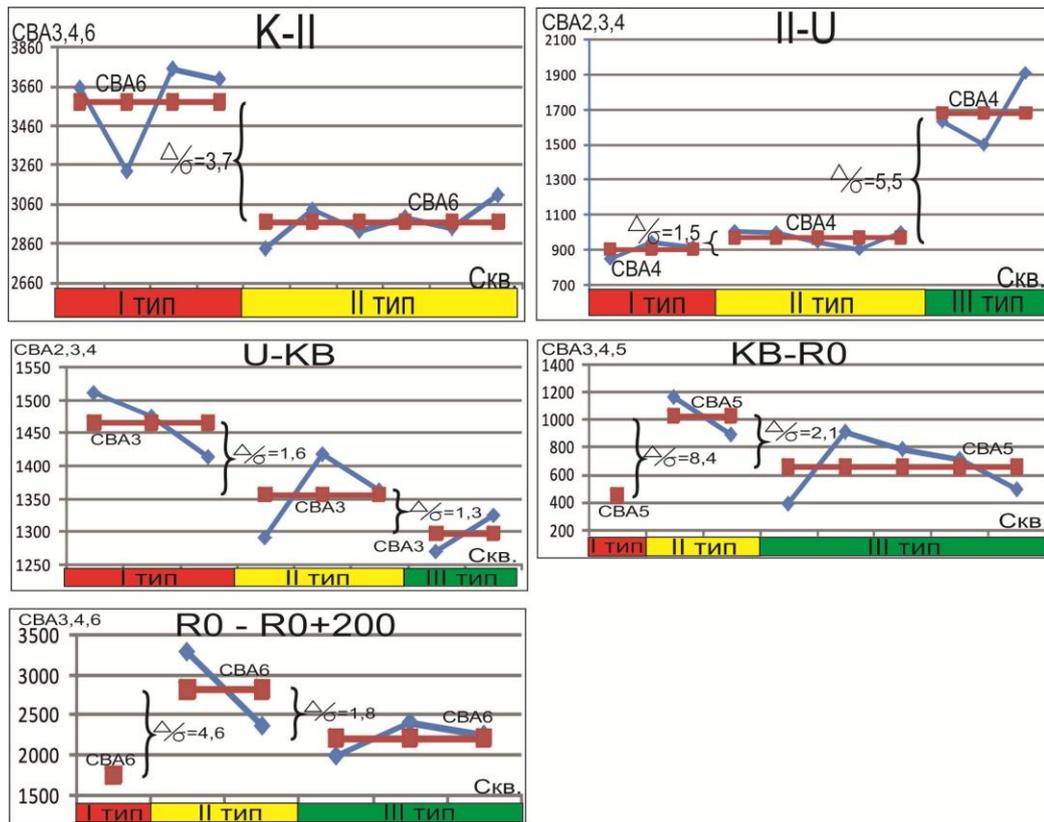


Рис. 2.3. Графики изменения модельных сертифицированных спектрально-временных атрибутов (CBA)

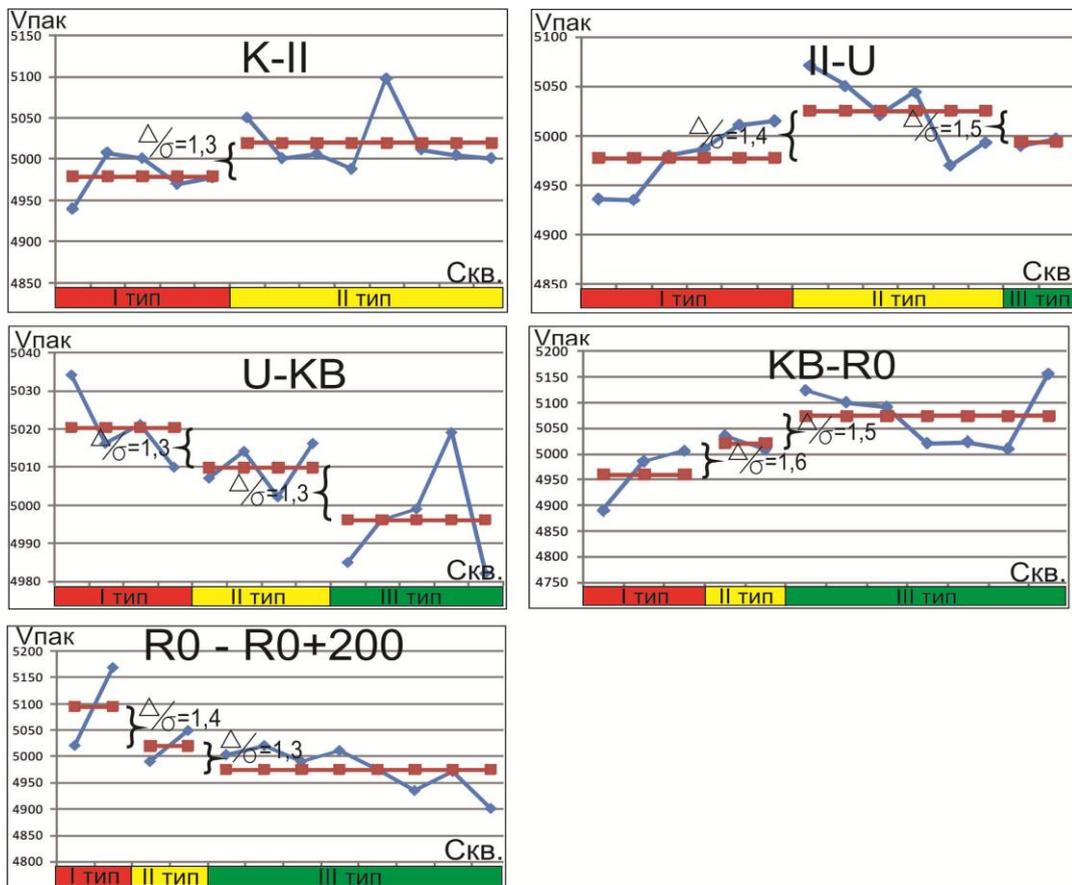


Рис. 2.4. Графики изменения псевдоакустической скорости (Vпак)

Таблица 2.4. Отображение различных типов геологического разреза по сейсмическим сертифицированным спектрально-временным атрибутам (СВА)

К-II	Различие типов разреза	σ	Δ	Δ/σ	P
СВА2 (30;04)	I-II	478	821	1,7	>0,86
СВА4 (30;04)		25	69	2,8	>0,95
СВА6 (30;02)		64	170	2,7	>0,95

II-U	Различие типов разреза	σ	Δ	Δ/σ	P
СВА2 (60;01)	I-II	173	246	1,4	>0,80
СВА3 (50;02)		126	199	1,6	>0,86
СВА4 (40;04)		92	126	1,4	>0,80
СВА2 (60;01)	II-III	127	192	1,5	>0,86
СВА3 (50;02)		48	211	4,4	>0,99
СВА4 (40;04)		76	900	11,8	>0,99
СВА2 (60;01)	III-I	178	438	2,5	>0,95
СВА3 (50;02)		90	410	4,6	>0,99
СВА4 (40;04)		47	1026	21,6	>0,99

KB-RO	Различие типов разреза	σ	Δ	Δ/σ	P
СВА3 (40;02)	I-II	48	511	10,6	>0,99
СВА4 (50;04)		155	227	1,5	>0,86
СВА5 (60;04)		154	298	1,9	>0,86
СВА3 (40;02)	II-III	142	210	1,5	>0,86
СВА4 (50;04)		139	308	2,2	>0,95
СВА5 (60;04)		132	220	1,7	>0,86
СВА3 (40;02)	III-I	117	301	2,6	>0,95
СВА4 (50;04)		197	535	2,7	>0,95
СВА5 (60;04)		175	518	3	>0,99

U-KB	Различие типов разреза	σ	Δ	Δ/σ	P
СВА1 (40;01)	I-II	71	127	1,8	>0,86
СВА3 (40;02)		241	611	2,5	>0,95
СВА6 (70;03)		79	129	1,6	>0,86
СВА1 (40;01)	II-III	173	332	1,9	>0,86
СВА3 (40;02)		243	503	2,1	>0,95
СВА6 (70;03)		51	133	2,6	>0,95
СВА1 (40;01)	III-I	136	205	1,5	>0,86
СВА3 (40;02)		148	1115	7,6	>0,99
СВА6 (70;03)		54	262	4,8	>0,99

RO-200	Различие типов разреза	σ	Δ	Δ/σ	P
СВА3 (40;04)	I-II	94	213	2,3	>0,95
СВА4 (50;03)		28	301	10,8	>0,99
СВА6 (40;02)		134	544	4,1	>0,99
СВА3 (40;04)	II-III	108	409	3,8	>0,99
СВА4 (50;03)		90	165	1,8	>0,86
СВА6 (40;02)		152	276	1,8	>0,86
СВА3 (40;04)	III-I	130	196	1,5	>0,86
СВА4 (50;03)		101	466	4,6	>0,99
СВА6 (40;02)		138	269	1,9	>0,86

В нижнекембрийском интервале К-II, помимо зон первого типа разреза (с наилучшими коллекторскими свойствами), заверенных скважинами, выделена новая крупная зона первого типа разреза, не заверенная скважинами на северо-западе исследуемой территории между скважинами Верхневиллючанская 602, Улугурская 2890, Эргеджейская 2360, Бысахтахская 18702 и Южно-Бысахтахская 2390 (рис.2.6 а).

Региональный прогноз типов геологического разреза отложений нижнего кембрия – верхнего венда между ОГ II-U позволил определить площадное распространение типов геологического разреза, заверенных скважинами, за исключением небольшой зоны первого типа на северо-западе территории к северо-востоку от скважины Верхневиллючанская 602 (рис.2.6 б).

В отложениях нижнего карбонатного венда выявлены две новые небольшие зоны развития (интервал ОГ U-KB) первого типа разреза на северо-западе и западе территории, а также закартирована крупная зона первого типа разреза, заверенная двумя скважинами – Эргеджейской 2360 и Бысахтахской 18702, вытянутая в северо-западном направлении практически через всю исследуемую территорию (рис. 2.7).

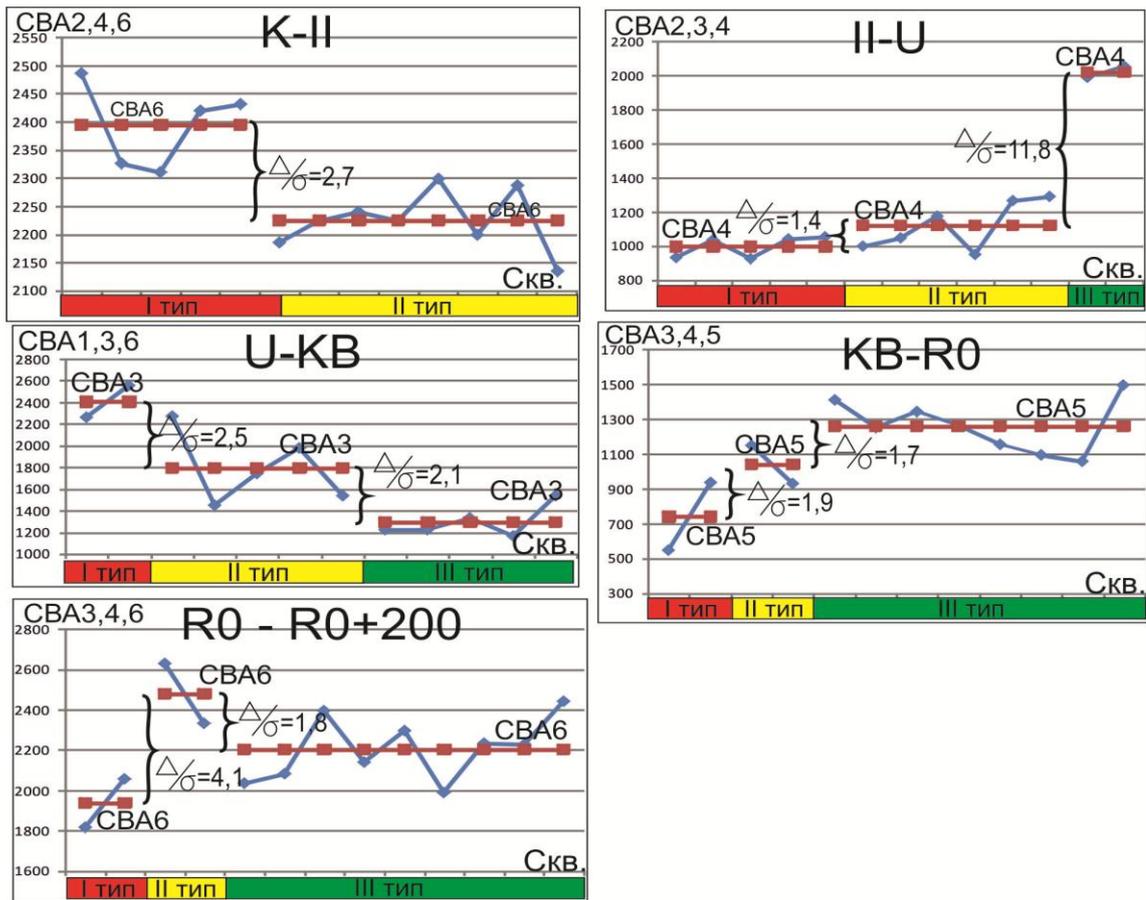
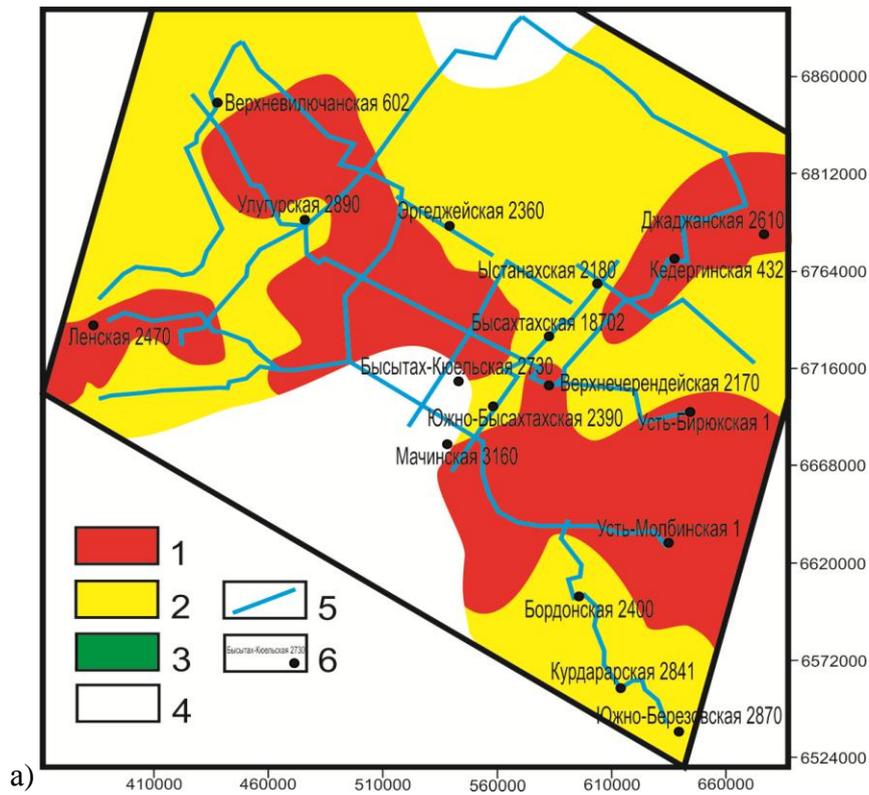


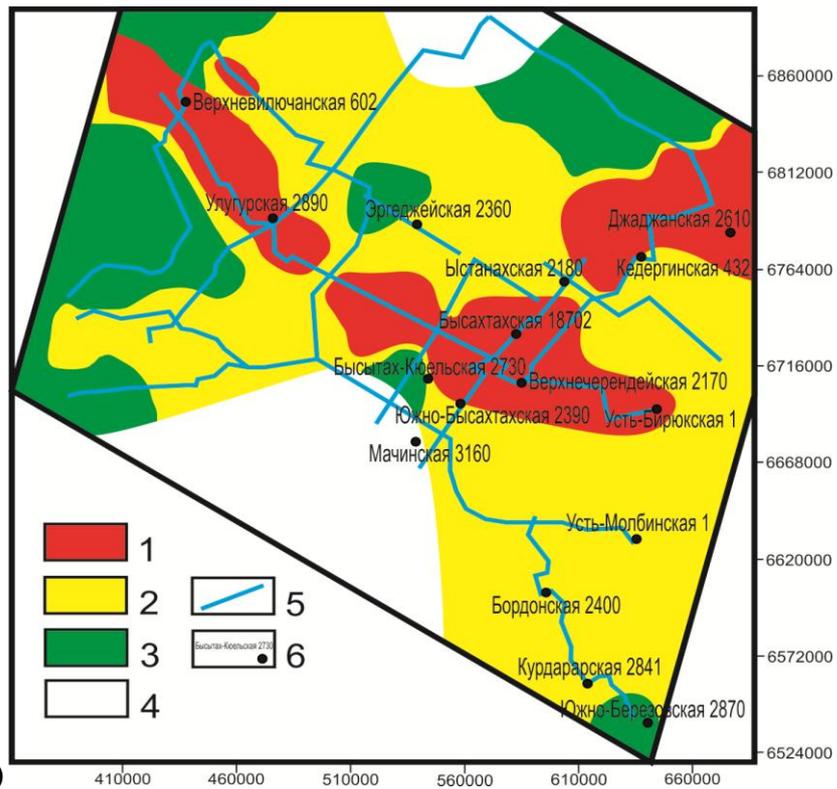
Рис. 2.5. Графики изменения сейсмических сертифицированных спектрально-временных атрибутов (CBA)

Таблица 2.5. Взаимная корреляция псевдоакустической ($V_{пак}$) и акустической ($V_{ак}$) скоростей

Скважины	$V_{пак}$					$V_{ак}$					
	K-II	II-U	U-KB	KB-R0	R0 - R0+200	K-II	II-U	U-KB	KB-R0	R0 - R0+200	
Кэдэргинская 432	5086	5050	5034	5100	5010	нет данных					
Усть-Бирюкская 1	4939	4935	5007	4985	4900	нет данных					
Усть-Молбинская 1	5008	4990	5010	5155	4971	5005	5005	4992	нет данных		
Ленская 2470	5001	5011	4982	нет данных		4999	4990	нет данных			
Джаджанская 2610	4970	5015	4985	5034	4990	4999	5031	4995	нет данных		
Верхнечерендейская 2107	4978	5044	5016	5091	5021	4997	5018	4995	нет данных		
Курдарарская 2841	5050	5071	4864	5123	5169	5001	5022	4983	5020	5000	
Ыстанахская 2180	5001	4993	5014	5009	4975	5000	4993	5004	5006	5020	
Улугурская 2890	5006	4980	нет данных			5002	нет данных				
Бысахтахская 18702	4988	4936	5016	4889	5080	5000	4971	5000	4990	4990	
Бордонская 2400	5098	4981	5019	5023	5049	5008	4999	4999	5003	5005	
Южно-Бысахтахская 2390	5012	4970	5002	5008	4989	4999	5000	5004	5000	5010	
Эргеджейская 2360	5005	5021	5021	5020	5002	5001	5001	4993	5000	нет данных	
Верхневилючанская 602	5001	4987	4933	5005	нет данных	нет данных					
Бысытах-Кюельская 2730	нет данных	4997	4999	4988	5147		5000	4995	5005	4995	
Мачинская 3160	нет данных				5020	нет данных					
Южно-Березовская 2870	нет данных	5008	4996	4858	4934	нет данных	5000	4995	5002	5010	
КВК $V_{ак}$ и $V_{пак}$	0,78	0,75	0,72	0,75	0,74						
КВК_{сред}	0,75										



а)



б)

Рис. 2.6. Региональный прогноз типов геологического разреза: а) нижнекембрийских (ОГ К-II) и б) верхневендских и нижнекембрийских (ОГ II-U) отложений.

Геологические типы: 1 – наилучшие коллекторские свойства, 2 – средние коллекторские свойства; 3 – неколлектор, 4 – территории отсутствия изучаемых отложений; 5 – региональные композитные сейсмические профили; 6 - скважины

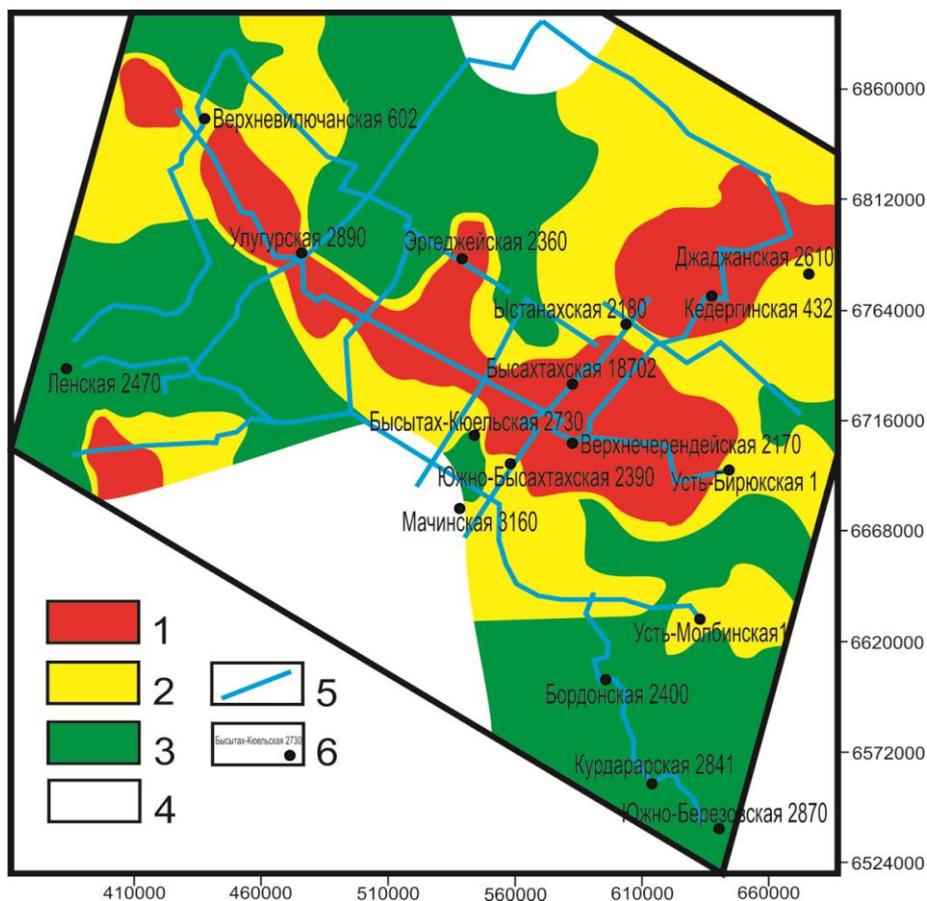


Рис. 2.7. Региональный прогноз типов геологического разреза отложений нижнего карбонатного венда в интервале между ОГ U-KB. Геологические типы: 1 – наилучшие коллекторские свойства, 2 – средние коллекторские свойства; 3 – неколлектор, 4- территории отсутствия изучаемых отложений; 5 – региональные композитные сейсмические профили; 6 - скважины

В отложениях нижнего терригенного венда получены пять зон первого типа разреза, расположенные кольцеобразно вокруг скважины Эргеджейская 2360, три из которых на севере, западе и востоке являются новыми (рис. 2.8 а).

Отложения верхней части рифея (200 м) в интервале ОГ R0 - R0+200м обладают наилучшими коллекторскими свойствами (первый тип) в трех зонах – крупной южной, заверенной двумя скважинами – Курдарарской 2841 и Мачинской 3160, новой средней величины на северо-востоке и небольшой на севере (рис. 2.8 б).

Всего в разрезе пяти изучаемых интервалов верхней части рифейских (200м), вендских и нижнекембрийских отложений выявлены девять новых зон первого типа разреза с наилучшими коллекторскими свойствами.

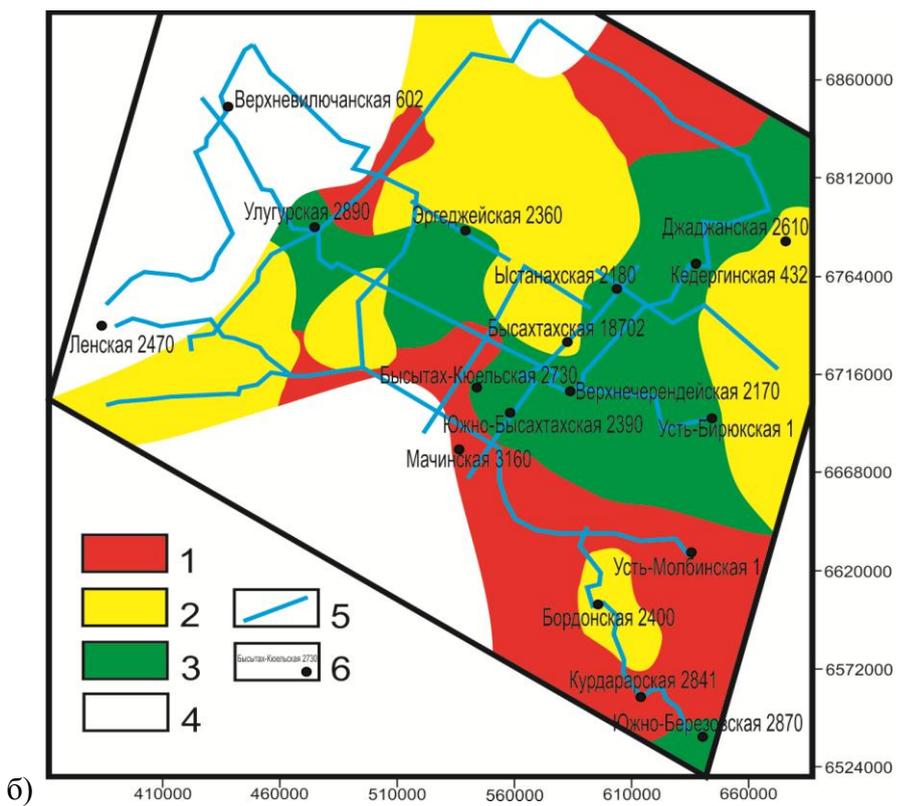
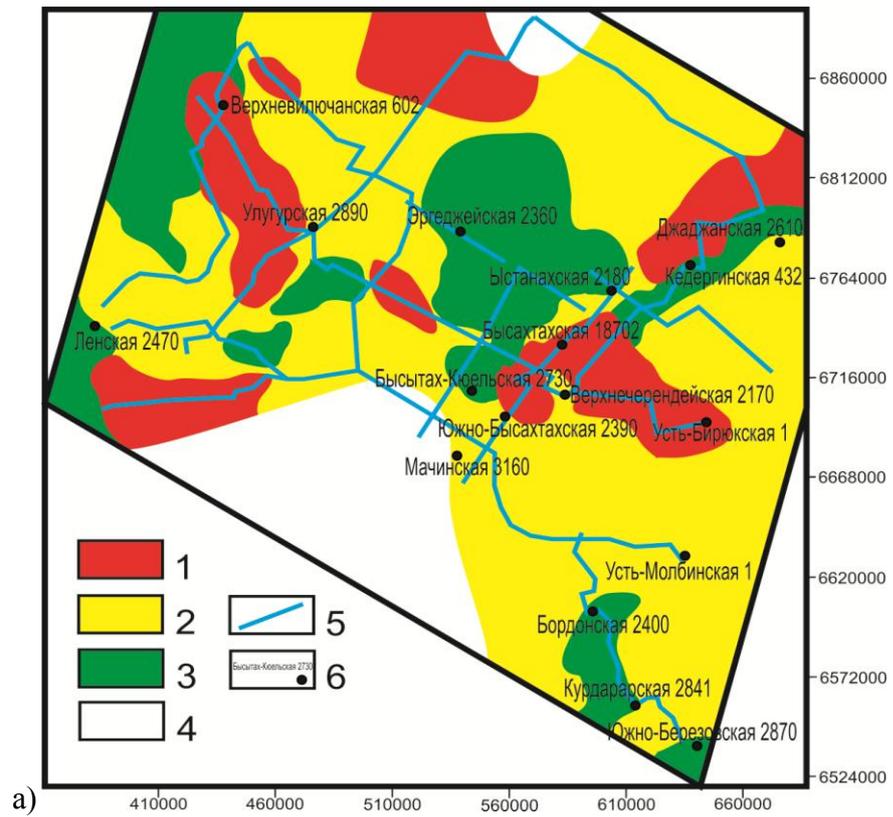


Рис. 2.8. Региональный прогноз типов геологического разреза: а) нижневендских терригенных (ОГ KB-R0) и б) верхней части рифейских (ОГ R0 - R0+200м) отложений. Геологические типы: 1 – наилучшие коллекторские свойства, 2 – средние коллекторские свойства; 3 – неколлектор, 4 – территории отсутствия изучаемых отложений; 5 – региональные композитные сейсмические профили; 6 - скважины

2.2. Прогноз фильтрационно-емкостных свойств коллекторов

Параметры ФЕС коллекторов в пяти интервалах верхней части рифейских (200м), вендских и нижнекембрийских отложений определялись методически по той же блок-схеме, что и типы геологического разреза (рис. 2.1).

Прогноз параметров ФЕС (коэффициента пористости и проницаемости – K_p , $K_{пр}$; эффективной толщины – $H_{эф}$; удельной емкости $q = K_p * H_{эф}$; гидропроводности $T = K_{пр} * H_{эф}$), по профилям выполнен на основе комплексной интерпретации СВА и псевдоакустической скорости – $V_{пак}$ с использованием искусственных нейронных сетей (ИНС, алгоритм с обучением, ИНПРЕС).

Проницаемость горных пород напрямую зависит от структуры пустотного пространства [3], а поскольку спектрально-временные атрибуты реагируют на структуру пустотного пространства, то это дает нам возможность делать прогноз коэффициента проницаемости.

Модельные сертифицированные СВА коррелируются с параметрами ФЕС с $KVK = 0,55-0,91$ при $KVK_{ср} = 0,64$, что свидетельствует о наличии приемлемой корреляционной связи (табл. 2.6, рис. 2.9-2.13) и является обоснованием выявления подобных корреляционных связей сейсмических СВА и параметров ФЕС.

Сейсмические сертифицированные СВА коррелируются с параметрами ФЕС с $KVK = 0,55-0,88$ при $KVK_{ср} = 0,65$, что вполне достаточно для последующей комплексной интерпретации с использованием ИНС (табл. 2.7, рис. 2.9-2.13).

Помимо СВА для прогнозирования параметров ФЕС использовалась $V_{пак}$, взаимная корреляция которых составила $KVK = 0,55-0,83$, с $KVK_{ср} = 0,65$, что также дает возможность использовать сейсмический атрибут другой от СВА физической природы для прогнозирования параметров ФЕС (табл. 2.7).

При комплексной интерпретации СВА и $V_{пак}$ архитектура ИНС выбиралась минимально возможной (1-2 слоя, 3-7 нейронов) для минимизации погрешности прогноза вне эталонных точек (скважин) (табл. 2.8).

KVK обучения, т.е. KVK комплексного сейсмического атрибута и параметров ФЕС в ИНС составил в среднем $0,75-0,97$, что свидетельствует о высокой достоверной вероятности прогноза $H_{эф}$, K_p , $K_{пр}$, q и T для всех исследуемых интервалов разреза верхней части рифейских (200м), вендских и нижнекембрийских отложений северо-восточной части Предпатомского прогиба.

Результатом прогноза параметров ФЕС являются 25 карт $H_{эф}$, K_p , $K_{пр}$, q и T , по пять на каждый из пяти интервалов (рис. 2.14-2.28).

Таблица 2.6. Взаимная корреляция сертифицированных модельных СВА и параметров ФЕС коллекторов пяти изучаемых интервалов верхней части рифейских (200м), вендских и нижнекембрийских отложений

	Нэф	КВК	Кп	КВК	Кпр	КВК	q	КВК	Т	КВК	Ср.КВК
К-II	СВА2(30;04)	0,57	СВА1(30;01)	0,60	СВА2(30;02)	0,60	СВА2(30;04)	0,56	СВА2(30;04)	0,63	0,66
	СВА4(50;03)	0,60	СВА4(30;03)	0,91	СВА4(40;01)	0,71	СВА4(30;04)	0,56	СВА4(30;04)	0,59	
	СВА6(30;02)	0,65	СВА6(30;02)	0,65	СВА6(30;02)	0,74	СВА6(30;02)	0,60	СВА6(30;02)	0,87	
	КВКср	0,61	КВКср	0,72	КВКср	0,68	КВКср	0,57	КВКср	0,70	
II-U	СВА2(60;02)	0,74	СВА3(40;01)	0,63	СВА2(60;01)	0,63	СВА2(60;02)	0,72	СВА2(60;01)	0,76	0,65
	СВА3(60;02)	0,71	СВА4(50;02)	0,59	СВА3(40;01)	0,59	СВА3(70;01)	0,77	СВА3(70;03)	0,58	
	СВА6(40;03)	0,63	СВА6(60;02)	0,70	СВА6(30;04)	0,59	СВА6(60;02)	0,58	СВА6(40;03)	0,59	
	КВКср	0,69	КВКср	0,64	КВКср	0,60	КВКср	0,69	КВКср	0,64	
U-KB	СВА1(40;01)	0,58	СВА2(70;01)	0,63	СВА1(30;01)	0,64	СВА1(40;01)	0,55	СВА1(70;01)	0,64	0,63
	СВА3(50;03)	0,61	СВА3(70;02)	0,63	СВА2(30;02)	0,61	СВА3(50;03)	0,66	СВА2(30;02)	0,56	
	СВА4(70;03)	0,55	СВА4(60;02)	0,61	СВА6(30;04)	0,79	СВА6(30;04)	0,76	СВА6(30;04)	0,63	
	КВКср	0,58	КВКср	0,62	КВКср	0,68	КВКср	0,66	КВКср	0,61	
KB-R0	СВА3(40;02)	0,61	СВА3(30;03)	0,55	СВА2(50;01)	0,65	СВА3(50;01)	0,66	СВА3(50;01)	0,65	0,59
	СВА4(50;04)	0,55	СВА4(50;03)	0,56			СВА4(60;04)	0,55	СВА4(50;04)	0,55	
	СВА6(60;04)	0,57	СВА5(50;04)	0,55			СВА5(50;02)	0,59	СВА5(40;02)	0,56	
	КВКср	0,58	КВКср	0,55	КВКср	0,65	КВКср	0,60	КВКср	0,59	
R0 - R0+200	СВА1(60;03)	0,67	СВА1(40;01)	0,61	СВА2(30;01)	0,76	СВА3(60;01)	0,69	СВА3(60;01)	0,55	0,62
	СВА4(50;03)	0,60	СВА4(70;01)	0,74	СВА3(60;01)	0,55	СВА4(70;01)	0,55	СВА4(70;01)	0,55	
	СВА6(40;02)	0,55	СВА6(30;03)	0,73	СВА4(70;01)	0,54	СВА6(30;03)	0,69	СВА6(30;04)	0,58	
	КВКср	0,61	КВКср	0,69	КВКср	0,62	КВКср	0,64	КВКср	0,56	

В нижнекембрийском интервале между ОГ К-II (рис. 2.14-2.16) повышенные значения всех шести определенных петрофизических параметров образуют зоны в направлениях северо-запад – юго-восток и юго-запад – северо-восток, что в целом соответствует местоположению первого типа разреза нижнекембрийских отложений.

В верхневендско-нижнекембрийском интервале между ОГ II-U (рис. 2.17-2.19), нижневендском карбонатном интервале между ОГ U-KB (рис. 2.20-2.22), а также в нижневендском терригенном интервале между ОГ KB-R0 (рис. 2.23-2.25) отмечается наличие зон максимумов фильтрационно-емкостных свойств, ориентированных в том же направлении, что и в вышележащем интервале между ОГ К-II. Первый тип разреза этих интервалов также совпадает с зонами максимумов ФЕС.

В верхней двухсотметровой толще рифея в интервале между ОГ R0 - R0+200м (рис. 2.26-2.28) максимумы Нэф, q и Т, главным образом, сосредоточены в южной и центральной частях изучаемой территории, максимумы же Кп и Кпр встречаются в северной части.

Точность прогноза ФЕС была проверена способом валидации (табл.2.9) и скользящего экзамена (3 скважины) (табл.2.10). Среднеквадратичекая погрешность (Бср) определения пяти параметров ФЕС изменяется для способа валидации от 5% до 15%, для способа скользящего экзамена от 7% до 16%, что вполне достаточно особенно для региональных работ.

Сопоставление совмещенных максимумов петрофизических параметров с распределением первого типа геологического разреза в пяти интервалах верхней части рифейских (200м), вендских и нижнекембрийских отложений (рис. 2.29-2.31) свидетельствует о том, что в целом эти перспективные зоны совпадают в плане и вся конечная информация КССП является не противоречивой.

Совмещенные максимумы коллекторских свойств и первого типа геологического разреза (наилучшие коллекторские свойства) являются выявленными нефтегазоперспективными зонами для постановки на них дальнейших геологоразведочных работ (рис. 2.29-2.31).

На рисунках 2.32-2.41 представлены прогнозные графики изменения параметров ФЕС по двум композитным профилям в направлениях I (юго-запад – северо-восток) и II (северо-запад – юго-восток) в сопоставлении с распределением прогнозных типов геологического разреза верхней части рифейских (200м), вендских и нижнекембрийских отложений в пяти исследуемых интервалах.

В целом, первому типу геологического разреза соответствуют максимумы параметров ФЕС.

Для проверки надежности ГИС была проведена переинтерпретация по трем скважинам и получены практически те же результаты с разницей 1-5%.

Таким образом, надежность полученных результатов базируется на проведенном моделировании с использованием скважинной информации и взаимном соответствии различных сейсмогеологических и петрофизических данных.

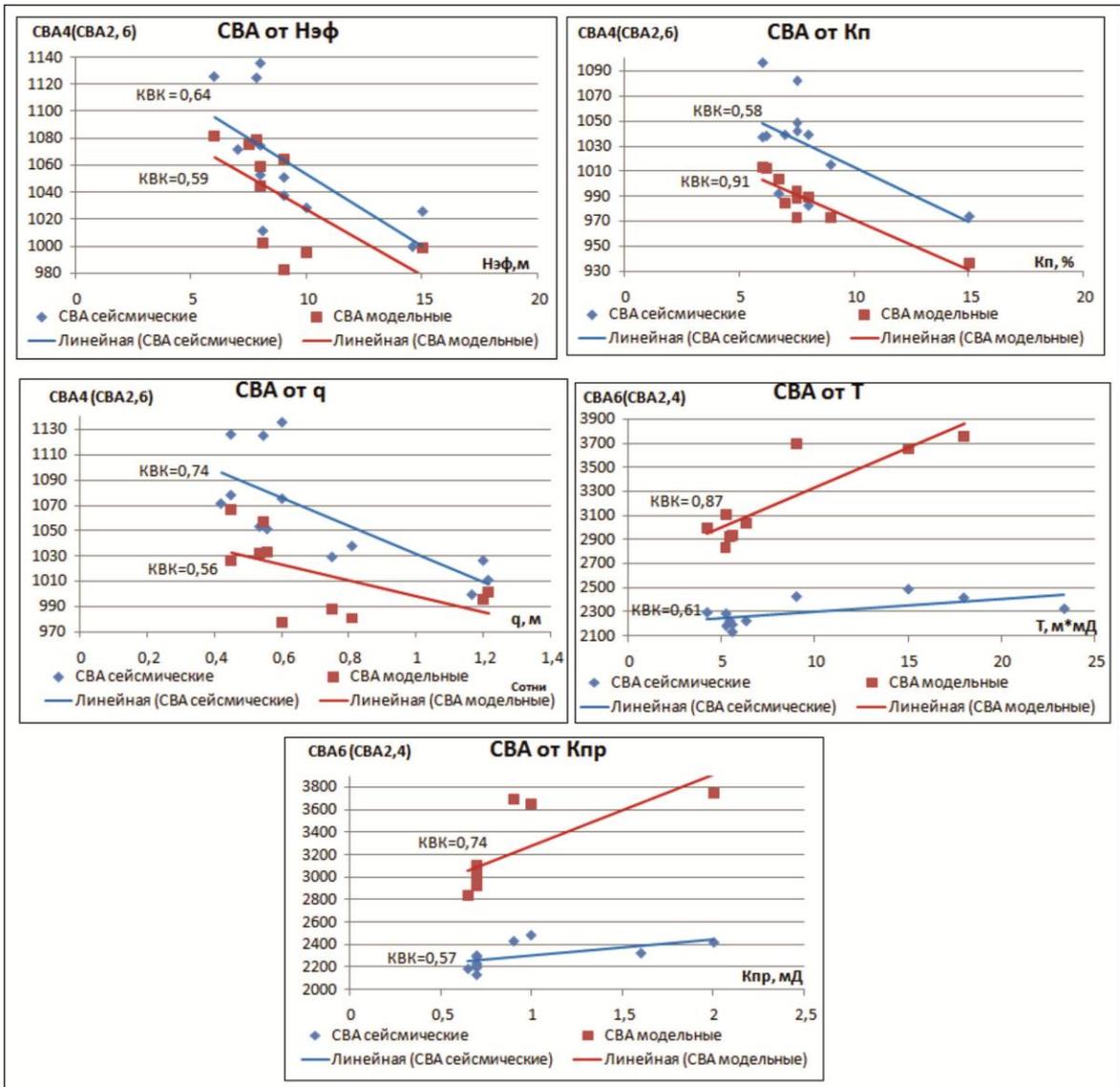


Рис. 2.9. Графики зависимости сейсмических и модельных СВА от параметров ФЭС коллекторов нижнекембрийских отложений в интервале между ОГ К-II

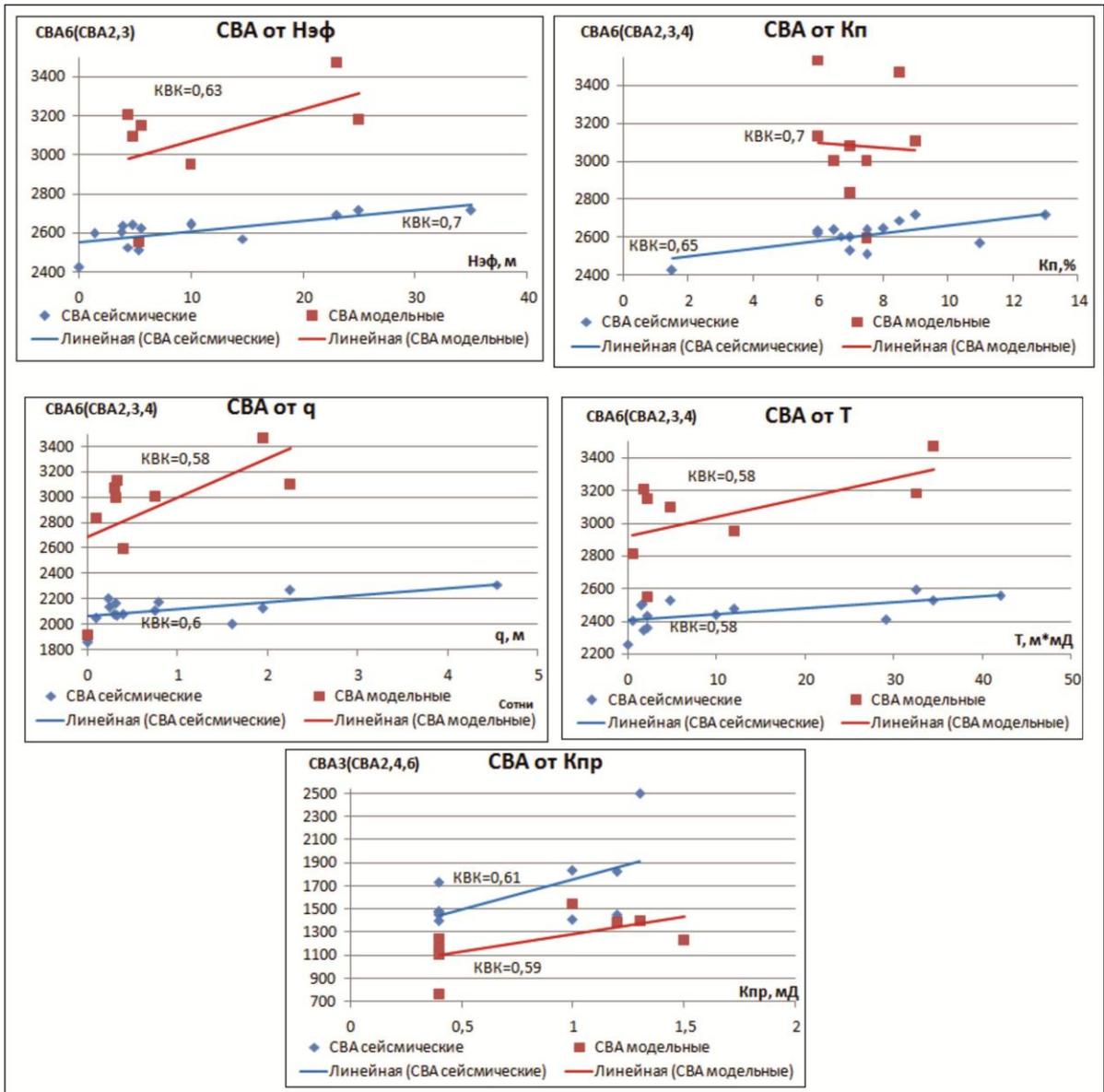


Рис. 2.10. Графики зависимости сейсмических и модельных СВА от параметров ФЕС коллекторов верхневендских и нижнекембрийских отложений в интервале между ОГ II-U

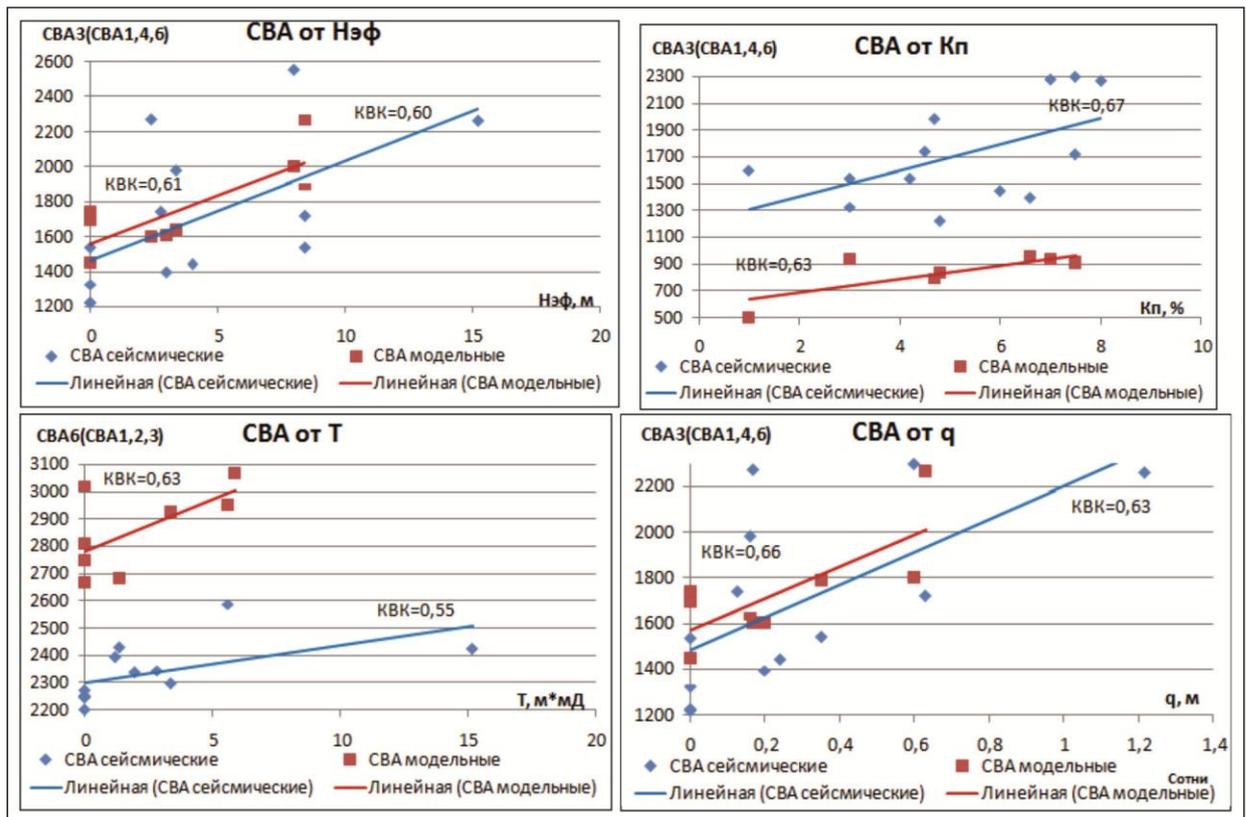


Рис. 2.11. Графики зависимости сейсмических и модельных СВА от параметров ФЕС коллекторов нижневендских карбонатных отложений в интервале между ОГ U-KB

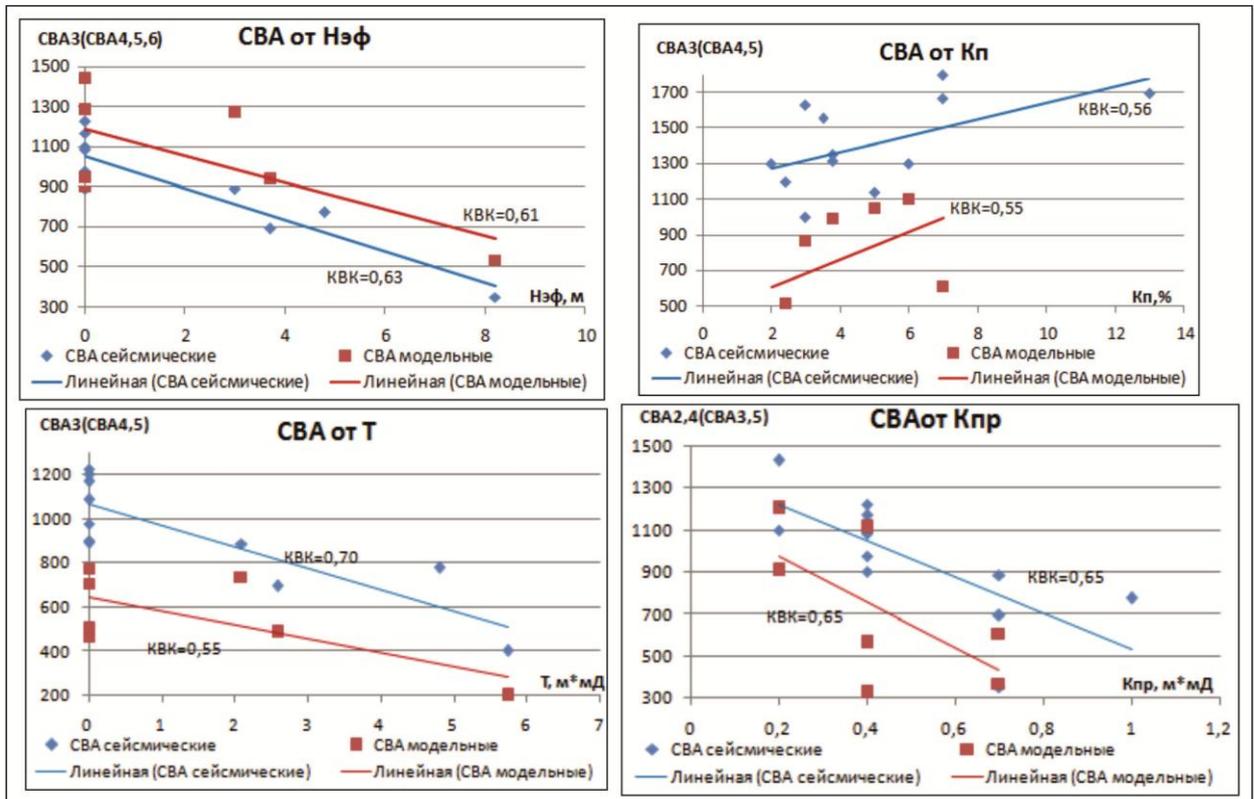


Рис. 2.12. Графики зависимости сейсмических и модельных СВА от параметров ФЕС коллекторов нижневендских терригенных отложений в интервале между ОГ KB-R0

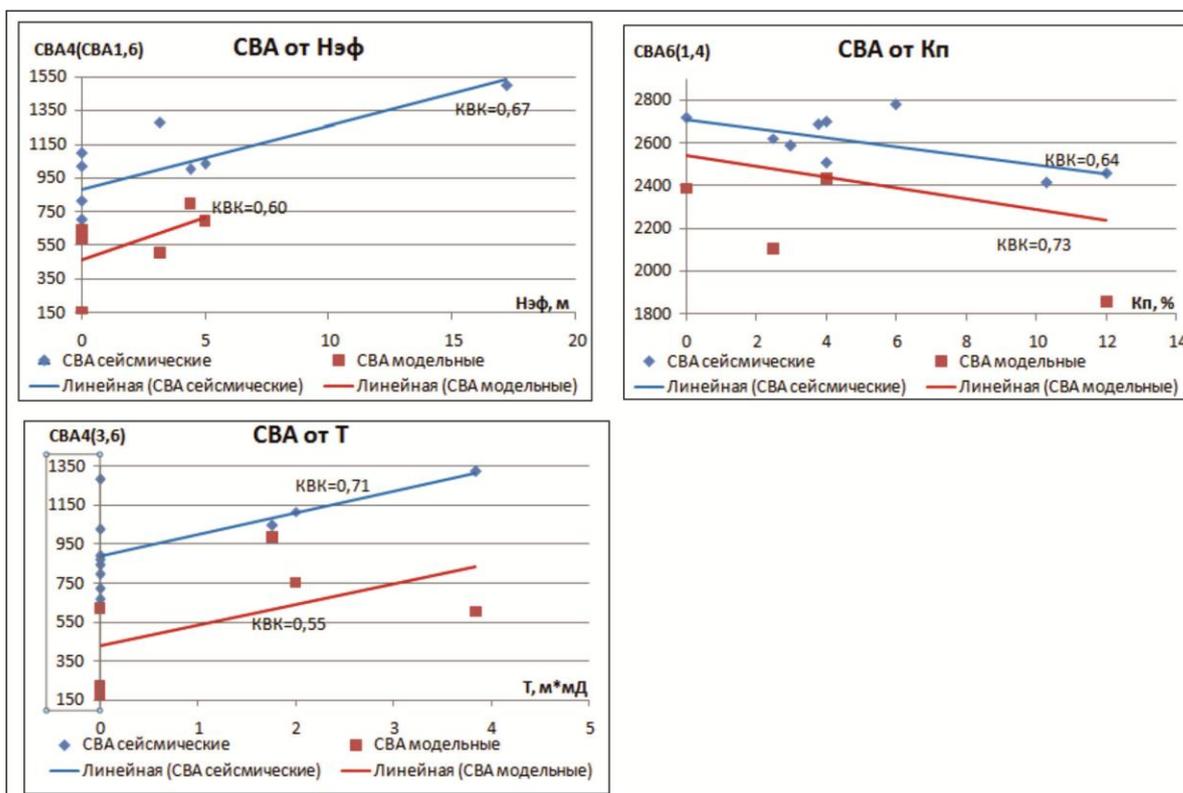


Рис. 2.13. Графики зависимости сейсмических и модельных СВА от параметров ФЕС коллекторов отложений верхней части рифея (200 м) в интервале между ОГ R0 и R0+200м

Таблица 2.7. Взаимная корреляция сертифицированных сейсмических СВА, Vпак и параметров ФЕС коллекторов пяти изучаемых интервалов верхней части рифейских (200м), вендских и нижнекембрийских отложений

Интервал	Нэф	КVK	Кп	КVK	Кпр	КVK	q	КVK	T	КVK	Ср.КVK
К-II	СВА2(30;04)	0,56	СВА2(50;02)	0,78	СВА2(30;04)	0,56	СВА2(30;04)	0,55	СВА2(30;04)	0,70	0,63
	СВА4(30;04)	0,65	СВА4(30;03)	0,58	СВА4(30;04)	0,58	СВА4(30;04)	0,74	СВА4(30;04)	0,74	
	СВА6(30;02)	0,59	СВА5(60;03)	0,71	СВА6(30;02)	0,57	СВА6(30;02)	0,59	СВА6(30;02)	0,61	
	Vпак	0,70	Vпак		Vпак	0,56	Vпак	0,70	Vпак	0,56	
	КVKср	0,60	КVKср	0,69	КVKср	0,57	КVKср	0,65	КVKср	0,65	
II-U	СВА2(60;02)	0,55	СВА1(30;04)	0,63	СВА2(60;01)	0,59	СВА2(60;02)	0,77	СВА2(60;01)	0,55	0,62
	СВА3(50;03)	0,66	СВА3(50;02)	0,57	СВА3(50;03)	0,61	СВА3(50;03)	0,57	СВА3(50;03)	0,61	
	СВА6(40;04)	0,70	СВА4(40;04)	0,69	СВА6(30;04)	0,58	СВА6(60;02)	0,60	СВА6(40;03)	0,58	
	Vпак	0,57	Vпак	0,67	Vпак	0,60	Vпак	0,65	Vпак	0,55	
	КVKср	0,62	КVKср	0,64	КVKср	0,60	КVKср	0,65	КVKср	0,57	
U-KB	СВА1(30;01)	0,57	СВА1(40;01)	0,56	СВА1(40;03)	0,66	СВА1(70;01)	0,67	СВА1(70;01)	0,57	0,63
	СВА3(40;02)	0,60	СВА3(40;02)	0,67	СВА3(40;02)	0,68	СВА3(40;02)	0,63	СВА3(40;02)	0,70	
	СВА6(70;03)	0,60	СВА6(70;03)	0,65	СВА6(70;03)	0,57	СВА6(70;03)	0,55	СВА6(70;03)	0,55	
	Vпак	0,80	Vпак	0,83	Vпак	0,62	Vпак	0,55	Vпак	0,55	
	КVKср	0,64	КVKср	0,68	КVKср	0,63	КVKср	0,60	КVKср	0,59	
KB-R0	СВА3(40;02)	0,63	СВА3(50;02)	0,56	СВА3(40;02)	0,57	СВА3(40;02)	0,59	СВА3(40;02)	0,58	0,70
	СВА4(50;04)	0,84	СВА4(50;04)	0,71	СВА4(50;04)	0,65	СВА4(50;04)	0,82	СВА4(50;04)	0,80	
	СВА5(60;04)	0,88	СВА5(60;04)	0,71	СВА5(60;04)	0,59	СВА5(60;04)	0,88	СВА5(60;04)	0,85	
	Vпак	0,81	Vпак	0,75	Vпак	0,55	Vпак	0,78	Vпак	0,58	
	КVKср	0,79	КVKср	0,68	КVKср	0,57	КVKср	0,77	КVKср	0,70	
R0 - R0+200	СВА1(60;03)	0,65	СВА1(60;03)	0,72	СВА3(40;04)	0,63	СВА1(60;03)	0,57	СВА3(40;04)	0,70	0,64
	СВА4(50;03)	0,67	СВА4(50;03)	0,75	СВА4(50;03)	0,74	СВА4(50;03)	0,68	СВА4(50;03)	0,71	
	СВА6(50;03)	0,57	СВА6(30;04)	0,64	СВА6(50;03)	0,57	СВА6(50;03)	0,58	СВА5(50;01)	0,61	
	Vпак	0,60	Vпак	0,59	Vпак	0,60	Vпак	0,55	Vпак	0,65	
	КVKср	0,62	КVKср	0,68	КVKср	0,64	КVKср	0,60	КVKср	0,67	

Таблица 2.8. Архитектура ИНС и КВК обучения комплексного атрибута и параметров ФЕС

Интервал	Параметр ФЕС	Архитектура нейронной сети	КВК обучения	КВК ср
К-II	Нэф	2 слоя, 3 и 5 нейронов	0,82	0,91
	Кп	2 слоя, 3 и 5 нейронов	0,97	
	Кпр	1 слой, 5 нейронов	0,89	
	Кнг	2 слоя, 3 и 5 нейронов	0,96	
II-U	Нэф	2 слоя, 3 и 5 нейронов	0,83	0,87
	Кп	1 слой, 7 нейронов	0,80	
	Кпр	1 слой, 5 нейронов	0,96	
	Кнг	1 слой, 5 нейронов	0,87	
U-KB	Нэф	2 слоя, 3 и 5 нейронов	0,84	0,85
	Кп	2 слоя, 3 и 5 нейронов	0,83	
	Кпр	2 слоя, 3 и 5 нейронов	0,75	
	Кнг	1 слой, 5 нейронов	0,97	
KB-R ₀	Нэф	2 слоя, 3 и 5 нейронов	0,89	0,85
	Кп	2 слоя, 3 и 5 нейронов	0,94	
	Кпр	1 слой, 5 нейронов	0,72	
	Кнг	2 слоя, 3 и 5 нейронов	0,84	
R ₀ - R ₀ +200	Нэф	2 слоя, 3 и 5 нейронов	0,88	0,77
	Кп	2 слоя, 3 и 5 нейронов	0,79	
	Кпр	2 слоя, 3 и 5 нейронов	0,74	
	Кнг	2 слоя, 3 и 5 нейронов	0,65	

Таблица 2.9. Проверка точности прогноза ФЕС способом валидации

	Бср (Нэф), %	Бср (Кп), %	Бср (Кпр)Ю, %	Бср (q), %	Бср (Т), %
К-II	6	7	11	7	13
II-U	5	6	9	6	14
U-KB	7	8	10	7	15
KB-R ₀	8	9	12	8	14
R ₀ - R ₀ +200	9	9	13	10	12

Таблица 2.10. Проверка точности прогноза ФЕС способом скользящего экзамена (3 скважины)

	Бср (Нэф), %	Бср (Кп), %	Бср (Кпр)Ю, %	Бср (q), %	Бср (Т), %
К-II	8	9	9	8	14
II-U	7	8	11	8	13
U-KB	8	9	12	9	16
KB-R ₀	9	10	13	11	15
R ₀ - R ₀ +200	10	11	14	12	13

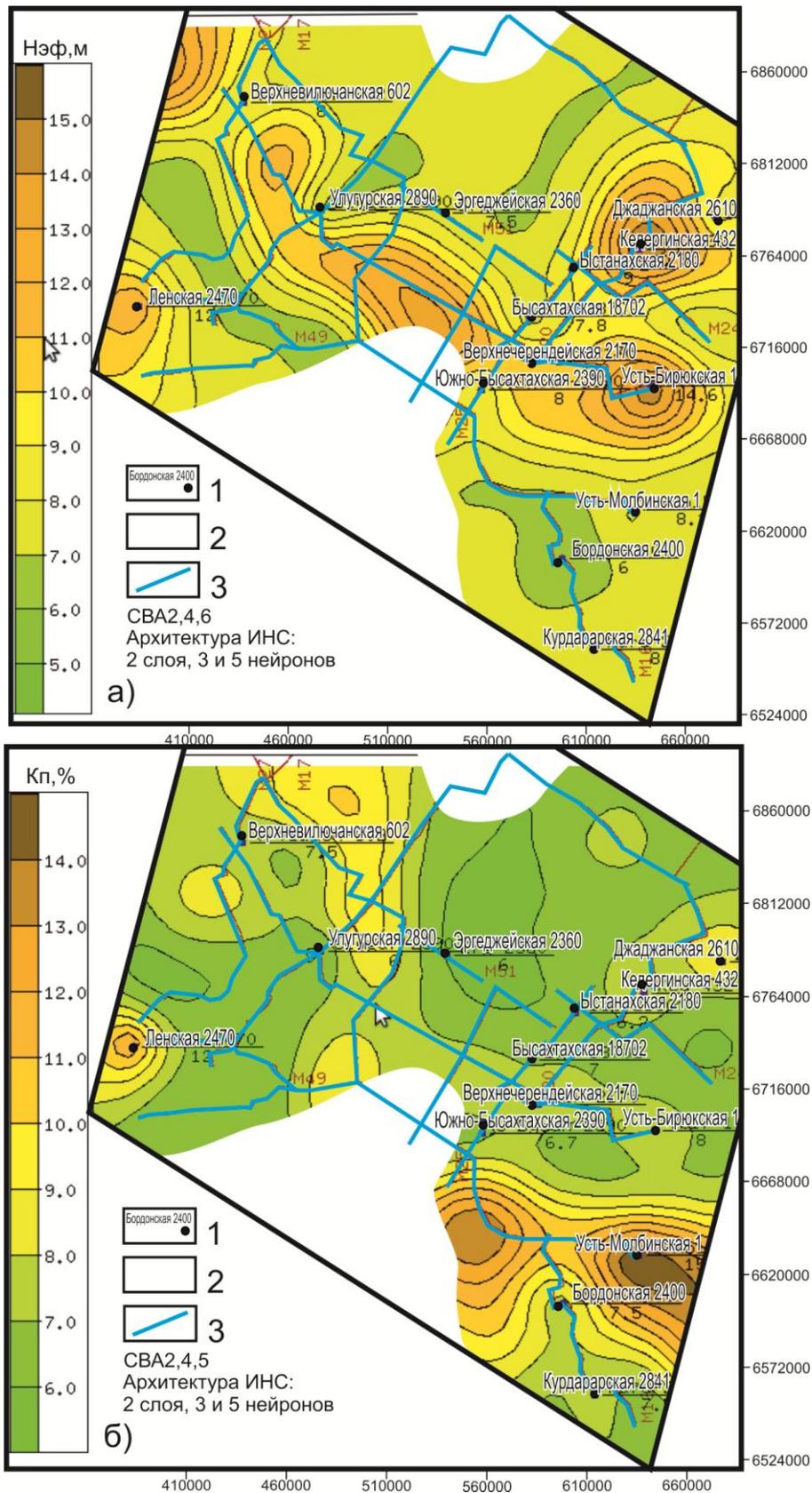


Рис. 2.14. Региональный прогноз Нэф (а) и Кп (б) нижнекембрийских отложений в интервале между ОГ К-II

1 – скважины; 2 – территории отсутствия изучаемых отложений; 3 – региональные композитные сейсмические профили

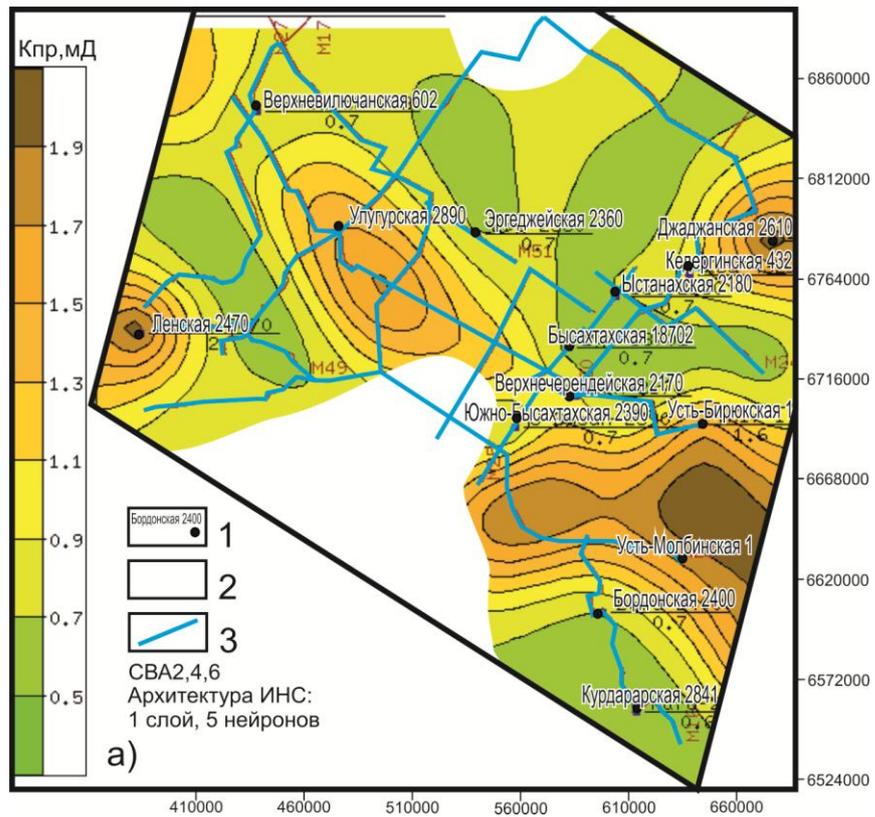


Рис. 2.15. Региональный прогноз Кпр нижекембрийских отложений в интервале между
ОГ К-II

1 – скважины; 2 – территории отсутствия изучаемых отложений; 3 – региональные
композитные сейсмические профили

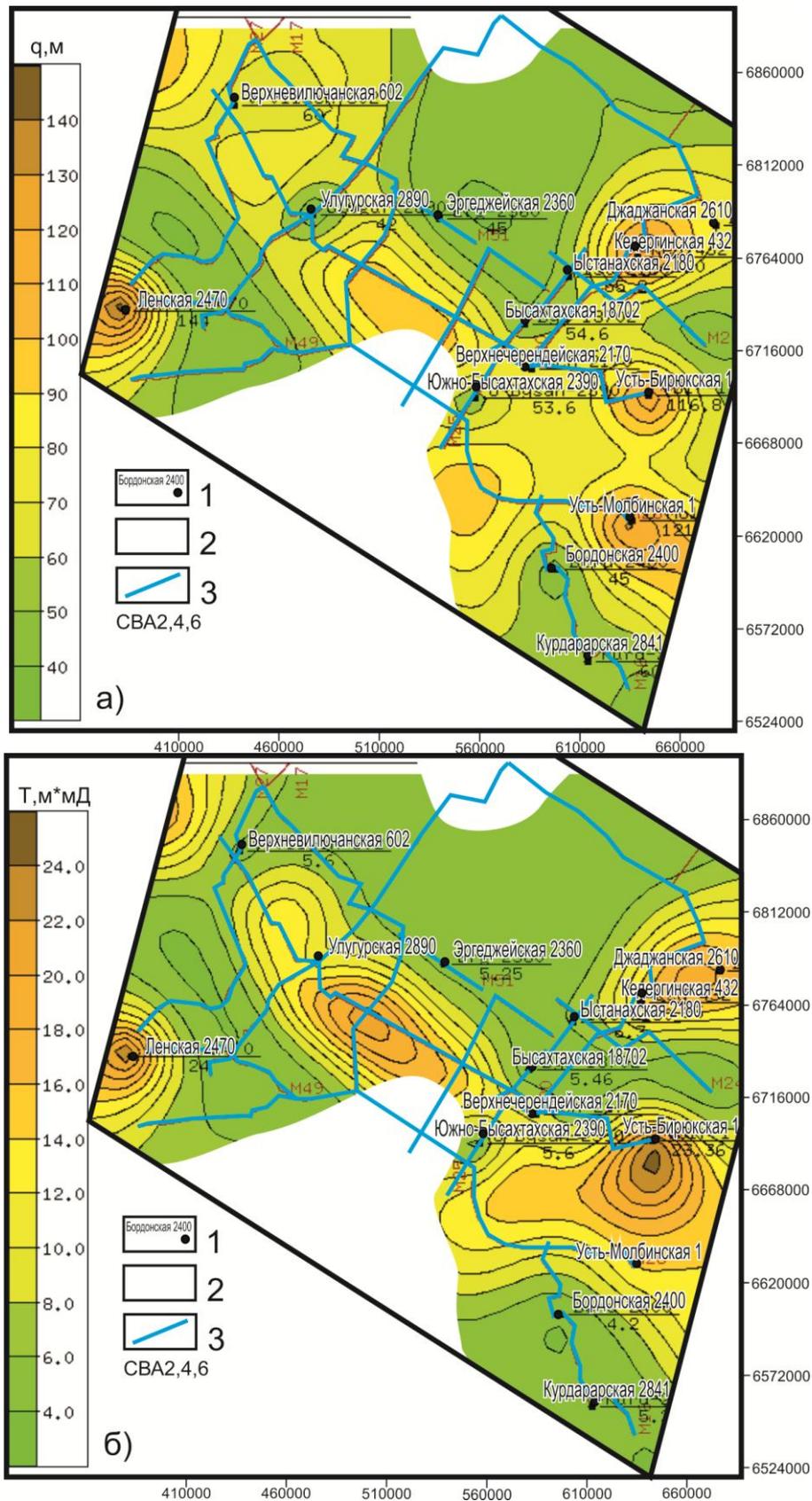


Рис. 2.16. Региональный прогноз q (а) и T (б) нижнекембрийских отложений в интервале между ОГ К-II

1 – скважины; 2 – территории отсутствия изучаемых отложений; 3 – региональные композитные сейсмические профили

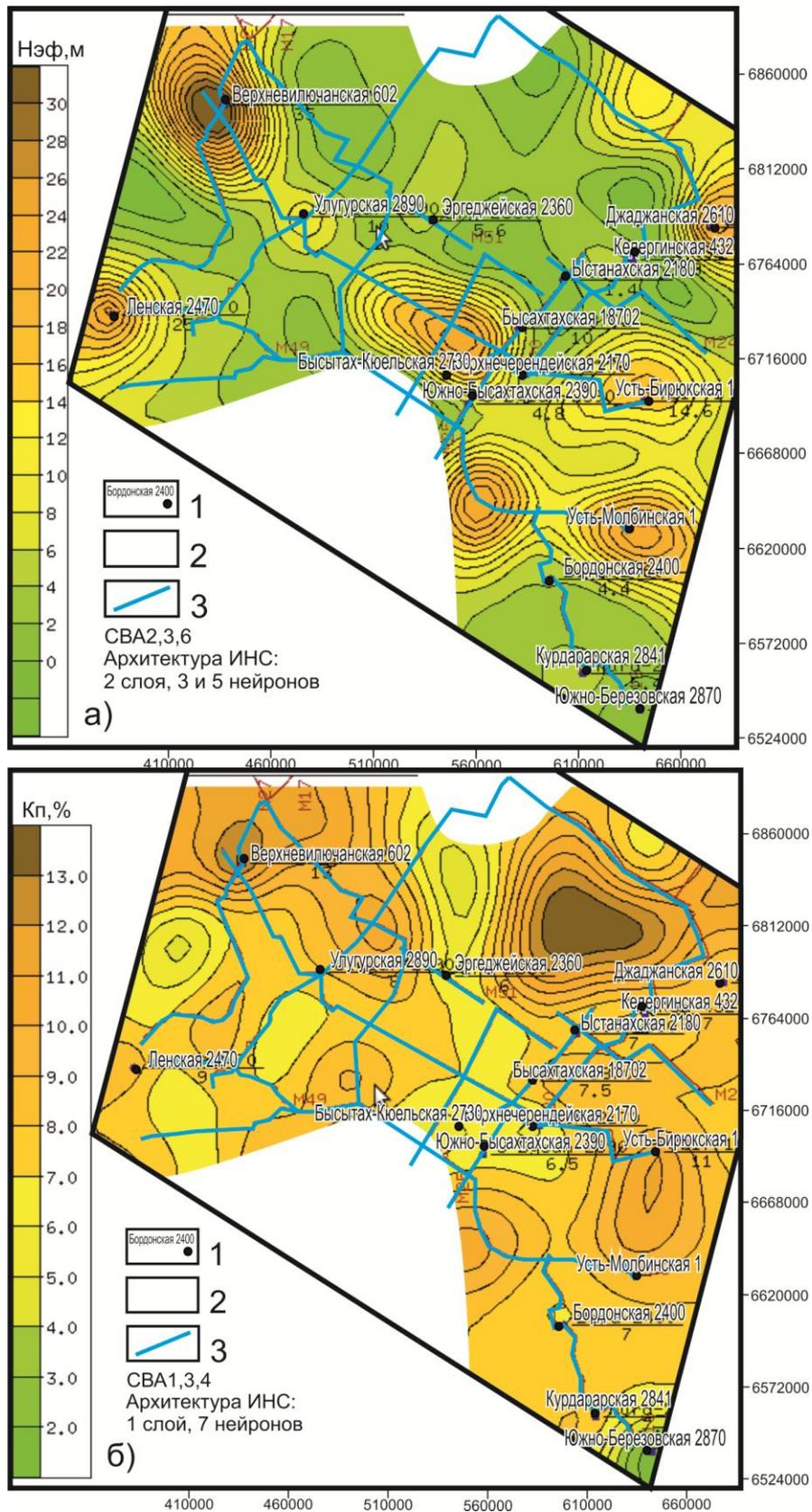


Рис. 2.17. Региональный прогноз Нэф (а) и Кп (б) отложений верхнего венда и нижнего кембрия в интервале между ОГ II-U

1 – скважины; 2 – территории отсутствия изучаемых отложений; 3 – региональные композитные сейсмические профили

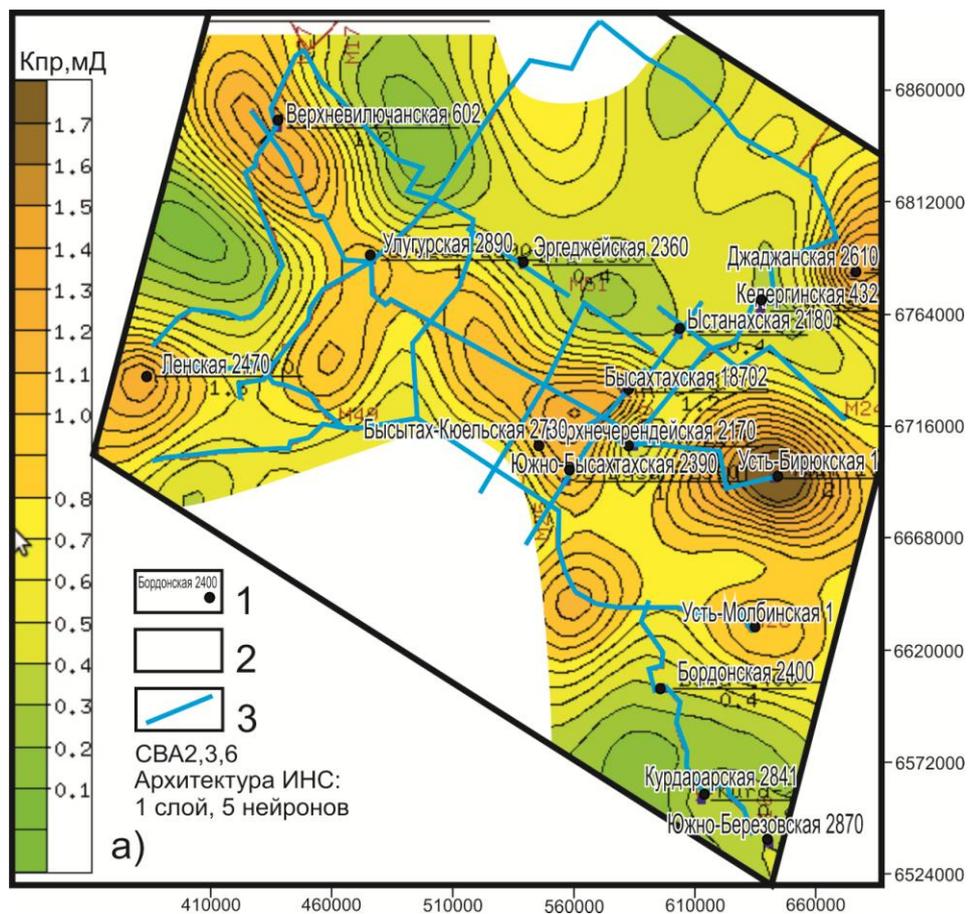


Рис. 2.18. Региональный прогноз Кпр отложений верхнего кембрия и нижнего кембрия в интервале между ОГ II-U
 1 – скважины; 2 – территории отсутствия изучаемых отложений; 3 – региональные композитные сейсмические профили

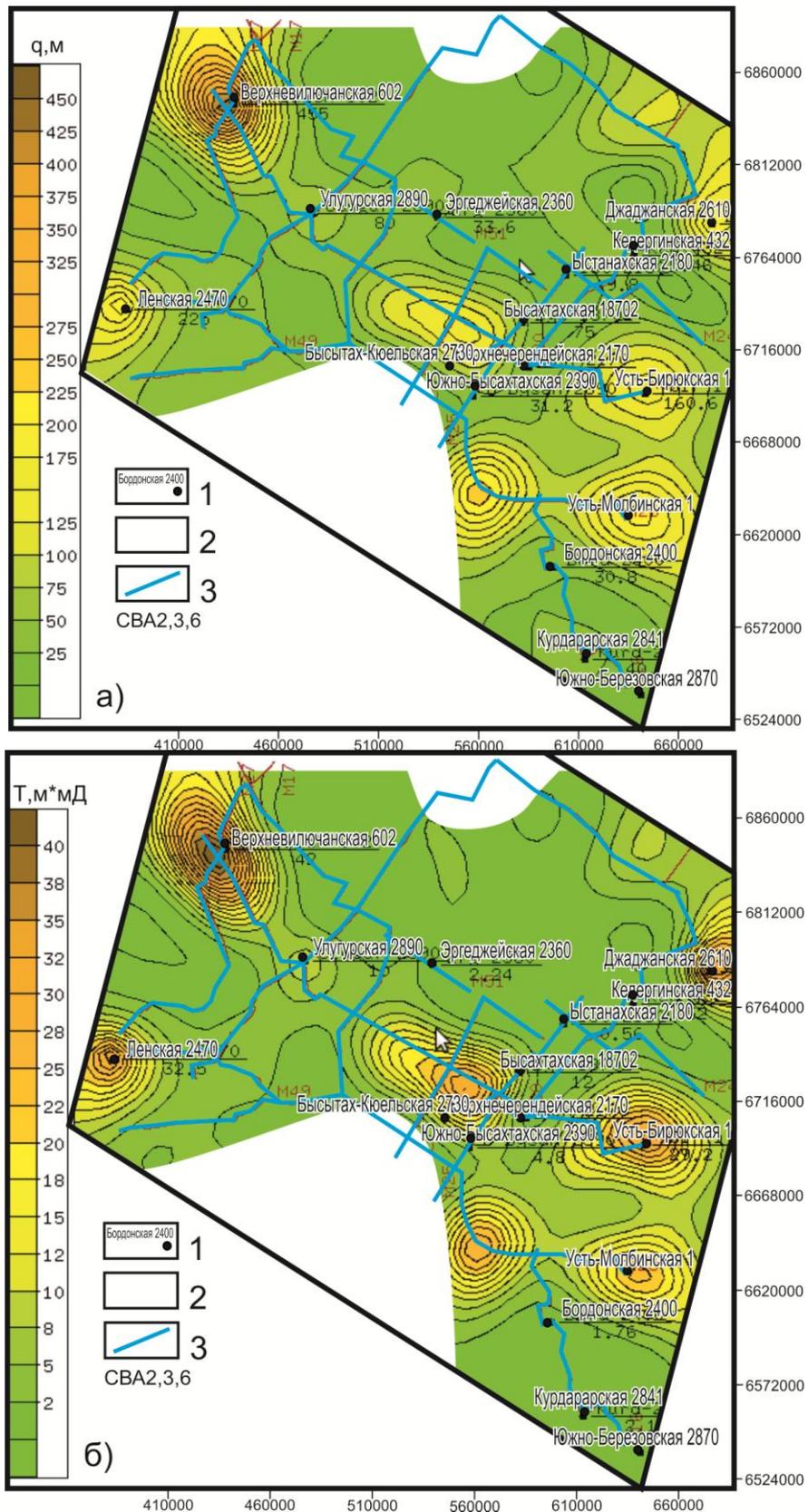


Рис. 2.19. Региональный прогноз q (а) и T (б) отложений верхнего венда и нижнего кембрия в интервале между ОГ II-U
 1 – скважины; 2 – территории отсутствия изучаемых отложений; 3 – региональные композитные сейсмические профили

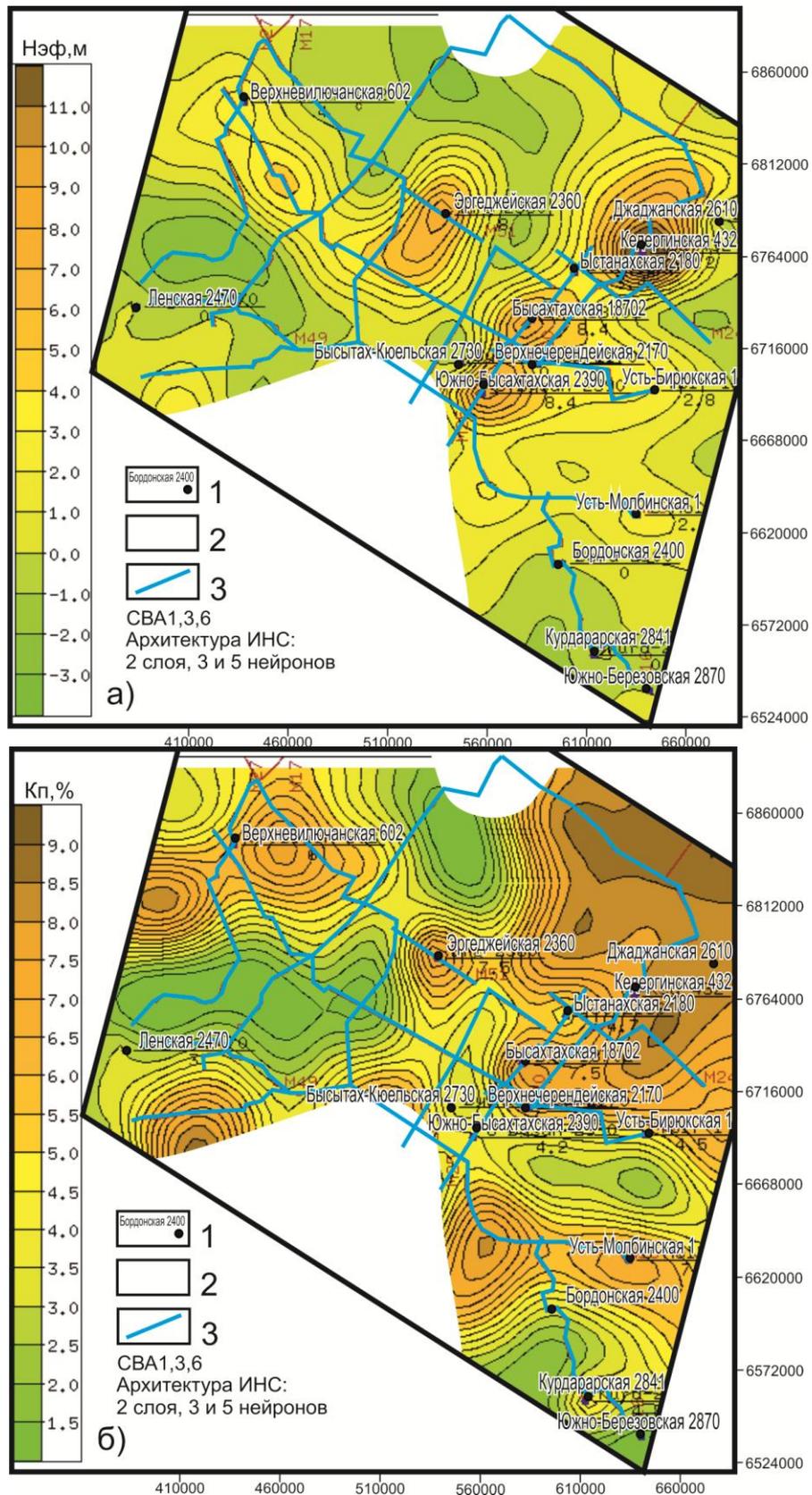


Рис. 2.20. Региональный прогноз Нэф (а) и Кп (б) отложений нижнего карбонатного венда в интервале между ОГ U-KB

1 – скважины; 2 – территории отсутствия изучаемых отложений; 3 – региональные композитные сейсмические профили

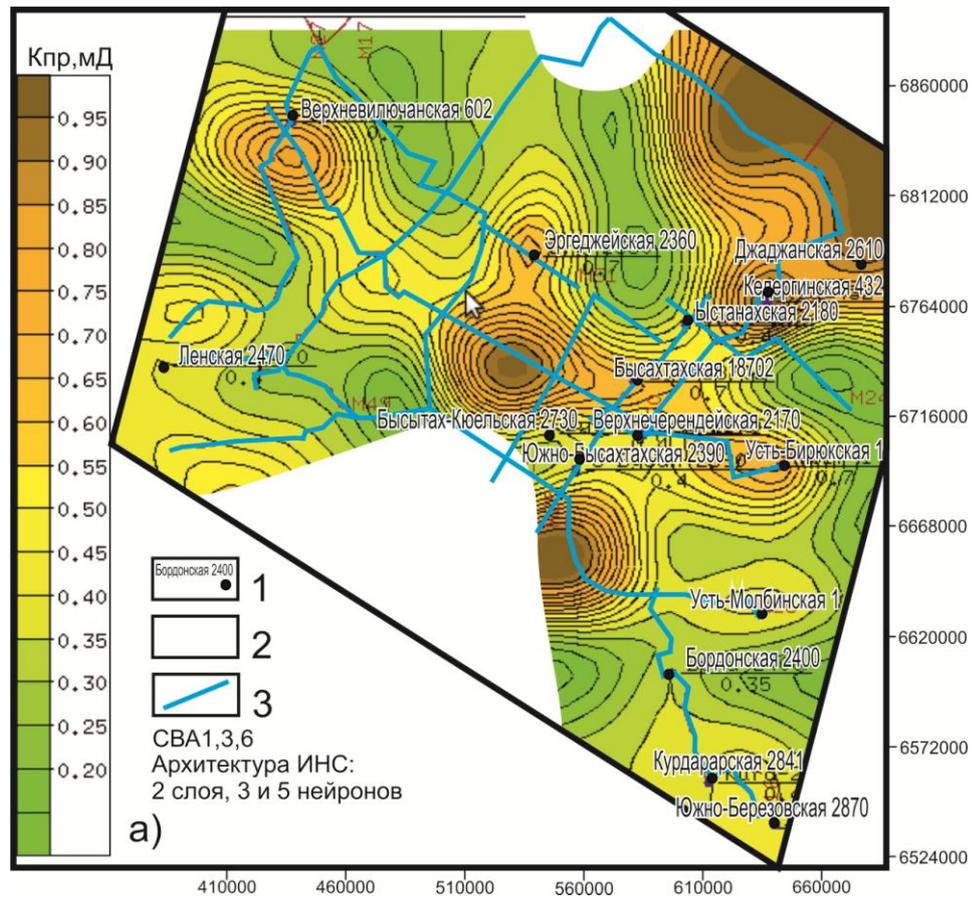


Рис. 2.21. Региональный прогноз Кпр отложений нижнего карбонатного венда в интервале между ОГ U-KB

1 – скважины; 2 – территории отсутствия изучаемых отложений; 3 – региональные композитные сейсмические профили

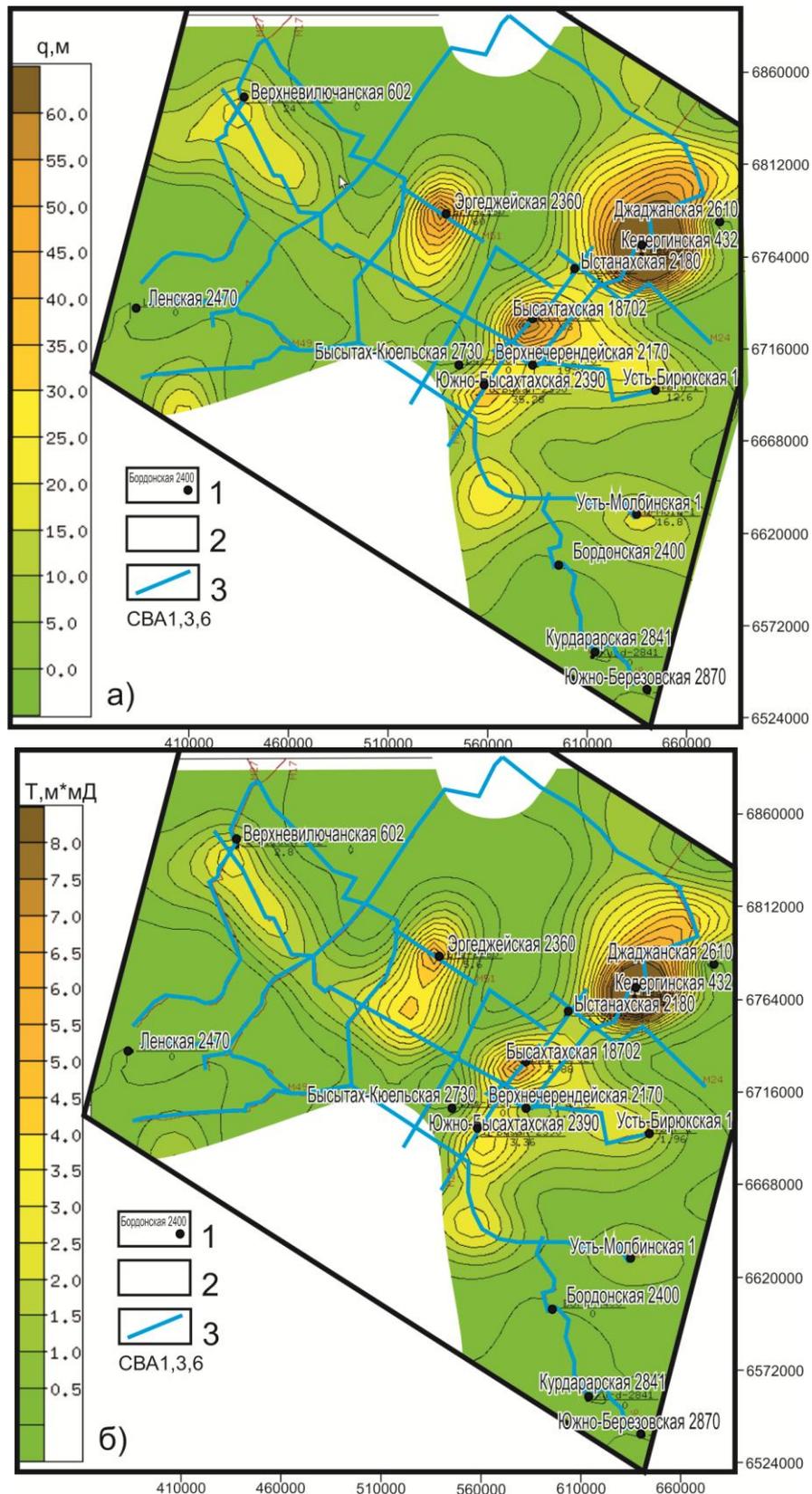


Рис. 2.22. Региональный прогноз q (а) и T (б) отложений нижнего карбонатного венда в интервале между ОГ U-KB

1 – скважины; 2 – территории отсутствия изучаемых отложений; 3 – региональные композитные сейсмические профили

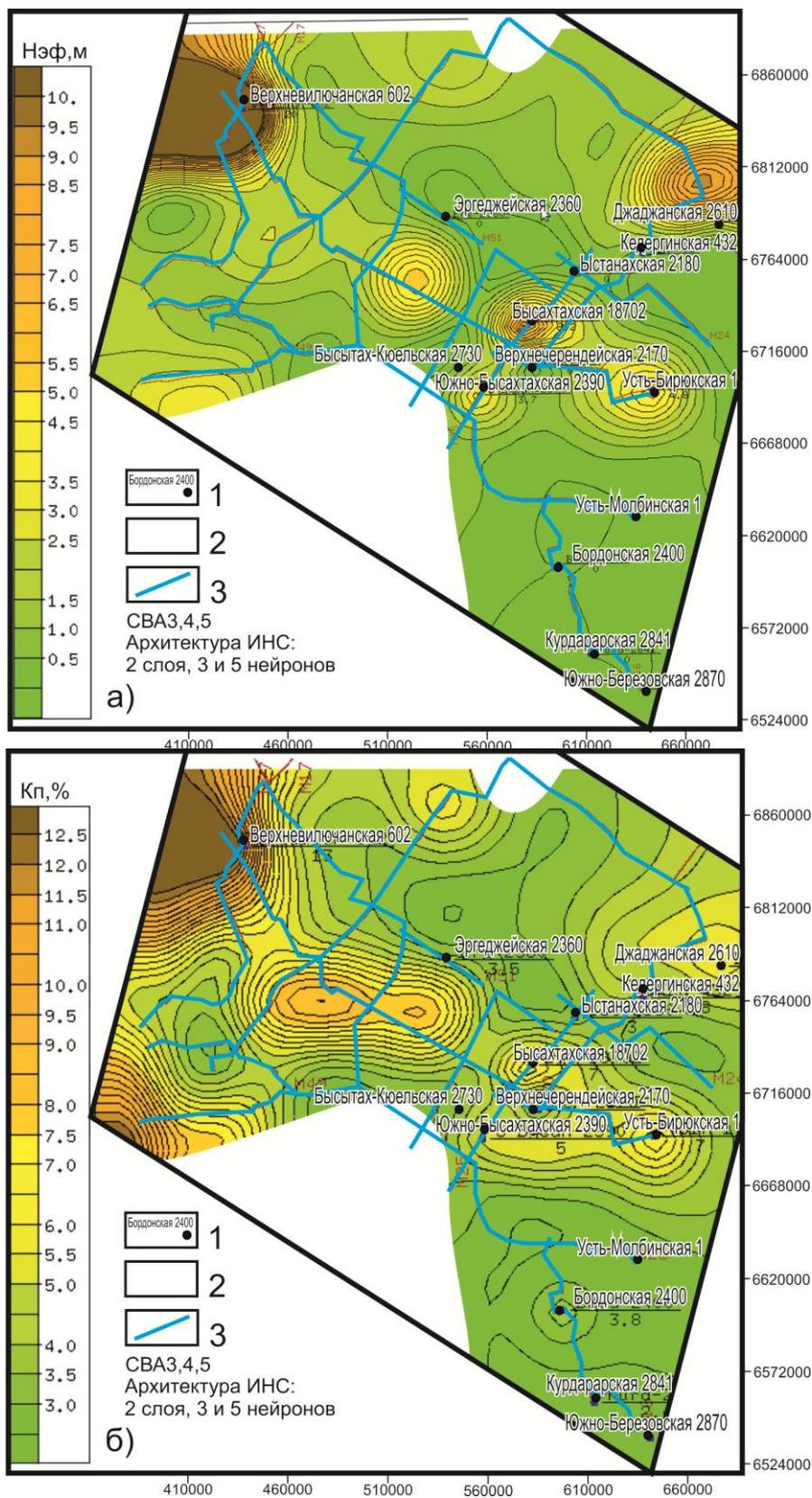


Рис. 2.23. Региональный прогноз Нэф (а) и Кп (б) отложений нижнего терригенного венда в интервале между ОГ KB-R0

1 – скважины; 2 – территории отсутствия изучаемых отложений; 3 – региональные композитные сейсмические профили

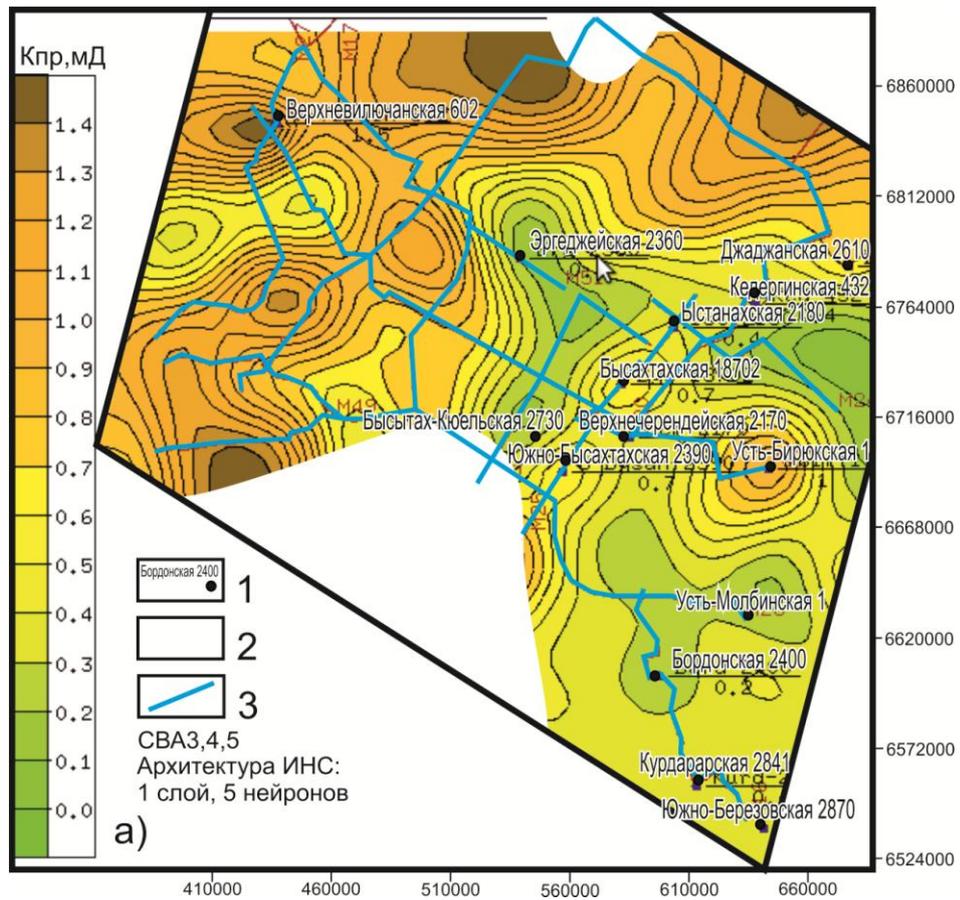


Рис. 2.24. Региональный прогноз Кпр отложений нижнего терригенного венда в интервале между ОГ KB-R0

1 – скважины; 2 – территории отсутствия изучаемых отложений; 3 – региональные композитные сейсмические профили

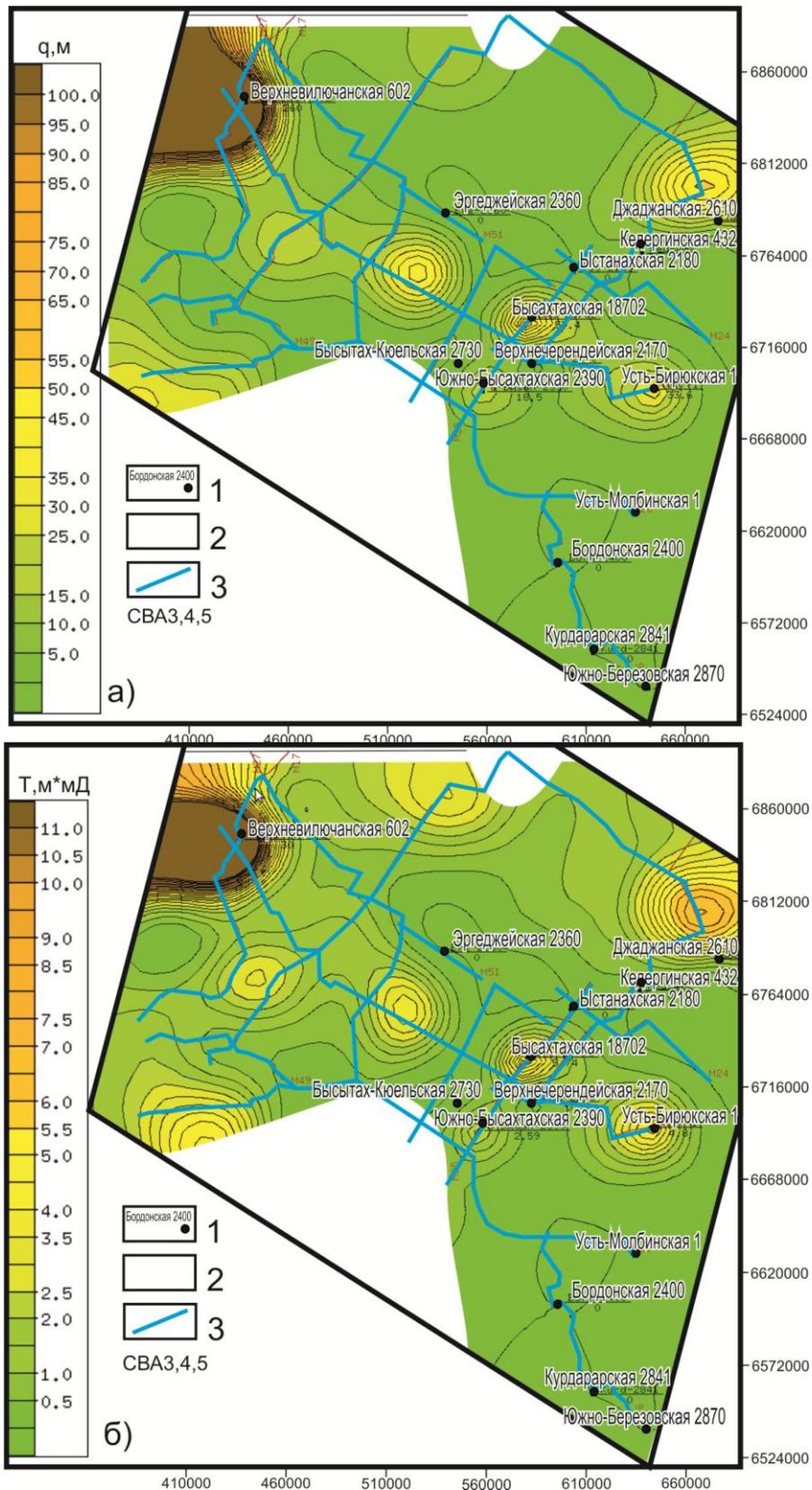


Рис. 2.25. Региональный прогноз q (а) и T (б) отложений нижнего терригенного венда в интервале между ОГ КВ- R_0

1 – скважины; 2 – территории отсутствия изучаемых отложений; 3 – региональные композитные сейсмические профили

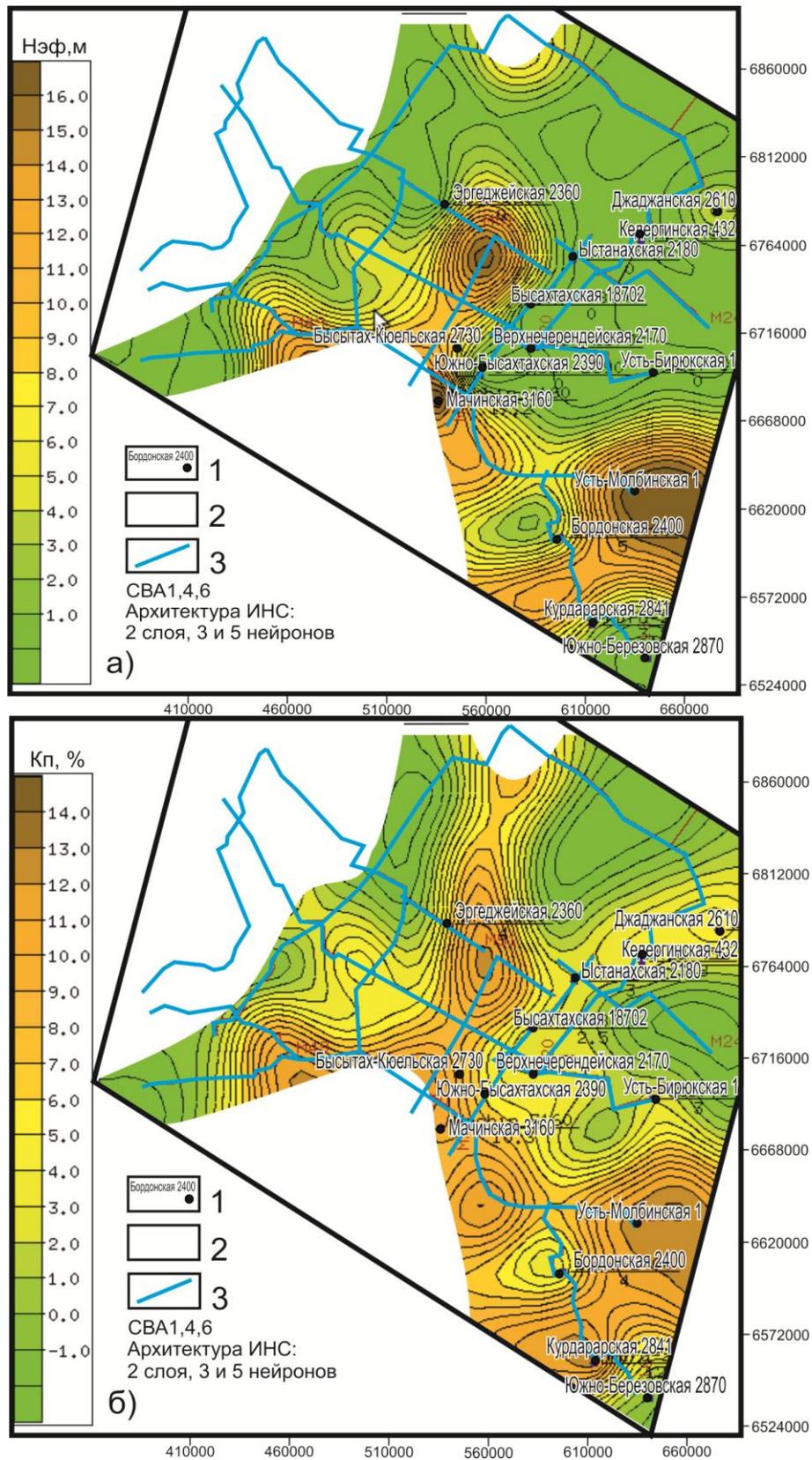


Рис. 2.26. Региональный прогноз Нэф (а) и Кп (б) отложений верхней части рифея (до 200 м) в интервале между ОГ R0 - R0+200м

1 – скважины; 2 – территории отсутствия изучаемых отложений; 3 – региональные композитные сейсмические профили

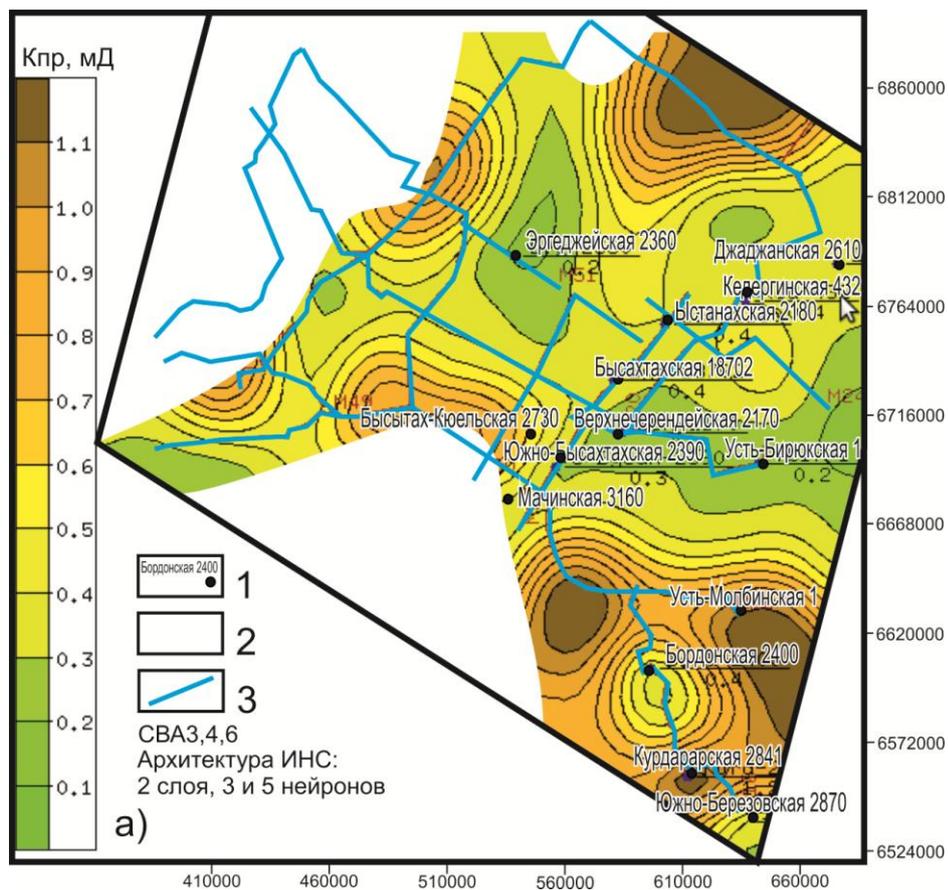


Рис. 2.27. Региональный прогноз Кпр отложений верхней части рифея (до 200 м) в интервале между ОГ R0 - R0+200м

1 – скважины; 2 – территории отсутствия изучаемых отложений; 3 – региональные композитные сейсмические профили

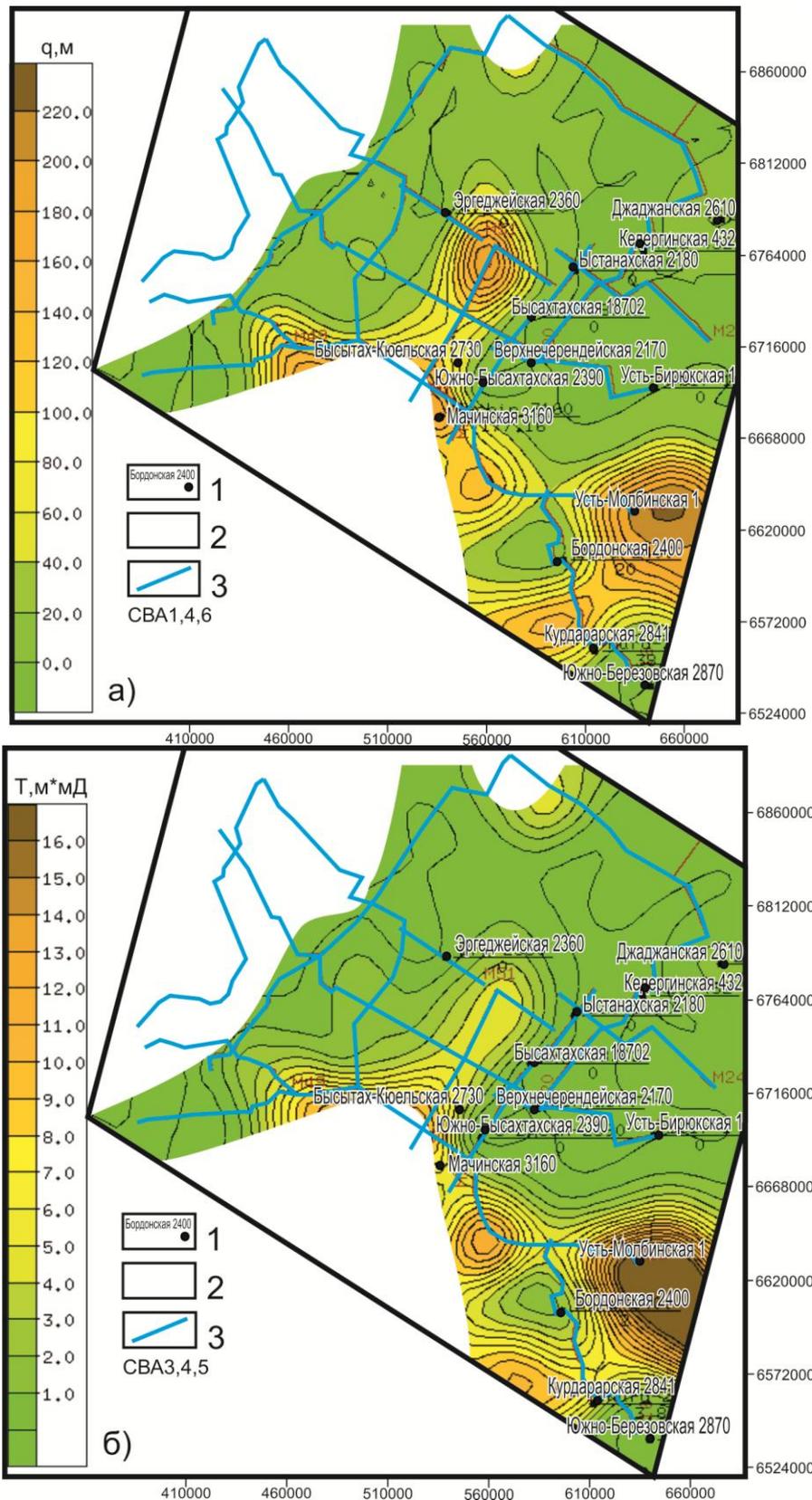


Рис. 2.28. Региональный прогноз q (а) и T (б) отложений верхней части рифея (до 200 м) в интервале между ОГ R0 - R0+200м

1 – скважины; 2 – территории отсутствия изучаемых отложений; 3 – региональные композитные сейсмические профили

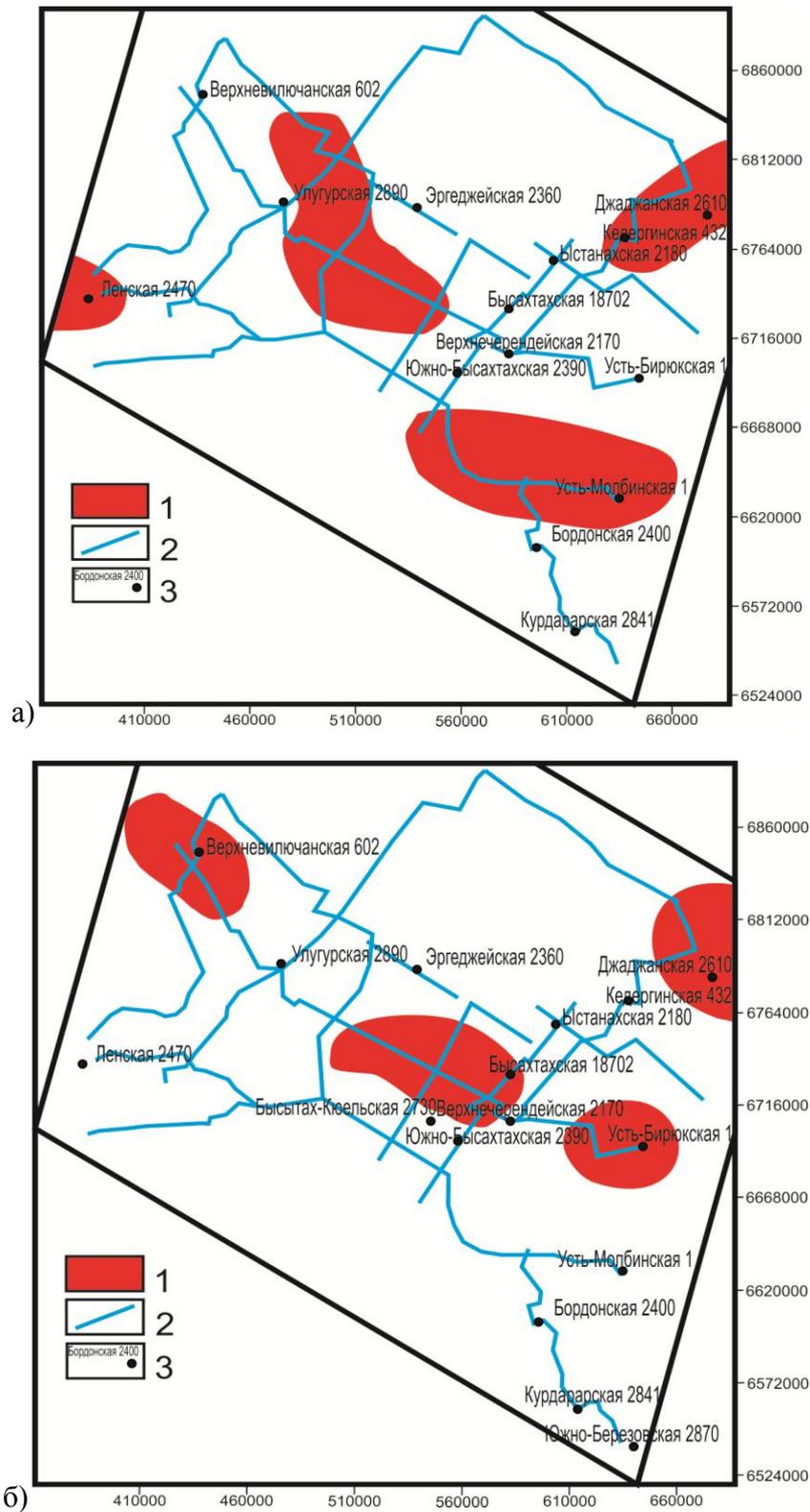


Рис. 2.29. Карта совмещенных максимумов ФЕС и 1-го типа геологического разреза: а) нижнекембрийских (ОГ К-II) и б) верхневендских и нижнекембрийских (ОГ II-U) отложений.

1 – совмещенные максимумы ФЕС и 1-го типа геологического разреза; 2 – региональные композитные сейсмические профили; 3 – скважины

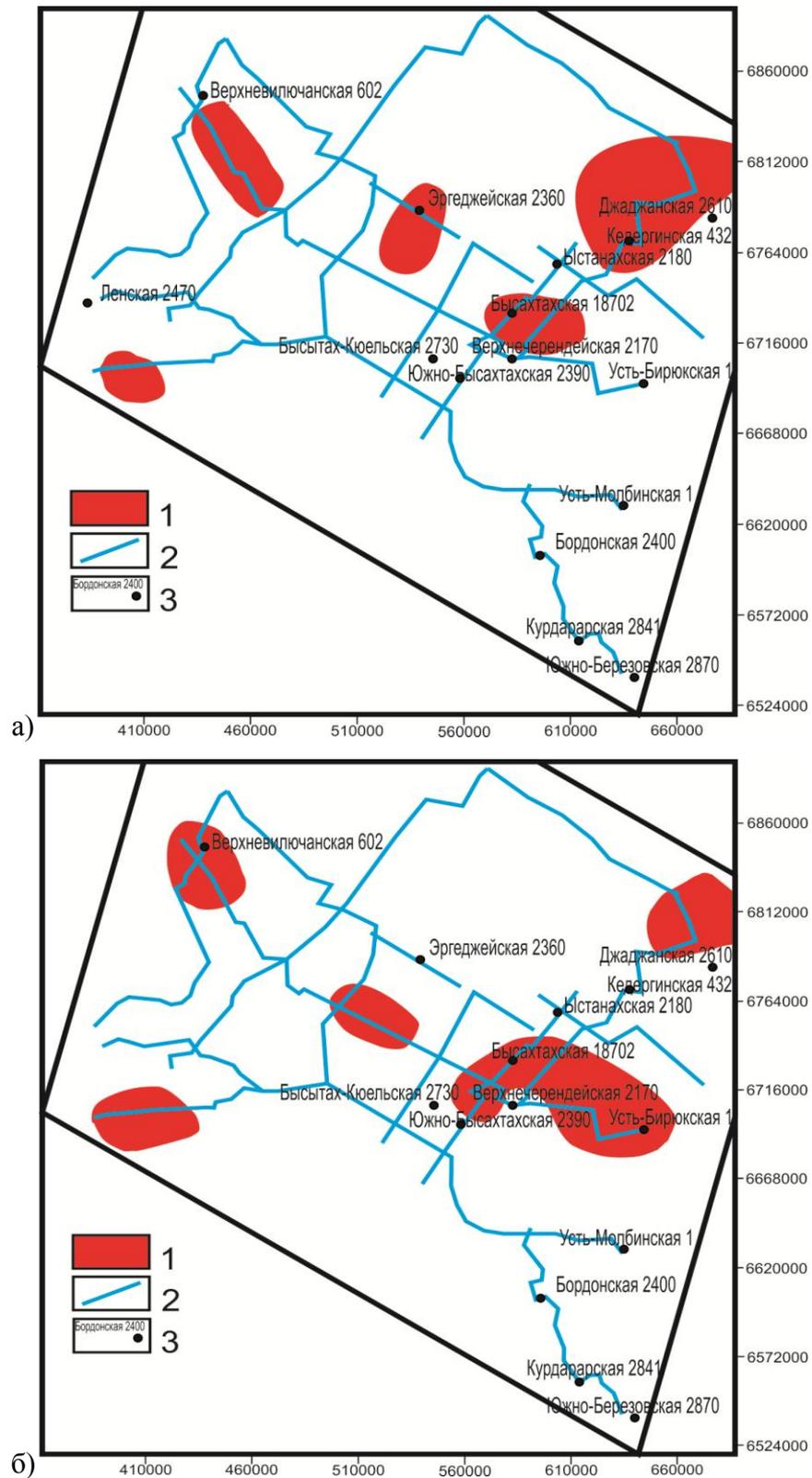


Рис. 2.30. Карта совмещенных максимумов ФЕС и 1-го типа геологического разреза: а) нижневендских карбонатных (ОГ U-KB) и б) нижневендских терригенных (ОГ KB-R0) отложений.

1 – совмещенные максимумы ФЕС и 1-го типа геологического разреза; 2 – региональные композитные сейсмические профили; 3 – скважины

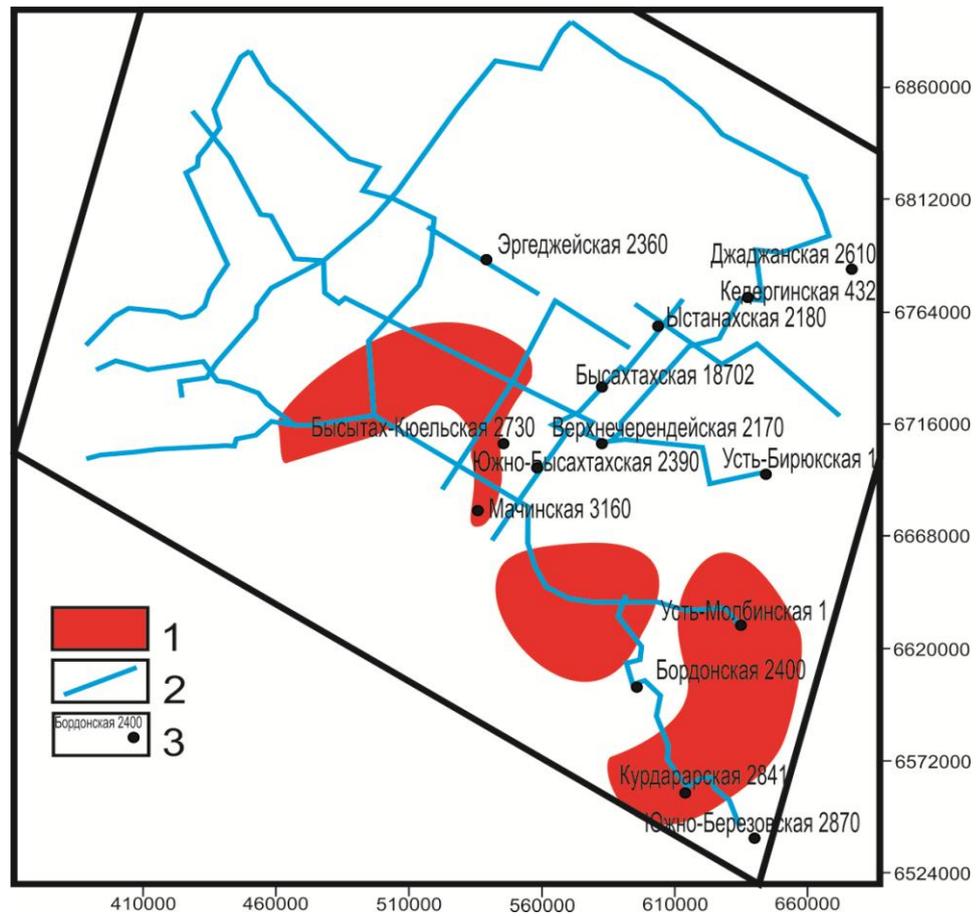


Рис. 2.31. Карта совмещенных максимумов ФЕС и 1-го типа геологического разреза верхней части рифейских отложений (до 200 м) в интервале между ОГ R0 - R0+200м
 1 – совмещенные максимумы ФЕС и 1-го типа геологического разреза; 2 – региональные композитные сейсмические профили; 3 – скважины

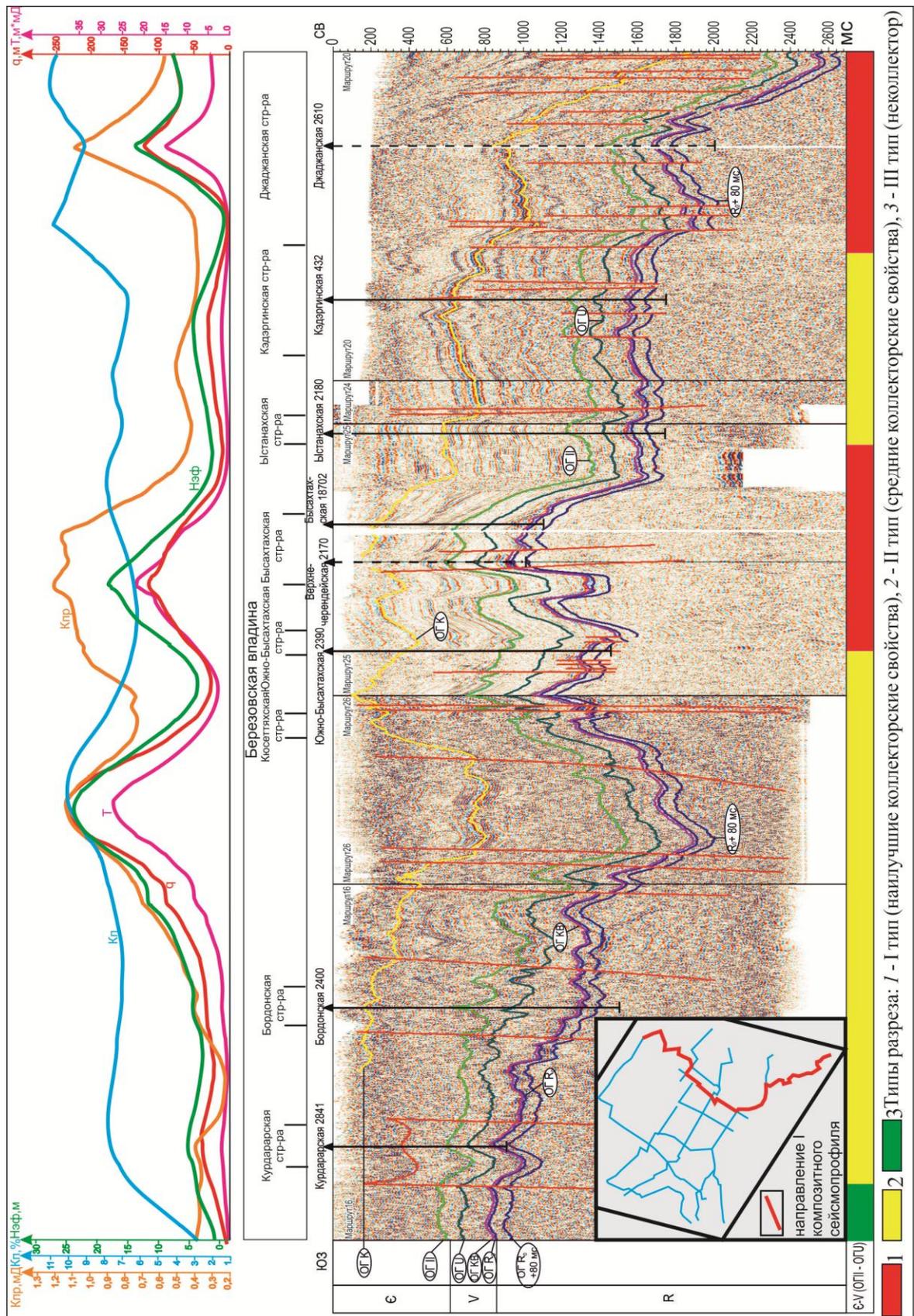


Рис. 2.33. Распределение типов геологического разреза и ФЕС верхневендских и нижнекембрийских отложений в интервале между отражающими горизонтами (ОГ) II-U в направлении I (с использованием данных ОАО «Якутскгеофизика»)

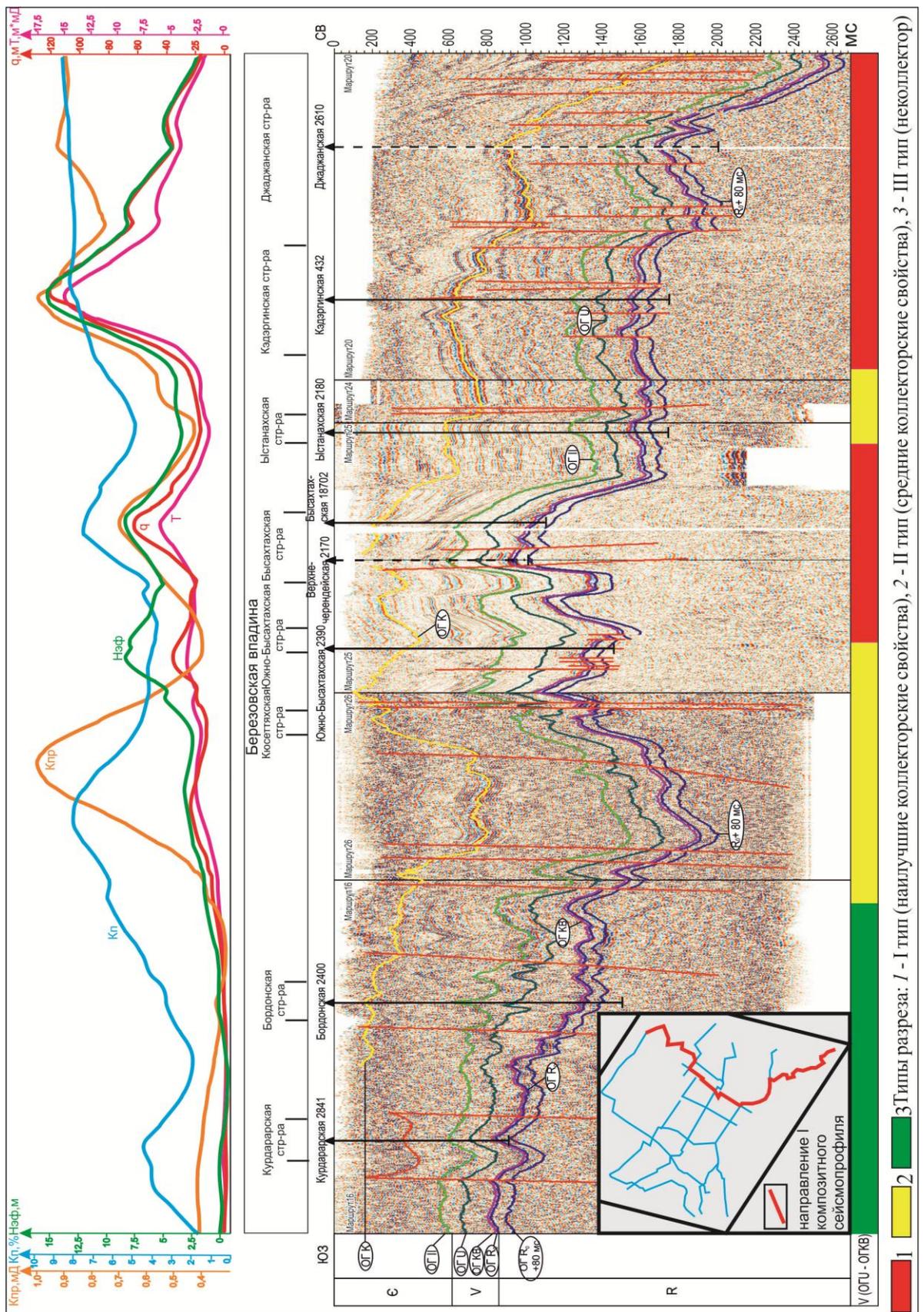


Рис. 2.34. Распределение типов геологического разреза и ФЕС нижневендских карбонатных отложений в интервале между отражающими горизонтами (ОГ) U-KB в направлении I (с использованием данных ОАО «Якутскгеофизика»)

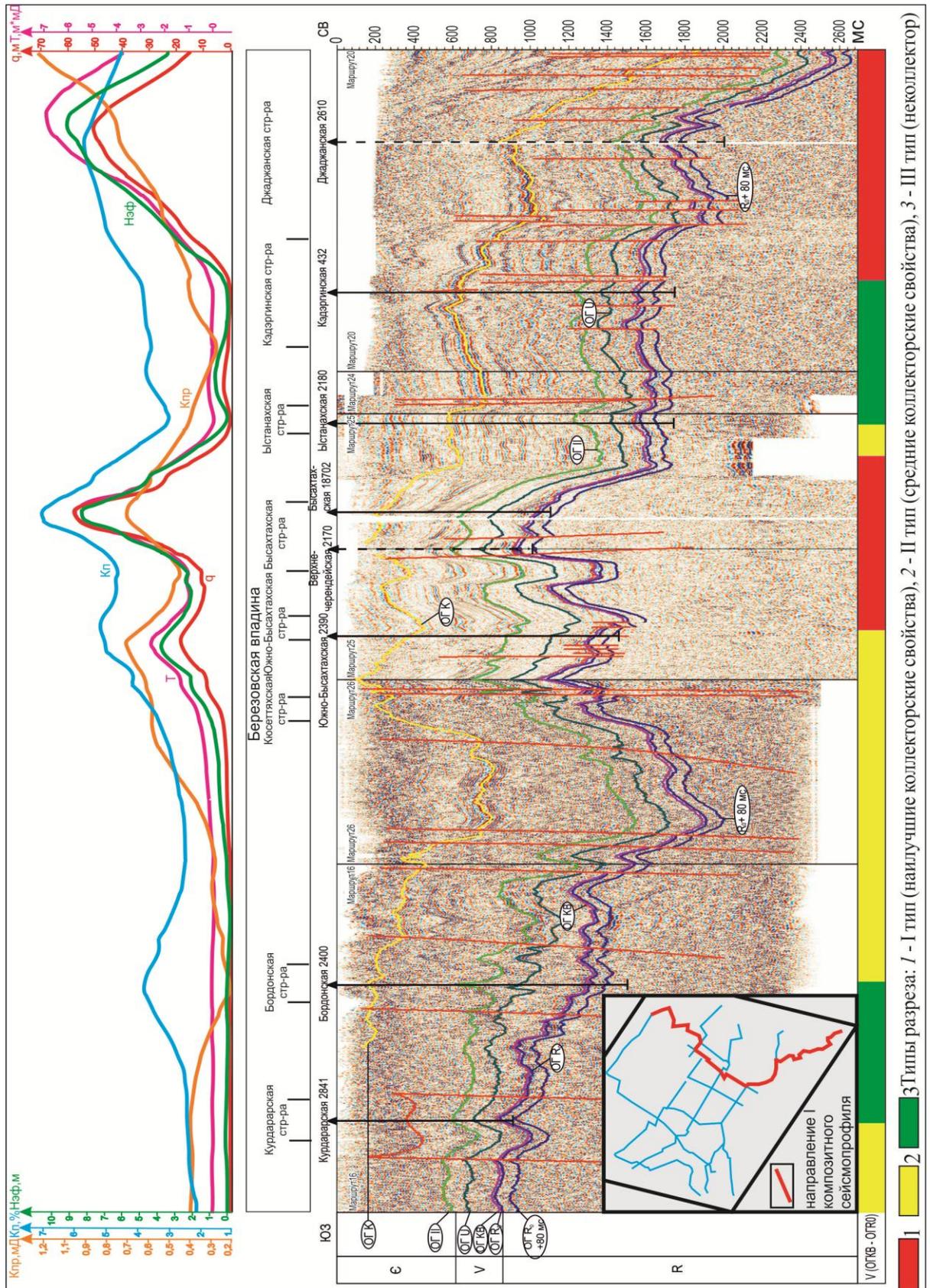


Рис. 2.35. Распределение типов геологического разреза и ФЕС нижневендских терригенных отложений в интервале между отражающими горизонтами (ОГ) КВ-Р0 в направлении I (с использованием данных ОАО «Якутскгеофизика»)

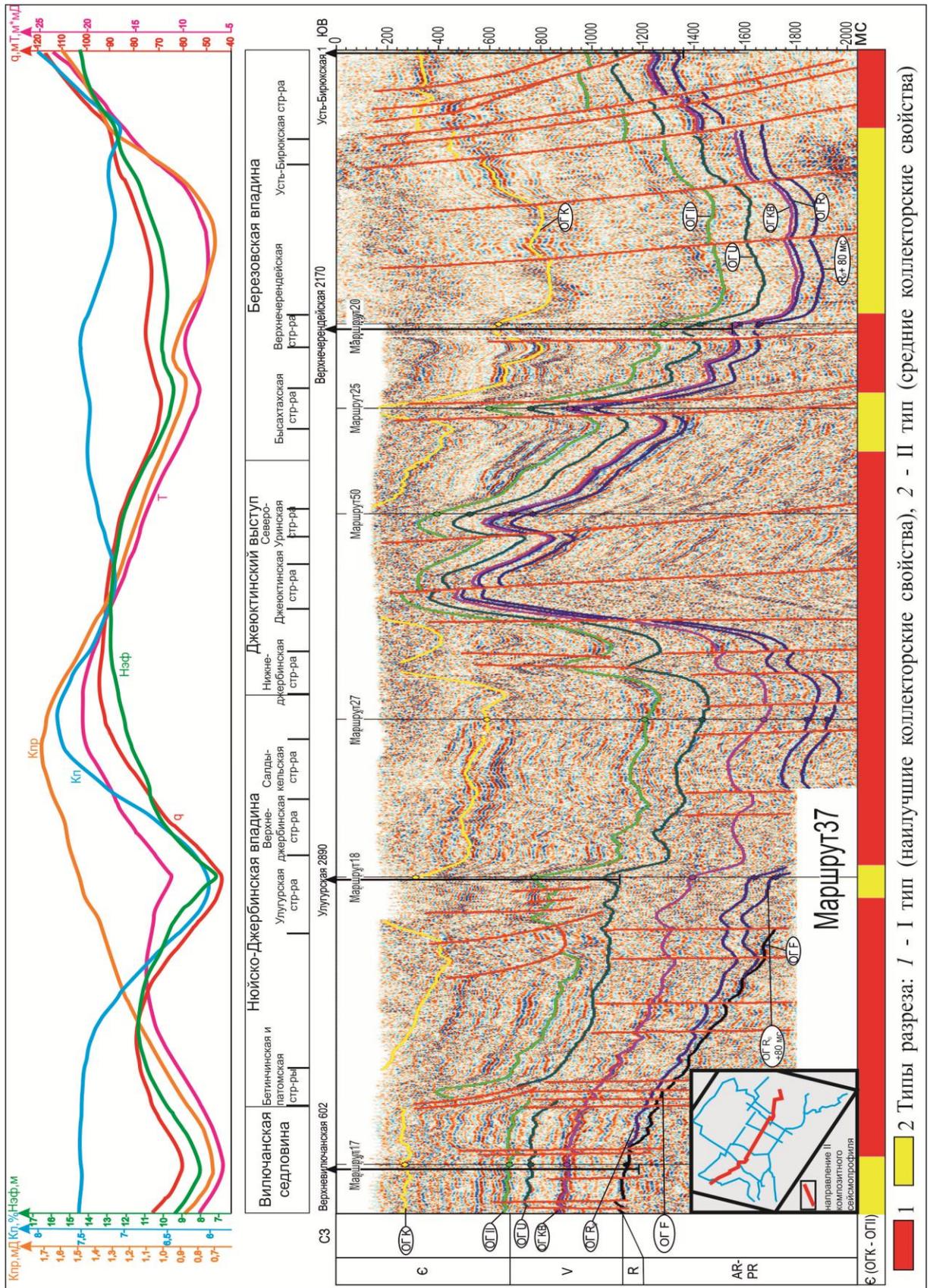


Рис. 2.37. Распределение типов геологического разреза и ФЕС нижнекембрийских отложений в интервале между отражающими горизонтами (ОГ) К-П в направлении П (с использованием данных ОАО «Якутскгеофизика»)

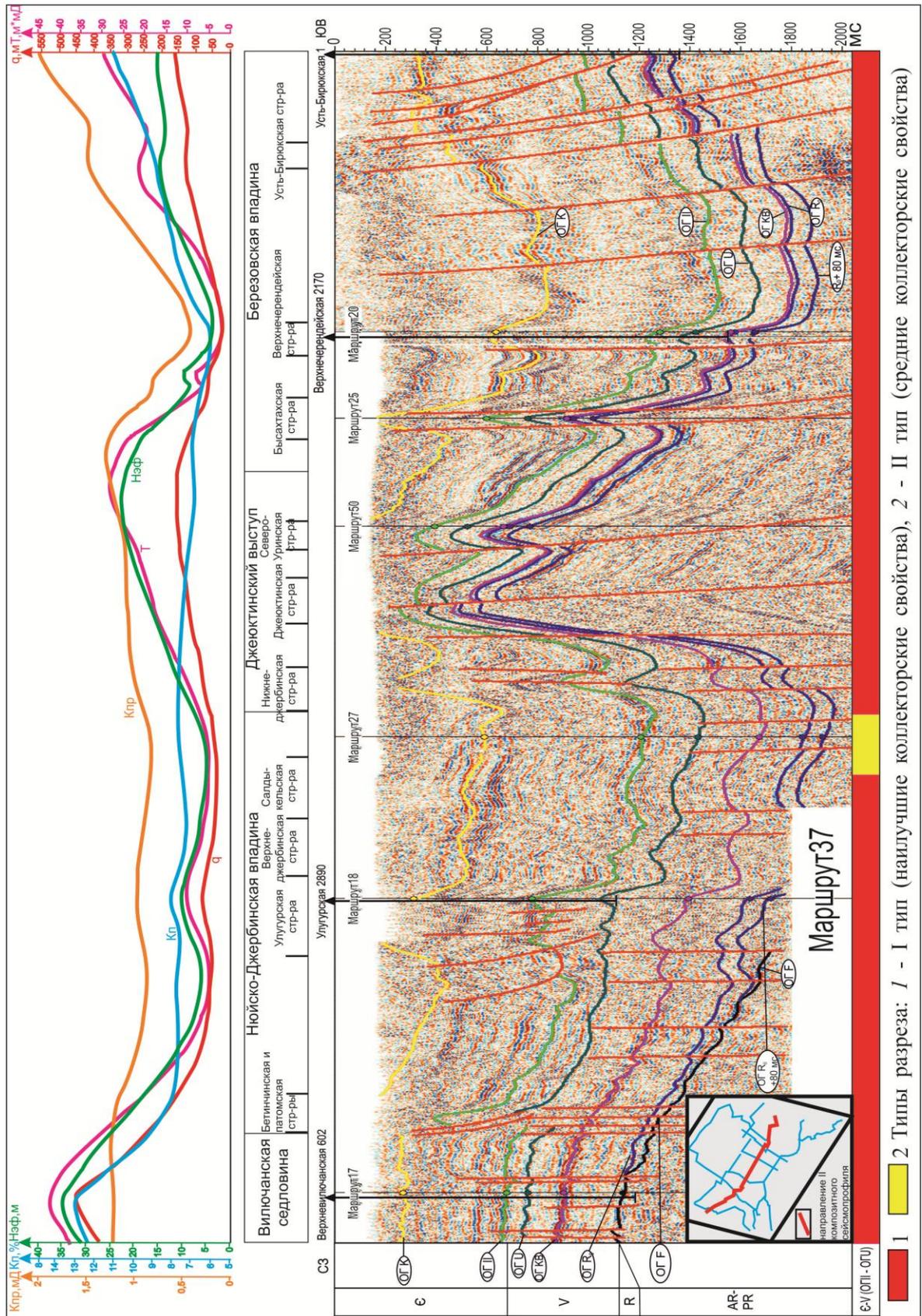


Рис. 2.38. Распределение типов геологического разреза и ФЕС верхневендских и нижнекембрийских отложений в интервале между отражающими горизонтами (ОГ) II-U в направлении II (с использованием данных ОАО «Якутскгеофизика»)

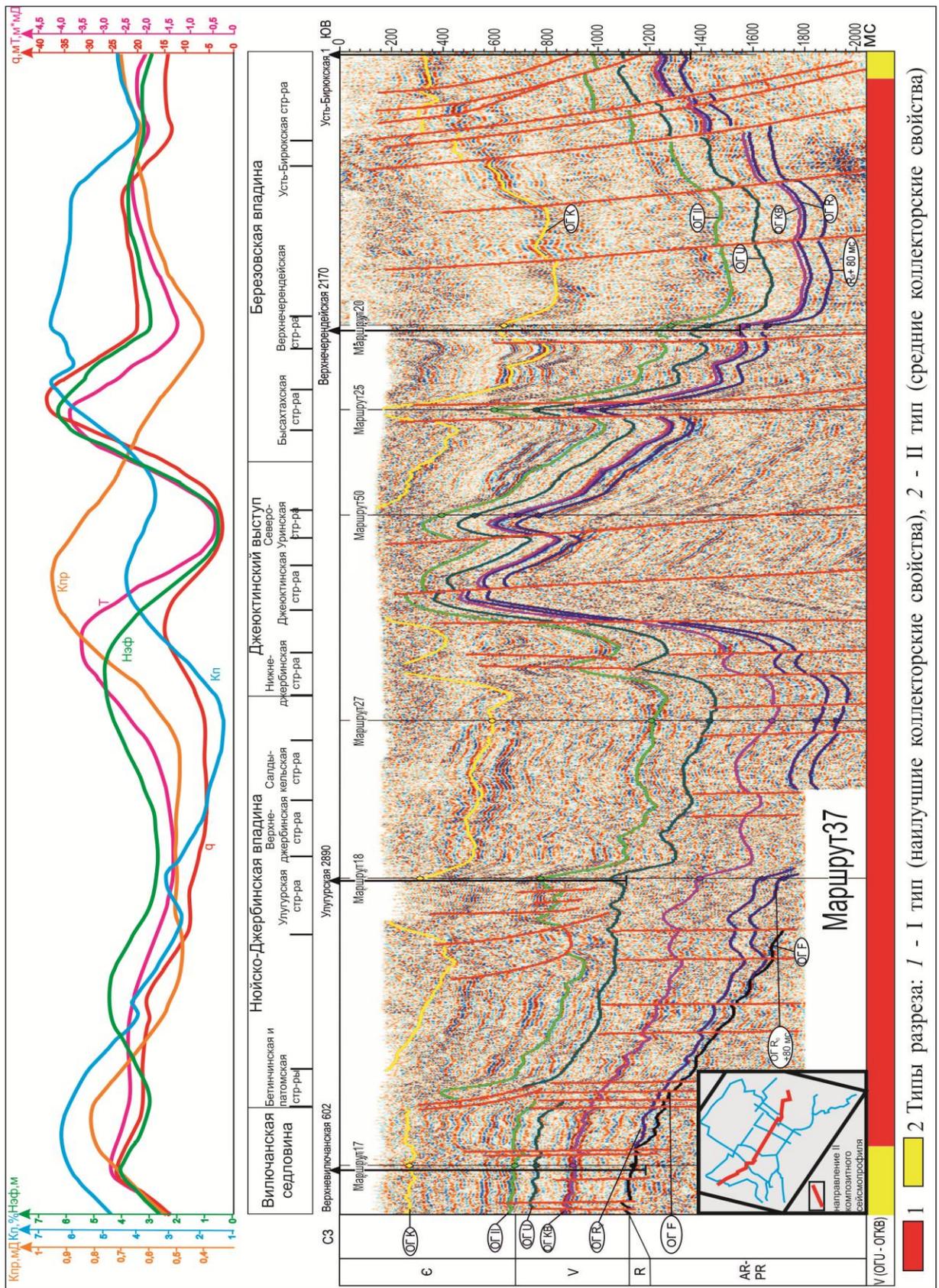


Рис. 2.39. Распределение типов геологического разреза и ФЕС нижневендских карбонатных отложений в интервале между отражающими горизонтами (ОГ) U-KB в направлении II (с использованием данных ОАО «Якутскгеофизика»)

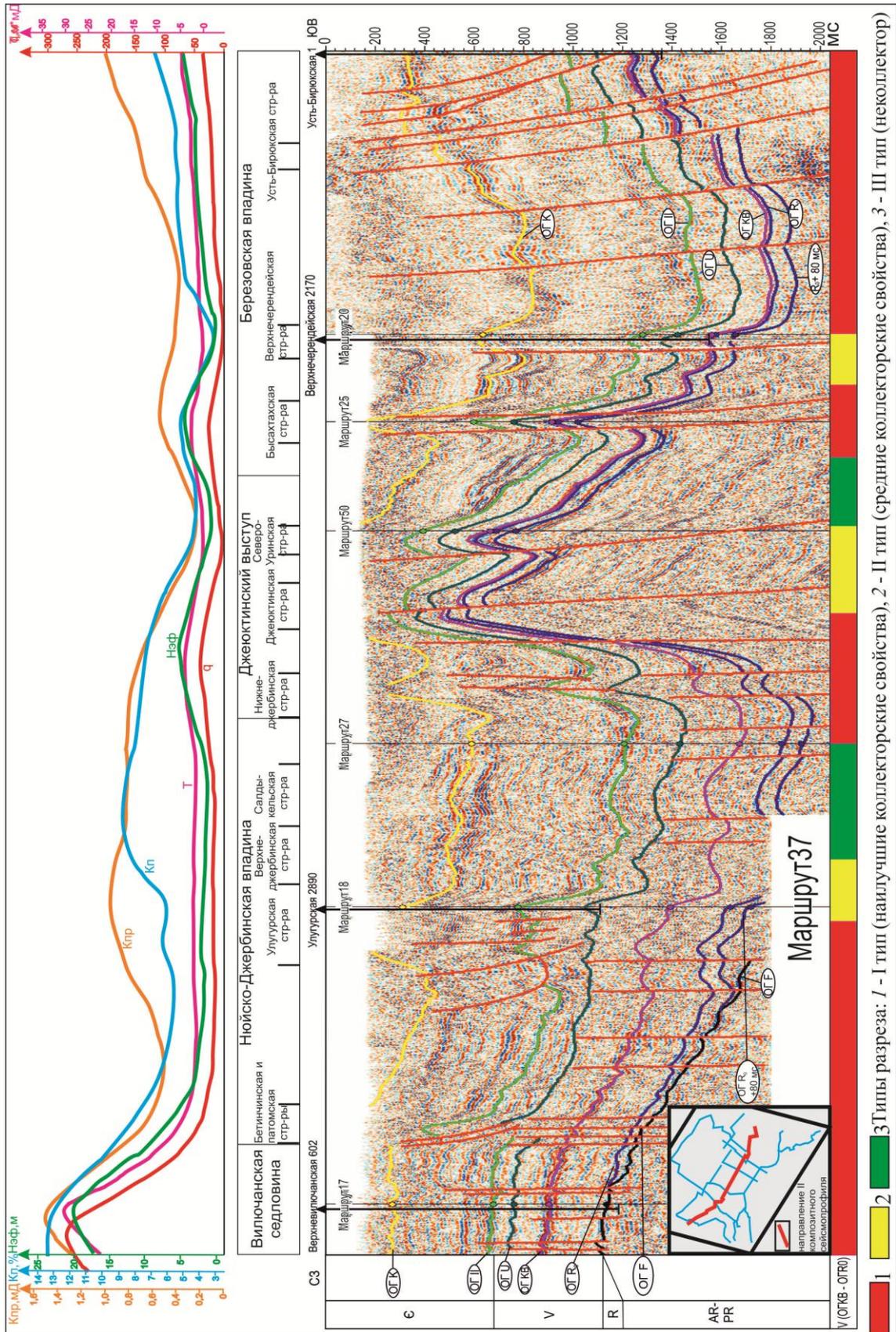


Рис. 2.40. Распределение типов геологического разреза и ФЕС нижневендских терригенных отложений в интервале между отражающими горизонтами (ОГ) KB-R0 в направлении II (с использованием данных ОАО «Якутскгеофизика»)

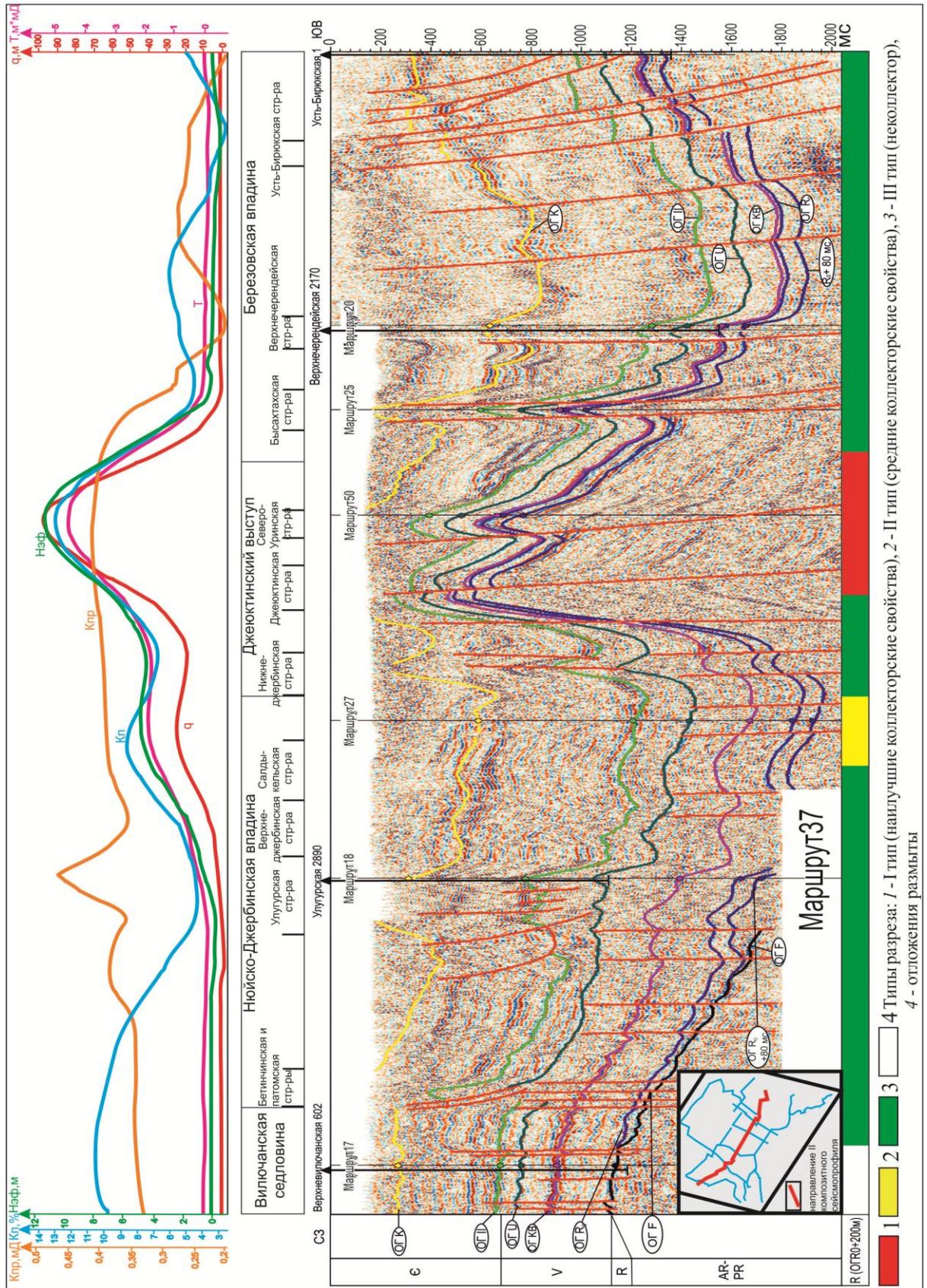


Рис. 2.41. Распределение типов геологического разреза и ФЕС верхней части рифейских отложений в интервале между отражающими горизонтами (ОГ) R0 - R0+200м в направлении II (с использованием данных ОАО «Якутскгеофизика»)

Выводы:

1. Оптимизирована методика прогнозирования типов геологического разреза и параметров ФЕС коллекторов верхней двухсотметровой толщи рифейских, вендских и нижнекембрийских отложений.
2. Впервые для сейсмогеологических условий северо-востока Предпатомского прогиба сделан обоснованный прогноз типов геологического разреза и параметров ФЕС коллекторов, включая проницаемость и гидропроводность верхней части рифейских (200м), вендских и нижнекембрийских отложений для всех пяти интервалах исследования.
3. Впервые получена геолого-геофизическая не структурная информация, наиболее подходящая для построения геологической модели, выявления нефтегазоперспективных зон и оценки ресурсов УВ.

Глава 3. Новые данные о геологическом строении нефтегазоперспективных отложений

Новые данные о геологическом строении северо-восточной части Предпатомского прогиба получены на основе геологического обоснования сейсмических результатов по прогнозированию типов геологического разреза и параметров ФЕС коллекторов пяти изучаемых интервалов верхней части рифейских, вендских и нижнекембрийских отложений с использованием соответствующих структурно-тектонических карт (по данным ОАО «Якутскгеофизика», 2012) и двух схем корреляции семнадцати скважин по взаимно перпендикулярным направлениям север-юг и запад-восток, на которых помимо литолого-стратиграфической характеристики целевых интервалов исследования сделана седиментационная оценка.

История геологического развития и формирование осадочного чехла изучаемого района рассмотрена с опорой на работы Мельникова Н.В. , Шемина Г.Г. и Фортунатовой Н.К. и детализирована автором для района исследований на основе построения седиментационных моделей по профилям имеющихся скважин.

Новые нефтегазоперспективные зоны оконтурены путем совмещения первого типа геологического разреза (с наилучшими коллекторскими свойствами) и максимальных значений параметров ФЕС, то есть представляют собой зоны с повышенными коллекторскими свойствами пород (глава 2).

Всего выделена двадцать одна нефтегазоперспективная зона в пяти исследуемых нефтегазоперспективных интервалах: в верхней части рифейских отложений (до 200м), нижневендском терригенном, нижневендском карбонатном, верхневендско-нижнекембрийском и в нижнекембрийском.

Породы всех пяти интервалов представлены, главным образом, карбонатами, что является характерной особенностью строения осадочного чехла Сибирской платформы. Терригенные отложения северо-востока Предпатомского прогиба выделяются в непском горизонте нижнего венда (нижневендский терригенный интервал исследования), а также в вилючанском горизонте (также относится к нижневендскому терригенному интервалу), который расположен на изучаемой территории только в пределах Вилючанской седловины. В отличие от Непско-Ботуобинской антеклизы, тирский горизонт северо-востока Предпатомского прогиба является не терригенным, а карбонатным, поэтому он выделен в отдельный нижневендский карбонатный интервал исследования.

В верхней части рифейских отложений (200м) (рифейский интервал) выделено три новые нефтегазоперспективные зоны (рис.3.1).

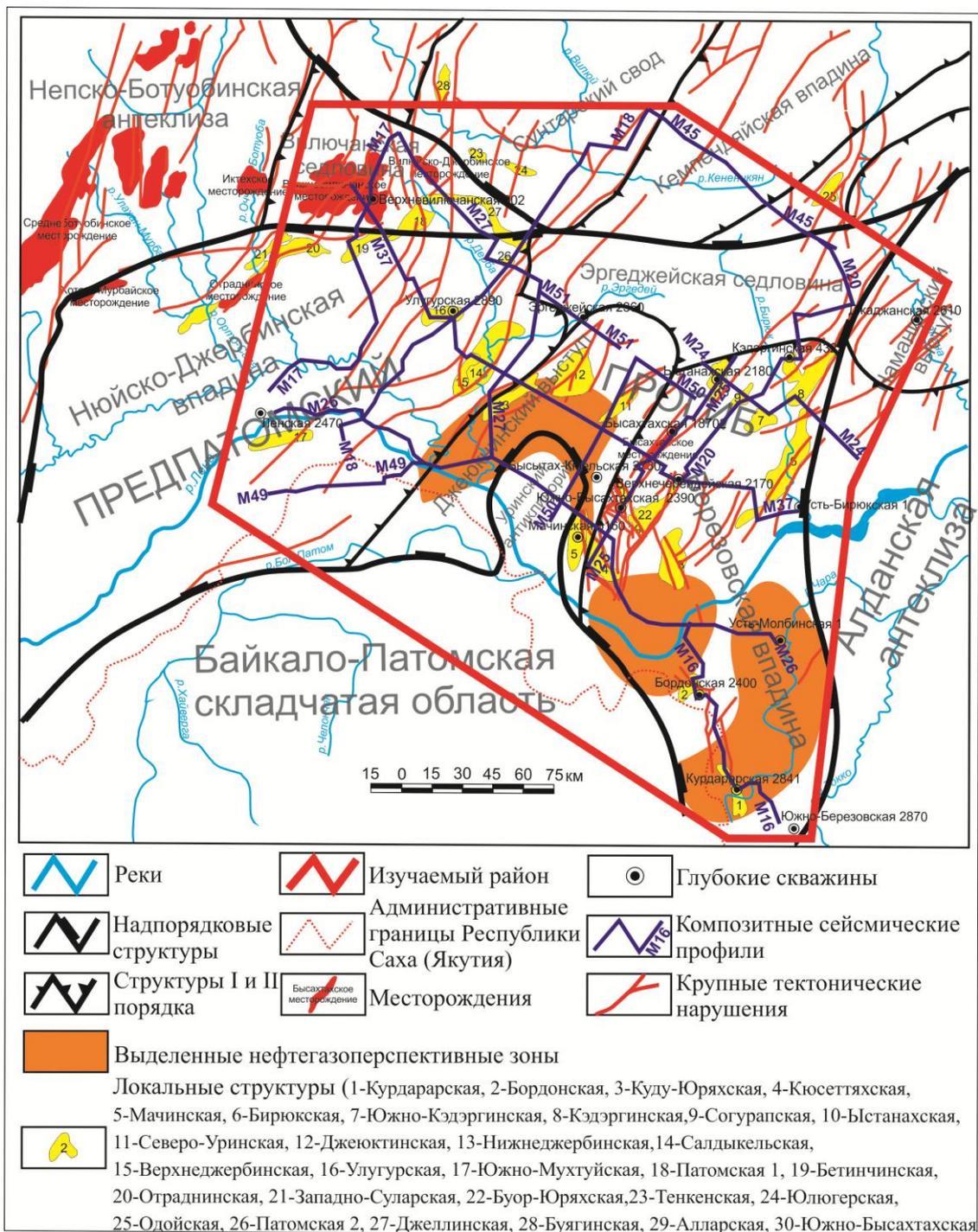


Рис.3.1. Карта нефтегазоперспективных зон верхней части рифейских (200м) отложений между ОГ R0 и R0+200м, совмещенная со структурно-тектонической картой (с использованием данных ОАО «Якутскгеофизика», 2013)

Рифейский интервал (верхняя двухсотметровая толща рифейских отложений) ограничен в кровле отражающим горизонтом R0, который соответствует эрозионной поверхности рифея, а в подошве – линией R0+80мс (что соответствует двухсотметровой отметке от ОГ R0).

Рифей в изучаемом районе представлен торгинской и алексеевской свитами и распространен практически на всей территории кроме Вилючанской седловины, в пределах которой рифейские отложения выклиниваются в сторону Непско-Ботуобинской антеклизы.

В связи со слабой изученностью рифейских отложений глубокими скважинами (скважины вскрыли рифей только в Березовской впадине) затруднительно в полной мере определить условия их формирования. На исследуемой территории верхняя двухсотметровая толща рифея сложена главным образом карбонатными породами. Эти отложения формировались в условиях мелководного морского бассейна, а более детальное разделение на обстановки осадконакопления было проведено по верхнеторгинской подсвите, которая составляет наибольшую часть верхней двухсотметровой толщи рифея и является наиболее изученной.

Карбонатные осадки верхнеторгинской подсвиты накапливались в двух обстановках осадконакопления – мелководных и глубоководных шельфовых равнин, которые входят в группу отложений открытого шельфа [90, 91, 92].

Для карбонатных отложений мелководных шельфовых равнин характерно высокое содержание детрита, толстая или средняя плитчатость и отсутствие слойчатости. Наиболее часто встречающиеся первичные структурные компоненты этого типа отложений – раковинные детрит и онколиты. Средний гранулометрический состав осадков во многом определяется количеством и размерностью карбонатных остатков. Для шельфовых отложений характерны крупные знаки ряби [77].

Отложения глубокого шельфа представлены глинистыми, глинисто-карбонатными породами и шламово-копролитовыми известняками, похожими на депрессионные отложения глубоководных морей и океанов. Это особенно характерно для крупных впадин, которые, как и глубоководные участки морей, служат седиментационными ловушками для наиболее тонкого карбонатного и глинистого материала. К основным отличительным признакам отложений глубокого шельфа относятся: небольшая ширина зон (десятки километров), значительная мощность, намного превышающая мощность как прилегающих мелководных осадков, так и глубоководных отложений центральных частей бассейнов, худшая гранулометрическая сортировка материала, повышенное, по сравнению с депрессионными породами, содержание высокомагнезиального кальцита; средние и высокие скорости накопления осадков преимущественно за счет осаждения шламового, карбонатного пелитового и глинистого материалов, четкое проявление

седиментационной цикличности, обусловленной эвстатическими колебаниями уровня моря, и интенсивное проявление процессов биотурбации [77].

Выделенные новые рифейские нефтегазоперспективные зоны соответствуют трещинным карбонатам шельфовых мелководных и глубоководных равнин (рис.3.2).

В *нижневендском терригенном интервале* исследования прогнозируется пять новых нефтегазоперспективных зон (рис.3.3).

Интервал выделяется между отражающим горизонтом КВ, который проходит по кровле терригенных отложений сералахской свиты (Березовская и Нюйско-Джербинская впадины, Уринский антиклинорий) и харыстанской свиты (Вилючанская седловина) нижнего венда и отражающим горизонтом R0, который соответствует кровле эрозионной поверхности рифея.

На большей части территории (Березовская впадина, Джеюктинский выступ, юго-восточная часть Нюйско-Джербинской впадины) нижневендский терригенный интервал представлен только сералахской свитой. Однако, мощность терригенных отложений увеличивается на северо-запад, достигая максимума в Вилючанской седловине, где нижневендский терригенный интервал имеет наиболее полный разрез. Здесь выделяется бетинчинская, хоронохская, талахская, бесюряхская, ынахская и харыстанская свиты. Мощность интервала варьируется от 30 м в Березовской впадине, до 500 м в пределах Вилючанской седловины.

Формирование отложений нижневендского терригенного интервала происходило в вилючанское, нижненепское и верхненепское время с характерными обстановками осадконакопления.

В Вилючанское время началось зарождение вендского седиментационного бассейна. На изучаемой территории осадкообразование происходило лишь в Вилючанской седловине и северо-западной части Нюйско-Джербинской впадины, где накапливались базальные песчаные отложения бетинчинской и хоронохской свит на размытой поверхности рифейского интервала или фундамента, преимущественно, в прибрежных условиях. Мощность отложений составляет 100-200 м [95, 97].

После длительного перерыва в ранненепское время происходило накопление терригенных отложений талахской свиты в условиях прибрежных равнин, временами заливаемых морем, и терригенно-карбонатных отложений бесюряхской свиты, в условиях мелководной части шельфа. Осадконакопление имело место лишь в Вилючанской

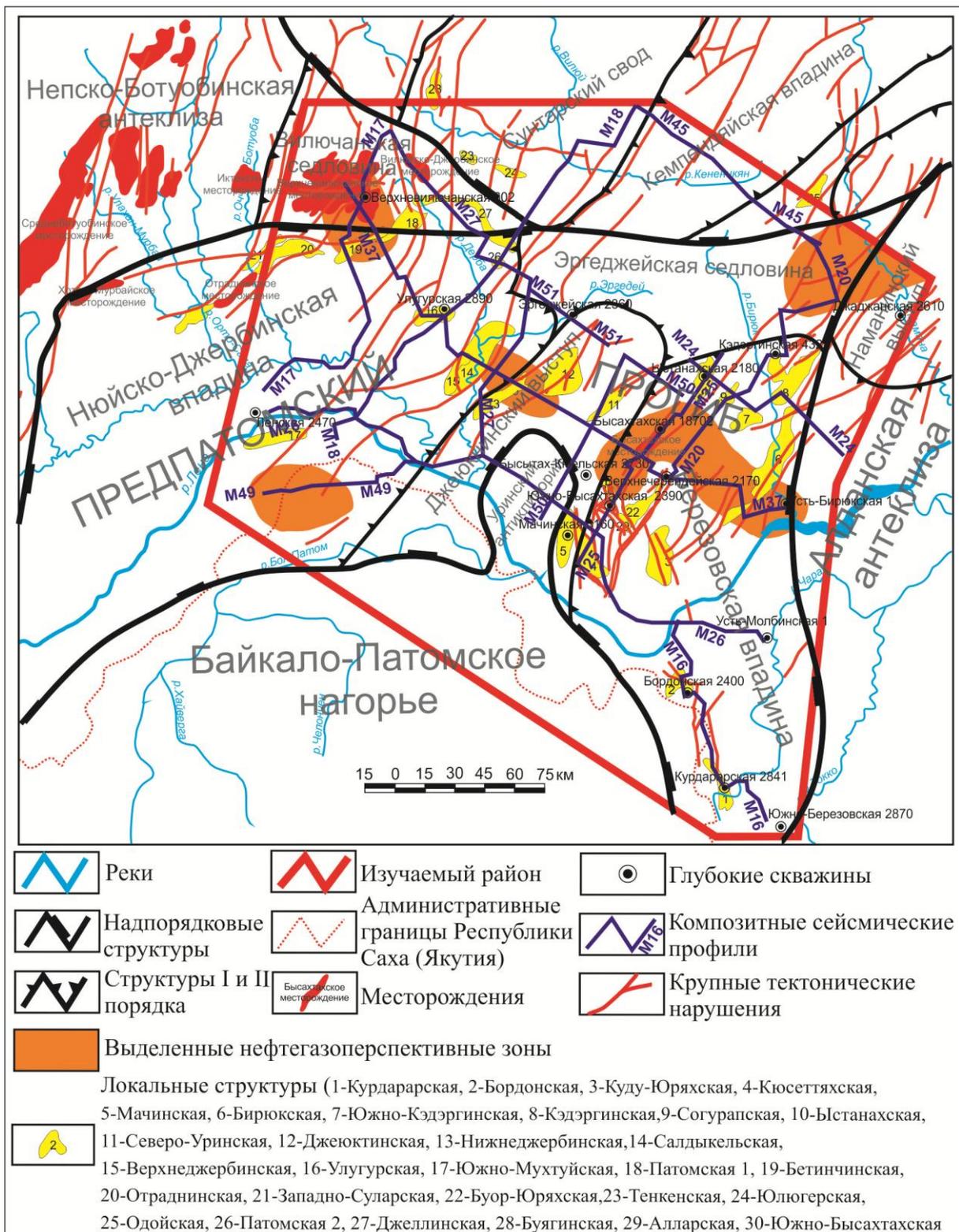


Рис.3.3. Карта нефтегазоперспективных зон нижневендских терригенных отложений между ОГ KB и R0, совмещенная со структурно-тектонической картой (с использованием данных ОАО «Якутскгеофизика», 2013)

седловине и в прилегающей к ней северо-восточной части Нюйско-Джербинской впадины. Мощность отложений меняется от нескольких метров до 300 м.

Все это время основная часть изучаемого района кроме Вилючанской седловины представляла собой сушу. Однако в поздненепское время в бассейн седиментации вступила почти вся территория исследуемого района. Накапливались терригенные и терригенно-карбонатные отложения ынахской, харыстанской свит (Вилючанская седловина) на нижненепском комплексе и сералахской свиты (Нюйско-Джербинская и Березовская впадина, Уринского антиклинория) на эрозионной поверхности рифея. Осадконакопление в целом происходило в условиях чередования мелкого шельфа и прибрежных равнин. Исключительно прибрежно-морская обстановка характерна для зоны обрамления Байкало-Патомской складчатой области (Уринский антиклинорий, западная и южная части Березовской впадины) и северо-восточной части изучаемого района (Наманинский выступ). Мощность отложений изменяется от нескольких метров до 370 м.

Основным источником сноса обломочного материала в непское время служила Байкало-Патомская складчатая область и внутренние районы платформы [50, 52].

Новые нефтегазоперспективные зоны приурочены, главным образом, к условиям чередования обстановок мелководных шельфовых и прибрежно-морских равнин (рис. 3.4), для которых характерны не только терригенные, но и карбонатные отложения.

Прибрежно-морская обстановка осадконакопления характеризуется только терригенными отложениями, в то время как чередование обстановок мелководных шельфовых и прибрежно-морских равнин включает в себя не только терригенные, но и карбонатные отложения, формировавшиеся в условиях мелкого шельфа.

В нижневендском терригенном интервале на изучаемой территории перспективными являются вилючанский, талахский, улаханский, хамакинский, харыстанский и бысахтахский горизонты.

В нижневендском карбонатном интервале исследования выделено пять новых нефтегазоперспективных зон (рис. 3.5).

Интервал ограничен в подошве отражающим горизонтом КВ, который соответствует кровле терригенных отложений венда, а в кровле – отражающим горизонтом U, который приурочен к подошве успунской свиты верхнего венда (подошва верхнего венда). Отложения интервала повсеместно распространены на изучаемой территории. Мощность их меняется от 200 до 800 метров. Максимальные значения толщин характерны для центральной части Березовской впадины.

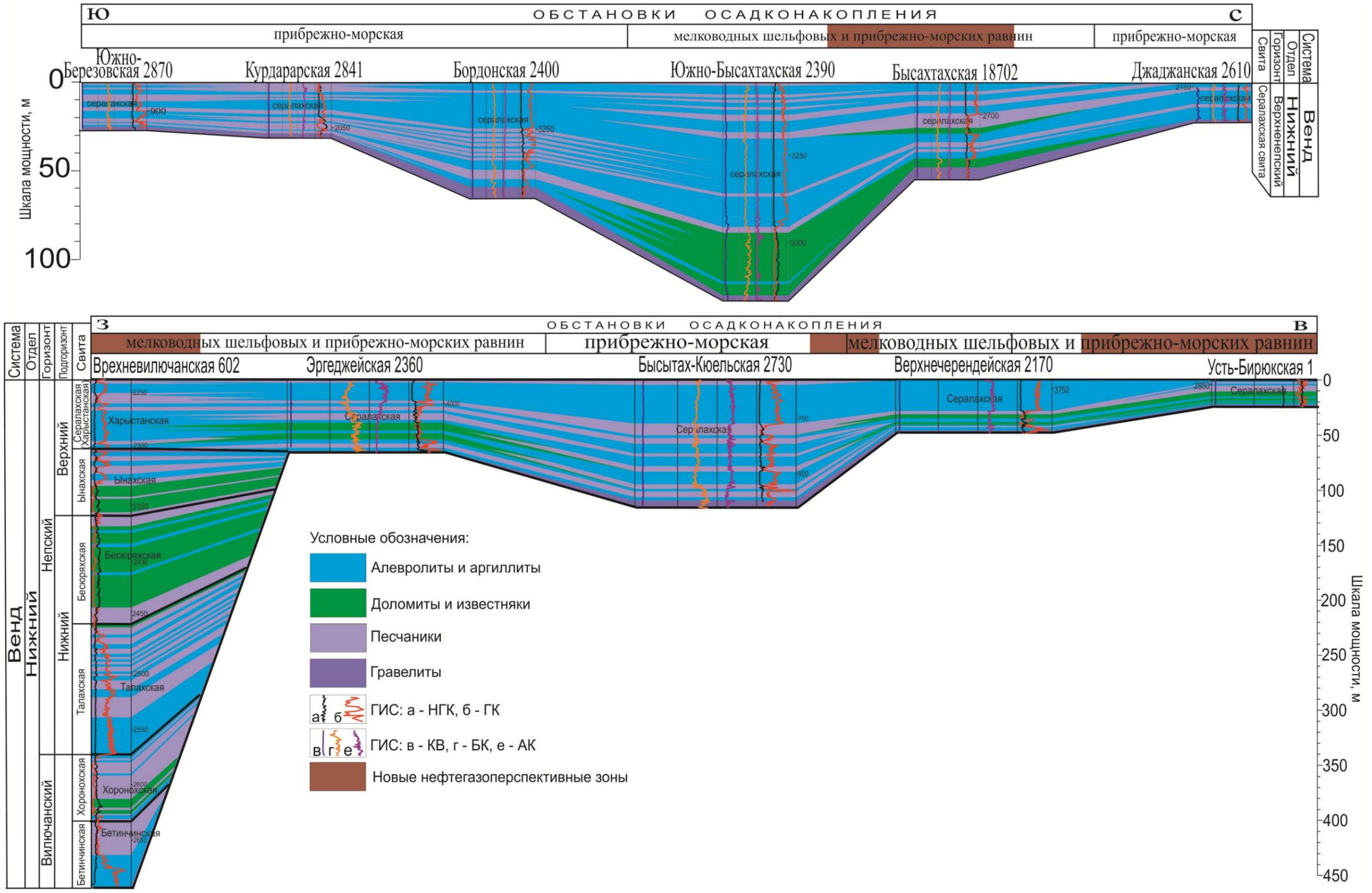


Рис. 3.4. Седиментационная модель по профилю скважин в направлении с юга на север и с запада на восток нижневендских терригенных отложений (интервал между ОГ КВ-0)

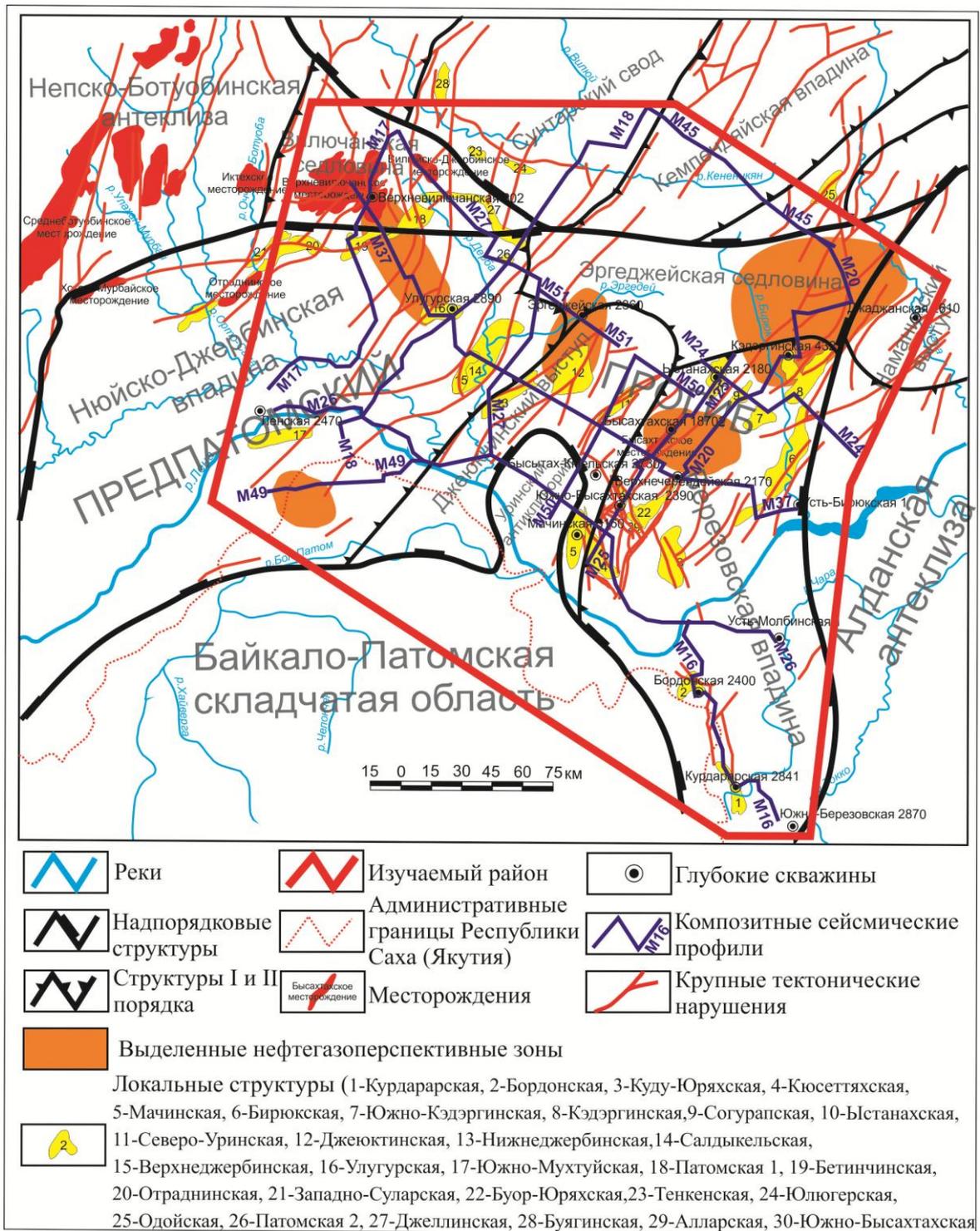


Рис.3.5. Карта нефтегазоперспективных зон нижневендских карбонатных отложений между ОГ U и KV, совмещенная со структурно-тектонической картой (с использованием данных ОАО «Якутскгеофизика», 2013)

Нижневендский карбонатный интервал исследования формировался в тирское время позднего венда. В это время трансгрессия моря охватила все участки изучаемой территории и были сформированы отложения переходного состава от терригенных (ботуобинская толща) к карбонатным и галогенно-карбонатным породам бюкской свиты. Отложения каменной соли (торсальская свита) характерны для наиболее прогнутых частей изучаемого района – центральных частей Березовской и Ньюско-Джербинской впадин [52, 95, 96].

Выделенные нефтегазоперспективные зоны нижневендского карбонатного интервала формировались в преобладающих обстановках приливно-отливных равнин и прибрежных лагун (рис. 3.6, 3.7). Обе обстановки объединяются в группу прибрежно-морских отложений.

Приливно-отливной равниной называется плоский участок морского берега, заливаемый во время прилива, на котором доминируют осадки, отлагаемые благодаря приливам [25].

Диагностические особенности карбонатных отложений приливно-отливных равнин – чередование известняков и доломитов, пелитоморфные, брекчиевидные и «глазковые» структуры известняков, неравномерная мелкая и тонкая горизонтальная или волнистая слойчатость и плитчатость, мелководные текстуры (знаки ряби, следы роющих организмов, наземных позвоночных, трещины усыхания и т.д.) [77].

Прибрежные лагуны – участки побережий, отделенные от открытого моря более или менее непрерывным поясом песчаных барьеров (валов) [25].

Отложения прибрежных лагун – результат преобладания хемогенных процессов осаждения в условиях аридного климата при ограниченном поступлении терригенного материала с суши. К этим отложениям относятся выдержанные по простиранию пласты гипса (ангидрита), доломитов, реже известняков и солей. Часто они чередуются в разрезах с карбонатами приливно-отливного типа. Отложениям свойственны многопорядковая цикличность и практически полное отсутствие ископаемой фауны [77].

Перспективными горизонтами являются ботуобинский и телгеспитский. Интервал исследования ограничен региональными перерывами.

В верхневендско-нижнекембрийском интервале исследования локализованы четыре новые нефтегазоперспективные зоны (рис.3.8).

Интервал снизу ограничен отражающим горизонтом U (приурочен к подошве успунской свиты верхнего венда), а сверху отражающим горизонтом II (подошва солей юрегинской свиты нижнего кембрия).

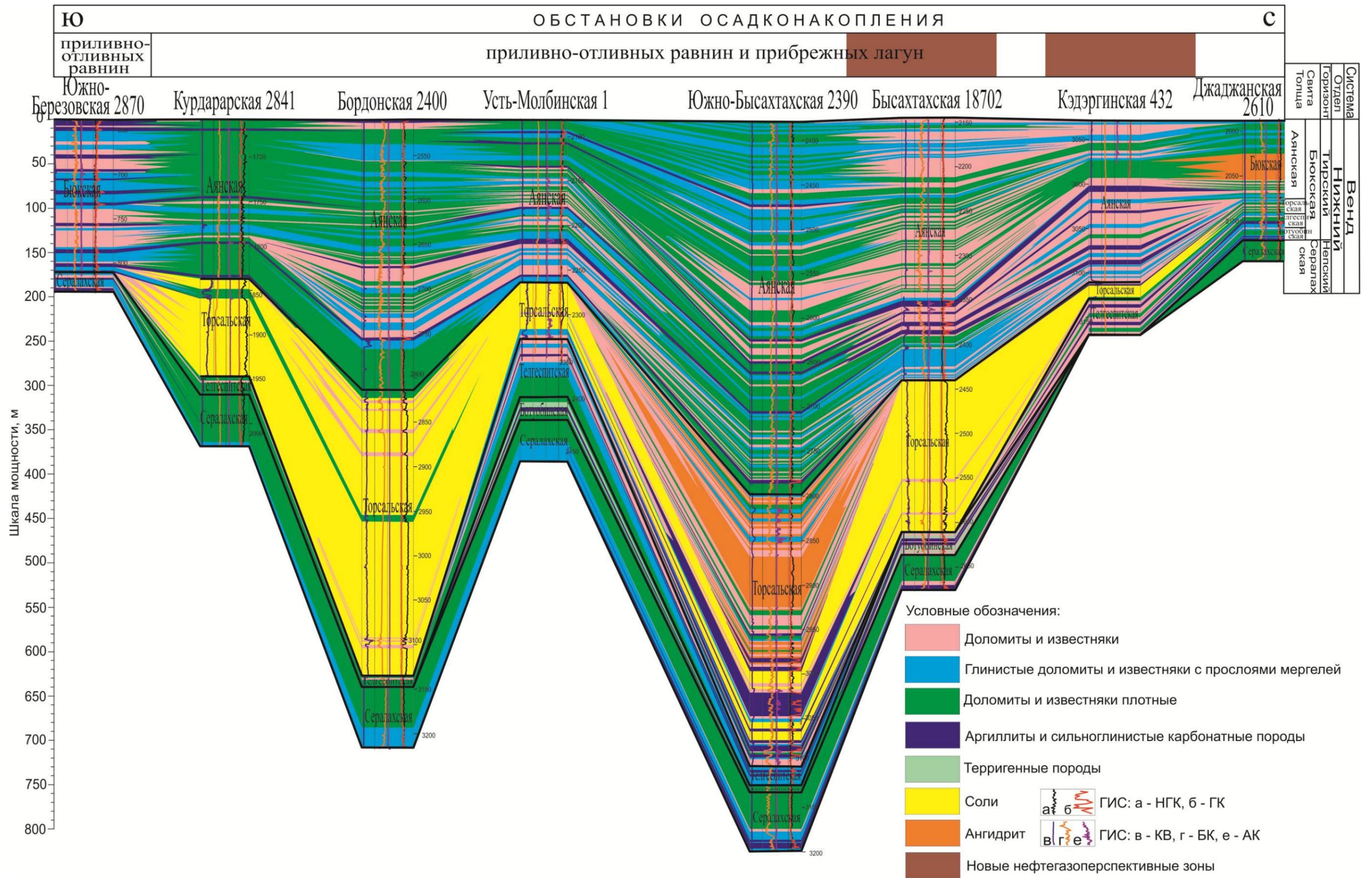


Рис. 3.6. Седиментационная модель по профилю скважин в направлении с юга на север нижневендских карбонатных отложений (в интервале между ОГ U-KB)

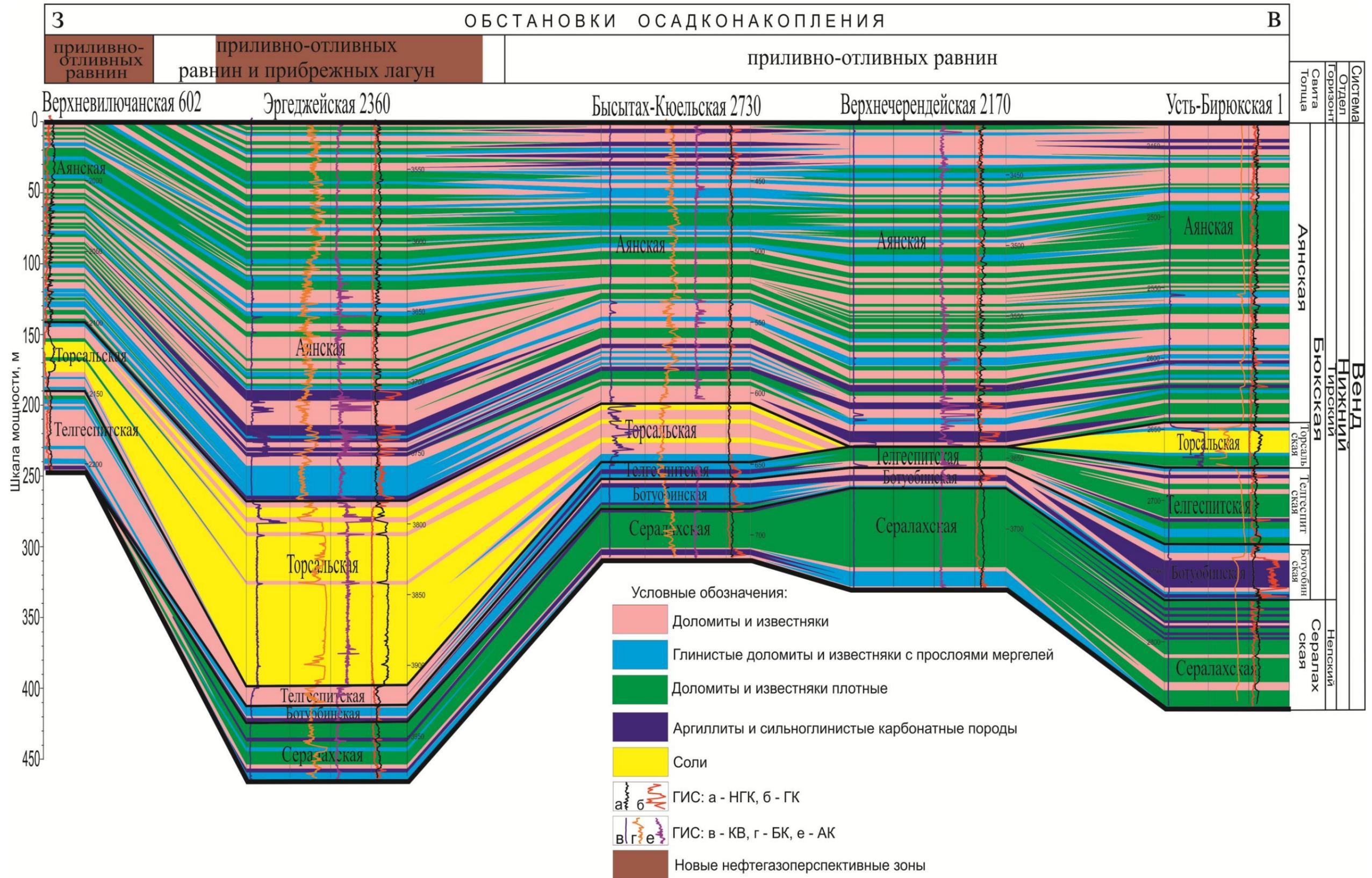


Рис. 3.7. Седиментационная модель по профилю скважин в направлении с запада на восток нижневендских карбонатных отложений (в интервале между ОГ U-KB)

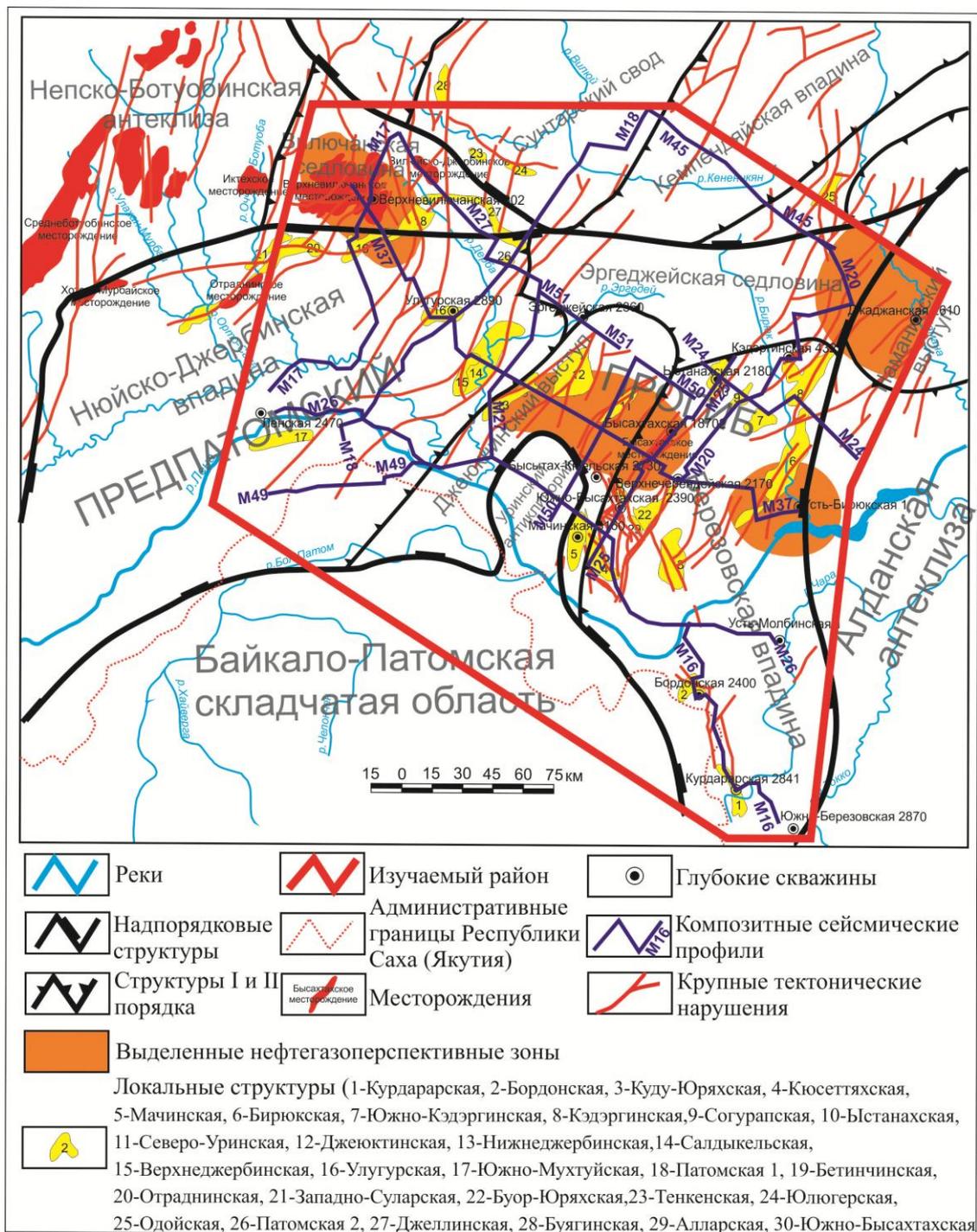


Рис.3.8. Карта нефтегазоперспективных зон верхневендских и нижнекембрийских отложений в интервале между ОГ II и U, совмещенная со структурно-тектонической картой (с использованием данных ОАО «Якутскгеофизика», 2013)

Отложения верхневендско-нижнекембрийского интервала, как и отложения нижележащего нижневендского карбонатного интервала, распространены повсеместно на изучаемой территории.

Мощность колеблется от 300 метров на границах Березовской и Ньюско-Джербинской впадин до 900 метров в районе скважины Бордонская (Березовская впадина). Возможно, это связано со сдвоением разреза в данной скважине в результате надвиговой тектоники.

Формирование интервала происходило в раннеданиловское, среднеданиловское время позднего венда, позднеданиловское время позднего венда - раннего кембрия, в раннеусольское и осинское (среднеусольское) время раннего кембрия.

После предданиловского перерыва в раннеданиловское время возобновилось прогибание всей Сибирской платформы. В это время на всей части изучаемого района происходило накопление преимущественно сероцветных карбонатных отложений успенской свиты, мощность которых колеблется от 50 до 300 м. Структурный план Предпатомского прогиба значительно упростился и продолжал унаследовано развиваться. Так как дно бассейна осадконакопления изучаемого района было относительно выровнено (предположительно, благодаря предданиловскому перерыву), и отсутствовали внутрибассейновые источники сноса, то в раннеданиловское время накапливались преимущественно глинисто-карбонатные породы [52].

В среднеданиловское время происходил следующий этап формирования осадочного чехла – формировались карбонатные отложения кудулахской свиты в условиях глубоководного шельфа (средняя часть подсолевого карбонатного комплекса). Мощность отложений от 100 до 400 метров [95].

В позднеданиловское время в условиях глубоководного и мелководного шельфа отлагались карбонатные осадки юрхской свиты (верхняя часть подсолевого карбонатного комплекса). В это время произошла вспышка органической жизни, о чем свидетельствуют многочисленные находки остатков водорослей и микрофитоцитов. В целом для территории характерно снижение солености вод в позднеданиловское время из-за повышения уровня океана по всему югу Сибирской платформы. Мощность отложений меняется от 60 до 100 м [52].

В раннеусольское время происходила смена условий седиментации от нормально-морских глубоководных к мелководным с повышенной соленостью, формировались карбонатные отложения нижней подсвиты билирской свиты, а в некоторых участках тонкие пласты соли (подосинская пачка усольской свиты). Суша была в пределах Байкало-Патомского нагорья. Мощность колеблется от 25 до 100 м [95].

Осинское (среднеусольское) время характеризуется формированием карбонатных отложений верхнебилирской подсвиты (осинский горизонт усольской свиты) в условиях мелкого шельфа.

Суша располагалась на территории Байкало-Патомского нагорья. В это время произошло повышение уровня океана и понижение солености вод.

Впервые зафиксировано формирование рифов и рифоподобных образований. Мощность отложений 25-50 м [52].

В целом для верхневендско-нижнекембрийского интервала характерна обстановка осадконакопления мелководного морского бассейна.

Для наиболее приподнятых областей изучаемого района, граничащих с Байкало-Патомским нагорьем свойственно чередование обстановок приливно-отливных равнин и закрытого шельфа. Характеристика отложений приливно-отливных равнин была дана выше. Группа отложений мелководного закрытого шельфа – это образования участков шельфовых зон, отгороженных от глубоководных областей барьерными рифовыми системами (возможной рифовой зоной осинского горизонта верхнебилирской подсвиты). В эту группу входят отложения, формировавшиеся в разных гидродинамических условиях: малоподвижных придонных вод (иловых впадин и мелководных илистых отмелей) и подвижных придонных вод (зон взмучивания шельфового мелководья и намывных островов). Так как на закрытых шельфах, в отличие от открытых шельфовых зон, гидродинамика среды зависит не столько от глубин, сколько от изоляции различных участков, то распределение осадков здесь по разрезу и по площади имеет сложный характер. Отложения каждого генетического типа обычно не образуют выдержанных пластов и пачек [77].

В более прогнутых частях изучаемого района (Березовская и Ньюско-Джербинская впадины, Вилючанская седловина) преобладала обстановка открытого шельфа (чередование мелководных и глубоководных шельфовых равнин), а карбонатные отложения верхнебилирской подсвиты, возможно, являются аналогом рифовой зоны осинского горизонта (при данной малой изученности района трудно делать какие-либо выводы).

Новые выделенные нефтегазоперспективные зоны тяготеют к обстановке осадконакопления открытого шельфа (рис.3.9, 3.10).

Перспективными горизонтами для всего интервала являются усунский (преображенский), кудулахский, юряхский, осинский.

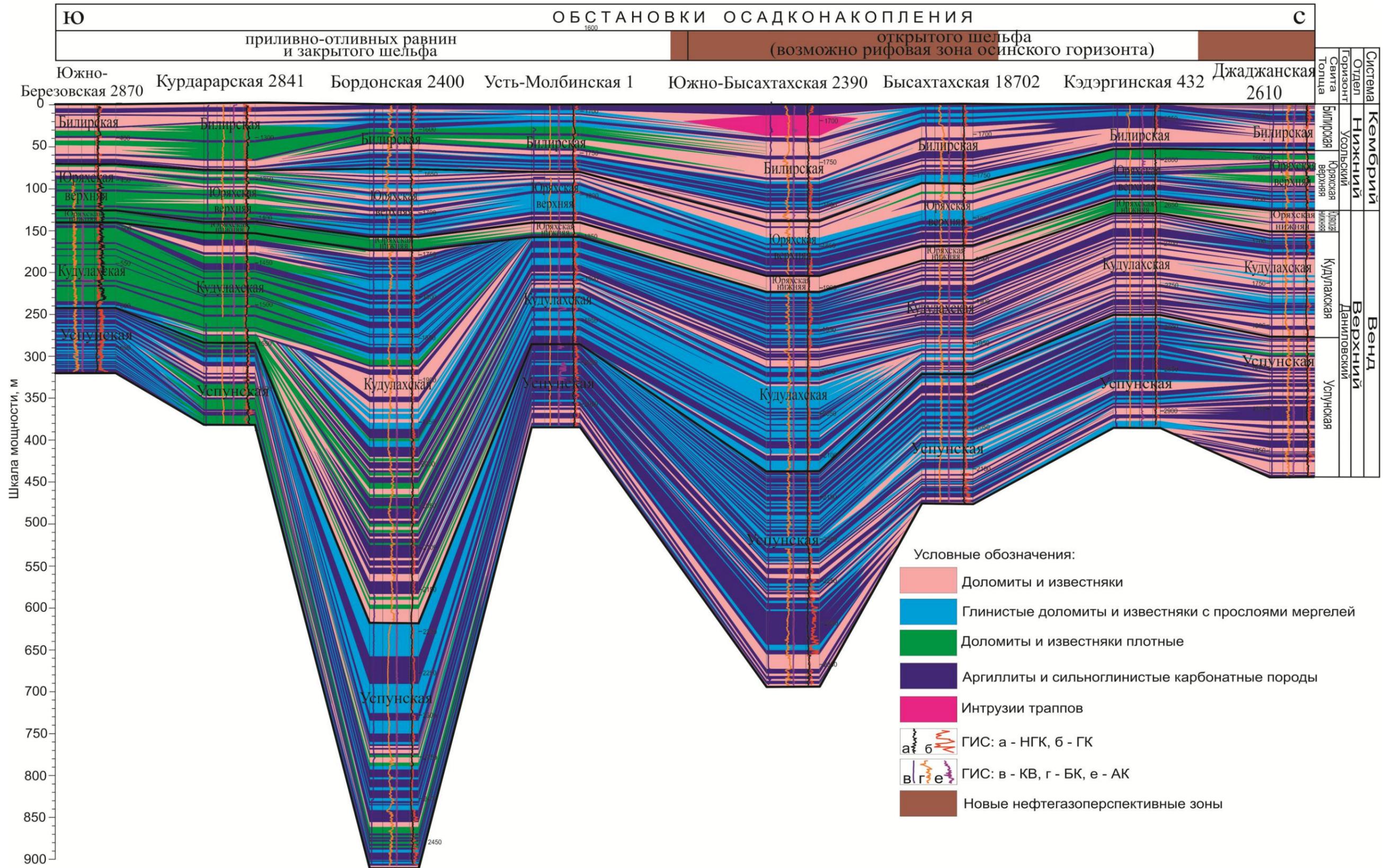


Рис. 3. 9. Седиментационная модель по профилю скважин в направлении с юга на север верхневендских и нижнекембрийских отложений (в интервале между ОГ II-U)

В нижнекембрийском интервале исследования выделены четыре нефтегазоперспективные зоны совмещения первого типа геологического разреза и максимальных параметров ФЕС (рис 3.11).

Этот интервал выделяется между отражающими горизонтами К (кровля солей чарской свиты нижнего кембрия) и П (подошва солей юрегинской свиты нижнего кембрия).

Нижнекембрийский интервал распространен на изучаемой территории повсеместно. Мощность его варьируется от 350 м в южной части Березовской впадины до 1900 м в центральной части Нюйско-Джербинской впадины.

Нижнекембрийские отложения формировались в позднеусольское, эльгянское, раннетолбочанское, позднетолбочанское, олекминское и чарское время раннего кембрия.

В позднеусольское время происходило накопления осадков в солеродном бассейне, накапливались соленосные и сульфатно-карбонатные отложения юрегинской и нелбинской свит. На всей изучаемой территории установились условия мелководного шельфа, где формировались галогенно-доломитовые толщи. Для этого времени характерно наличие суши на территории Байкало-Патомского нагорья [51, 95]. Мощность отложений 350-700 м.

В эльгянское время на изучаемой территории установились морские условия с нормальной соленостью вод, где отлагались карбонатные осадки эльгянской свиты. Мощность их составляет 40-60 м.

Для раннетолбочанского времени, в целом, характерна обстановка мелкого моря с нормальной соленостью вод и образованием карбонатных толщ нижнетолбочанской подсвиты. Однако местами на территории района начинают появляться пласты соли. Мощность отложений 100-150 м.

Позднетолбочанское время – эпоха развития солеродного бассейна от его зарождения до зрелости [95]. В изучаемом районе увеличивалось количество солей, формировались галогенно-карбонатные осадки. Суша, как и во все предыдущие времена, находилась за пределами Сибирской платформы. Мощность отложений 150-200 м.

Отложения, характерные для олекминского времени – доломиты, известняки и переходные между ними разности олекминской свиты, которые сформировались в этап постепенного опреснения бассейна седиментации в морских условиях с нормальной соленостью вод [95]. Мощность отложений 100-150 м.

В чарское время происходило формирование галогенно-карбонатных образований чарской свиты в солеродном морском бассейне. Отложения солей характерны для

Нюйско-Джербинской впадины и северной части Березовской впадины. Мощность отложений варьируется от 0 до 700 м.

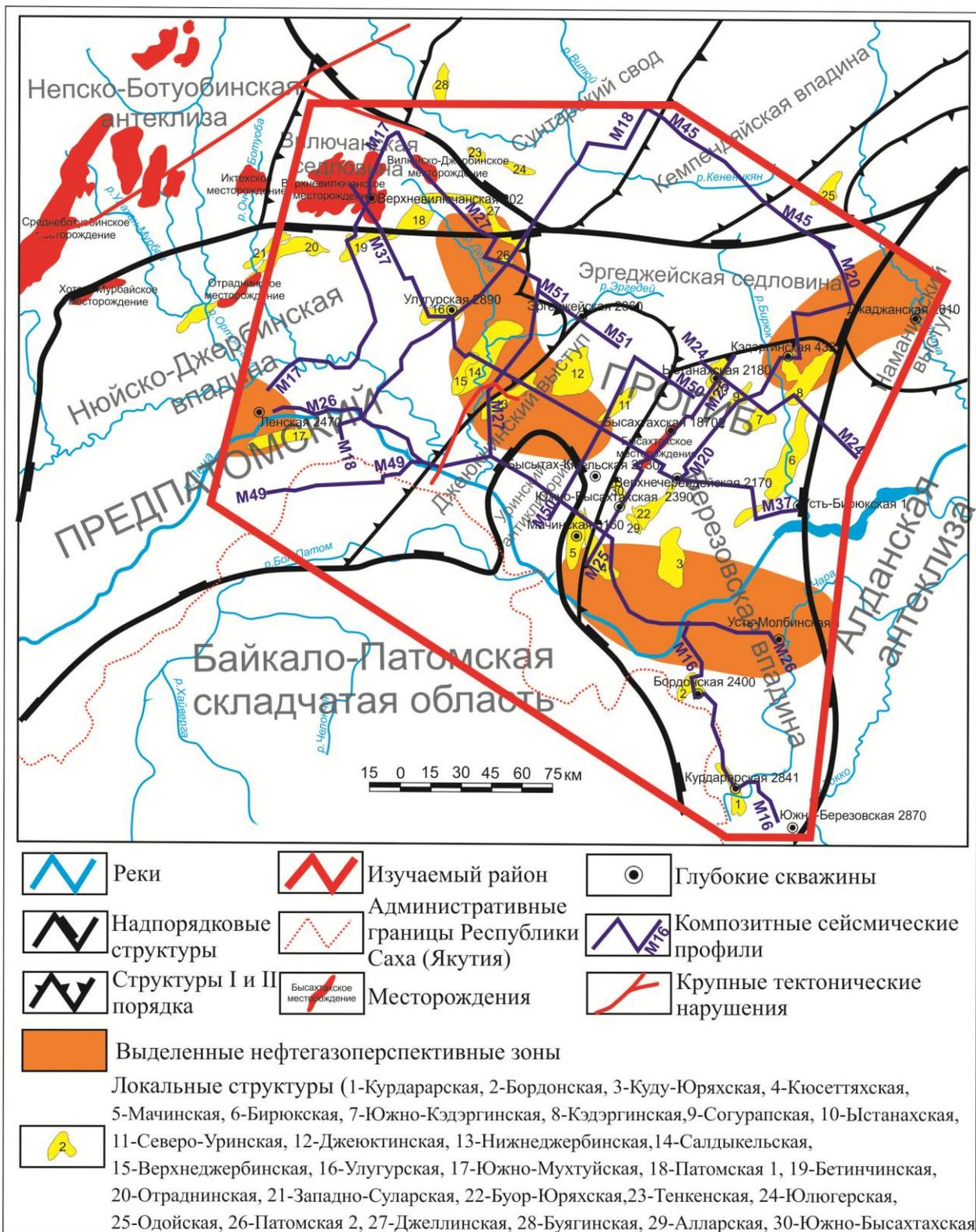


Рис.3.11. Карта нефтегазоперспективных зон нижнекембрийских отложений в интервале между ОГ К и II, совмещенная со структурно-тектонической картой (с использованием данных ОАО «Якутскгеофизика», 2013)

Для нижнекембрийского интервала, в целом, характерна прибрежно-морская обстановка осадконакопления в изучаемом районе, в которой выделяются обстановки прибрежных лагун и приливно-отливных равнин (рис.3.12-3.13).

Карбонатный коллектор (известняки, доломиты) новых нефтегазоперспективных зон нижнекембрийских отложений формировался в преобладающих условиях прибрежных лагун.

В целом, закономерность развития изучаемого района в венде и нижнем кембрии совпадает с развитием бассейна седиментации всей Сибирской платформы от его зарождения до старения. В венде, на начальном этапе (вилючанское, непское, тирское время) бассейн расширялся с образованием в прибрежных условиях терригенных отложений, в следующий этап (даниловское время) формировались карбонатные осадки в морских условиях с нормальной соленостью вод, а в завершающий этап отлагались, преимущественно, галогенные осадки в солеродном морском бассейне при его сокращении [95].

По этой же схеме развивался бассейн Сибирской платформы и в нижнем кембрии. В начальный этап (эльгянское, нижнетолбочанское время) произошло его расширение и опреснение с образованием карбонатных пород, в следующий этап обстановки осадконакопления чередовались от солеродного бассейна до открытого моря с нормальной соленостью вод (верхнетолбочанское, олекминское время), а завершающий этап происходил в чарское время с формированием галогенных осадков солеродного морского бассейна [95].

Проведенные исследования позволили выполнить прогноз в пяти изучаемых интервалах верхней части рифейских, вендских и нижнекембрийских отложений двадцати одной седиментационно обоснованной нефтегазоперспективной зоны, в том числе десяти новых, не заверенных скважинами.

На рисунках 3.1, 3.3, 3.5, 3.8, 3.11 представлены карты нефтегазоперспективных зон верхней части рифейских, вендских и нижнекембрийских отложений, совмещенные со структурно-тектонической картой.

На этих рисунках видно, что все нефтегазоперспективные зоны секутся многочисленными тектоническими нарушениями северо-восточного и реже северо-западного простирания, которые могут служить тектоническими экранами для нефтегазовых залежей, а выделенные нефтегазоперспективные зоны – структурно-тектоническими ловушками УВ.

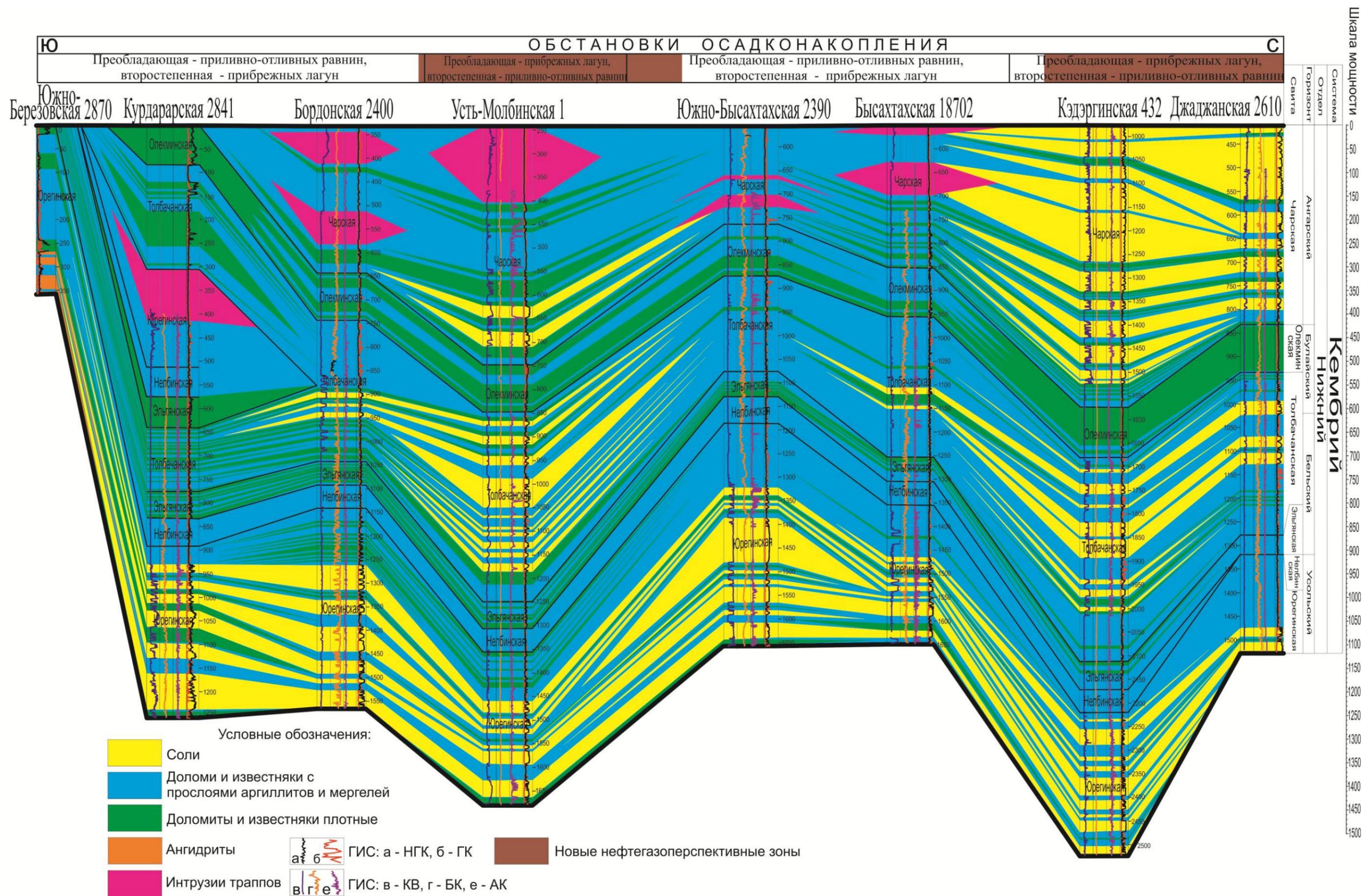


Рис. 3.12. Седиментационная модель по профилю скважин в направлении с юга на север нижнекембрийских отложений (в интервале между ОГ К-II)

Также в пределах новых нефтегазоперспективных зон выделяются локальные поднятия (на рисунках показаны только самые крупные), которые были закартированы предыдущими исследователями по данным сейморазведки (на всей изучаемой территории выделено более 50 локальных поднятий). Эти нефтегазоперспективные зоны представляют собой антиклинальные ловушки нефти и газа.

Для всего изучаемого района характерно:

- региональное распространение соленосных толщ чарской, толбачанской, юрегинской и торсальской свит, являющихся отличным региональным флюидоупором;
- распространение практически на всей территории мощных рифейских отложений, являющихся нефтегазоматеринскими наряду с вендскими отложениями;
- наличие Бысахтахского, Отраднинского, Хотого-Мурбайского, Иктехского, Верхневилючанского и Вилюйско-Джербинского месторождений, свидетельствующих о реальной нефтегазоносности изучаемого района;
- сложная надвиговая тектоника, которая может служить дополнительным положительным фактором для формирования ловушек нефти и газа в поднадвиговой зоне.

Таким образом, на изучаемой территории существуют все необходимые условия для формирования и сохранности залежей нефти и газа, а выделенные новые нефтегазоперспективные зоны в региональном плане соответствуют хорошим коллекторам с высокими показателями ФЕС.

В структурно-тектоническом плане эти нефтегазоперспективные зоны могут представлять собой структурные, структурно-тектонические ловушки УВ, являющиеся новыми объектами для поисковых и разведочных работ.

Выводы:

1. Получены новые данные о нефтегазоперспективных зонах верхней части рифейских, вендских и нижнекембрийских отложений, которые представляют собой зоны с повышенными коллекторскими свойствами.
2. Эти нефтегазоперспективные зоны с повышенными коллекторскими свойствами образованы в благоприятных седиментационных условиях и включают в себя структурные, структурно-тектонические и литологические ловушки.

Глава 4. Оценка ресурсного потенциала углеводородов и рекомендации на проведение геологоразведочных работ

Оценка ресурсов углеводородов выделенных нефтегазоперспективных зон в целевых отложениях выполнена по удельной плотности на единицу площади [39, 56].

При оценке ресурсного потенциала новых нефтегазоперспективных зон северо-востока Предпатомского прогиба использовались удельные плотности, определенные ФГУП «СНИИГГиМС» для трёх эталонных участков (Отраднинского, Бысахтахского и Вилючанского) и нескольких расчетных (оценочных) участков, которые относятся к зоне влияния вышеперечисленных эталонов.

Эти эталонные и расчетные участки находятся в пределах изучаемого района и являются наиболее подходящими для оценки его ресурсов (рис.4.1).

Бысахтахский эталонный участок находится на территории Олекминского улуса, на северо-востоке Предпатомской НГО.

В региональном тектоническом плане участок приурочен к северо-западной части Березовской впадины, охватывающей восточную часть Предпатомского краевого прогиба.

Зона влияния эталона (схема оценочных участков) Бысахтахского эталона для верхнеданиловского и нижнеданиловского резервуаров верхневендско-нижнекембрийского интервала приведена на рисунке 4.2.

Зона влияния эталона для верхненепского резервуара нижневендского терригенного интервала показана на рисунке 4.3.

Отраднинский эталонный участок расположен в Ленском районе Республики Саха (Якутия) в 65 км от г. Ленска. В нефтегазоносном отношении участок находится на севере Предпатомской нефтегазоносной области.

В тектоническом плане участок расположен в северо-западной части Ньюско-Джербинской впадины Предпатомского регионального прогиба.

На территории участка расположено Отраднинское газовое месторождение, открытое в апреле 1993 г. Продуктивными являются карбонатные отложения телгеспитского горизонта верхнебюкской подсвиты бюкской свиты венда (тирский резервуар).

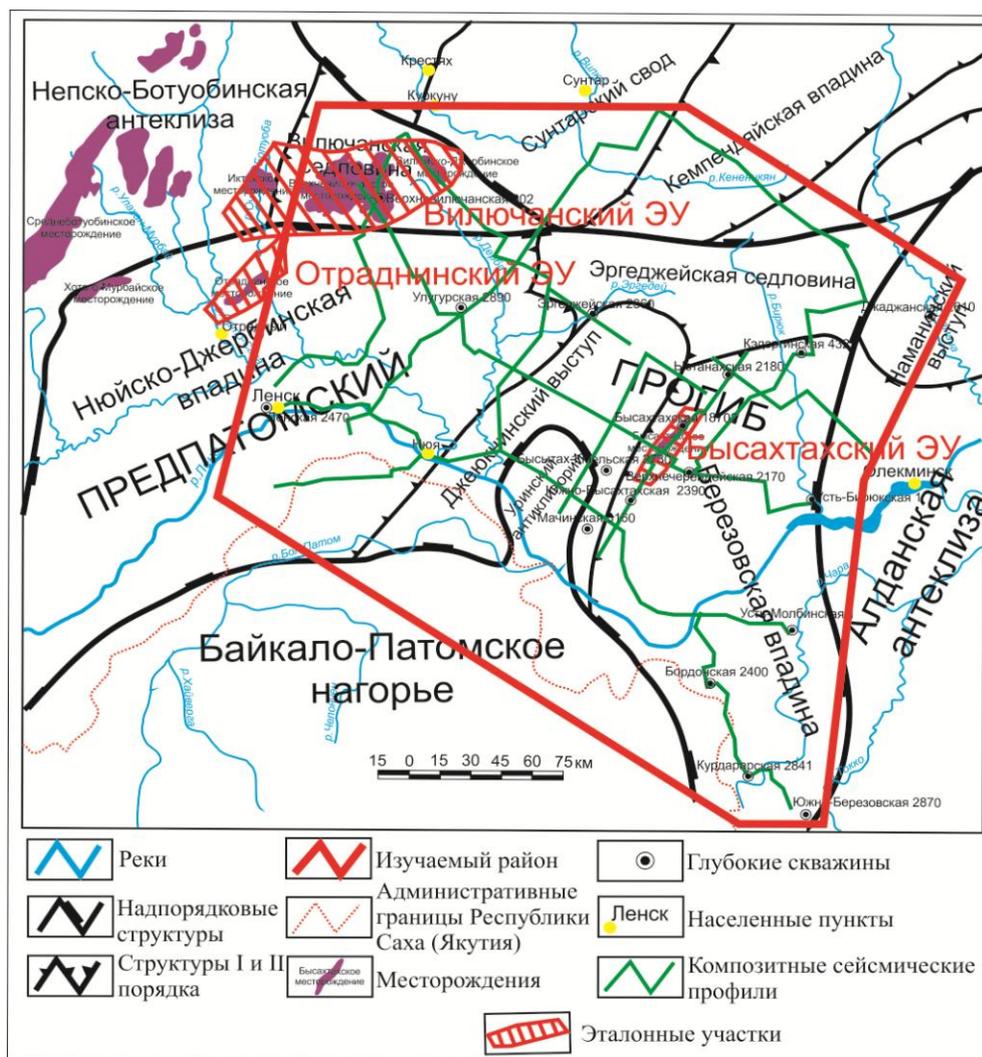


Рис.4.1 Расположение эталонных участков (с использованием данных ОАО «Якутскгеофизика», 2013)

Отрадный эталон использовался для оценки нефтегазоперспективных зон нижневендских карбонатных отложений (ОГ U-KB) для всего изучаемого района, как для Предпатомской НГО (Березовская и Нюйско-Джербинская впадина), так и для Непско-Ботуобинской НГО (Вилючанская седловина).

Зона влияния (схема оценочных участков) Отрадного эталона для тирского резервуара нижневендских терригенных отложений показана на рисунке 4.4.

Вилючанский эталонный участок расположен на территории частично Сунтарского и Ленского районов Республики Саха (Якутия), в восточной части Непско-Ботуобинской НГО.

В тектоническом плане участок расположен в центральной части Вилючанской седловины и приурочен к одноименной структуре. В эталонный участок входят Верхневилючанское, Иктехское, Вилюйско-Джербинское месторождения и прилегающие площади глубокого бурения.

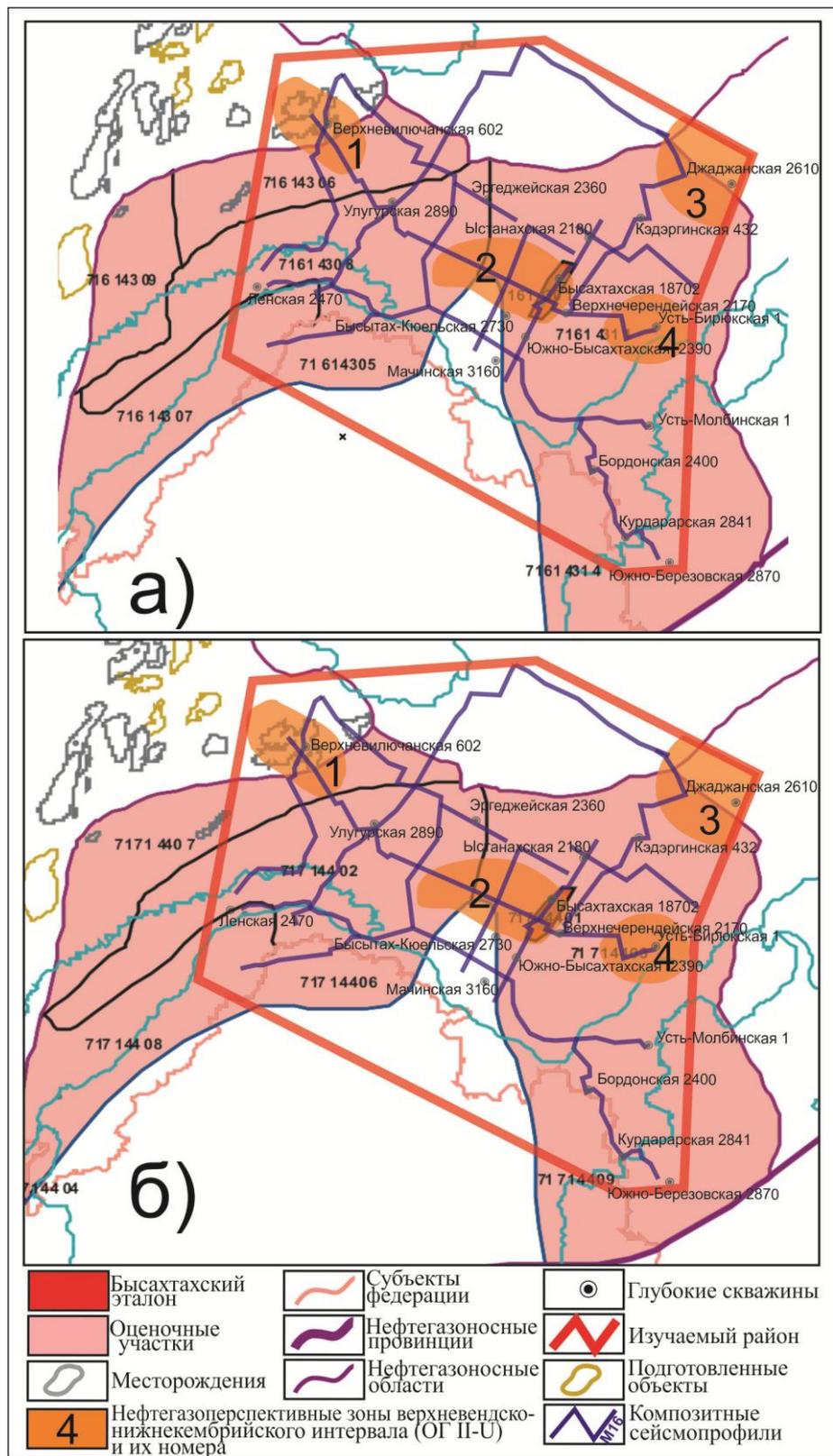


Рис. 4.2 Бысакхтакский эталон и его оценочные участки: а) верхнеданиловского и б) нижнеданиловского резервуаров верхневендско-нижнекембрийского интервала (по данным ФГУП «СНИИГГиМС», 2012)

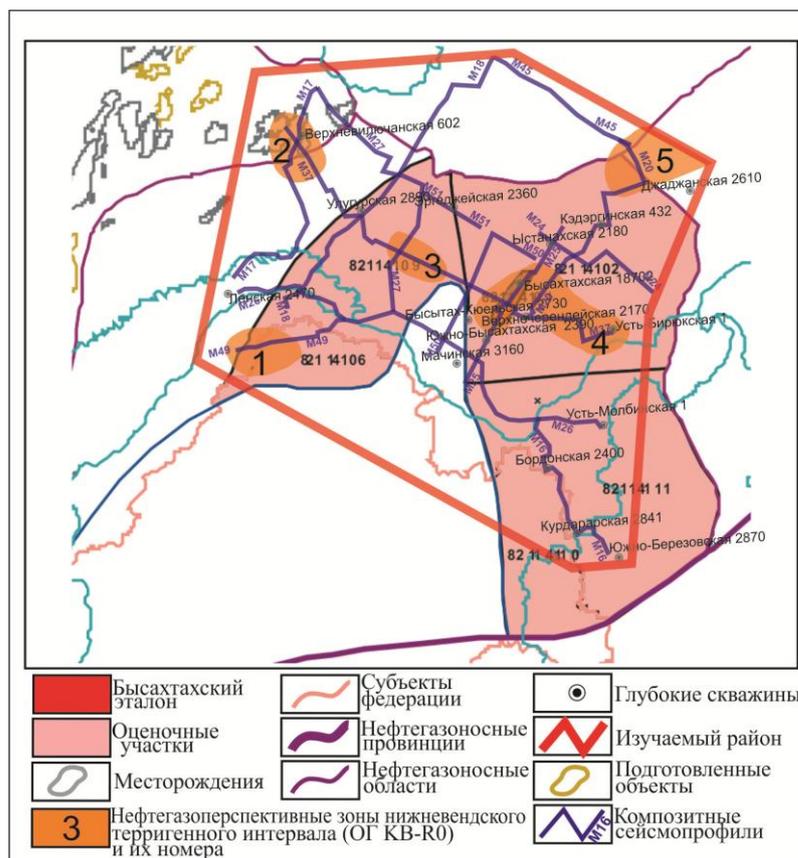


Рис. 4.3 Бысактахский эталон и его оценочные участки верхненепского резервуара нижневендского терригенного интервала (по данным ФГУП «СНИИГГиМС», 2012)

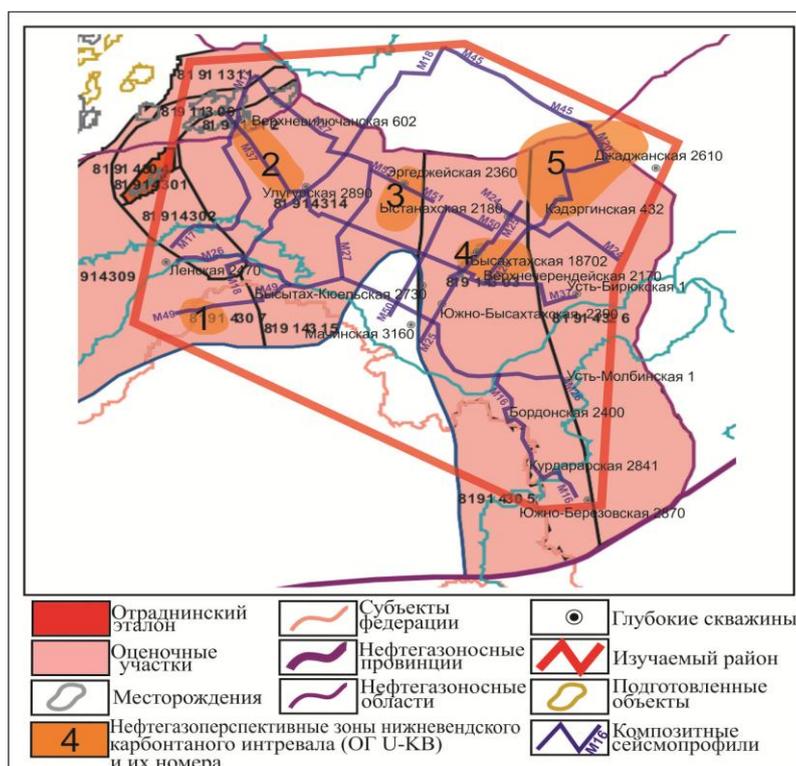


Рис. 4.4 Отраднинский эталон и его оценочные участки тирского резервуара нижневендского карбонатного интервала (по данным ФГУП «СНИИГГиМС», 2012)

Вилючанский эталон использовался для оценки прогнозных ресурсов нефтегазоперспективных зон верхненепского и нижненепского резервуаров нижневендского терригенного интервала исследования (ОГ KB-R0), а также для оценки верхнеданиловского резервуара верхневендско-нижнекембрийского интервала (ОГ II-U) Вилючанской седловины. На территории эталонного участка находятся три месторождения: Верхневилючанское, Иктехское и Вилюйско-Джербинское.

На рисунке 4.5 представлена зона влияния (схема оценочных участков) Вилючанского эталона для верхненепского и нижненепского резервуаров (нижневендский терригенный интервал), на рисунке 4.6 - для верхнеданиловского резервуара (верхневендско-нижнекембрийский интервал).

Таким образом, оценка ресурсного потенциала новых нефтегазоперспективных зон по категории Д1 проводилась для трех интервалов исследования из пяти, которые на изучаемой территории имеют доказанную нефтегазоносность и для которых можно провести расчеты с использованием удельных плотностей эталонных и расчетных участков. Это нижневендский терригенный (ОГ KB-R0, непский горизонт), нижневендский карбонатный (ОГ U-KB, тирский горизонт) и верхневендско-нижнекембрийский (ОГ II-U, даниловский и нижнеусольский горизонты) интервалы.

Ресурсы выделенных нефтегазоперспективных зон нижневендского терригенного и верхневендско-нижнекембрийского интервалов оценивались с использованием удельных плотностей Быхтахского и Вилючанского эталонов и их расчетных участков, так как именно эти комплексы пород продуктивных на данных участках. Выделенные нефтегазоперспективные зоны нижневендского карбонатного интервала – с использованием удельных плотностей Отрадинского эталона и его расчетных участков.

Зона влияния Быхтахского эталона и его расчетных участков охватывает Предпатомскую НГО (Березовскую, Нюйско-Джербинскую впадины и Джеюктинский выступ), зона влияния Вилючанского эталона распространяется только на Вилючанскую седловину (Непско-Ботубинская НГО), а Отрадинский эталон и его расчетные участки – на всю изучаемую территорию.

Если нефтегазоперспективная зона целиком находится на одном расчетном (эталонном) участке, то ее ресурсы оценивались с использованием удельной плотности только одного данного расчетного (эталонного) участка. Если нефтегазоперспективная зона попадает на два расчетных участка, то ее ресурсы рассчитывались с использованием удельной плотности обоих расчетных участков (рис.4.2-4.6).

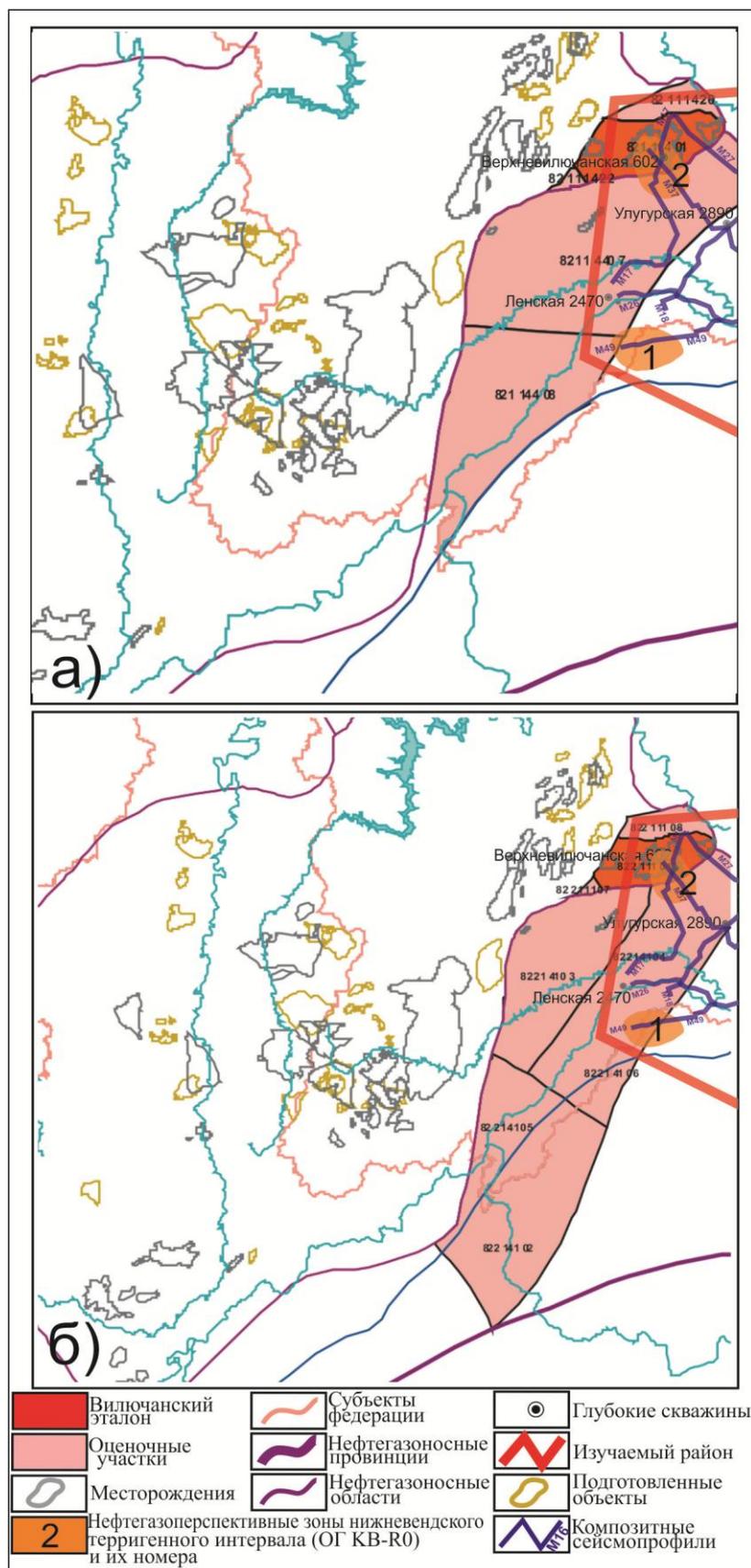


Рис. 4.5 Вилючанский эталон и его оценочные участки: а) верхненепского и б) нижненепского резервуаров нижневендского терригенного интервала (по данным ФГУП «СНИИГГиМС», 2012)

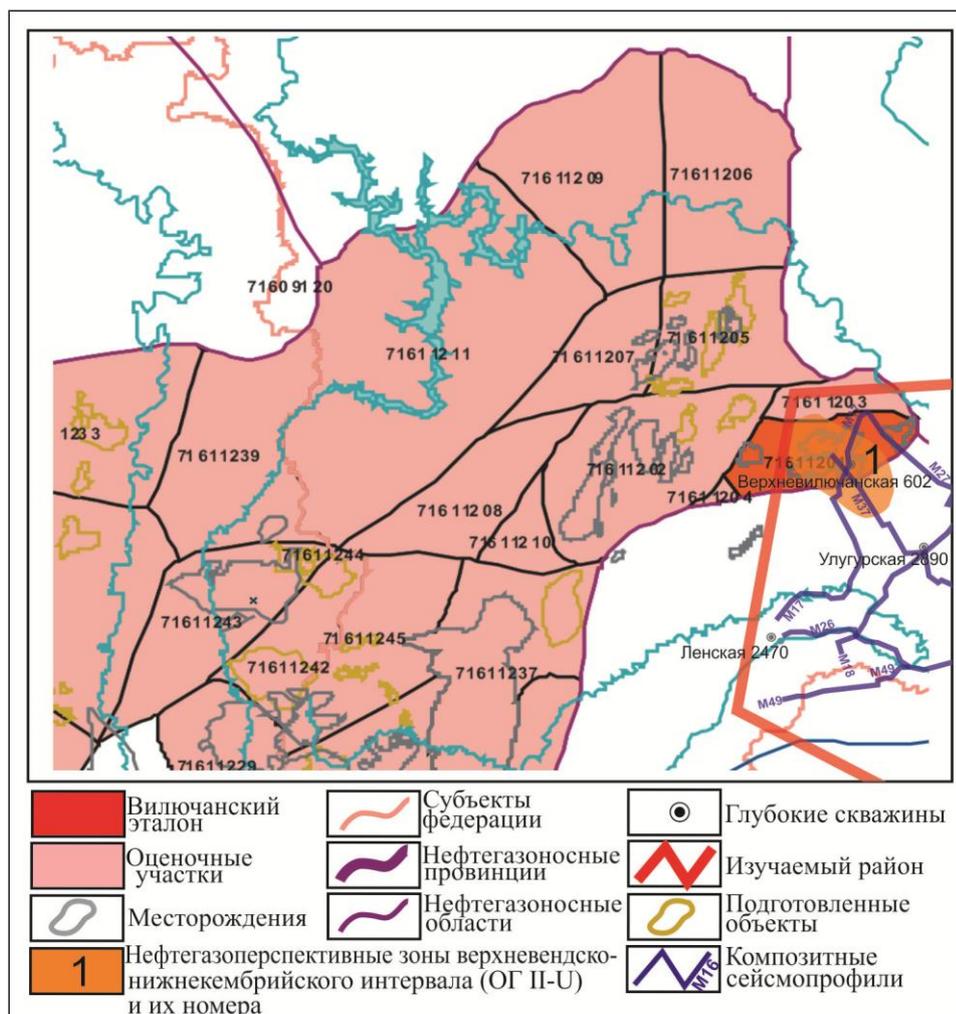


Рис. 4.6 Вилучанский эталон и его оценочные участки верхнеданиловского резервуара верхневендско-нижнекембрийского интервала (по данным ФГУП «СНИИГГиМС», 2012)

Удельные плотности и другие характеристики использованных расчетных и эталонных участков приведены в таблице 4.1.

Для подсчета использовались следующие параметры: площадь выделенных нефтегазоперспективных зон, средняя удельная плотность ресурсов нефти, свободного газа, растворенного газа и конденсата для определения их геологических ресурсов; коэффициенты извлечения нефти, конденсата и газа для определения извлекаемых ресурсов этих углеводородов, а также среднее содержание растворенного газа в нефти для определения извлекаемых ресурсов растворенного газа (табл.4.1, 4.2).

Расчетные параметры, номера оценочных и эталонных участков и подсчитанные геологические и извлекаемые ресурсы новых выделенных нефтегазоперспективных зон, даны в таблице 4.2.

В результате получено, что суммарные геологические (извлекаемые) прогнозные ресурсы УВ категории Д1 по всем нефтегазоперспективным зонам трех нефтегазоносных

интервалов исследования составляют 401 (265) млн т УУВ. Из них в верхневендско-нижнекембрийском интервале – 271 (162) млн т УУВ, в нижневендском карбонатном – 89 (66) млн т УУВ, в нижневендском терригенном – 41 (38) млн т УУВ.

Таким образом, прогнозные ресурсы Д1 новых нефтегазоперспективных зон северо-востока Предпатомского прогиба, подсчитанные по удельной плотности на единицу площади являются по своим количественным оценкам обоснованием для эффективного ведения геологоразведочных работ.

Помимо этого произведен сравнительный анализ эффективной мощности (Нэф) и коэффициента пористости (Кп) для Бысахтахского и Вилючанского эталонных участков по данным ФГУП «СНИИГГиМС» и спрогнозированных в данной диссертационной работе.

В результате значения параметров Нэф и Кп, спрогнозированных в данной работе оказались выше, чем по данным ФГУП «СНИИГГиМС» (табл.4.3). Это позволяет предположить, что переоценка ресурсов с использованием новых полученных прогнозных данных о коллекторских свойствах северо-востока Предпатомского прогиба может увеличить имеющиеся ресурсы.

Первоочередные геологоразведочные работы рекомендуется провести на площадях совпадения более трех нефтегазоперспективных зон из разных интервалов исследования. Выявлены 4 такие площади (рис.4.7):

- первая находится в северо-западной части изучаемого района на границе Нюйско-Джербинской впадины и Вилючанской седловины и представляет собой зону совмещения перспективных локализованных участков с повышенными параметрами ФЕС трех интервалов исследования (нижневендского терригенного и карбонатного, а также верхневендско-нижнекембрийского). Ее площадь составляет 1170 км², ресурсный потенциал – 144 (81) млн т геологических (извлекаемых) УУВ;

- вторая расположена в центральной части Джеюктинского выступа, здесь совмещены все пять интервалов исследования, площадь ее 1700 км², ресурсы – 64 (43) млн т геологических (извлекаемых) УУВ;

Таблица 4.3 Сравнительный анализ Нэф и Кп Быхахатахского и Виллючанского эталонных участков

Эталон	Интервал	Нэф (по данным СНИИГТИМС"), м	Нэф (по данным СНИИГТИМС"), м	Кп (по данным СНИИГТИМС"), %	Нэф (прогноз), м	Кп (прогноз), %	Кп (ср) (прогноз), %	Нэф (ср) (прогноз)/ Нэф (ср) (по данным СНИИГТИМС), доли	Кп (ср) (прогноз)/ Кп (ср) (по данным СНИИГТИМС), доли		
Быхахатахский	Непский резервуар (интервал между ОГ KB-R0)	5,5	2,7-8,4	2,87-4,5	3,7	4-9	6,5	4-7	5,5	1,2	1,5
	Даниловский резервуар (интервал между ОГ П-U)	7,1	4-21, 0,9-2,4	1-8, 5-7	5,3	6-16	11	6-7	6,5	1,5	1,2
Виллючанский	Непский резервуар (интервал между ОГ KB-R0)	6,2	3,9-8,5	14-15	14,5	8,5-12	10	11-13	12	1,6	0,8
	Даниловский резервуар (интервал между ОГ П-U)	7	2,2-11,8	11-16	13,5	8-22	15	12-13	12,5	2,1	0,9



Рис. 4.7 Карта нефтегазоперспективных зон для постановки первоочередных геологоразведочных работ (с использованием данных ОАО «Якутскгеофизика», 2013)

- третья находится в районе Бысахтахского месторождения и имеет площадь 480 км², ресурсный потенциал – 70 (49) млн т геологических (извлекаемых) УУВ, и представляет собой зону совмещения нижневендского терригенного, нижневендского карбонатного и верхневендско-нижнекембрийского интервалов;

- четвертая расположена в зоне сочленения Эргеджейской седловины и Наманинского выступа, здесь совмещены все интервалы исследования, кроме верхней двухсотметровой толщи рифейских отложений (рифейский интервал), его площадь 1600 км², ресурсы – 120 (84) млн т извлекаемых УУВ.

На этих площадях рекомендуется прежде всего провести сейсморазведочные работы МОГТ 2D с кратностью суммирования $n = 48$, а также произвести бурение по одной глубокой скважине в каждой такой зоне, т.е. всего 9,5 тыс пог. км с плотностью профилей ≈ 2 пог.км /км² и 4 скважины глубиной 3,5 км каждая.

Выводы:

1. Выполнена оценка ресурсов УВ выделенных нефтегазоперспективных зон трех интервалов исследования с доказанной нефтегазоносностью (нижневендского терригенного, нижневендского карбонатного, верхневендско-нижнекембрийского) по удельной плотности на единицу площади.
2. Новые полученные прогнозные данные о коллекторских свойствах верхней части рифейских, вендских и нижнекембрийских отложений северо-востока Предпатомского прогиба позволяют более точно оценить их ресурсы.
3. Даны рекомендации на проведение дальнейших геологоразведочных работ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Оптимизирована методика регионального прогнозирования типов геологического разреза и параметров ФЕС коллекторов верхней части рифейских (200м), вендских и нижнекембрийских отложений северо-восточной части Предпатомского прогиба по данным сейсморазведки и бурения на основе технологии КССП.
2. Построены пять карт типов геологического разреза верхней части рифейских (200м), вендских и нижнекембрийских отложений, а также двадцать пять карт параметров ФЕС, включая проницаемость и гидропроводность, с достоверной вероятностью разделения типов геологического разреза и определения параметров ФЕС, равной 0,8-0,9, т.е. вполне надежной. Местоположение первого типа геологического разреза (с наилучшими коллекторскими свойствами) в целом соответствует повышенным значениям параметров ФЕС, что позволяет совместить эту информацию и выделить на этой основе наиболее значимые нефтегазоперспективные зоны.
3. Проведены корреляция разрезов эталонных скважин, анализ литофациальных особенностей верхней части рифейских (200м), вендских и нижнекембрийских отложений, сделана их седиментационная оценка.
4. Сопоставление нефтегазоперспективных зон со структурно-тектоническими картами свидетельствует о том, что выделенные нефтегазоперспективные зоны могут представлять собой структурные и структурно-тектонические ловушки.
5. Обоснована величина прогнозных ресурсов выделенных нефтегазоперспективных зон.
6. Полученные результаты свидетельствуют о необходимости внедрения оптимизированной методики для изучения свойств коллекторов на всех стадиях геологоразведочных работ для повышения их геологической и экономической эффективности в пределах Предпатомского прогиба.
7. На основе новой геологической информации сделаны рекомендации по дальнейшим сейсмическим геологоразведочным работам МОГТ-2D и глубокому бурению в объеме соответственно 9,5 тыс пог.км и 14 тыс м.
8. Решена важная научная и практическая задача прогнозирования свойств коллекторов верхней части рифейских (200м), вендских и нижнекембрийских отложений северо-востока Предпатомского прогиба.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Опубликованная

1. Арутюнов С.Л. Тектонические условия формирования зон нефтегазонакопления на севере Иркутской области и юго-западе Якутской АССР: Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. Иркутск, 1975, 24 с.
2. Асташкин В.А., Варламов А.И., Губина Н.К. и др. Геология и перспективы нефтегазоносности рифовых систем кембрия Сибирской платформы. М., «Недра», 1984, 181 с.
3. Асташкин Д.А. Влияние структурно-текстурных особенностей строения пород на фильтрационно-емкостные и петрофизические свойства. Геология нефти и газа, № 1, Геоинформцентр, М., 2004, с. 14-22.
4. Бабб Дж.Н., Хетлелид В.Г. Выделение карбонатных построек по сейсмическим данным // Сейсмическая стратиграфия. Ч.1. – М.: Мир, 1982, с.326-357.
5. Багринцева К.И. «Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа». М.: РГГУ, 1999 (II). 285 с.
6. Баженова Т.К. Масштабы и время нефтегазообразования в верхнепротерозойских материнских формациях Сибирской платформы. Материалы Всероссийской научно-практической конференции «Успехи органической геохимии». – Новосибирск, ИНГГиГ СО РАН им. А.А. Трофимука ., 2010 г. – С. 27-31.
7. Баженова Т. К. Формационно-циклический анализ отложений венда—палеозоя Сибирской платформы и нефтегазоносность // Формации осадочных бассейнов. М.: Наука, 1986, с. 226-232.
8. Баженова Т.К. Эволюция нефтегазообразования и нефтегазонакопления в палеозое-допалеозое Сибирской платформы и прогноз нефтегазоносности. Автореф. докт. дисс. СПб.: 1992, 50 с.
9. Бакин В.Е., Колотущенко Л.Д. Основные закономерности распространения коллекторов венд-рифейского терригенно-карбонатного продуктивного комплекса юго-западных районов Якутской АССР // Вопросы нефтегазоносности и угленосности центральной и южной Якутии. Якутск: Кн. изд-во, 1980. С. 42-47.
10. Бакиров А.А. Геологические принципы районирования нефтегазоносных территорий // Принципы нефтегазогеологического районирования в связи с прогнозированием нефтегазоносности недр. М.: Недра, 1976. С. 145-156.
11. Белоусов В.В. Основы геотектоники. М.: Недра. 382 с.

12. Бобров А.К. Геология Предбайкальского краевого прогиба (северо-восточной его части). – М: Наука, 1964.
13. Бродов Л.Ю., Мушин И.А. Спектрально-временной анализ сейсмических данных при структурно-формационной интерпретации. Геология и геофизика, № 9, 1985, с. 114-126.
14. Варламов А.И. Особенности развития земной коры Сибирской платформы в раннем и позднем неогене в связи с прогнозированием нефтегазоносности/ А.И. Варламов, А.С. Ефимов, А.Э. Конторович и др.// Нефтегазовая геология. 2010. № 1, С. 3-12.
15. Варламов А.И. Состояние сырьевой базы углеводородов Российской Федерации и предложения по обеспечению минерально-сырьевой безопасности/ А.И. Варламов, А.П. Афанасенков, М.И. Лоджевская и др.// Геология нефти и газа. 2012. № 1. С. 2-13.
16. Волож Ю.А. Сейсмостратиграфия как метод изучения седиментационных бассейнов. – В кн.: Сейсмостратиграфические исследования при поисках нефти и газа. М., 1986, с. 34-77.
17. Воробьев В.Н., Рыбьяков Б.Л. Принципы прогнозирования залежей нефти и газа в осинском горизонте Непско-Ботуобинской антеклизы // Геологические и экономические аспекты освоения нефтегазовых ресурсов Якутии / ЯФ СО АН СССР. Якутск, 1988. С. 25-33.
18. Восточная Сибирь// Геология и полезные ископаемые России. В шести томах/ Гл. ред. В.П. Орлов; Т.3. Ред. Н.С. Малич. СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2002. 396 с. (МПР РФ, РАН, ВСЕГЕИ).
19. Гайдук В.В. Чешуйчато-надвиговая структура Ньюско-Джербинской впадины // Проблемы поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа в Якутии. – Якутск: Якутский научный центр СО РАН, 1993. – С.30–45.
20. Геология и нефтегазоносность осадочных бассейнов Восточной Сибири / Ред. Забалуев В.В. - Л.: Недра, 1980.- 200 с.
21. Геология и нефтегазоносность Восточной Сибири / Под ред. Н.В. Мельникова. Новосибирск, 1978. 153 с.
22. Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. М.: Недра, 1981. 552 с.
23. Геология и перспективы нефтегазоносности рифовых систем кембрия Сибирской платформы. М., «Недра», 1984, 181 с.
24. Геология нефти и газа Сибирской платформы / А.С. Анциферов, В.Е. Бакин, И.П. Варламов и др. Под ред. А.Э.Конторовича, В.С.Суркова, А.А.Трофимука. - М.: Недра, 1981. – 552 с.

25. Градзиньский Р., Костецкая А., Радомский А., Унруг Р. Седиментология. М.: Недра, 1980. 640 с..
26. Давыдова Е.А. Технология спектрально-временного прогнозирования типов геологического разреза по данным сейсморазведки, бурения и ГИС, Диссертационная работа на соискание степени к. г.-м. н., Москва, 2004, 206с.
27. Дмитриевский А.Н. Зоны нефтегазонакопления в карбонатных отложениях Сибирской платформы/ А.Н. Дмитриевский, Ю.В. Самсонов, Л.Н. Илюхин и др. М.: Недра, 1993.
28. Дробот Д.И. История нефтегазообразования и оценка нефтегазоносности докембрийских и кембрийских отложений Сибирской платформы / Автореф. соиск. степен. д-ра геол.-мин. наук. – Новосибирск, 1988. 33 с.
29. Ефимов А.С. Программа изучения и освоения углеводородных ресурсов Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) – итоги и перспективы/ А.С. Ефимов, А.А. Герг, А.И. Варламов и др.// Геология нефти и газа. 2009. № 6. С. 2-13.
30. Жданов М. А., Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа, 2 изд., М., 1981. 453 с.
31. Забалуев В.В., Базанов Э.А. Обоснование заложения поисковых скважин по комплексу геологических данных в условиях Сибирской платформы // Прогноз зон нефтегазонакопления и локальных объектов на Сибирской платформе / ВНИГРИ. Л., 1988. С. 24-31.
32. Ивашко С.В. Картографическое моделирование на ЭВМ и прогнозирование нефтегазоперспективных площадей в пределах Сибирской платформы: Сб. научных статей. Прогноз, поиски, разведка и разработка месторождений нефти и газа. М.: ВНИГНИ, 2002. С. 100-116.
33. Ильин В.Д., Фотунатова Н.К. Методы прогнозирования и поисков нефтегазоносных рифовых комплексов. М.: Недра, 1988. 201 с.
34. Ильин В.Д., Фотунатова Н.К. Прогноз емкостных свойств карбонатных пород на основе генетического анализа. М.: ИПК Мингео СССР, 1990. 52 с.
35. Интегрированный сейсмоформационный паспорт (ИСФП) осадочного бассейна. Конференция SEG, Санкт-Петербург, 2006г. Авторы: Мушин И.А., Белоусов Г.А., Фролов Б.К.
36. Клещев К.А., Фортунатова Н.К., Ларкин В.Н. Новые методические подходы к оценке перспектив нефтегазоносности рифейских отложений Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа, № 6, М. 2009. с. 30-39.

37. Клещев К.А., Шеин В.С. Нефтяные и газовые месторождения России: Справочник в двух книгах. Книга первая – европейская часть России. 832 с.; книга вторая – азиатская часть России. 702 с. М.: ВНИГНИ, 2010.
38. Клещев К.А., Шеин В.С. Плитотектонические модели нефтегазоносных бассейнов России/Геология нефти и газа. 2004. № 1. С 23-40.
39. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности слабоизученных регионов. М., «Недра», 1981, 223 с. (коллектив авторов, отв. ред. А.Э.Конторович).
40. Комплексное спектрально-скоростное прогнозирование типов геологического разреза и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов. Копилевич Е.А., Мушин И.А., Давыдова Е.А., Афанасьев М.Л. Библиотека нефтяного инжиниринга ОАО «НК «Роснефть» «Ижевский институт компьютерных исследований», Ижевск, 2010.
41. Конторович А.Э., Сурков В.С., Трофимук А.А. Главные зоны нефтегазонакопления в Лено-Тунгусской провинции // Развитие учения академика И.М. Губкина в нефтяной геологии Сибири. Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1982. С. 22-42.
42. Конторович А.Э., Мельников Н.В., Саросельцев В.С. Нефтегазоносные провинции и области Сибирской платформы // Геология нефтегазоносности Сибирской платформы. Новосибирск, 1975. С. 4-21. (Тр. СНИИГГиМС; Вып. 222).
43. Копилевич Е.А., Афанасьев М.Л. Новые возможности геологической интерпретации данных сейсморазведки // Геология нефти и газа, 2007, № 5.
44. Копилевич Е.А., Сурова Н.Д. Методика прогнозирования фильтрационных свойств коллекторов по данным сейсморазведки (на примере Ванкорского месторождения). – Геофизика, №1, 2012 – с.20-26
45. Краевский Б.Г. Рифейские карбонатные отложения западной части Сибирской платформы // Региональная геология. Стратиграфия и палеонтология докембрия и нижнего палеозоя Сибири, Новосибирск, 2010.
46. Литологическая характеристика продуктивных горизонтов Бысахтахского газоконденсатного месторождения Березовской впадины / А.Ф.Сафронов, И.Е.Москвитин, А.В.Бубнов и др. // Проблемы поисков и разработки месторождений нефти и газа в Якутии. - Якутск: ЯНЦ СО РАН, 1993. -С. 74-84.
47. Масайтис В.Л., Михайлов М.В., Селивановская Т.В. Вулканизм и тектоника Патомско-Вилуйского среднепалеозойского авлакогена. - М.: Недра, 1975. – 183 с. (Тр. ВСЕГЕИ. Т. 192).
48. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры нефтегазоносных провинций Сибирской платформы: Труды института./ Под ред. В.С. Суркова. М.: Недра. 1987. 204 с.

49. Мельников Н.В. Прогноз коллекторов в палеозойских отложениях Сибирской платформы // Геология и нефтегазоносность Лено-Тунгусской провинции. М.: Недра, 1977. С. 146-150.
50. Мельников Н.В. Корреляция разрезов венда и верхов рифея внутренних и внешних районов Сибирской платформы (Нижнеангарская зона) // Стратиграфия и нефтегазоносность венда - верхнего рифея юго-западной части Сибирской платформы / КНИИГиМС. Красноярск, 2001. 104 с.
51. Мельников Н.В., Шемин Г.Г., Ефимов А.О. Региональные резервуары нефти и газа Лено-Тунгусской провинции // Результаты региональных геолого-геофизических исследований Сибири. Новосибирск, 1989б. С. 37-49.
52. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы. (Стратиграфия, история развития). Мин-во природ.ресурсов РФ, Сиб.науч.-исслед.ин-т геологии, геофизики и минерального сырья. - Новосибирск: Издательство СО РАН, 2009. - 148с.+3 цв. вкл.
53. Мельников Н.В., Якшин М.С., Шишкин Б.Б. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири / Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления. – Новосибирск: Академическое из-во «Гео», 2005. – 428 с.
54. Мельников Н.В. Нефтегазоносные комплексы Лено-Тунгусской провинции// Геология и геофизика. 1996. Т. 37. № 8. С. 196-205.
55. Мельников Н.В. Сравнительная оценка нефтегазоносных комплексов венда Лено-Тунгусской провинции / Новые данные по геологии и нефтегазоносности Лено-Тунгусской провинции. - Новосибирск: СНИИГиМС, 1982. - С. 72-88.
56. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. ФГУП «ВНИГНИ», Москва, 2000
57. Мигурский А.В. Дизъюнктивная тектоника и нефтегазоносность платформенных областей (на примере юга Сибирской платформы) // Автореферат дисс. доктора геол.-минерал. наук. – Новосибирск, 1997.
58. Мигурский А.В. Перспективы нефтегазоносности шарьяжных дислокаций в зоне сочленения Сибирской платформы с Байкало-Патомским нагорьем // Результаты работ по межведомственной региональной программе "Поиск" за 1992-1993 годы. Часть 1. - Новосибирск, НИЦ ОИГГМ СО РАН, 1995. - С. 174-178.
59. Мигурский А.В. Структурно-парагенетический метод поиска ловушек углеводородов в осадочном чехле Сибирской платформы // Комплексование геолого-геофизических методов при обосновании нефтегазопромысловых объектов на Сибирской платформе (в

- Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия)): Материалы науч.-практ. конф. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2009. - С. 126-131.
60. Мигурский А.В., Ефимов А.С., Старосельцев В.С. Новые направления нефтегазопоисковых работ в Предпатомском региональном прогибе (Сибирская платформа) // Геология нефти и газа, 2012. - № 1. – С. 19-27.
61. Мигурский А.В., Ларионова Т.И. Перспективы нефтегазопоисковых работ в аллохтоне Предпатомского регионального прогиба (Сибирская платформа) // ГЕО-Сибирь-2009. Т. 2. Недропользование. Горное делою. Новые направления и технология поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых: сб. матер. V Междунар. научн.конгресса «ГЕО-Сибирь-2009» – Новосибирск: СГГА, 2009. – 295-300 с.
62. Мигурский А.В., Старосельцев В.С. Зоны разломов – естественные насосы природных флюидов // Отечественная геология. – 2000. – №1. – С.56–59.
63. Мигурский А.В., Старосельцев В.С. О надвигах на севере Байкало-Патомского нагорья в связи с нефтегазоносностью // Тезисы докладов научно-практической конференции "Проблемы методики поиска, разведки и освоения нефтяных и газовых месторождений Якутской АССР". Ч.1. - Якутск: ЯФ СО АН СССР, 1983. - С. 33-35.
64. Мигурский А.В., Старосельцев В.С. Проблемы нефтегазоносности шарьяжных дислокаций Предпатомского регионального прогиба // Проблемы поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа в Якутии. - Якутск: Якутский научный центр СО РАН, 1993. – С.53–60.
65. Мигурский А.В., Старосельцев В.С., Мельников Н.В., Рябкова Л.В., Соболев П.Н., Сурнин А.И., Чернова Л.С. Опыт изучения Чайкинского поднятия – крупного объекта нефтегазопоисковых работ на Сибирской платформе // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири, 2010. - № 4. – С. 14-25.
66. Моделирование геологических процессов при интерпретации геофизических данных. М. «Недра». 1994, с. 275. А.В. Кулагин, И.А. Мушин, Т.Ю. Павлова.
67. Москвитин И.Е. Палеогеография верхнего протерозоя Юго-Западной Якутии. // Вопросы нефтегазоносности и угленосности Центральной и Южной Якутии. – Якутск: Якутское книжное издательство, 1980.
68. Мушин И.А. Закон Головкинского-Вальтера в сейсмоформационной реализации. М., «Геофизика», 2005.
69. Мушин И.А., Копилевич Е.А., Лисунова О.В. «Методики спектрально-временного прогнозирования типов геологического разреза», Геофизика, №3, 2008, с. 22-27.

70. Перспективы нефтегазоносности и газоносности вендских и нижне-среднепалеозойских отложений Сибирской платформы / А.Э. Конторович, С.А. Кащенко, Т.Н. Зуева и др. Тр. СНИИГГиМС. Новосибирск., вып. 265, 1978, с. 4-26.
71. Попов А.П., Плесовских И.А., Варламов А.И., Афанасенков А.П., Пырьев В.И., Шелепов В.В., Пороскун В.И., Соловьев Б.А., Келлер М.Б., Лоджевская М.И., Судо Р.М., Иутина М.М. / Состояние сырьевой базы нефти и газа Российской Федерации // Геология нефти и газа 5/2012
72. Поплюйко А.Г. Перспективы нефтегазоносности зоны сочленения Предпатомского прогиба, Вилюйской гемисинеклизы и Алданской антеклизы. Дисс. канд.геол.-минерал.наук. - Якутск, 1988.
73. Розен О.М. Сибирский кратон: Тектоническое районирование, этапы эволюции// Геотектоника. 2003. № 2. С. 3-21.
74. Рудницкая Д.И. Литоформационная Реапак-интерпретация сейсмических материалов при изучении рифейских отложений Алдано-Майской впадины (Восточная Сибирь)/ Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2011. № 4 (8). С. 65-75.
75. Рудницкая Д.И., Вальчак В.И., Старосельцев В.С., Горюнов Н.А., Щербаков В.А. Изучение глубинного строения земной коры нефтегазоносных территорий Восточной Сибири по сейсмическим данным. // Геофизика. №3. 2008. С.13 - 17.
76. Рябкова Л.В. Закономерности строения резервуаров нефти и газа в связи с оценкой перспектив Ньюйско-Джербинской впадины (Сибирская платформа). Дисс. канд.геол.-минерал.наук.- Новосибирск, 2002.- 112 с.
77. Седиментологическое моделирование карбонатных осадочных комплексов. Сост. и общ. ред. Н.К. Фортунатовой // М.: НИА-Природа, 2000, 249 с.
78. Скорнякова Е.Г., Титаренко И.А. Сейсмопетрофизическое прогнозирование методом ©ВЛП. - «Геофизика», Технологии сейсморазведки II, специальный выпуск, М., 2003.
79. Скорнякова Е.Г., Титаренко И.А. Современное состояние проблемы межскважинного прогноза по сейсмическим данным. В сб.: «Геология и минеральные ресурсы юго-востока Русской платформы», Саратов, НВНИИГГ, 1998.
80. Сметанин А.В. Предбайкало-патомский надвиговой пояс // Геология нефти и газа – 2000. – №1. – С.14–20.
81. Соколев П.Н., Шиганова О.В., Дыхан С.В. Перспективы увеличения нефтегазового потенциала докембрийских отложений Лено-Тунгусской провинции// Геология нефти и газа. 2009. № 6. С. 62-70.

82. Способ геофизической разведки для выявления нефтегазовых объектов. Патент на изобретение РФ № 2289829. Копилевич Е.А., Мушин И.А., Давыдова Е.А., Афанасьев М.Л., Фролов Б.К., 2006
83. Способ геофизической разведки для выявления нефтегазопродуктивных типов геологического разреза в трехмерном межскважинном пространстве. Патент на изобретение РФ № 2255358. Нестеров В.Н., Копилевич Е.А., Мушин И.А., Соколов Е.П., Давыдова Е.А., 2005.
84. Старосельцев В.С., Филипцов Ю.А. Рифейские прогибы западной части Сибирской платформы – очаги интенсивного образования нефти и газа на позднепалеозойском и мезозойском этапах ее развития / Перспективные на нефть зоны и объекты Сибирской платформы: Сб. науч. тр. Ред. В.С. Старосельцев. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2009. – С. 8-18.
85. Старосельцев В.С. Закономерности формирования и распределения углеводородных скоплений в чехле Сибирской платформы/ В.С. Старосельцев Н.В. Мельников, А.И. Ларичев, А.В. Мигурский, В.В. Гребенюк// Разведка и охрана недр. 2003. № 11. С. 41-47.
86. Структура и история развития Предбайкальского предгорного прогиба / С.М.Замараев, О.М.Адаменко, Г.В.Рязанов и др. - М.: Наука, 1976. - 134 с.
87. Сурков В. С., Гришин М.П., Ларичев А.И. История становления Сибирского кратона и нефтегазоносность рифейских отложений / Геология и проблемы поисков юных крупных месторождений нефти и газа в Сибири: Результаты работ по межведомственной региональной научной программе «Поиск» за 1994 г. Ч. II. — Новосибирск: СНИИГГиМС, 1996. С. 13-18.
88. Уилсон Дж. Л. Карбонатные фации в геологической истории. М., «Недра», 1980, 463 с.
89. Филипцов Ю.А., Старосельцев В.С. Рифейские прогибы – основные источники нефти и газа в западной части Сибирской платформы // Геология нефти и газа. 2009. №6. С. 40-56.
90. Фортунатова Н.К. Генетические типы и седиментационные модели карбонатных отложений, Советская геология №1, М., Недра, 1985, с. 32-45.
91. Фортунатова Н.К., Методические рекомендации по прогнозированию строения карбонатных формаций. М., 1990. 40 с.
92. Фортунатова Н.К., Копилевич Е.А. Технология седиментационно-емкостного моделирования природных резервуаров нефти и газа. Методические указания для практических занятий по курсу «Технология моделирования природных резервуаров при поисках и разведке нефти и газа» для специальности 130304. Москва, 2012.

93. Харахинов В.В., Шленкин С.И. Нефтегазоносность докембрийских толщ Восточной Сибири на примере Куюмбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления. М.: Научный мир, 2011. 420 с.
94. Шеин В.С. Геология и нефтегазоносность России. М.: ВНИГНИ, 2012. 2-е изд. Переработанное и дополненное. 848 с.
95. Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина). Новосибирск, издательство СО РАН, 2007. – 467с.
96. Шемин Г.Г. Методика прогноза зон нефтегазонакопления в центральных районах Лено-Тунгусской провинции// Критерии и методы прогноза нефтегазоносности/ СНИИГГиМС. Новосибирск, 1987. С. 14-24.
97. Шемин Г.Г. Тектонические предпосылки перспектив нефтегазоносности Непско-Ботуобинской антеклизы// Новые данные по геологии и нефтегазоносности Лено-Тунгусской провинции/ СНИИГГиМС. Новосибирск, 1982. С. 40-47.
98. Юхмина В.М., Дьяченко В.М. Нефтегазоносность карбонатных отложений Западной Якутии // Геологические и экономические аспекты освоения нефтегазовых ресурсов Якутии – Якутск: ЯФ СО АН СССР, 1988. – С. 57–63.

Фондовая

99. Горюнов Н.А., Четвергов А.П. Обоснование новых направлений развития минерально-сырьевой базы Восточной Сибири на основе создания опорного геофизического профиля 1-СБ (II этап) по маршруту «р. Уникиткан – р. Нижняя Тунгуска – г. Витим» протяженностью 600 пог. км в пределах Иркутской области и Республики Саха (Якутия). Восточная г/п №3/2003-2006. Енисейск, 2006.- 364 с.
100. Граусман В.В, Жерновский В.П. «Изучение разрезов глубоких скважин, расчленение и корреляция их с целью обеспечения стратиграфической основой нефтегазопроисковых работ в ЯАССР.» Фонды ПГО «ЛНГГ» Якутск. 1986 г.
101. Граусман В.В. отв. испол. Изучение разрезов глубоких скважин, расчленение и корреляция их с целью обеспечения стратиграфической основой нефтегазопроисковых работ в ЯАССР // Отчет ПГО Ленанефтегазгеология, Трест Якутскгеофизика. – Якутск, 1989.
102. Григорьева Т.И. Отчёт о результатах сейсморазведочных работ на Восточно-Алданской площади (Восточно-Алданский объект) (по Государственному контракту №07/07). Восточно-Алданская с/п №3/07-08. Геол. фонды РС (Якутия) Якутск. 2008 г.

103. Гришин М.П., Ларичев А.И. (отв. исп.). Прогноз региональных зон нефтегазонакопления в рифейских осадочных бассейнов Сибирской платформы. Отчет СНИИГГиМС. Книга 1. Текст отчета. Новосибирск, 1993, 158 с.
104. Добрынина Н.И. Отчет по объекту «Сейсморазведочные работы МОВ ОГТ на Северо-Патомской площади СП 1,79/06-08» (государственный контракт от 27.04.06 г. №10/06). – Ханты-Мансийск, 2008 (Фонды ЗАО «Континентальная геофизическая компания»).
105. Драгунов О.Д., Кондратьева Л.А., Куприянов Я.И. и др. Отчет «Подсчет запасов Бысахтахского газоконденсатного месторождения». Якутск, 1991, текст, стр. 17-328 (312 стр.).
106. Дьяконова В.А. Отчёт о результатах сейсморазведочных работ на Алдано-Майской площади (Алдано-Майский объект) (по Государственному контракту №21-05. Алдано-Майская с/п №4/05-06. Геол. фонды РС (Якутия) Якутск. 2006 г.
107. Евграфов А.А., Вальчак В.И., Бобров Н.И. Создание опорного профиля «Алтай - Северная Земля». Северная г/п №2/1999-2004 гг. Енисейск, 2004 г, 489 с.
108. Матвеев В.Д., Смоленский Н.Е. Отчет о результатах сейсморазведочных работ МОГТ на Нюйской площади за 1986-87 гг. (Нюйская с/п 1/86-87). Якутск, 1988 г.
109. Мельников П.Н. отв. испол. Сбор и обобщение результатов геологоразведочных работ на нефть и газ и выдача рекомендаций по территории Республики Саха (Якутия) и Иркутской области // Отчет ГФУП СНИИГГиМС – Новосибирск, 2000. – С. 338.
110. Мигурский Ф.А., Смирнов Е.В. и др. Отчет «Оценка ресурсного потенциала нефтегазоносности Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции на основе моделирования процессов формирования залежей УВ по технологии бассейнового моделирования». Новосибирск, 2010.
111. Микуленко К.И. Отчет "Изучение условий возможной нефтегазоносности слабоизученных территории и разработка рекомендаций по наращиванию сырьевой базы для нефтяной газовой промышленности РС(Я)" ЯФСОАНСССР г.Якутск, 2004.
112. Поспеева Н.В. отв. испол. Отчет о результатах сейсморазведочных работ МОГТ на Березовской площади за 1989-90гг. Якутск, 1991, 170 с.
113. Соловьев В.В., Перепелицина В.А., Плотникова В.М., Николаева М.В. Отчет по объекту «Составление отчетов по Южно-Березовской и Курдарарской площадям, выведенным из параметрического и поискового бурения (скважины 287-0 и 284-1)», пос. Кысыл-Сыр, 2004.