

ПЕРМСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ

С. Е. Башкова, Т. В. Карасева

**ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
РИФЕЙ-ВЕНДСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ
НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ**



Пермь 2023

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«ПЕРМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

С. Е. Башкова, Т. В. Карасева

**ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
РИФЕЙ-ВЕНДСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ
ПРОВИНЦИИ**

МОНОГРАФИЯ



Пермь 2023

УДК 553.98(470.5)
ББК 26.348(235.55)
Б333

Башкова С. Е.

Б333 Прогноз нефтегазоносности рифей-вендских отложений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции [Электронный ресурс] : монография / С. Е. Башкова, Т. В. Карасева ; Пермский государственный национальный исследовательский университет. – Электронные данные. – Пермь, 2023. – 12,8 Мб ; 190 с. – Режим доступа: <http://www.psu.ru/files/docs/science/books/mono/Bashkova-Karaseva-Prognoz-neftegazonosnosti-rifej-vendskih-otlozhenij-Volgo-Uralskoj-neftegazonosnoj-provincii.pdf>. – Заглавие с экрана.

ISBN 978-5-7944-4029-4

В монографии представлены результаты комплексного изучения формирования нефтегазоносности в рифей-вендских отложениях на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Проведен комплексный анализ критериев и показателей генерации, миграции, аккумуляции и сохранности залежей УВ. Составлена карта закономерностей изменения катагенеза органического вещества пород для поверхности рифейского комплекса. Установлено, что основные зоны генерации углеводородов расположены в рифейском комплексе. Обоснован комплекс специфических показателей для оценки нефтегазоносности рифейских и вендских отложений. В отложениях рифейского комплекса на территории региона выделяются земли наиболее перспективные, перспективные и малоперспективные. В вендском комплексе выделены перспективные зоны.

Исследование выполнено при поддержке Пермского научно-образовательного центра «РАЦИОНАЛЬНОЕ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ, 2023».

The monograph presents the results of a comprehensive study of the formation of oil and gas deposits in the Riphean-Vendian sediments in the territory of the Volga-Ural oil and gas province. A comprehensive analysis of the criteria and indicators of generation, migration, accumulation and preservation of hydrocarbon deposits is carried out. A map of patterns of change in the catagenesis of organic matter rocks for the surface of the Riphean complex was made. It is established that the main hydrocarbon generation zones are located in the Riphean complex. A set of specific indicators for assessing the oil and gas content of the Riphean and Vendian deposits has been substantiated. In the deposits of the Riphean complex in the territory of the region the most promising, promising and low-promising lands are distinguished. In the Vendian complex promising zones are distinguished.

The research was supported by the «PERM SCIENTIFIC AND EDUCATIONAL CENTER «RATIONAL SUBSOIL USER», 2023.

УДК 553.98(470.5)
ББК 26.348(235.55)

*Издается по решению ученого совета геологического факультета
Пермского государственного национального исследовательского университета*

Рецензенты: зам. начальника Департамента по недропользованию по Приволжскому федеральному округу, канд. геол.-мин. наук **А. В. Белоконь**

зам. зав. кафедры «Геология нефти и газа» ПНИПУ, канд. геол.-мин. наук, доцент **И. А. Козлова**

ISBN 978-5-7944-4029-4

© ПГНИУ, 2023

© Башкова С. Е., Карасева Т. В., 2023

СОДЕРЖАНИЕ

Список сокращений.....	4
Введение.....	5
1. Особенности геологического строения и нефтегазоносности протерозойских осадочных бассейнов.....	7
1.1. Российские и зарубежные осадочные бассейны.....	7
1.2. Геологическое строение и нефтегазоносность рифей-вендского осадочного бассейна Волго-Уральской НГП.....	8
2. Современные основы прогноза нефтегазоносности осадочных бассейнов.....	31
2.1. Общие представления.....	31
2.2. Критерии и показатели нефтегазоносности по стадиям формирования залежей.....	41
3. Критерии и показатели генерации и эмиграции УВ рифей-вендских отложений Волго-Уральской НГП.....	47
4. Критерии и показатели миграции, аккумуляции и сохранности залежей УВ в рифей-вендских отложениях Волго-Уральской НГП.....	98
4.1. Критерии миграции и аккумуляции УВ.....	100
4.2. Критерии и показатели сохранности залежей УВ.....	133
5. Обоснованный комплекс критериев и показателей нефтегазоносности рифей-вендских отложений Волго-Уральской НГП....	147
6. Прогноз нефтегазоносности рифей-вендских отложений Волго-Уральской НГП.....	163
Заключение.....	172
Библиографический список	174

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- АП – апокатагенез
Бпэ – петролейно-эфирный битумоид
Бсб – спиртобензольный битумоид
Бхл – хлороформенный битумоид
ГЗГ – главная зона газообразования
ГЗН – главная зона нефтеобразования
ГИС – геофизические исследования скважин
ГК – гамма-каротаж
ГРР – геологоразведочные работы
КБП – Камско-Бельский прогиб
МК – мезокатагенез
НГМС – нефтегазоматеринские свиты
НГП – нефтегазоносная провинция
НО – нерастворимый остаток
ОВ – органическое вещество
ОСВ – отражательная способность витринита
ПК – протокатагенез
РОВ – рассеяное органическое вещество
Сорг – органический углерод
УВ – углеводороды
Ro – показатель отражательной способности витринита
 β – битумоидный коэффициент
deadline – граница нижнего предела существования нефтяных или газовых углеводородов

ВВЕДЕНИЕ

Высокий уровень освоения палеозойских недр Волго-Уральской нефтегазоносной провинции предопределяет необходимость развития новых направлений геологоразведочных работ. Одним из таких направлений являются поиски перспективных нефтегазовых объектов в рифей-вендских отложениях, заполняющих обширные внутриформационные впадины.

Многие десятилетия комплексное изучение отложений рифея и венда проводилось в АО «КамНИИКИГС» с непосредственным участием авторов. Результатом работ явилось создание уникальной информационной базы, обеспечивающей решение научных и практических задач освоения глубокозалегающих отложений. Результаты исследований вошли в научные отчеты АО «КамНИИКИГС», АО «НПЦ «Недра», принятые в Министерстве природных ресурсов РФ и использованные для составления Программы поэтапного геологического изучения и освоения ресурсного потенциала ниже освоенных промышленностью глубин на территории Европейской части России. Эти же материалы положены в основу данной монографии.

Древние протерозойские осадочные толщи характеризуются широким распространением, большой мощностью, значительным генерационным потенциалом за счет огромных масс бактериально-планктонного органического вещества, а также многочисленными нефтегазопроявлениями и наличием залежей нефти. Вместе с тем рифейские и вендские отложения в Волго-Уральской НГП до сих пор остаются на региональном этапе геологоразведочных работ, что объективно предопределяется сложностью их строения, часто относительно большими (более 3–4 км) глубинами залегания и низкой степенью изученности геофизическими методами и бурением. В то же время в Восточной Сибири и других регионах в рифей-вендских образованиях открыты крупные залежи углеводородов.

Одной из научно-аналитических задач изучения рифей-вендских отложений Волго-Уральской НГП является разработка комплекса критериев и показателей нефтегазоносности с последующим прогнозом углеводородного потенциала. Особое значение в данной монографии уделяется обоснованию комплекса специфических показателей нефтегазоносности для рифей-вендских отложений региона.

В качестве исходных данных авторы использовали результаты геофизического профилирования, а также материалы изучения керн скважин, вскрывших рифейские и вендские породы на территории Волго-Уральской НГП. При интерпретации материалов использовались данные оценки фильтрационно-емкостных свойств пород, результаты исследования керн люминесцентно-

битуминологическими, микропетрографическими и пиролитическими методами. При анализе материалов использовались вероятностно-статистические методы обработки результатов, компьютерные программы для составления моделей нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

На основании разработанного комплекса специфических показателей нефтегазоносности в совокупности с известными критериями и показателями на территории развития рифейских и вендских отложений Волго-Уральской НГП в монографии обоснованы наиболее перспективные районы для постановки дальнейших геологоразведочных работ.

Книга может быть полезной специалистам по региональной нефтегазовой геологии, а также студентам и аспирантам геологического профиля.

Авторы выражают искреннюю признательность за консультации и поддержку при выполнении работы д.г.-м.н. В. М. Проворову, кандидатам геол.-мин. наук Ю. А. Ехлакову, А. Н. Угрюмову, М. Г. Фрик, Г. И. Титовой, Л. В. Сиротенко, а также всем сотрудникам отдела научного сопровождения параметрического и сверхглубокого бурения АО «КамНИИКИГС».

1. ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПРОТЕРОЗОЙСКИХ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ

1.1. Российские и зарубежные осадочные бассейны

Открытия залежей УВ в протерозойских комплексах на территории Восточной Сибири, Китая, Омана, США, Австралии и других регионов мира подтверждают перспективность такого крупного нефтегазозоносного объекта, как рифей-венд [116–158]. На древней Китайско-Корейской платформе месторождения нефти разведаны в вулканогенно-осадочных образованиях протерозоя (синий). Здесь выявлена группа месторождений во впадине Джизонг. Отложения синия обладают высокими генерационными свойствами, содержание Сорг в них достигают 3–5% [85]. В Сычуанском бассейне в вулканогенно-осадочных отложениях синия открыто крупное газовое месторождение Вэйвен, запасы которого оцениваются в 30–40 млрд м³. На древней Аравийской платформе в Пакистане на месторождении Джойя-Мейр добывается нефть из пурпурных песчаников кембрия-верхнего протерозоя (плотность нефти – 0,983 г/см³, содержание серы – 2,2%, дебиты – около 3 т/сут). В Омане разрабатывается около 20 месторождений нефти, приуроченных к ловушкам облекания эрозионной поверхности осадочного докембрия (группа Хуф) [143]. На древней Австралийской платформе в бассейне Мак-Артур в скв. 1 Джемиссон, пробуренной в начале 90-х гг. прошлого столетия, получен приток нефти из отложений рифея. Нефтеносный песчаник Джемиссон вскрыт в интервале 871–969 м. По возрасту вмещающего коллектора (около 1400 млн лет) это древнейшая нефть на Земле [75]. Источником нефти является, по-видимому, толща аргиллитов свиты Кьялла, залегающая в интервале 969–1714 м и обладающая высоким генерационным потенциалом. Содержание ОВ – от 2 до 9%. Газовые месторождения промышленного значения с залежами, расположенными на глубинах до 1,5 км, известны в протерозойских отложениях в бассейнах Мак-Артур и Амадиес [150]. На Южно-Американской платформе в бассейне Сан-Франциско в отложениях венда (группа Бамбуи) в ряде скважин были зафиксированы газопроявления. В одной из них был получен приток метанового газа дебитом свыше 50 тыс. м³/сут. В Бразилии, в штате Гойя, известны признаки газа в мощных толщах (около 200 м) известняков, разделенных глинами.

Первые отечественные целенаправленные поиски нефти и газа в отложениях верхнего протерозоя были предприняты в 1932–1937 гг. в СССР на Сибирской платформе, которые закончились обнаружением скоплений УВ на склонах Алданской антеклизы [51, 52, 72]. Промышленная нефтегазоносность

верхнедокембрийских отложений доказана в Восточной Сибири открытием в 1962 г. Марковского газоконденсатного месторождения, где из песчаных пластов марковского и парфеновского горизонтов получены притоки газа (247 и 239 м³/сут соответственно) и конденсата (82 и 55 м³/сут соответственно). Позднее, в 1973 г., в Красноярском крае в пределах Камовского свода Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления (ЮТЗ) параметрической скважиной К-1 было открыто Куюмбо-Юрубчено-Тайгинское месторождение нефти, дебитом 585 т/сут., с геологическими запасами нефти 1–2 млрд т, приуроченное к природному резервуару в докембрийских, в основном средне-верхнерифейских, преимущественно доломитовых кавернозно-карстово-трещинных коллекторах, перекрытых слабоконтрастным венд-нижнепалеозойским чехлом. Залежи связаны с карбонатными породами верхней эродированной части рифея, внутририфейскими трещинными коллекторами и терригенно-карбонатными горизонтами венда в зонах их повышенных фильтрационно-емкостных свойств [60, 73]. Этаж нефтегазоносности верхней части рифейского комплекса составляет 135–250 м. Рифейские нефти преимущественно легкие, плотностью от 0,815 г/см³ до 0,850 г/см³, малосернистые, парафинистые (до 2%), смолистые (до 4–10%). Источником нефти являются углеродистые толщи в рифее, представленные глинисто-карбонатными и глинисто-тонкослоистыми отложениями, сформировавшимися в условиях глубокого шельфа. Содержание Сорг в известняках составляет в среднем 0,5–0,7%, в черных аргиллитах увеличивается до 2% [4, 5, 49, 50]. В Иркутской области в 1987 г. открыто Ковыктинское газоконденсатное месторождение (с запасами 193 млрд м³) в песчаниках парфеновского горизонта к югу от Непско-Ботуобинской антеклизы. В Восточной Сибири в древних отложениях открыто более 30 промышленных скоплений углеводородов.

1.2. Геологическое строение и нефтегазоносность рифей-вендского осадочного бассейна Волго-Уральской НГП

Территория Волго-Урала занимает большую часть крупного, сложно построенного элемента рельефа кристаллического фундамента Русской платформы – Волго-Камского выступа. Резкая расчлененность рельефа (перепад глубин более 13 км) определила наличие ряда обособленных структур типа террас, выступов, впадин и моноклиналей. Самое высокое положение поверхности фундамента фиксируется на северо-западе территории (-1,6 км), где выделяются с севера на юг: Коми-Пермяцкий выступ (Пермский край) и Немский, Кукморский и Альметьевский выступы Татарского свода (Удмуртия, Татарстан, Самарская область). Коми-Пермяцкий выступ отделяется от Татарского свода не выраженной по рифею неглубокой (-2,1–2,2 км) широтной Чепецкой впадиной средне-позднедевонского заложения. С запада Коми-Пермяцкий выступ

ограничен Кажимским прогибом (авлакогеном) с глубиной залегания фундамента до 3 км. На востоке рассматриваемой территории выступ плавно погружается в сторону современного Предуральского прогиба до 4 км. К востоку от выступов Татарского свода располагается крупная отрицательная структура, основная зона рифейского осадконакопления – Камско-Бельский прогиб [2].

Рифей-вендский осадочный бассейн в Волго-Уральской НГП представляют собой наиболее древние и самые нижние толщи осадочного чехла, залегающие непосредственно на эпикарельском кристаллическом фундаменте, который является одним из главных опорных горизонтов земной коры и определяет основные черты строения рифейских и в меньшей степени вендских пород. По сложившимся представлениям, на территории рифейского Камско-Бельского прогиба прослеживаются две обособленные впадины: северная – Камская (Осинская) и южная – Бельская, разделенные Орьебаш-Татышлинско-Чернушинской зоной приподнятого залегания фундамента, расположенной вдоль границы Башкортостана с Удмуртской Республикой и Пермским краем. Вендские отложения перекрывают породы рифея и кристаллического фундамента с угловым и стратиграфическим несогласием, образуя пологие изометричные структуры, незначительно осложненные разрывными нарушениями. Структурный план по кровле венда ближе к палеозойскому плану, чем к рифейскому. На востоке Русской платформы выделяются две крупные впадины: Верхнекамская и Шкапово-Шиханская, разделенные Сарапульско-Красноуфимской седловиной [30, 33].

К настоящему времени на территории Волго-Уральской НГП более 2000 глубоких скважин вскрыли верхнедокембрийские осадочные отложения. Относительно большое количество пробуренных скважин, к сожалению, не обеспечивает их равномерной изученности, особенно рифейских пород, из-за относительно большой их глубины залегания и мощности. Двенадцать скважин, расположенные в разных частях области развития осадочного докембрия, имеют глубину более 5 км (Сарапульская № 1П (5503 м) в Удмуртии; Восточно-Аскинская № 1 (5005 м), Орьебашская № 83 (5017 м), Орьебашская № 82 (5013 м), Кабаковская № 62 (5521 м), Кипчакская № 1 (5507 м), Аслы-Куль № 4 (5005 м), Бурангуловская № 4 (5058 м), Кулгунинская № 1 (5154 м), Леузинская № 1 (5188 м), Шкаповская № 740 (5012 м) в Башкортостане, Аракаевская № 1 (5207 м) в Свердловской области), но ни одна из них не вскрыла полностью рифей [12, 14, 38]. Региональные геофизические работы на древние отложения выполнены в небольшом объеме и в большей степени попутно с исследованиями палеозойских толщ. За последние 20–30 лет проведены в незначительном объеме зонально-региональные работы на небольших территориях (Бедряжская площадь, Кубиязинская площадь – скв. Восточно-Аскинская-1 и др.). Основ-

ные наиболее уверенно выделяемые геофизические реперы связаны с границей рифейских и вендских отложений (горизонт II), размытой поверхностью усинской свиты (Ус), поверхностью ольховской свиты (О), кровлей тукаевской свиты (Т) среднего рифея, размытой поверхностью кабаковской свиты (К), размытой поверхностью ашитской подсвиты калтасинской свиты (III), подошвой арланской подсвиты калтасинской свиты (IYa) нижнего рифея [115]. Следует отметить, что положение этих реперов весьма проблематично, и часто параметрическое бурение не подтверждает выделяемые горизонты (Восточно-Аскинская-1).

Таким образом, в составе верхнедокембрийских отложений Волго-Уральской НГП выделяется два самостоятельных структурных этажа: рифейский, сформированный в авлакогенный этап развития, и вендский, сформированный в начальную (синеклизную) стадию платформенного этапа на востоке Русской плиты. В разрезе верхнего протерозоя Волго-Уральской области выделяются отложения нижнего, среднего и верхнего рифея [90, 108]. Нижний рифей представлен кирпичинской серией, в составе которой выделяются (снизу вверх) сарапульская, прикамская, калтасинская, надеждинская и кабаковская свиты; калтасинская свита объединяет отложения саузовской, арланской и ашитской подсвит, а прикамская свита – отложения петнурской, норкинской, ротковской и минаевской подсвит. Средний рифей рассматривается в объеме серафимовской серии, в составе которой выделяются тукаевская (гожанская), ольховская и усинская свиты. Верхний рифей представлен абдулинской серией в составе леонидовской, приютовской и шиханской свит. Крупными рифейскими структурами являются Камско-Бельский, Серноводско-Абдулинский и Кажимский (Кировско-Кажимский) прогибы (авлакогены). Доминирующее положение как по площади развития и мощности рифейских отложений, так и по значению при оценке нефтегазоносности территории занимает Камско-Бельский прогиб (рис. 1.1). В Камской (северной) впадине рифей представлен в основном нижним комплексом, и лишь в южную его часть в виде небольших языков с юга заходят отложения среднего рифея мощностью, не превышающей несколько сот метров. Орьебаш-Татышлинско-Чернушинская зона приподнятого залегания фундамента, разделяющая Камскую и Бельскую впадины, характеризуется также неполным разрезом рифея, в котором отсутствует верхний и частично или полностью средний рифей. Бельская (южная) впадина развивалась как отрицательная структура на протяжении всего рифейского времени, на что указывает наличие в разрезе всех комплексов рифея и его большая суммарная мощность, достигающая 10 км и более. Серноводско-Абдулинский авлакоген в зоне слияния с Камско-Бельским прогибом характеризуется полным разрезом рифея мощностью до 3–5 км.

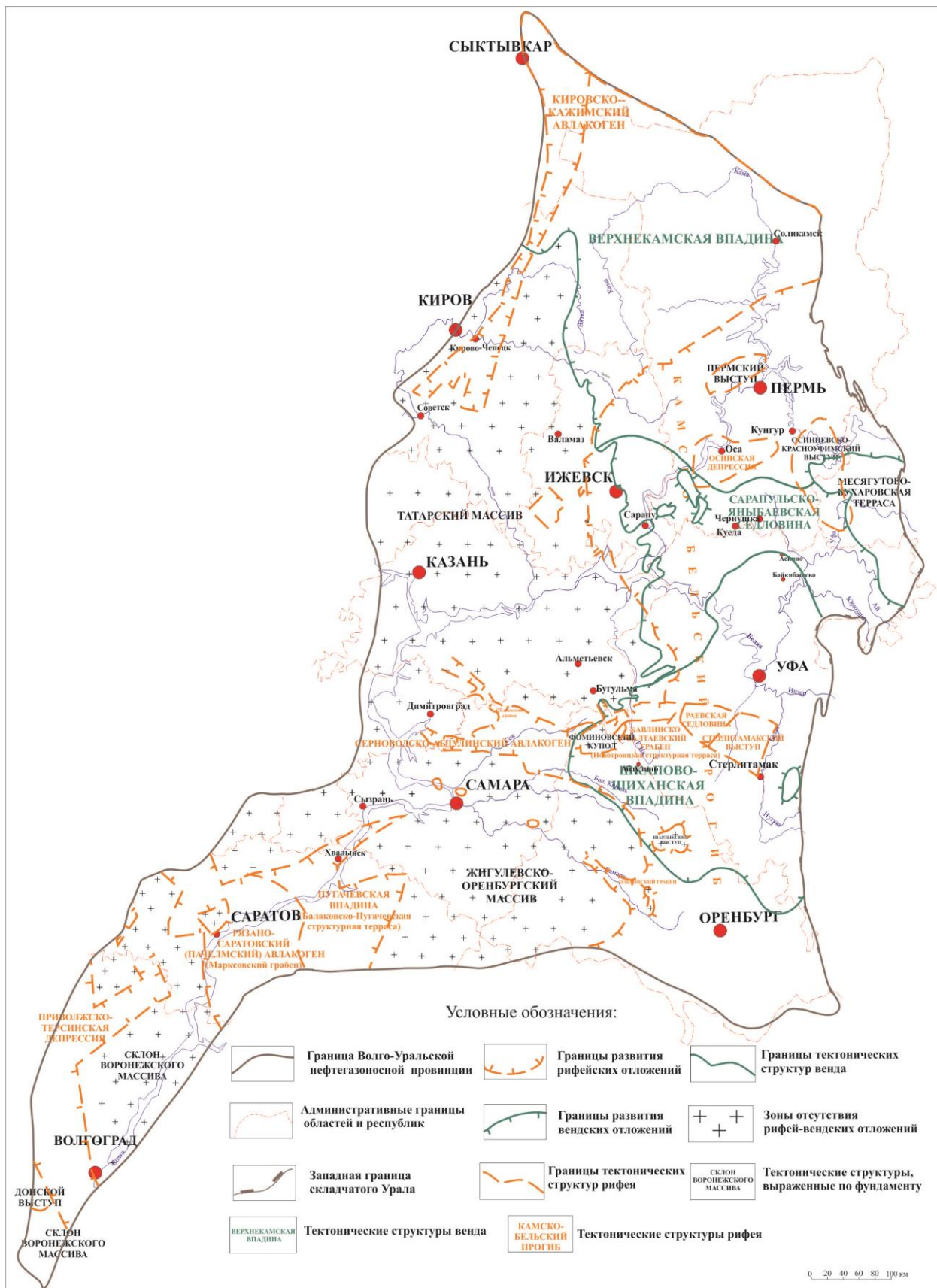


Рис. 1.1. Тектоническая схема рифей-вендских отложений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции

В Кировско-Кажимском авлакогене рифейские отложения представлены кажимской свитой мощностью не более 500 м. Отложениями среднего и позд-

него рифея заполнены юго-западные районы Волго-Урала: юго-восточная зона Рязано-Саратовского авлакогена с мощностями от 500 до 1500 м и более и Дно-Медведицкий авлакоген (Приволжская моноклираль, Ивановский палеопротоп), заполненная маломощными верхнерифейскими отложениями ивановской свиты (до 250–500 м). Мощность средне-верхнерифейского комплекса изменяется от первых сотен метров до 3,5–4,0 км.

Вендский структурный этаж представлен в основном верхним вендом. Нижневендские отложения имеют весьма ограниченное распространение. К нижнему венду относятся отложения усть-чурочинской (скв. Гадьинского, Нырбского, Остяцкого профилей), чурочинской и ильявожской свит Полудовского района. Выделяемая в стратиграфической схеме [105], веслянская свита только в одном разрезе (Усть-Черная № 18, инт. 1715–1800 м) упразднена, и по корреляции с другими разрезами этот интервал сопоставляется с нижней частью бородулинской серии верхнего венда. На востоке Русской плиты область развития венда ориентирована субмеридионально. В северной части Верхнекамской впадины отложения верхнего венда формируются непосредственно на кристаллическом фундаменте, а в южной части – на нижнерифейском основании.

В южной, Шкапово-Шиханской впадине, представляющей зеркальное отражение Верхнекамской, верхневендские отложения развиты на рифейском основании, причем с северо-запада на юго-восток вендские отложения подстилаются все более молодыми рифейскими толщами. В обеих впадинах максимальные значения мощности венда составляют от 1,5–1,8 до 2,5 км. Сарапульско-Уфимская седловина, выделанная по венду в качестве субширотной положительной структуры, охватывает южные районы Пермского края и северные районы Башкортостана. Она характеризуется сокращением общей мощности вендских отложений и отсутствием в разрезе верхней – шкаповской (кудымкарской) серии. Верхнепротерозойские осадочные образования на востоке Русской плиты в районах их максимального развития достигают мощности (по геофизическим данным) 13–16 км, в три раза превышая суммарную мощность фанерозоя.

Рифейские комплексы представляют собой ряды последовательно чередующихся красноцветных и сероцветных терригенных, терригенно-карбонатных и карбонатных толщ, прорываемых на рубежах крупных циклов гипаббиссальными образованиями основного и ультраосновного состава. Вендские отложения слагаются почти исключительно терригенными породами, среди которых на определенных стратиграфических уровнях прослеживаются прослои вулканогенных и вулканогенно-осадочных образований [33, 34].

Для выяснения закономерностей в строении древних отложений выполнена статистическая обработка основных графических материалов по развитию поверхностей рифея, венда, фундамента для зон развития рифейской и вендской системы прогибов и впадин. С этой целью была сделана одна и та же случайная выборка точек (более 300 точек), относительно равномерно характеризующая все зоны развития рифея и венда. В результате в выборку были включены районы, где данные получены как по результатам бурения, так и по геофизическим исследованиям.

Несмотря на то, что поверхность рифея была размыта на разную глубину, для зон развития основных рифейских прогибов ВУНГП установлена зависимость между строением рифейской поверхности и фундамента в рифейских авлакогенах Волго-Уральской НГП (рис. 1.2) ($r=0,5$). Дифференцированное изучение данной зависимости выявило различие между рифейскими структурами. Так, для территории Кировско-Кажимского авлакогена не выявлена связь между глубинами поверхности рифея и фундамента (рис. 1.3).

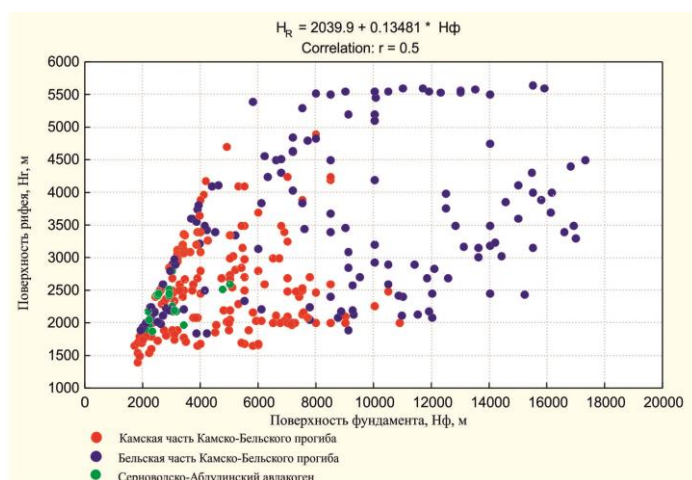


Рис. 1.2. Зависимость между поверхностью рифейских отложений и фундамента в рифейских авлакогенах Волго-Уральской НГП

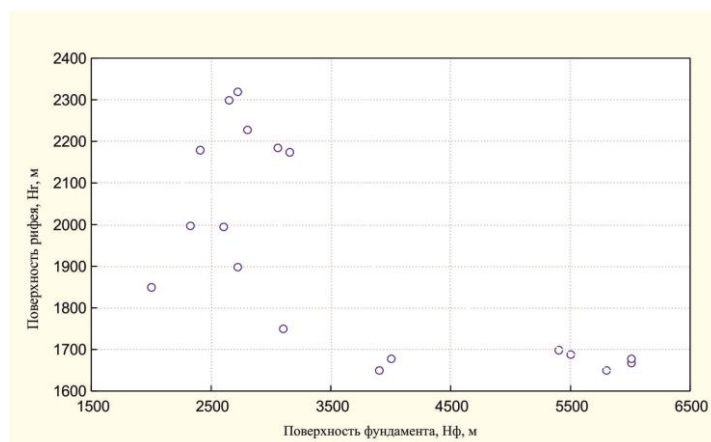


Рис. 1.3. Зависимость между поверхностью рифейских отложений и фундамента в Кировско-Кажимском авлакогене

Полученная зависимость, вероятно, объясняется недостаточными фактическими данными о границах и строении, особенно северной части авлакогена (район скв. Лопыдино-1, Сысола-1 и др.), и спорными вопросами об истории его формирования. Неоднозначность полученной зависимости отражает различия в структуре самой крайней северной и южной частях авлакогена. Северная (наиболее опущенная) часть авлакогена является практически краем Русской платформы и сливается на севере с Притиманским прогибом, фундамент залегает здесь предположительно на глубинах до 6 км при достаточно высоком положении рифейской поверхности (до 2 км). Территория, расположенная южнее и лучше изученная глубоким бурением и геофизическими исследованиями, разбита системой глубинных разломов субширотного простирания на сегменты (грабены): Кажимский, Сырьянский, Советский с более высоким положением фундамента (до 3–4 км) и небольшой мощностью рифейских отложений (до 1 км). Для юго-западных районов провинции (Рязано-Саратовский и Доно-Медведицкий авлакогены), напротив, отмечается высокая корреляционная зависимость между глубинами залегания рифейских отложений и фундамента ($r=0,83$) вследствие неглубокого залегания фундамента и небольшой мощности рифейских отложений (рис. 1.4).

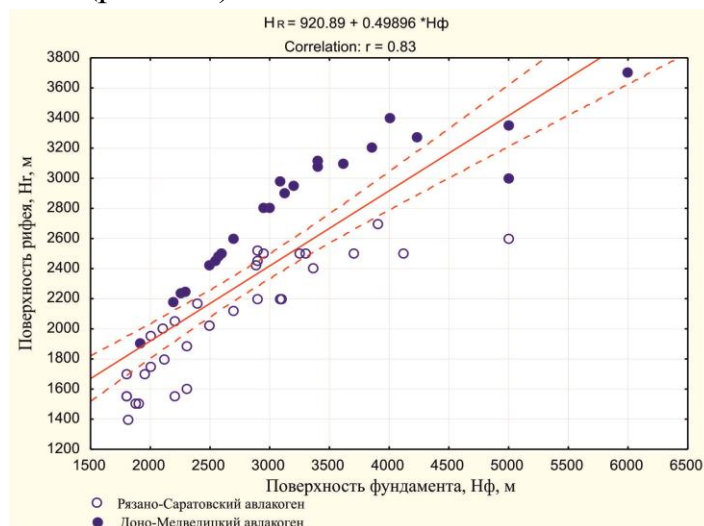


Рис. 1.4. Зависимость между поверхностью рифейских отложений и фундамента в юго-западной части Волго-Уральской НГП

Раскол и растяжение кристаллического фундамента, а также образование грабенообразных прогибов в юго-западной части Волго-Урала приходится на начало среднерифейского цикла. Терригенное и терригенно-карбонатное осадконакопление происходило преимущественно в средне-позднерифейские тектоно-седиментационные циклы в условиях ритмично чередующихся колебательных движений в областях сноса при подъеме территории в среднем рифее, размывах и перерывах в осадконакоплении в средне- и позднерифейское время. В основном рифейская поверхность в сглаженном виде повторяет тектониче-

ские элементы фундамента. Неопределенная ситуация наблюдается для районов развития рифейских отложений в Камско-Бельском прогибе. Коэффициент корреляционной связи составляет 0,42. На графике наблюдается несколько областей сгруппированных точек, характеризующих, по-видимому, разные локальные тектонические зоны прогиба (рис. 1.5, 1.6, 1.7). Так, при небольшой глубине залегания фундамента (до 6–8 км) отмечается определенная тенденция зависимости глубин залегания отложений рифея и фундамента. При погружении фундамента выделяются области, где при одинаковой глубине фундамента глубина залегания кровли рифейских отложений различная.

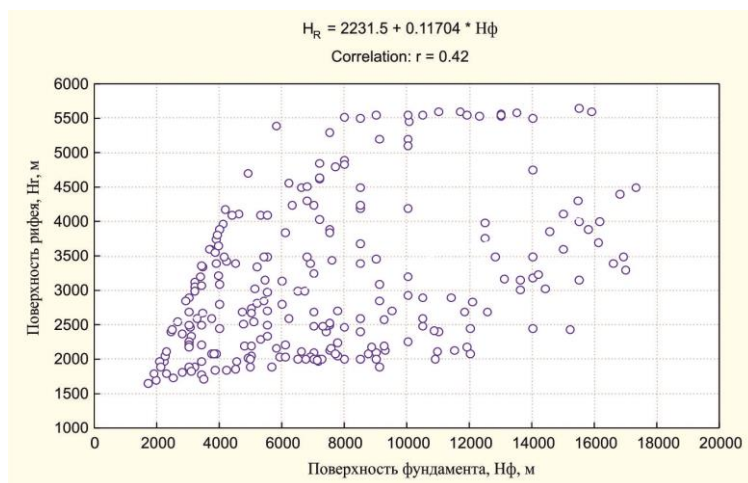


Рис. 1.5. Зависимость между поверхностью рифейских отложений и фундамента в Камско-Бельском прогибе

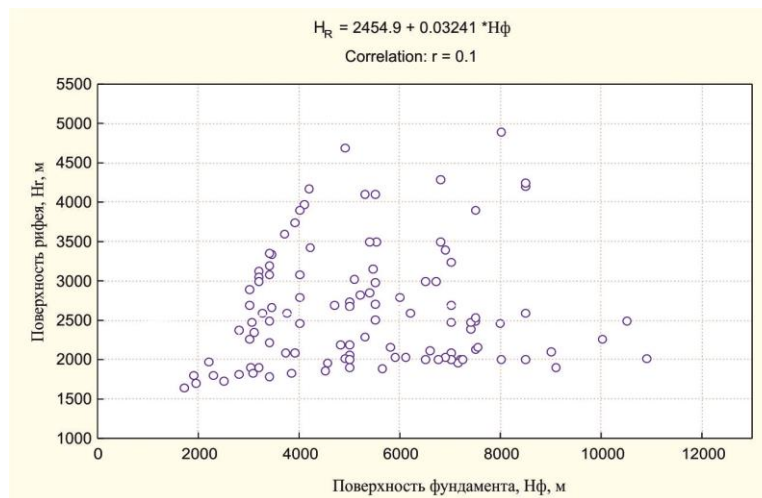


Рис. 1.6. Зависимость между поверхностью рифейских отложений и фундамента в Камской части Камско-Бельского прогиба

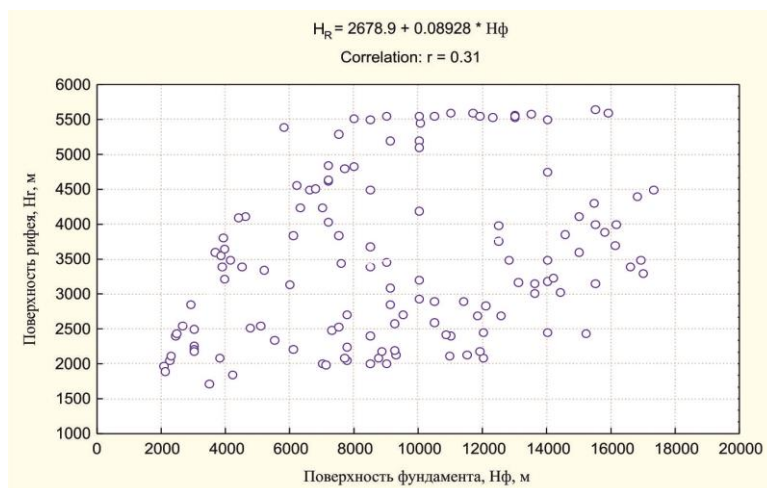


Рис. 1.7. Зависимость между поверхностью рифейских отложений и фундамента в Бельской части Камско-Бельского прогиба

При погружении фундамента до 9–10 км и более мощность рифейских отложений меняется – от 5–10 до 8–14 км. Такая ситуация характерна и для Камской, и для Бельской части прогиба. Выделенные области совпадают с отдельными глубокими впадинами (Осинская, Сарапульская и др.), восточной частью прогиба и прилегающими территориям Предуральяского прогиба. Описанные различия, вероятно, связаны со сложной историей формирования рифейской толщи, наиболее активной тектонической деятельностью в прикамское, арланское время, постоянными подъемами территории при смене тектоно-седиментационных циклов, более интенсивным размывом в районах Камской впадины, либо также субъективными данными геофизических исследований для малоизученных районов прогиба. При этом изучение мощности рифейских отложений показало, что она напрямую зависит от поверхности фундамента для всех рифейских структур, коэффициент корреляции изменяется от 0,83 до 0,97 (рис. 1.8).

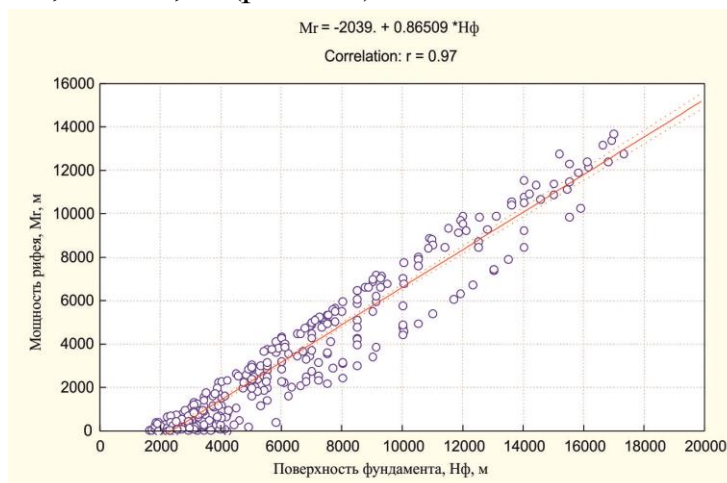


Рис. 1.8. Зависимость между мощностью рифейских отложений и поверхностью фундамента рифейских авлакогенов Волго-Уральской НПП

Исследование мощности калтасинской свиты, считающейся пока основной НГМсвитой на востоке Русской платформы, выявило хорошую корреляционную связь мощности от поверхности фундамента ($r=0,8$), что позволяет прогнозировать мощность самой свиты и ее подразделений в зонах глубокого погружения, в частности, в Бельской впадине (рис. 1.9).

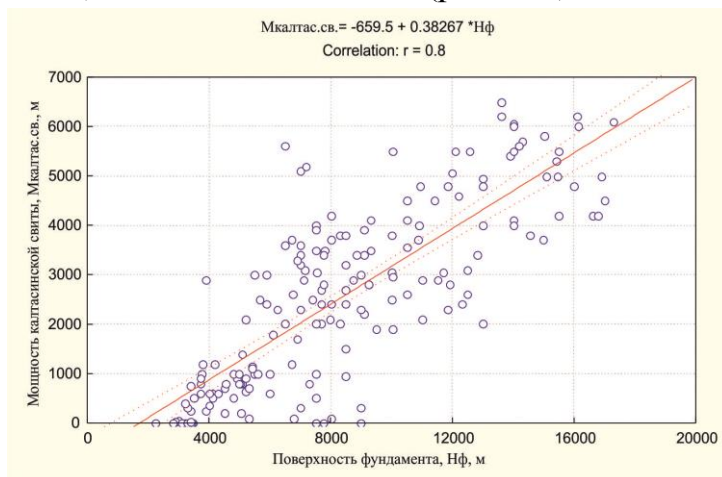


Рис. 1.9. Зависимость между мощностью калтасинской свиты и поверхностью фундамента рифейских авлакогенов Волго-Уральской НГП

При исследовании вендской поверхности выявлена определенная тенденция, как и в рифее, между глубинами поверхностей вендских отложений и фундамента ($r=0,42$) (рис. 1.10). Послевендские тектонические движения привели к общему их наклону в восточном направлении. При дифференцированном рассмотрении основных вендских структур выявляются отличия. Так, для районов Верхнекамской впадины наблюдается определенная тенденция между глубинами залегания венда и фундамента ($r=0,49$). При этом на графике условно выделяются две области точек, где поверхность фундамента залегает до 4 и более 4 км, которые связаны с различным положением вендских отложений относительно фундамента в пределах впадины, где в северной части породы венда лежат на фундаменте, а в южной части – на нижнерифейском основании (рис. 1.11).

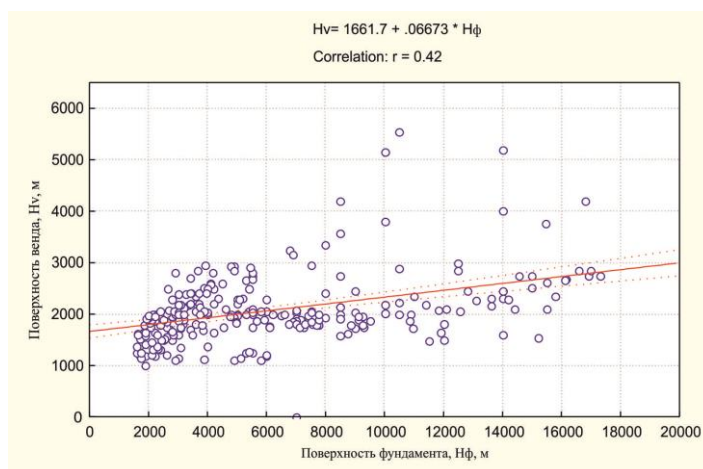


Рис. 1.10. Зависимость между поверхностью вендских отложений и фундамента Волго-Уральской НГП всей территории развития венда

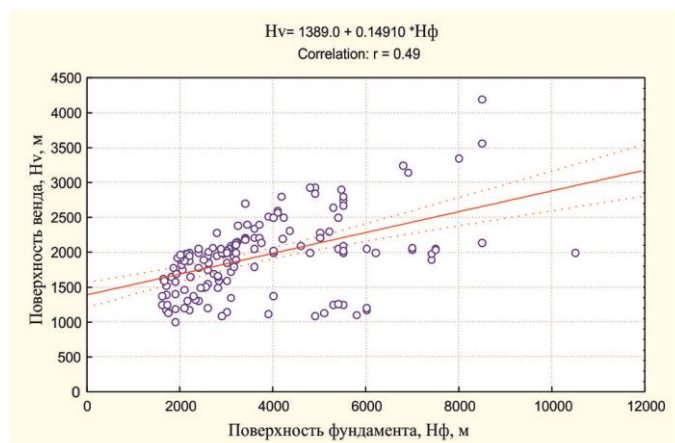


Рис. 1.11. Зависимость между поверхностью вендских отложений и фундамента Верхнекамской впадины

В отличие от Верхнекамской, в Шкапово-Шиханской впадине и Сарапульско-Яныбаевской седловине практически отсутствует связь между вендом и фундаментом, вероятно, вследствие мощной толщи рифейских пород в Шкапово-Шиханской впадине и сокращенной мощности как вендских, так и рифейских отложений в Сарапульско-Яныбаевской седловине (рис. 1.12, 1.13).

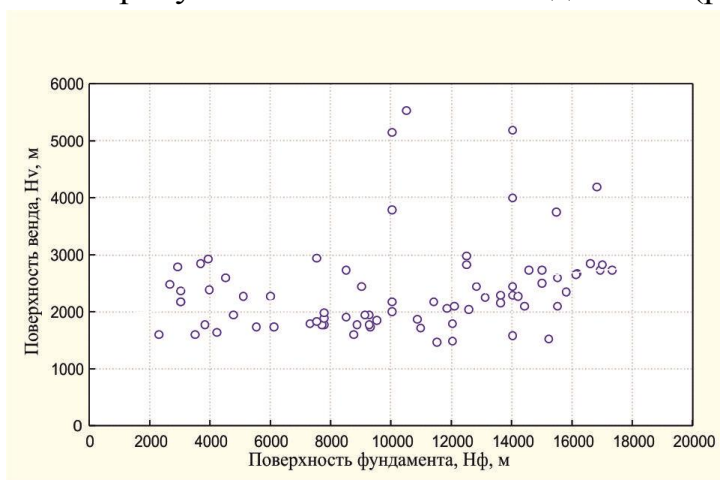


Рис. 1.12. Зависимость между поверхностью вендских отложений и фундамента Шкапово-Шиханской впадины

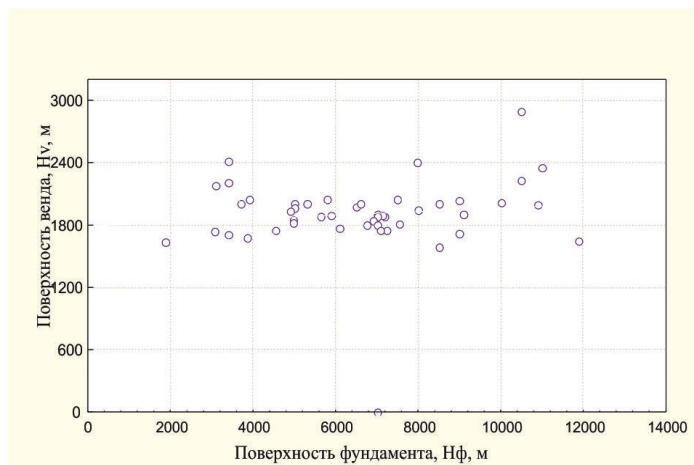


Рис. 1.13. Зависимость между поверхностью вендских отложений Сарапульско-Яныбаевской седловины

При этом для внутренней зоны основных рифейских прогибов обнаружена очень хорошая связь между глубинами поверхностей венда и рифея ($r=0,86$) (рис. 1.14).

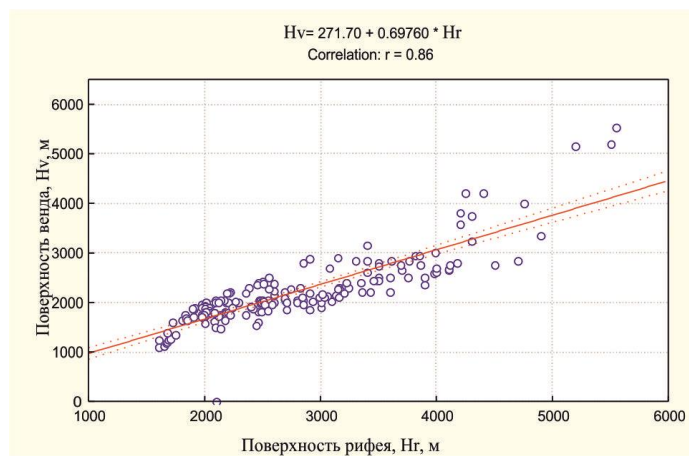


Рис. 1.14. Зависимость между поверхностью вендских и рифейских отложений на территории развития рифея

Зависимость с очень высокой достоверностью позволяет проводить прогнозирование развития поверхности рифея при вскрытии поверхности венда. В то же время наличие такой связи опровергает широкий размыв на всей территории рифейской и вендской поверхностей (до 1000 и более м). Высокая корреляционная связь также установлена между мощностью рифейско-вендского комплекса в целом и глубиной фундамента (рис. 1.15), которая, видимо, связана с большим вкладом рифейских образований. Мощность вендских образований не зависит от глубины фундамента (рис. 1.16), однако связана с глубиной поверхности рифея зависимостью с высоким коэффициентом корреляции ($r=0,62$) (рис. 1.17). Причем при дифференцированном анализе определенная связь между мощностью венда и поверхностью фундамента наблюдается только для районов развития венда в Шкапрово-Шиханской впадине ($r=0,55$). Для остальной территории развития венда такая связь практически отсутствует, что связано с различиями в истории формирования вендских отложений в этих впадинах (рис. 1.18, 1.19, 1.20).

Для контроля вышеперечисленных статистических зависимостей были построены корреляционные связи по основным маркирующим горизонтам верхнего протерозоя и фундамента, полученные только по данным бурения скважин. В выборку включены данные по 16 скважинам, достоверно вскрывших фундамент.

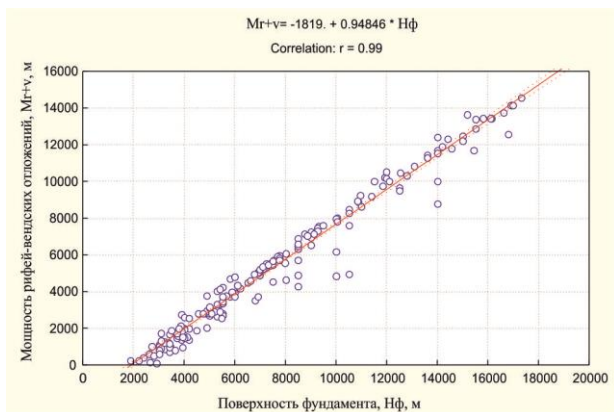


Рис. 1.15. Зависимость между суммарной мощностью рифей-вендских отложений и поверхностью фундамента всей территории развития верхнепротерозойского комплекса

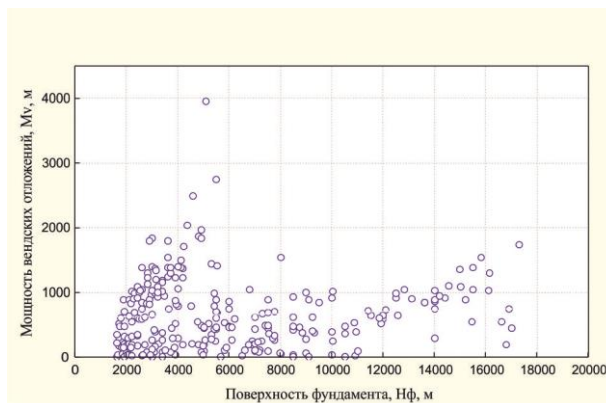


Рис. 1.16. Зависимость между мощностью вендских отложений и поверхностью фундамента всей территории развития венда

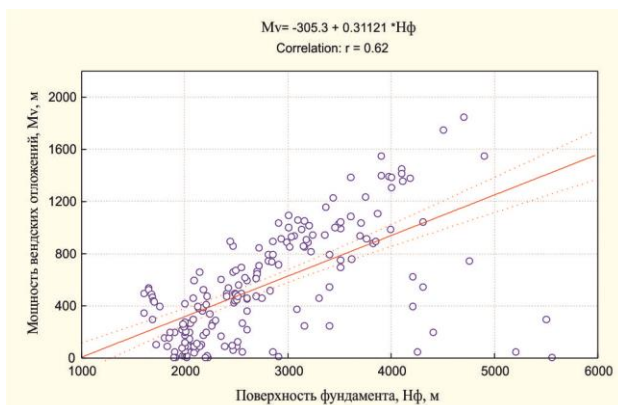


Рис. 1.17. Зависимость между мощностью вендских отложений и поверхностью рифея территории развития рифейских влакогенов

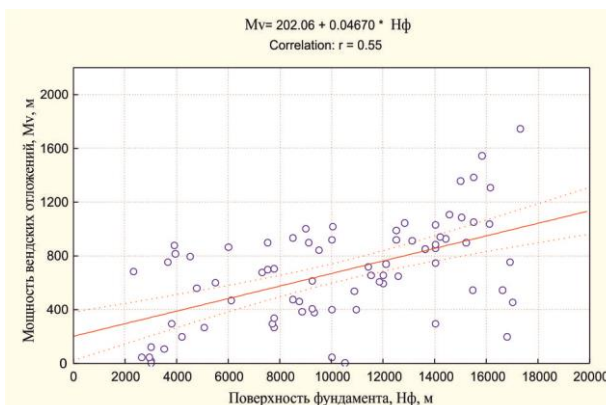


Рис. 1.18. Зависимость между мощностью вендских отложений и поверхностью фундамента Шкапово-Шиханской Впадины

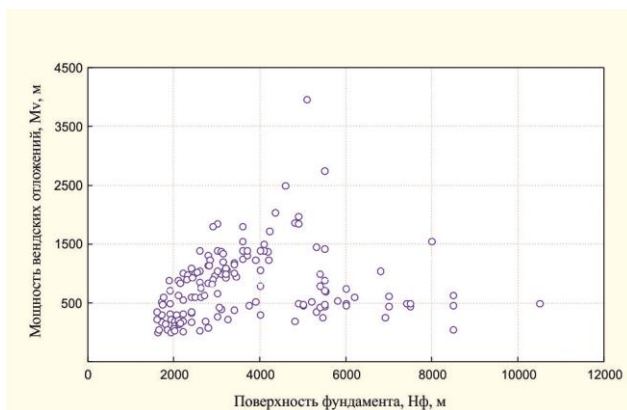


Рис. 1.19. Зависимость между мощностью вендских отложений и поверхностью фундамента Верхнекамской впадины

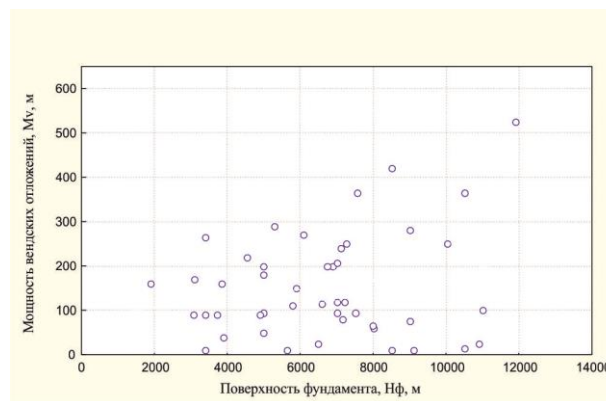


Рис. 1.20. Зависимость между мощностью вендских отложений и поверхностью фундамента Сарапульско-Яныбаевской седловины

Причем области исследования включают территории Удмуртии, Пермского края, северо-запада Башкортостана и востока Татарстана. В тектоническом отношении это северные и западные прибортовые зоны Камско-Бельского прогиба.

Несмотря на небольшой объем выборки, полученные корреляционные зависимости указывают на вполне определенные, хотя и невысокие связи между поверхностями рифея, венда и фундамента (рис. 1.21, 1.22, 1.23). Несколько повышенная по сравнению с другими связь наблюдается между поверхностями рифея и фундамента ($r=0,42$). Также как и для всей территории (по геофизическим данным) очень хорошая связь наблюдается между мощностями рифей-вендских отложений и глубиной залегания фундамента (по данным пробуренных скважин с коэффициентом корреляции 0,98) (рис. 1.24).

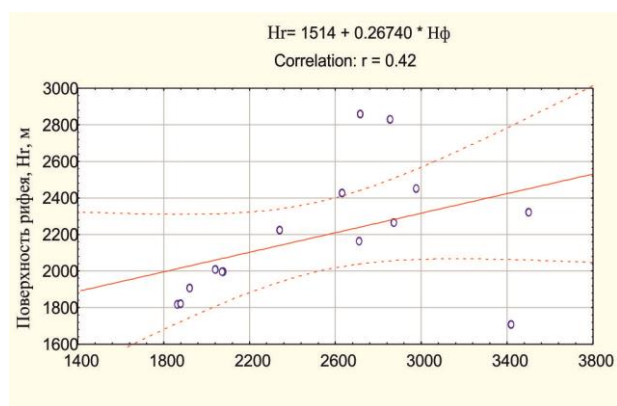


Рис. 1.21. Зависимость между глубинами поверхностей рифейских отложений и фундамента по данным бурения

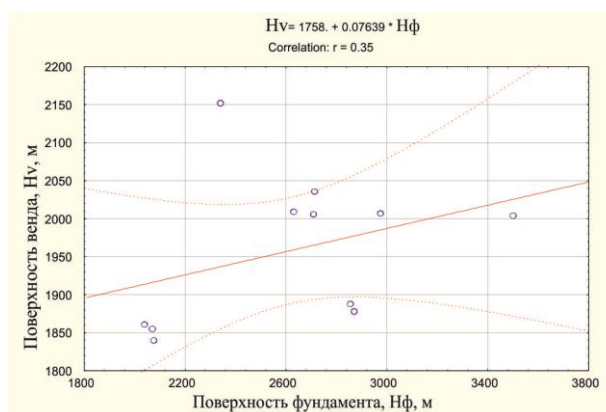


Рис. 1.22. Зависимость между глубинами поверхностей вендских отложений и фундамента по данным бурения

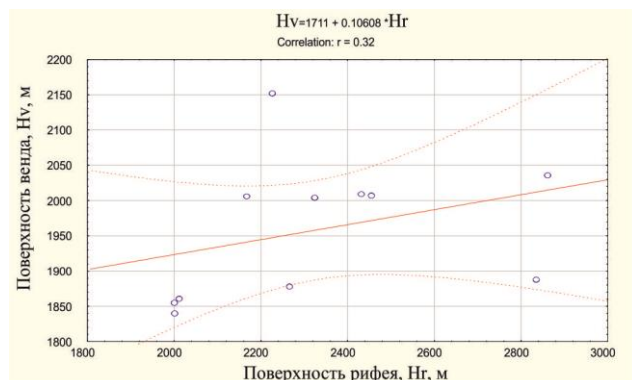


Рис. 1.23. Зависимость между глубинами поверхностей вендских и рифейских отложений по данным бурения

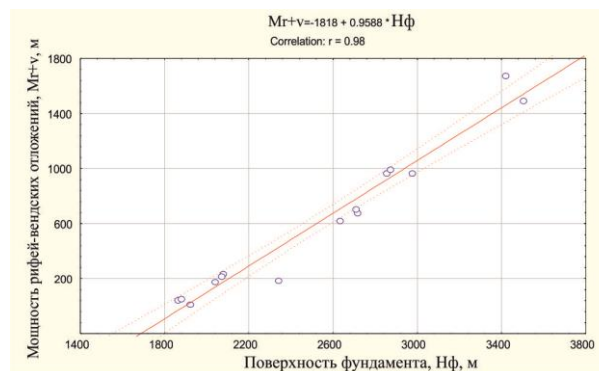


Рис. 1.24. Зависимость между мощностью рифей-вендских отложений и фундамента по данным бурения

Проведенный первый опыт корреляций поверхностей и мощностей рифея и венда свидетельствует о возможности прогнозирования геологического строения отложений на большие глубины.

В додевонских отложениях ВУНГП геохимическими исследованиями доказано наличие нефтегазоматеринских толщ, хотя нефтегазоматеринские свиты и основные закономерности распределения углеводородов в этих породах до настоящего времени четко не установлены. Анализ распределения проявлений углеводородов в рифей-вендских образованиях свидетельствует о том, что положение нефтематеринских толщ в разрезе в какой-то степени оказывает влияние на распределение нефтегазопроявлений и рассеянной битуминозности в вышележащих отложениях. Как и в большинстве других регионов, в древних отложениях ВУНГП накапливалось органическое вещество (ОВ) сапропелевого типа, для которого основными исходными организмами служили продукты разложения фитопланктонных и зоопланктонных организмов [99]. Верхнедокембрийские породы характеризуются невысокими содержаниями органического вещества. Органический углерод и битумоиды распространены крайне неравномерно [71, 77, 78, 79]. На фоне общей обедненности ОВ нижнерифейские отложения отличаются повышенными концентрациями. На востоке Русской платформы именно отложения калтасинской свиты нижнего рифея характеризуются как нефтегазоматеринские породы [32].

Нефтегазопроявления УВ установлены также в самой калтасинской свите и связаны с отложениями саузовской, арланской и ашитской подсвит. В надкалтасинской тукаевской свите среднего рифея нефтепроявления связаны с нефтепроизводящими толщами калтасинской свиты, в байкибашевской свите венда проявления УВ выявлены в основном там, где она залегает на калтасинских карбонатных породах. Нефтегазопроявления в старопетровской свите территориально совпадают с распространением первично-битуминозных толщ калтасинской и самой старопетровской свит. Калтасинская свита в полном объеме вскрыта на северо-западе Башкортостана (Арлан № 7000) и в Удмуртской Республике (Ижевская № 20), а также наиболее полно пройдена в Пермском крае (Бедряжская № 203, Ножовская № 92). В южной (Бельской) зоне калтасинская свита бурением не вскрыта, так как залегает на глубине более 5 км, и представления о ее строении основываются на закономерностях, выявленных для северной зоны и геофизических материалах [59, 61, 68].

Комплексные результаты геохимических исследований отложений калтасинской свиты (Пермский край, Башкортостан, Удмуртия, Татарстан) позволили выделить стадии катагенетической преобразованности ОВ от МК₂-МК₃ в северных и западных районах прогиба до МК₄₋₅ на юго-востоке, где отложения залегают на глубине 7–8 км (рис. 1.25).

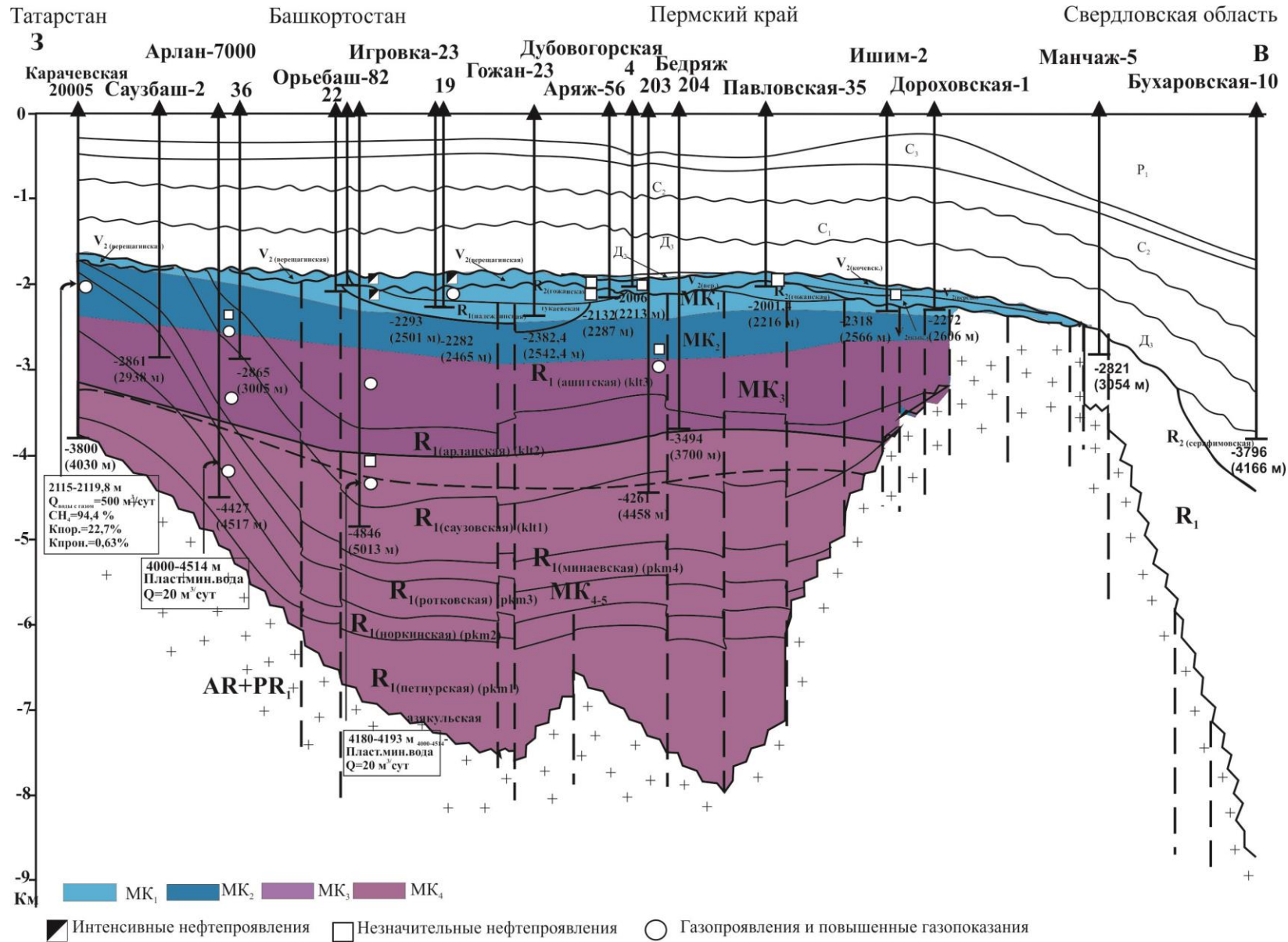


Рис. 1.25. Геологический профиль через центральную часть Камско-Бельского прогиба

Литологические исследования разреза рифей-вендских отложений Волго-Уральской НПП показывают, что значительное место в разрезе занимают песчано-алевролитовые породы мощностью от десятков до сотен метров. В нижнем рифее – это песчаники норкинской и ротковской подсвиты, в среднем рифее – тукаевской и усинской свиты, в верхнем рифее – леонидовской и приутовской свиты. Разрез вендских отложений также представлен в основном терригенными породами. Изучение коллекторских свойств этих пород показали, что они обладают в основном низкими свойствами. Это непроницаемые и слабопроницаемые, низкочемкие коллектора. В рифее и венде породы с удовлетворительными коллекторскими свойствами развиты в отложениях нижнего рифея: в породах ротковской подсвиты прикамской (троицкая) свиты (Камско-Бельский прогиб, Бавлинско-Балтаевский грабен, Серноводско-Абдулинский авлакоген), надеждинской свите (приосевая часть Камско-Бельского прогиба), в среднем рифее: в породах тукаевской (гожанской) (Орьебаш-Татышлинско-Чернушинская зона Камско-Бельского прогиба, Серноводско-Абдулинский авлакоген, Бавлинско-Балтаевский грабен) и в венде (Верхнекамская, Шкапово-Шиханская впадины, Сарапульско-Красноуфимская седловина) [31, 85, 94]. Среди терригенных пластов и толщ рифея и венда встречаются прослои песчаников с повышенными коллекторскими свойствами (средне- и высокочемкие коллектора), которые, по видимому, связаны с зонами развития трещиноватости [56, 87].

В нижнем рифее среди песчаников ротковской подсвиты прикамской свиты встречаются поровые коллектора (пористость изменяется от 1 до 22,7%, проницаемость – 0 до 0,63 мкм²), о чем свидетельствуют определения их емкостных свойств и результаты опробования отдельных скважин на приток (Пермский край, Башкортостан) [66, 67]. Покрышками над породами-коллекторами могут быть: над песчаниками ротковской подсвиты прикамской свиты – сравнительно выдержанные, мощные (20–50 м и более), регионально развитые аргиллиты и мергели минаевской подсвиты. Коллекторские свойства терригенно-карбонатной толщи калтасинской свиты изучены по керну слабо и в основном в верхней ашитской подсвите. По данным исследований, пористость изменяется от 5 до 10%, проницаемость – от 0,01 до 0,02 мкм². Однако газопроявления и повышенные газопоказания в терригенно-карбонатных отложениях саузовской, арланской свит и доломитов ашитской свиты косвенно указывают на наличие коллекторов в калтасинских отложениях. По данным петрографических исследований, возможные скопления УВ связывают с кавернозностью и трещиноватостью доломитов. В качестве возможных флюидоупоров могут рассматриваться плотные пласты аргиллитов, выделенные по результатам петрофизических исследований в разрезе скв. Бедряжская № 203 (Пермский край) в арланской подсвите (3895-3982 м, 4155-4219 м), которые, если имеют регио-

нальное распространение, при благоприятных структурных формах могут экранировать скопления УВ нижежащих отложений саузовской и нижней части арланской подсвет. В среднем рифее лучшими коллекторскими свойствами обладают песчаники гожанской (тукаевской) свиты. Пористость колеблется в разных районах от 1,2–4,3 до 18–20%, проницаемость – 0,01–0,46 мкм². Покрышками над отложениями тукаевской свиты могут служить глинисто-карбонатные отложения ольховской свиты. Верхневендские отложения содержат пачки, пласты и толщи песчано-алевролитовых пород с хорошими и удовлетворительными коллекторами, которые чередуются с пачками и толщами плотных алевролитоглинистых пород. В вендском комплексе выделяется шесть проницаемых пластов [7, 8]. Выраженность и выдержанность пластов неодинаковая. В среднем мощность вендских пластов изменяется от единиц до 40–50 м. Открытая пористость пород колеблется от 1 до 24%, проницаемость – от 0,001 до 0,245 мкм² [87]. Получение притоков высокоминерализованных, метаморфизованных вод в отдельных скважинах из пластов-коллекторов верхнего докембрия свидетельствует о наличии на зональных и локальных участках благоприятного сочетания пластов-коллекторов и флюидоупоров.

На территории Волго-Уральской НГП в верхнепротерозойских отложениях установлены непромышленные притоки нефти, многочисленные нефте- и газопроявления различной интенсивности, зафиксированные на различных стратиграфических уровнях. В табл. 1.1 учтены все нефтегазопроявления, в том числе установленные в последние годы (Восточно-Аскинская, Леузинская и др. площади). В вендских отложениях наиболее значимые нефтегазопроявления зафиксированы в основном в песчаниках и алевролитах кыквинской свиты (возрастной аналог в Башкортостане – байкибашевская свита) верхнего венда (V₂kk). По керну в этих породах отмечены выпоты, примазки и пропитка густой черной нефтью, иногда битумом. Наибольшее количество нефтепроявлений по керну выявлено в скважинах на территории Удмуртской Республики и Пермского края [1]. При испытаниях в колонне в отдельных скважинах (Дебесская № 503, Ефремовская № 1018, Верещагинская № 60, Очерская № 14) отмечен приток пластовой воды с пленкой нефти, а в скважинах Шарканской площади (Удмуртская Республика), Соколовской и Сивинской площадей (Пермский край) в кыквинских песчаниках отмечен приток тяжелой нефти. Повышенные газопоказания в этих отложениях зафиксированы в скв. № 1 Киенгопской площади, в скважинах Золотаревская № 95, Соколовская № 51, Кипчакская № 1.

Таблица 1.1

Распределение залежей нефти и нефтегазопроявлений в рифей-вендских отложениях по площадям Волго-Уральской НГП

Комплекс, свита, подсвита		Республика Удмуртия								Кир. обл.	Пермский край																						
		Балезинская	Дебеская	Зурина	Ижевская	Киенгопская	Кулигинская	Лозлоковская	Поломская (Ефремовская)	Титпинская	Шарканская	Ниримская	Аряжская	Батьрайская	Бедряжская	Бородулинская	Верещагинская	Гаринская	Дубовогорская	Ишимовская	Куединская	Очерская	Павловская	Сивинская	Соколовская	Северокамская	Таныпская	Таргинская	Таушская	Черновская	Шуртанская	Этышская	
V ₂	Карлинская																																
	Салиховская (Велвинская)																																
	Верещагинская												□	□														▣					
	Кыквинская (Байкибашевская)	□	▣	▣	○	▣	▣	■	□	■	□				▣	■		□	□	□	▣	□	■	■	□	▣			□	▣	▣	□	
R ₃	Шиханская																																
	Приютовская																																
	Кушкульская (Леонидовская)																																
R ₂	Седяшская (Ольховская)																																
	Гожанская (Тукаевская)											□	▣							□							▣	□					
R ₁	Надеждинская																																
	Калтас.	Ашитская			□									○							□									▣			
		Арланская												□																			
		Саузовская																															
	Прикамская (Боровская)							▣									□						▣	▣									
AR-PR ₁																																	

Продолжение таблицы 1.1.

Комплекс, свита, подсвита		Башкортостан																Татарстан		Оренбург	Свердловская обл.					
		Апреловская	Арланская	Вост.-Аскинская	Игровская	Ишимбайская	Кабаковская	Калтасинская	Кипчакская	Копей-Кубовская	Леузинская	Ново-Казанчинская	Орьбашская	Салиховская	Сараевская	Серафимовская	Старопетровская	Усть-Айская	Чекмагушская	Шиханская	Шапововская	Бавлинская	Сулинская	Байтуганская	Ольховская	Аракаевская
V ₂	Карлинская							○					○			□										
	Салиховская (Велвинская)				□	○			▲				□	□	○											
	Верещагинская (Старопетровская)	□			▲					▲							▲	□								
	Кыквинская (Байкибашевская)				▲						▲															
R ₃	Шиханская																		○							
	Приютовская																			○						
	Кушкульская (Леонидовская)																		○		▲	○			■	
R ₂	Седяшская (Ольховская)							▲		○																
	Гожанская (Тукаевская)			○	○		○					▲			▲											○
R ₁	Надеждинская																									
	Калтас. Ашитская			○																						
	Калтас. Арланская		○	□								○	□													
	Калтас. Саузовская																									
Прикамская (Боровская)																							▲			
AR-PR ₁																										

■ -1 ▲ -2 □ -3 ○ -4

1 - непромышленный приток; 2 - интенсивные нефтепроявления; 3 - незначительные нефтепроявления; 4 - газопроявления и повышенные газопоказания

В песчаниках салиховской свиты (V_{2sl}) по керну отмечена пропитка газированной нефтью (конденсатом?) песчаников в скв. Салиховская № 51, запах нефти – в песчаниках того же возраста в скв. Сараевская № 1, Серафимовская № 7 [86]. Единичные нефтегазопроявления по керну выявлены в отложениях старопетровской (верещагинской) свиты.

В верхнерифейских отложениях нефте- и газопроявления и повышенные газопоказания зафиксированы в Башкортостане (Шкаповская, Шиханская площади) и на территории Татарстана (Бавлинская, Сулинская, Урус-Тамакская площади) в песчаниках леонидовской, приутовской и шиханской свит [65, 80].

В керне скв. Байтуганская № 2 наблюдается неравномерное нефтенасыщение пород по всему разрезу свиты, наиболее интенсивное в нижней части. На других площадях нефтегазопроявлений в верхнем рифее не выявлено.

В отложениях среднего рифея пропитка нефтью и битуминизация отмечаются в песчаниках гожанской (тукаевской) свиты на Батырбайской, Гаринской, Куединской, Таныпской, Тартинской площадях Пермского края. Повышенные газопоказания по ГИС и разгазирование глинистого раствора зафиксированы при бурении скважин Игровская № 20, Кабаковская № 52, Серафимовская № 65 и др. в Башкортостане.

Нефтегазопроявления в отложениях нижнего рифея выявлены в калтасинских (R_{1kl}) доломитах и прикамских (R_{1prk}) песчаниках. Наиболее нефтенасыщенными (по керну) являются калтасинские доломиты в скважинах Зуринская № 18, Ижевская № 20, Шарканские № 1052, № 1067, № 1070, Бедряжские № 203, № 204, Очерская № 14, Черновская № 41. Битуминозные доломиты калтасинского возраста вскрыты скв. Арланская № 3, Саузбашевская № 2 (Башкортостан), Манчажская № 5 (Свердловская область). При испытании в процессе бурения притоки глинистого раствора с газом зафиксированы в отложениях арланской подсвиты (R_{1ar}) Сарапульской параметрической скважины 1, а также отмечены слабые нефтегазопроявления по ГИС и в процессе бурения в калтасинских отложениях скв. Орьебашская № 82. Прикамские песчаники неравномерно насыщены нефтью в скв. Зуринская № 18, Кулигинская № 510, Полумская № 1012, Ефремовская № 1018, Краснокамская № 191, Соколовские № 51, № 57. При испытаниях в процессе бурения отмечен приток пластовой воды с пленкой нефти из прикамских отложений скв. Ефремовская № 1018.

Кроме нефтегазопроявлений при испытаниях скважин зафиксированы притоки пластовой воды, что указывает на наличие водонасыщенных коллекторов. Притоки минерализованной воды отмечены в кыквинских отложениях нижнего венда на Смольниковской, Киенгопской, Кулигинской, Полумской площадях Удмуртской Республики, Бородулинской площади Пермского края, Кушкульской площади Республики Башкортостан, Боровской площади Самар-

ской области. Водоносны леонидовские (R_3ln) песчаники Бавлинской, Кандызской, Сулинской и Подгорной площадей Татарстана. Пластовая вода получена из нижнерифейских (прикамских) отложений на Поломской, Таныпской, Арланской, Карача-Елгинской, Мензелино-Актанышской площадях из арланских отложений Арланской площади. Водоносны также тукаевские (гожанские) песчаники среднего рифея Орьебашской, Серафимовской, Сергеевской площади.

В Пермском крае непромышленные залежи тяжелой нефти установлены в песчаниках кыквинской свиты верхнего венда (V_{VI}) на Соколовской (Ларионовская залежь, скв. № 52), Сивинской (Сивинская залежь, скв. № 1), Верещагинской (скв. № 37) площадях. При испытании скважин на приток дебиты нефти составили от 1,1 до 3,7 м³/сут., плотность нефти высокая – от 0,920 до 0,955 г/см³. В 1986 г. в Удмуртии открыто Ефремовское месторождение, на котором в скважине № 1018 из верещагинской свиты верхнего венда (V_V) (2586–2591 м) получен приток высоковязкой нефти (139,1 мПа, плотность 0,966 г/см³, дебит 3,6 м³/сут). При испытании в колонне нижележащих пластов венда были также получены слабые притоки тяжелой нефти (плотность 0,958 г/см³). Мощность нефтенасыщенных песчаников – 7 м. Нефтегазопроявления зафиксированы на различных стратиграфических уровнях: в прикамской (Соколовская, Сивинская); калтасинской (Черновская, Очерская, Бедряжская и др.) свитах нижнего рифея; гожанской (тукаевской) (Гаринская, Таныпская, Куединские) свите среднего рифея; кыквинской (байкибашевской) (Бородулинская, Верещагинские, и др.); верещагинской (старопетровской) (Аряжская, Батырбайская, Тартинская) свитах верхнего венда. В последние 10–20 лет новые нефтепроявления и залежи выявлены в Удмуртии на Шарканской и Тыловайской площадях, в песчаниках бородулинской серии верхнего венда. Многочисленные нефте- и газопроявления отмечены в рифей-вендских отложениях Татарстана (Карачевская, Мензелино-Актанышская, Сулинская и др.), Башкортостана (Арлан, Орьебаш, Южно-Тавтимановская, Морозовская, Восточно-Аскинская и др.), Кировской области (Золотаревская, Ниримская).

Таким образом, основные особенности строения и нефтегазоносности рифей-вендских отложений Волго-Уральской НГП, выявленные по литературным данным и результатам исследований, заключаются в следующем.

В рифее широко развиты рифтогенные структуры, выполненные мощными (до 9–10 км) осадочными образованиями с проявлением вулканической деятельности. Большая глубина погружения отложений (до 5 км и более) создает более жесткие современные и палео-термобарические условия, чем в вышележащих палеозойских комплексах. Наличие в рифее и венде крупных высокоамплитудных локальных структур платформенного типа, не осложненных и осложненных дизъюнктивными нарушениями, и более мелких рельефных ло-

кальных структур создают благоприятные тектонические и литофациальные условия для формирования ловушек. Общий подъем венд-рифейской толщи от Урала на запад-северо-запад и север при сокращении суммарной мощности отложений до полного выклинивания формирует условия для образования структурно-литологических ловушек.

Залежи тяжелой нефти открыты в венде, а также выявлено большое количество нефтегазопроявлений как в вендском, так и в рифейском комплексах. Кроме того, отмечается увеличение числа газопроявлений в глубокопогруженных частях Камско-Бельского прогиба. Установлено существование в разрезах рифея нефтегазоматеринских пород, наличие песчано-алевролитовых пластов-коллекторов в венде и рифее разного качества и карбонатных коллекторов в рифейских отложениях, связанных с кавернозностью и трещиноватостью доломитов, развитие глинистых флюидоупоров в вендских и рифейских отложениях. Статистические зависимости между строением основных маркирующих горизонтов рифея, венда и фундамента и развитием мощностей указывают на возможность использования методов математической обработки данных при прогнозе строения и нефтегазоносности древних отложений [13, 15, 16, 17, 19, 24, 26].

2. СОВРЕМЕННЫЕ ОСНОВЫ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ

2.1. Общие представления

В настоящее время рифей-вендский комплекс является наиболее крупным, но вместе с тем малоизученным потенциальным нефтегазоносным комплексом. Особенности строения и формирования древних отложений, низкая и неравномерная изученность, отсутствие или незначительные объемы целенаправленных и детальных поисков залежей УВ осложняют эффективное исследование этих толщ. Несмотря на длительную, более 50 лет, историю изучения рифей-вендских отложений, пока не существует единых подходов к оценке перспектив их нефтегазоносности [58, 62]. Поэтому важное значение имеют вопросы, связанные с повышением уровня прогноза нефтегазоносности. Решение таких вопросов связано с разработкой оптимального комплекса геолого-геофизических, геохимических, гидрогеологических, в том числе специфических критериев и показателей, которые позволяют выявлять все процессы формирования скоплений УВ: от генерации, эмиграции и аккумуляции до сохранности и разрушения залежей УВ. Вопросам разработке критериев прогноза нефтегазоносности посвящено большое количество работ А. А. Бакирова (1979), В. А. Дедеева и др. (1977), С. П. Максимова (1977), А. Э. Конторовича и др. (1979), И. И. Нестерова (1975), Д. И. Дробота, А. Н. Золотова и др., В. А. Дедеева, Л. З. Аминова, В. Г. Гецен и др., М. К. Калинин, В. А. Клубова, Е. С. Ларской и многих других [6, 47, 48, 51, 69, 71, 74, 77, 84, 91, 92].

В общем виде факторы нефтегазоносности представляют собой причины, движущие силы и условия, контролирующие процессы генерации, первичной миграции (эмиграции), миграции, аккумуляции и разрушения УВ и их залежей в земной коре [103]. Основными факторами являются сила тяжести, давление, температура и физико-химическое взаимодействие комплексов пород и флюидов. Учитывая, что количественно оценить влияние каждого фактора нефтегазоносности сложно, при изучении процессов формирования месторождений УВ используются признаки и показатели нефтегазоносности.

Признаки нефтегазоносности – геологические параметры, по которым наблюдается существенное отличие геологических объектов, содержащих запасы УВ и объектов, их не содержащих. Признаки обычно делят на прямые (выходы нефти и газа, включения битумоидов и др.) и косвенные (некоторые черты строения геологических объектов, характер изменения коллекторов и НГМП и др.).

Показатели нефтегазоносности являются внешней, количественной оценкой факторов нефтегазоносности. В качестве показателей нефтегазоносности используются те признаки нефтегазоносности, по которым можно судить о характере и направленности процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Для того чтобы тот или иной признак нефтегазоносности мог быть использован в качестве показателя, необходимо выявить как общие закономерности его изменения в пространстве и во времени, так и особенности проявления этих закономерностей в пределах изучаемого геологического объекта.

Критерии оценки нефтегазоносности – наиболее более высокий уровень, включает в себя часть показателей, которые могут быть положены в основу классификации геологических объектов по степени их перспективности. Выбор критериев осуществляется на основе эмпирических и теоретических закономерностей. Особенностью показателей и критериев является то, что они основаны на косвенных признаках нефтегазоносности и дают лишь вероятностную оценку возможности обнаружения залежей УВ. Переход «признака» в группу «показателей» и далее – «критериев» прежде всего определяется степенью изученности закономерностей его изменения.

Существуют различные классификации показателей и критериев прогноза нефтегазоносности. По масштабам проявления, степени изученности территории и в зависимости от стадии проводимых на ней геологоразведочных работ все критерии подразделяются на глобальные (межбассейновые), региональные (бассейновые), зональные и локальные (внутрибассейновые) [47]. К глобальным критериям относятся показатели, которые отражают общий уровень знаний о геологических процессах, приводящих к формированию в пределах того или иного осадочного бассейна скоплений УВ: геотектоническое положение и генетический тип осадочного бассейна, длительность и характер развития процесса седиментации, возраст осадочного чехла и главных нефтегазоносных комплексов, палеогеографическое положение бассейна и др. Следует отметить, что для осадочных бассейнов, в которых установлены процессы значительного нефтегазонакопления, характерным является совпадение всех или большинства глобальных критериев. Региональные критерии применяются для оценки перспективности конкретного бассейна и определяются различным набором количественных показателей. Среди региональных критериев обычно выделяются следующие: наличие мощных осадочных толщ как генераторов больших масс УВ, мощных резервуаров, крупных ловушек, хороших покрышек, близость или удаленность зон нефтегазонакопления по отношению к зоне нефтегазогенерации, преобладание в разрезе морских отложений, достаточная катагенетическая превращенность ОВ, благоприятное тектоническое развитие структур и др. Зональные и локальные критерии прогноза нефтегазоносности позволяют оценить

перспективность отдельных нефтегазосодержащих элементов осадочного бассейна, нефтегазоносных комплексов и структурных зон. Применяются также классификации по областям нефтегазовой геологии: тектонические, литолого-фациальные, геохимические, гидрогеологические, стратиграфические. На рис. 2.1 приведен пример такой классификации критериев нефтегазоносности по Н. И. Буялову (1979).

Так как прогноз нефтегазоносности не может быть корректно выполнен по одному показателю, необходимо использовать комплекс показателей и критериев, отражающих всю совокупность условий формирования месторождений. При этом состав комплекса определяется задачами прогноза, спецификой района, принятой концепцией формирования месторождений, масштабами объекта прогноза и степенью его изученности.

Комплекс показателей и критериев нефтегазоносности должен быть относительно полным и в то же время оптимальным. В первом случае это отражает все особенности формирования залежей УВ: от процессов генерации, миграции и аккумуляции УВ до условий и факторов сохранности аккумулированных УВ. Во втором случае важное значение имеет учет показателей, отражающих необходимые и достаточные условия, которые по возможности исключали бы дублирование, то есть использование оптимального минимума показателей. Так, при оценке объектов наиболее крупного уровня оказывается достаточным не большое число критериев, среди которых доминируют тектонические, отражающие условия генерации УВ и консервации залежей. На зональном уровне роль тектонического фактора снижается при возрастании роли литологического, геохимического и гидрогеологического факторов. На локальном уровне роль тектонического фактора сводится к минимуму, однако общее число критериев резко возрастает. При рассмотрении показателей по отраслям геологических наук в одном случае возможен неучет части показателей, характеризующих весь процесс образования залежей УВ, в другом – ряд показателей может быть информативным для различных стадий формирования месторождений. Поэтому при прогнозе нефтегазоносности наиболее эффективным является использование оптимального комплекса показателей и критериев, дифференцированных по основным стадиям формирования залежей УВ.

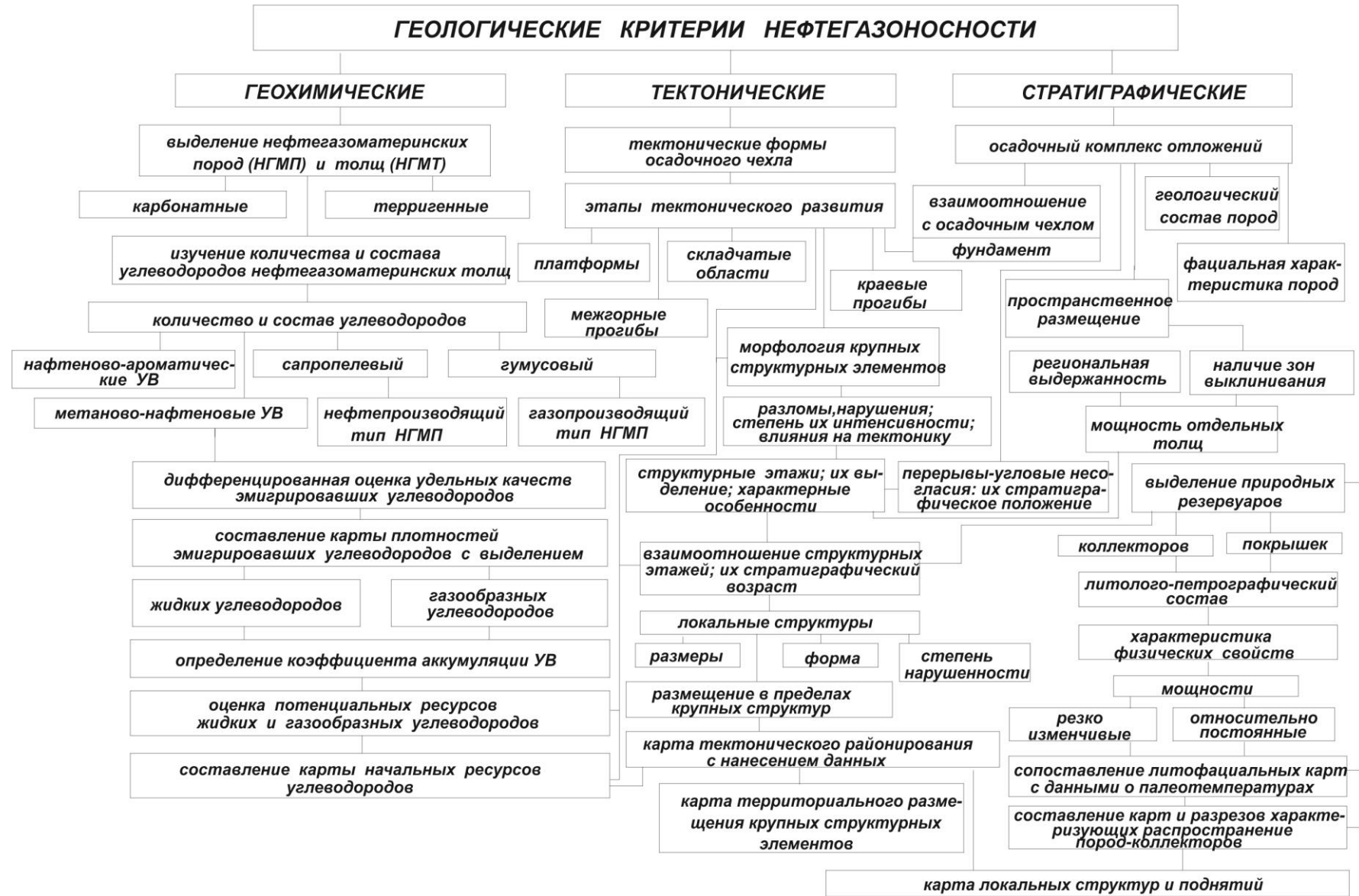


Рис. 2.1. Классификация геологических критериев оценки нефтегазоносности (по Н. И. Буялову, 1979 г.)

Например, *тектонические показатели* [47, 103] позволяют классифицировать нефтегазоносные объекты по условиям, в которых протекают как процессы генерации, эмиграции, миграции, аккумуляции, так и разрушения УВ и их залежей. Обычно эти показатели подразделяются на структурные, палеотектонические и неотектонические. Структурные показатели дают возможность оценить современную структуру нефтегазоносного объекта. Из них главными являются два: тектонотип объекта и объем (или мощность) осадочных горных пород в пределах объекта. Тектонотип дает суммарную оценку результата процессов, определивших нефтегазоносность объекта, а объем (мощность) осадочного выполнения определяет масштаб объекта. В целом большинство исследователей [47] относят седиментационные бассейны активных окраин континентов (в отличие от пассивных окраин) к малоблагоприятным в отношении нефтегазоносности. Высокоблагоприятными считаются платформы и краевые прогибы, тогда как складчатые области и пояса – малоблагоприятными. По генетическому типу наиболее благоприятны платформенный и отчасти платформенно-орогенный типы, тогда как орогенные бассейны обычно характеризуются низкой перспективностью.

Применение такого показателя, как объем (мощность) осадочного выполнения, связано с выявленной еще в начале освоения ресурсов УВ и подтвержденной в последующие годы глобальной закономерностью – более 90% запасов УВ связано с осадочным чехлом или основные промышленные скопления нефти и газа пространственно связаны с осадочными неметаморфизованными породами. Убедительным подтверждением правильности использования данного показателя является применение его в объемно-статистическом методе оценки ресурсов [89]. Белонин М. Д. и др. (1988) показали непрерывное уменьшение абсолютного значения этого показателя по мере увеличения глубины залегания для большинства бассейнов [11]. В то же время, в зависимости от морфологии бассейнов, этот показатель может и не изменяться. Например, для Прикаспийской впадины наблюдаются резкие бортовые уступы, вследствие чего площадь распространения осадков на глубинах до 5–6 км почти не меняется. Для верхнепротерозойского комплекса Волго-Урала, в частности, характерны большие мощности неметаморфизованных осадочных рифейских отложений при их большой глубине залегания. В целом «мощность осадочного чехла» – показатель комплексный. В нем учитывается регионально идущий процесс генерации УВ (в соответствии с осадочно-миграционной теорией), наличие в осадочных отложениях путей для миграции УВ, а также условий для аккумуляции залежей. Вассоевич Н. Б. и Калинин М. К. [69] еще в 50-х гг. отмечали, что для развития в бассейне процессов нефтегазонакопления толщина выполняющих его осадков должна быть не меньше 2 км. Интересно отметить, что распределение

объемов осадочного чехла по глубинам существенно влияет на фазовый состав УВ. Известна общая закономерность [69]: для бассейнов (или крупных частей бассейнов) со значительными мощностями осадочного чехла более 3–4 км характерен газонефтяной, нефтегазовый или газовый состав УВ ресурсов. В конкретных геологических условиях, кроме основных показателей при классификации нефтегазоносных объектов, учитывают также степень и характер дислоцированности, соотношение положительных (преимущественно аккумулярующих) и отрицательных (преимущественно генерирующих) структур, время и масштаб последнего этапа прогибания, количество и мощность слагающих разрезов комплексов, количество и тип несогласий.

Палеотектонические показатели позволяют классифицировать нефтегазоносные объекты по характеру процессов, сформировавших их современную структуру. Главными показателями являются максимальные глубины залегания слагающих разрезов комплексов и соотношение морфологии унаследованных и новообразованных структур. Первый из них позволяет классифицировать нефтегазоносные объекты в большей части по генерационному потенциалу и времени формирования залежей, второй – по отношению к вероятным путям миграции и по времени переформирования залежей. Из других палеотектонических показателей следует отметить соотношение этапов прогибания и воздымания, время и продолжительность формирования поверхностей несогласий и разрывных дислокаций, характер и масштаб магматизма.

Неотектонические показатели дают возможность классифицировать нефтегазоносные объекты в основном по условиям сохранности и возможного переформирования существующих залежей УВ. Основными неотектоническими показателями являются абсолютные амплитуды новейших поднятий и интенсивность новейших движений. Считается, что в районах с большими амплитудами новейших поднятий и повышенной интенсивностью новейших движений существенно ухудшаются условия сохранности залежей УВ.

Литолого-фациальные показатели, как правило, оценивают горизонтальную и вертикальную неоднородность разреза, а также дают возможность классифицировать нефтегазоносные объекты по условиям формирования осадочных разрезов. Литолого-фациальным показателям и критериям нефтегазоносности уделяли внимание многие авторы [39, 47, 70, 92 и др.]. Обычно к литолого-фациальным относят такие показатели, как условия и скорость осадконакопления, формационный состав отложений, выдержанность пластов по площади осадочного бассейна, соотношение морских и континентальных отложений в осадочном разрезе, соотношение терригенных и карбонатных отложений, доля красноцветных отложений в осадочном разрезе, песчаность и глинистость терригенных разрезов, фациальная характеристика пород-покрышек и пород-

коллекторов в пределах объектов, состав, особенности строения и степень уплотнения покрышек, мощности коллекторов и покрышек, состав, особенности строения и степень уплотнения проницаемых частей комплексов, доля нефтегазоматеринских пород в разрезе, магматизм, окислительно-восстановительные обстановки диагенеза и многие другие. Иногда литолого-фациальные показатели подразделяются на литологические и палеогеографические. В основе применения данных показателей положены глобальные и региональные закономерности. Так, развитие магматических пород неблагоприятно для формирования нефтегазоносности; глинистые толщи составляют основную часть НГМП; поровые коллекторы характерны для обломочных пород (чаще песчаников), реже органогенных и карбонатных, трещинные коллекторы наблюдаются в аргиллитах, карбонатах и породах фундамента и др. Часто при прогнозировании нефтегазоносности на глобальном и даже региональном уровнях, когда обычно объем информации минимален, литологические показатели заменяют гидрогеологические и геохимические, так как в целом описывают геологическую обстановку генерационных процессов и размещения залежей. Известно, что литолого-фациальный состав отложений пород интенсивно влияет на фазовый состав ресурсов УВ в осадочных бассейнах. Чем выше доля морских образований, обогащенных сапропелевым ОВ, тем выше доля жидких УВ. С некоторой долей условности к литолого-фациальным критериям могут быть отнесены показатели формационного состава и формирования циклов седиментации различного порядка. Например, доля НГМП в разрезе цикла седиментации I порядка, средняя скорость накопления осадков за цикл седиментации I порядка, полнота цикла седиментации I порядка по наличию осадков и литолого-фациальной выраженности всех фаз цикла, доля пород цикла седиментации в осадочном выполнении седиментационного бассейна, распространенность по площади осадочного бассейна отложений главного цикла седиментации, полнота циклов седиментации II–III порядка по наличию осадков и литолого-фациальной выраженности всех фаз цикла, литологически отражающих цикличность II–III порядков. В то же время в формировании циклов седиментации значительную роль играют тектонические факторы.

Литолого-фациальные показатели при оценке нефтегазоносности учитывают широкий спектр условий: от генерации до аккумуляции УВ и сохранности залежей. Так, соотношение морских и континентальных отложений в осадочном разрезе отражает генерационный потенциал. Содержание органического вещества в породах морских фаций обычно значительно больше, чем в континентальных, поэтому в отложениях морского генезиса создаются более благоприятные условия для генерации УВ. Исходя из этого, чем больше доля морских пород, тем выше УВ генерационный потенциал отложений. Выдержан-

ность пластов коллекторов и флюидоупоров по площади осадочного бассейна характеризует возможности латеральной и вертикальной миграции УВ, а состав, особенности строения, степень уплотнения и мощности коллекторов и покрышек отражают возможности аккумуляции и сохранности УВ. При этом следует учитывать, что один показатель может характеризовать несколько этапов формирования нефтегазоносности. Так, песчаность разреза позволяет оценить в основном миграционные и аккумуляционные возможности отложений. Литолого-фациальные критерии по основным стадиям формирования нефтегазоносности можно представить в общем виде следующим образом:

- критерии генерации УВ – соотношение морских и континентальных отложений в осадочном разрезе, соотношение терригенных и карбонатных отложений, песчаность и глинистость терригенных разрезов, доля нефтегазоматеринских пород в разрезе цикла седиментации I порядка, средняя скорость накопления осадков за цикл седиментации I порядка.

- критерии аккумуляции УВ – формационный состав отложений, выдержанность пластов по площади осадочного бассейна, песчаность и глинистость терригенных разрезов, фациальная характеристика пород-покрышек и пород-коллекторов в пределах объекта, состав, особенности строения, степень уплотнения, мощности коллекторов и покрышек, полнота цикла седиментации I порядка по наличию осадков и литолого-фациальной выраженности всех фаз цикла, доля пород цикла седиментации в осадочном выполнении бассейна, распространенность по площади осадочного бассейна отложений главного цикла седиментации, полнота циклов седиментации II–III порядка по наличию осадков и литолого-фациальной выраженности всех фаз цикла, распространенность по площади осадочного бассейна отложений, литологически отражающих цикличность II–III порядков.

- критерии сохранности залежей УВ – доля красноцветных отложений в осадочном разрезе, состав, особенности строения и степень уплотнения покрышек и проницаемых частей комплексов, мощности коллекторов и покрышек.

Геохимические показатели позволяют классифицировать нефтегазоносные объекты на региональном (реже – зональном) уровне в большей степени по генерационному потенциалу, по соотношению нефть-газ в прогнозных ресурсах УВ. Основными геохимическими показателями являются: тип и количественное содержание ОВ, степень катагенеза ОВ пород, степень битуминозности. Известны различные типы ОВ пород. Обычно считается, что сапропелево-гумусовое ОВ, образовавшееся преимущественно из остатков растений, является одной из главных составляющих рассеянного органического вещества (РОВ) нефтегазоматеринских и в большей степени газоматеринских пород [40, 76]. Гумусовое ОВ, источником которого служат остатки высших растений, состав-

ляет РОВ газоматеринских пород в условиях наличия рассеянных форм. Ископаемое ОВ сапропелевого типа, по мнению большинства исследователей, является основным органическим компонентом нефтематеринских свит. Органическое вещество рифей-вендских толщ представлено практически полностью сапропелевым типом. Концентрации РОВ и мощности обогащенных им пород существенно влияют на УВ генерационный потенциал пород. По эмпирическим данным принято, что промышленная нефтеносность связана с нефтематеринскими свитами, в которых плотность РОВ составляет более 1 млн т/км². Одним из важнейших геохимических показателей является плотность эмиграции УВ. Наличие толщ с плотностью более 1·10³ т/км² жидких УВ указывает на промышленные скопления.

Катагенез ОВ пород включает процессы изменения ОВ в результате увеличения глубины погружения и пластовой температуры. При этом преобразуется молекулярная структура ОВ, происходит термическая деструкция полимерных молекул, отрываются различные функциональные группы и выделяются жидкие и газообразные УВ. Генерация УВ происходит не равномерно, а с четко выраженными максимумами, которые называют главной зоной нефтеобразования (ГЗН) (градации МК₁-МК₃) и главной зоной газообразования (ГЗГ) (МК₄-АК₁). Основным фактор катагенеза – палеотемпература [3]. Тем не менее существенное значение имеют давление и геологическое время. Выделяют три стадии катагенетической преобразованности ОВ, которое проводят по изменению отражательной способности витринита [103]: протокатагенез ПК (приблизительные температуры до 90–100⁰С), включающий градации ПК₁ (Б₁, R₀ < 0,3), ПК₂ (Б₂, R₀ = 0,3- 0,4), ПК₃ (Б₃, R₀ = 0,4-0,5); мезокатагенез МК (приблизительные температуры до 200–220⁰С), включающий градации МК₁ (Д, R₀= 0,5-0,65), МК₂ (Г, R₀ = 0,65-0,85), МК₃ (Ж, R₀ = 0,85-1,15), МК₄ (К, R₀ = 1,15-1,55), МК₅ (ОС, R₀ = 1,55-2,00); апокатагенез АК (приблизительные температуры до 300⁰С), включающий градации АК₁ (Т, R₀ = 2,0-2,5), АК₂ (ПА, R₀ = 2,5-3,5), АК₃-АК₄ (А, R₀ = 3,5-11).

Степень битуминозности (битуминозный коэффициент) ОВ пород отражает концентрацию подвижных растворимых компонентов в ОВ пород. Повышенные концентрации в ОВ сингенетичных битумоидов являются признаком ГЗН. В условиях ГЗГ степень битуминозности пород вследствие истощения ими основного нефтематеринского потенциала резко снижается.

Гидрогеологические показатели [64, 92] в целом дают возможность определять условия нахождения флюидов в нефтегазоносных объектах, оказывающих влияние на процессы миграции и аккумуляции УВ, а также на разрушение залежей УВ. В меньшей степени они связаны с генерационными процессами. Различают две основные группы показателей: гидрохимические и гидродина-

мические. Первые учитывают солевой состав и минерализацию подземных вод, состав водорастворенных газов и водорастворенного ОВ, величину и контрастность гидрохимических аномалий. Вторые отражают степень закрытости недр, характер и длительность водообмена, величину и контрастность гидродинамических аномалий.

К гидрохимическим показателям относятся наличие гидрокарбонатных или хлоркальциевых вод, углеводородные растворенные газы и их упругость, азотный газ биохимического генезиса, аргон и гелий, радиоактивность, отсутствие сульфатов, повышенное содержание микрокомпонентов (йод, бром, аммоний, стронций, барий, фтор и др.), различные коэффициенты солевого состава, водорастворимые органические вещества: элементарный состав, органические и азотсодержащие кислоты и их соли, фенолы, порфирины, углеводороды и др. [108].

К гидродинамическим показателям относятся размеры артезианского бассейна, взаимоотношение инфильтрационных и седиментационных вод в бассейне, степень гидрогеологической закрытости района, наличие или отсутствие гидрогеологических окон, застойность вод, мощность и пространственное расположение зон активного водообмена, гидродинамическая связь между отдельными пластами, распределение современных уклонов в водоносных горизонтах, направление и скорости движения подземных вод [64].

Гидрогеологическая закрытость недр особенно важна, она оказывает большое влияние на характер и интенсивность водообмена в структурах бассейнов, глубину влияния поверхностных факторов, динамику вод и т.д. Наиболее благоприятные условия сохранения залежей УВ на платформах создаются в современных гидродинамических зонах затрудненного и весьма затрудненного водообмена, которые контролируются глубиной залегания региональных водоупоров, и, как следствие, подавляющее большинство месторождений нефти и газа располагаются именно ниже региональных водоупоров. Отсутствие региональных водоупоров и обстановки общей закрытости недр при наличии лишь локальной закрытости структур отрицательно влияет на существование залежей. Они обычно рано или поздно начинают разрушаться вследствие повышенного водообмена и высокой сульфатности вод. Даже мощности водоносных толщ с хорошими коллекторскими свойствами, но не разделенных локальными водоупорами, не могут благоприятствовать скоплению нефти, так как не способствуют созданию застойных зон и участков с относительно пониженной динамичностью вод. Некоторые исследователи приводят в качестве примеров Казанско-Кажимский авлакоген и Московскую синеклизу. Среди региональных водоупоров, контролирующих благоприятные условия для нефтегазоносности недр, обычно выступают мощные толщи соленосных и гипсово-ангидритовых

пород, глинистые и глинисто-карбонатные толщи и другие изолирующие покровы. Так, в отдельных изученных нефтегазоносных областях (например, в Непско-Ботубинской) основным нижним региональным флюидоупором для рифейско-вендского нефтегазоносного комплекса является галогенная толща усольской свиты нижнего кембрия, где сосредоточены все (100%) запасы Лено-Тунгусской НГП. В пределах Волго-Уральской и Тимано-Печорской НГП для глубоких горизонтов палеозоя региональным флюидоупором является толща тиманско-саргаевских глин. Высокая гидрогеологическая закрытость недр необходима для формирования высокоминерализованных рассолов хлоркальциевого типа, который характерен именно для вод в древних осадочных бассейнах. Общая закрытость недр определяет характер гидрохимического разреза. Очень слабая выраженность вертикальной зональности гидрохимического разреза свидетельствует о раскрытости недр и, как правило, бесперспективности отложений в нефтепоисковом отношении.

Иногда при глобальных и региональных реконструкциях используют показатель «возраст основного осадочного выполнения» (или главного цикла седиментации) [47]. Часто считается, что наиболее высокие перспективы связаны с доминированием мезозойско-кайнозойского цикла осадконакопления (до 200 млн лет), самые низкие – с позднерифейско-раннепалеозойским (более 400 млн лет). Промежуточное положение занимают бассейны с преобладающей палеозойской седиментацией (200–400 млн лет). Хотя для верхнепротерозойского осадочного комплекса рифей-вендский возраст отложений (более 600 млн лет) является отрицательным фактором при оценке их перспектив нефтегазоносности, следует отметить, что использование такого глобального показателя более корректно в комплексе с другими, так как значительное количество исключений снижает уровень его информативности.

2.2. Критерии и показатели нефтегазоносности по стадиям формирования залежей

При всем многообразии подходов к прогнозным оценкам наиболее объективным при изучении рифей-вендских отложений является метод, основанный на учете всех основных стадий формирования нефтегазоносности: от условий генерации, миграции и аккумуляции УВ до сохранения залежи. На основе анализа показателей предлагается общая классификация для оценки перспектив нефтегазоносности рифей-вендского комплекса Волго-Уральской НГП (рис. 2.2–2.4), которая позволяет оценить весь процесс формирования залежей.

Для древних толщ Волго-Урала показатели генерации и эмиграции УВ классифицированы по трем подгруппам (рис. 2.2): формирование нефтегазоматеринских пород (НГМП), генерация УВ и эмиграция УВ. При формировании

НГМП значительную роль играют литолого-фациальные показатели. При генерации и эмиграции УВ существенное значение имеют литолого-геохимические и тектонические показатели.

Показатели миграции и аккумуляции УВ классифицированы по трем основным подгруппам, определяющим среду миграции, среду аккумуляции (коллектора, покрышки или ловушки) и условия и направления миграции (рис. 2.3). Среди группы миграционно-аккумуляционных критериев решающую роль играют литологические и тектонические показатели, которые в конечном счете определяют пути миграции и объекты аккумуляции УВ. Роль геохимических показателей на данной стадии формирования скоплений УВ заметно снижается.

При определении условий сохранности скоплений углеводородов основное внимание уделяется показателям, отвечающим за состав и строение ловушек УВ и факторам, характеризующим условия разрушения УВ (рис. 2.4).

Необходимо отметить, что ни один из показателей не может быть универсальным при оценке нефтегазоносности. Часто использование того или иного показателя зависит от наличия фактического материала или достаточного количества статистических данных. В данной классификации показатели сгруппированы таким образом, чтобы комплексно оценить тот или иной этап формирования залежей.

Учитывая тот факт, что формирование рифейских и вендских отложений и процессы их нефтегазообразования неодинаковы, при прогнозе нефтегазоносности применялись различные подходы к выбору критериев и показателей. Так, при изучении нефтегазоносности рифейских отложений основное внимание уделялось критериям генерации и эмиграции, поскольку именно в рифейском комплексе существуют наиболее благоприятные условия для нефтегазообразования. Для изучения процессов нефтегазообразования в рифее были использованы такие показатели, как содержание органического углерода (Сорг), тип органического вещества (ОВ), мощность нефтегазоматеринских пород в свитах, степень прерывистости нефтегазоматеринских свит и др. В качестве критериев миграции и аккумуляции УВ применялись общая мощность и степень распространения рифейского комплекса, доля пород-коллекторов и степень их распространения, гипсометрическое положение пластов, степень распространения локальных структур.

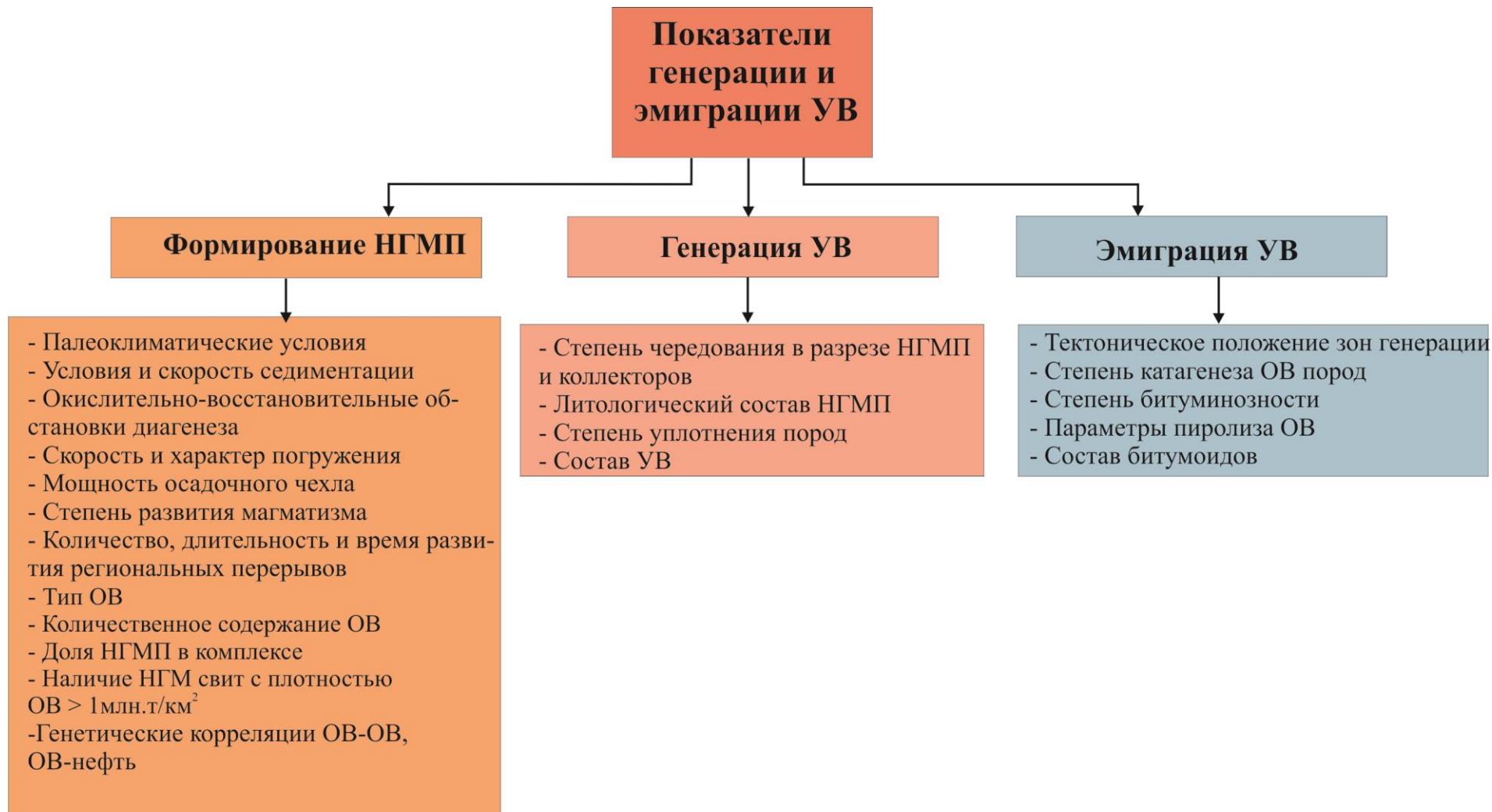


Рис. 2.2. Показатели генерации и эмиграции УВ



Рис. 2.3. Показатели миграции и аккумуляции УВ



Рис. 2.4. Показатели сохранности УВ

При этом было учтено, что в латеральном плане зоны аккумуляции могут быть удалены от зон генерации не более чем на первые десятки километров. Среди основных критериев сохранности залежей УВ были учтены такие, как степень закрытости недр, степень влияния гипергенных факторов, современный температурный режим, качество и степень сохранности флюидоупоров и др. При изучении нефтегазоносности вендского комплекса, сформированного в синеклизный платформенный этап развития в спокойном тектоническом режиме, выбор критериев и показателей связан в основном со вторым и третьим этапами формирования залежей. В данном случае при формировании нефтегазоносности вендских отложений больше учитывались такие показатели, как состав, качество и степень выдержанности пород коллекторов и покрышек, песчаность терригенных разрезов, плотность пород, гидрогеологические показатели, геологическое время формирования залежей, скорости погружения пород, подъемы территории во время вендского периода, степень влияния гипергенных факторов в преддевонское время, близость нефтегенерирующих толщ и др.

Следует также отметить, что некоторые критерии и показатели являются специфическими и могут быть применимы только для пород рифей-вендского комплекса. Специфическими критериями являются особенности проявления катагенетического преобразования ОВ, геологическое время существования залежей УВ, влияние гипергенных процессов на разрушение залежей УВ вследствие длительных перерывов в осадконакоплении, появление вторичных коллекторов на больших глубинах. Например, такой параметр, как степень катагенеза ОВ пород, не играющий особой роли в палеозойских отложениях, для рифей-вендского комплекса, залегающего на глубинах 3–7 км и более, приобретает важное значение. Катагенез влияет как на фазовое состояние УВ, так и на масштабы аккумуляции. В связи с этим также специфическими критериями являются проявление главной зоны нефтеобразования (ГЗН) и граница нижнего предела существования нефтяных углеводородов («deadline»).

Таким образом, обобщая представления о критериях и показателях оценки перспектив нефтегазоносности, можно заключить, что при оценке перспектив нефтегазоносности наиболее эффективным является метод, основанный на учете всех основных стадий формирования нефтегазоносности: от условий генерации, миграции и аккумуляции УВ до сохранения залежи. В предложенной классификации комплексность является не единственным условием. Важно также определить значимость и информативность каждого показателя на конкретном объекте в отношении процессов генерации, миграции, аккумуляции и сохранности залежей.

3. КРИТЕРИИ И ПОКАЗАТЕЛИ ГЕНЕРАЦИИ И ЭМИГРАЦИИ УВ РИФЕЙ-ВЕНДСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НГП

К критериям и показателям генерации и эмиграции УВ относятся такие литолого-фациальные геохимические параметры, как условия седиментогенеза, тип и количественное содержание органического вещества, тип и состав битумоидов пород, степень битуминозности, степень диагенетической и катагенетической преобразованности ОВ пород и др. В конечном итоге важное значение имеет развитие нефтегазоматеринских свит, представляющих совокупный критерий, учитывающий все основные геохимические показатели. Этот критерий в комплексе со степенью катагенеза ОВ пород позволяет оценивать масштабы развития процессов генерации и эмиграции УВ.

Известно, что источником УВ в рифей-вендских отложениях является рассеянное органическое вещество (ОВ) сапропелевого типа, для которого основными исходными организмами служили продукты разложения фитопланктонных и зоопланктонных организмов [49, 77, 99]. При оценке генерационных возможностей рифей-вендских отложений одной из проблем являются низкие концентрации ОВ в нефтегазоматеринских породах (НГМП). Однако в Восточной Сибири в древних толщах при таких же невысоких значениях ОВ известны значительные масштабы генерации и открыты крупные месторождения нефти и газа (Юрубчено-Тохомское, Ковыктинское и др.). Относительно низкое современное содержание ОВ в НГМП породах рифей-вендских отложений может быть связано с невысокой биопродуктивностью бассейна седиментации и катагенетическими потерями на генерацию УВ. Известно, что потери, например, при стадиях катагенеза МК₄-МК₅ для сапропелевого ОВ достигают 30 и более %. Невысокие концентрации ОВ компенсируются значительными мощностями нефтегазоматеринских свит (НГМсвит). Так как современные содержания ОВ в породах низкие, большую роль играют диагенетические условия накопления и преобразования ОВ в породах и в осадках, направленность и интенсивность процессов нефтегазообразования в катагенезе. Для большей части рифей-вендских отложений характерны преимущественно окислительные, слабоокислительные и восстановительные обстановки. По мнению большинства исследователей [1, 2, 18, 35, 36, 38, 45 и др.], в Волго-Уральской НГП к основным нефтегазогенерирующим верхнепротерозойским толщам относятся отложения рифейского комплекса Камско-Бельского прогиба.

Геохимическими исследованиями рифей-вендские породы в Волго-Уральской НГП изучены недостаточно и крайне неравномерно. Практически не охвачены геохимическими исследованиями юго-западные (Рязано-Саратовский, Доно-Медведицкий авлакогены) и северо-западные районы (Кировско-Кажимский авлакоген) провинции. Основной объем геохимических исследова-

ний приходится на Камско-Бельский прогиб. При малых объемах параметрического и поискового бурения на древние отложения следует отметить, что даже при наличии керн рифей-вендские породы геохимическими исследованиями часто охарактеризованы единично, что не дает возможность проводить комплексную оценку генерационного потенциала. Современные методы исследования, такие как пиролиз ОВ методом Рок-Эвал и другие, применяются недостаточно. По видам исследований, кроме геохимической характеристики ОВ пород рифей-вендских отложений (содержание Сорг, НО, Бхл, Бпэ, Бсб, типа битумоида и др.), достаточно широко используются микропетрографические и люминесцентно-микроскопические исследования ОВ и битумоидов в породах рифея и венда, силикатный, карбонатный анализы пород, распределение форм серы и железа в породах и др. Обработка результатов комплексных и лабораторных исследований разрезов рифей-вендских отложений скважин, пробуренных за последние и предыдущие годы позволила получить новую информацию и пересмотреть результаты предыдущих исследований.

Наибольшая плотность геохимических исследований отмечается для территорий Удмуртской Республики, Пермского края, севера Башкортостана. Имеются данные по Кировской области, юго-восточным районам Татарстана, западным и центральным районам Башкортостана.

По разрезу верхнепротерозойские отложения также изучены неравномерно. Учитывая, что вендские отложения вскрыты большим количеством скважин, они отличаются лучшей степенью изученности по сравнению с рифейскими (рис. 3.1). Дополнительные исследования проведены по северо-восточным и восточным районам Пермского края (Соликамская, Сылвинская депрессия, Висимская впадина и др.), восточным территориям, примыкающим к Предуральскому прогибу. Нижнерифейские породы изучены геохимическими методами в центральных, северных и западных бортовых зонах Камско-Бельского прогиба (рис. 3.2) там, где нижний рифей вскрыт скважинами. Повышенные концентрации содержаний ОВ и битумоидов характерны для центральных районов Камско-Бельского прогиба. Средне- и верхнерифейские породы, развитые в основном на территории Башкортостана, характеризуются меньшей плотностью исследований и отличаются более низкими содержаниями ОВ и битумоидов по сравнению с нижним рифеем (рис. 3.3).

На основе обобщения большого объема материалов были рассмотрены показатели генерации и эмиграции по всему разрезу рифейских и вендских отложений (табл. 3.1, 3.2, 3.3) [93, 160, 165, 167, 168, 169, 170]. Генерационные возможности свит соответственно рифейских и вендских отложений, выделенных в разрезах конкретных скважинах, а также с учетом геофизических исследований и общих представлений об условиях формирования и накопления осадков в этих комплексах, обобщены в табл. 3.1 и 3.2. Характеристика нефте-

газоматеринских свит, выделенных в разрезах конкретных скважин, представлена в табл. 3.2.

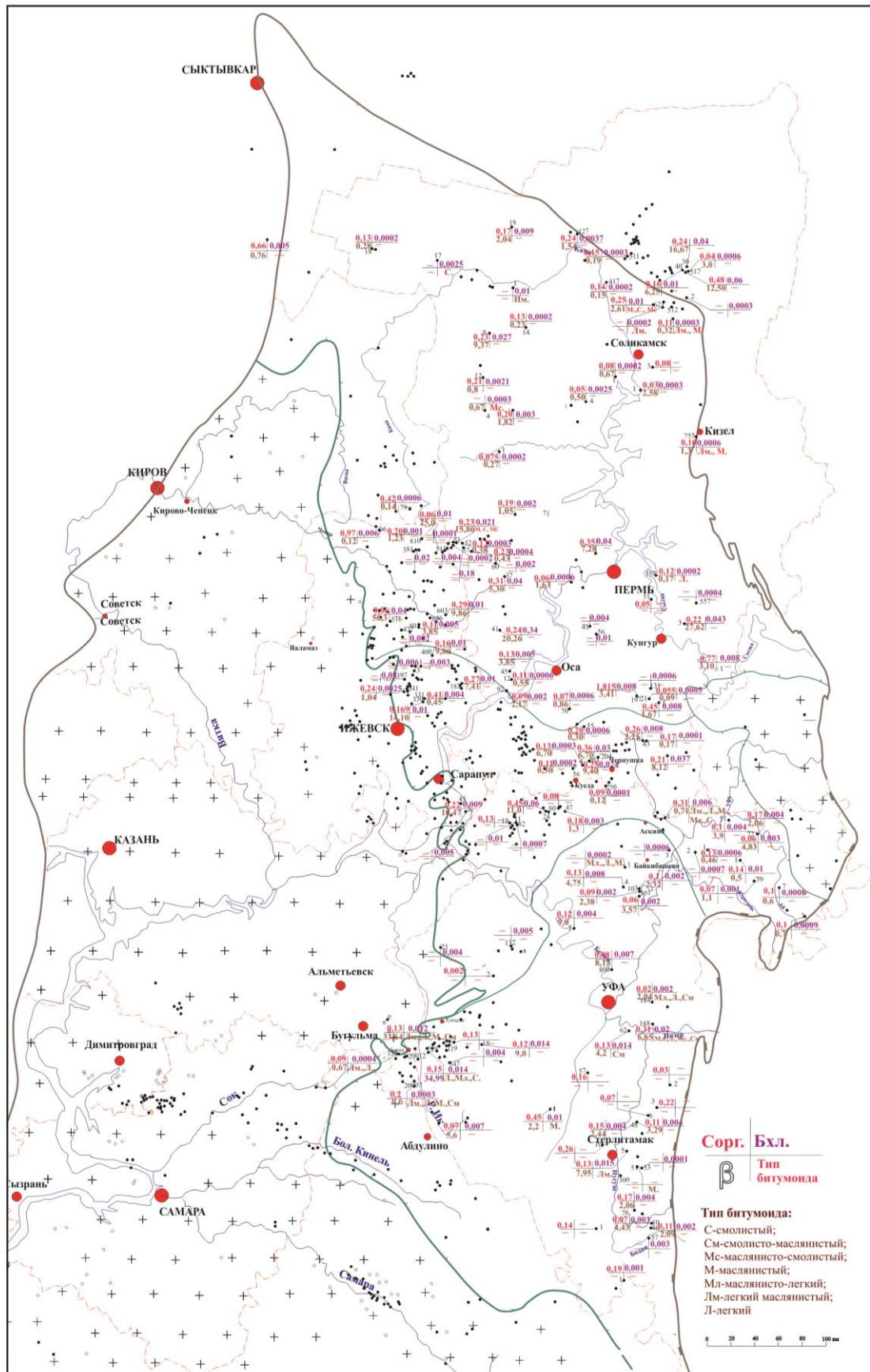


Рис. 3.1. Схематическая карта геохимической изученности ОВ пород вендских отложений Волго-Уральской НГП

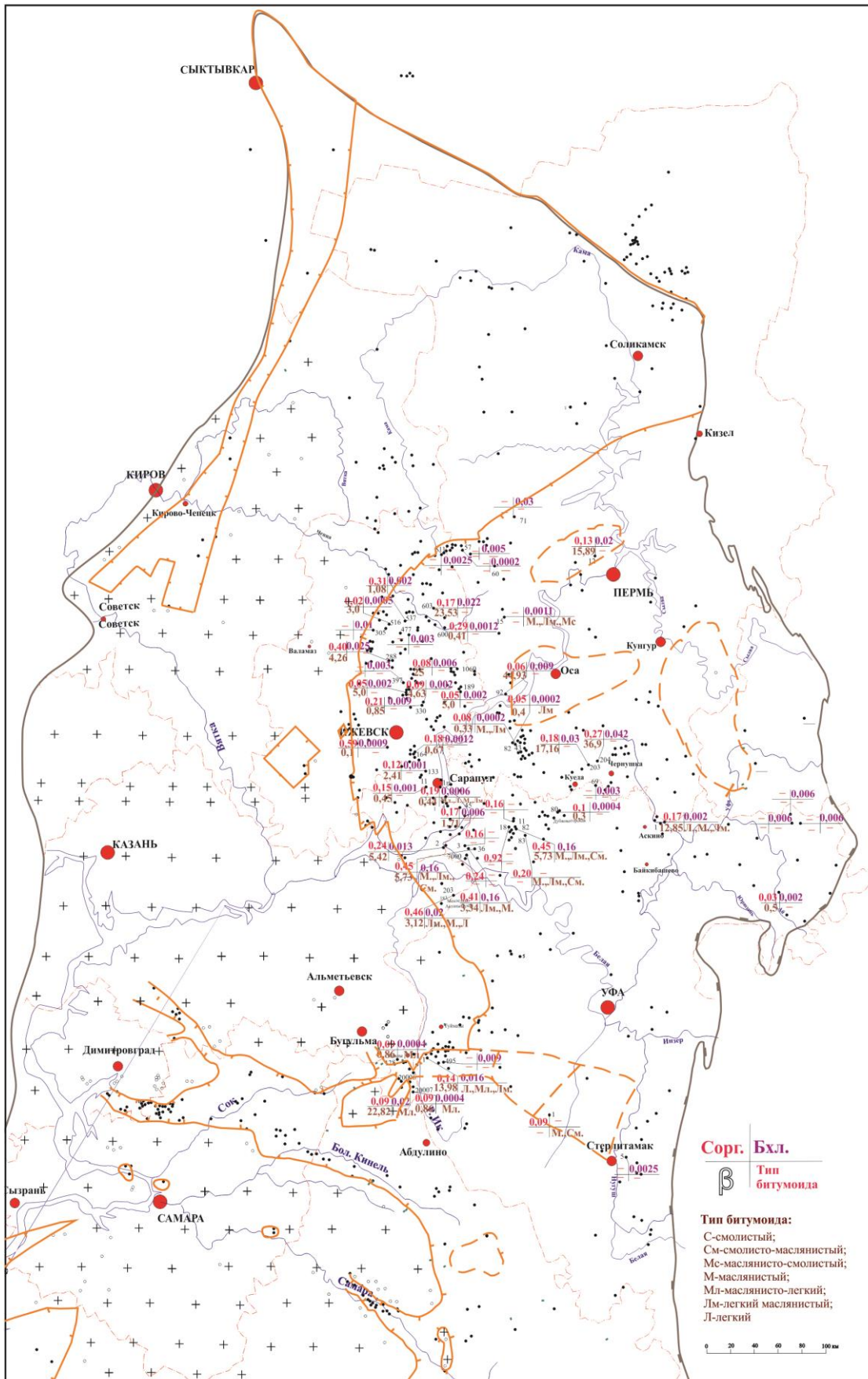


Рис. 3.2. Схематическая карта геохимической изученности ОВ пород нижнерифейских отложений Волго-Уральской НПП

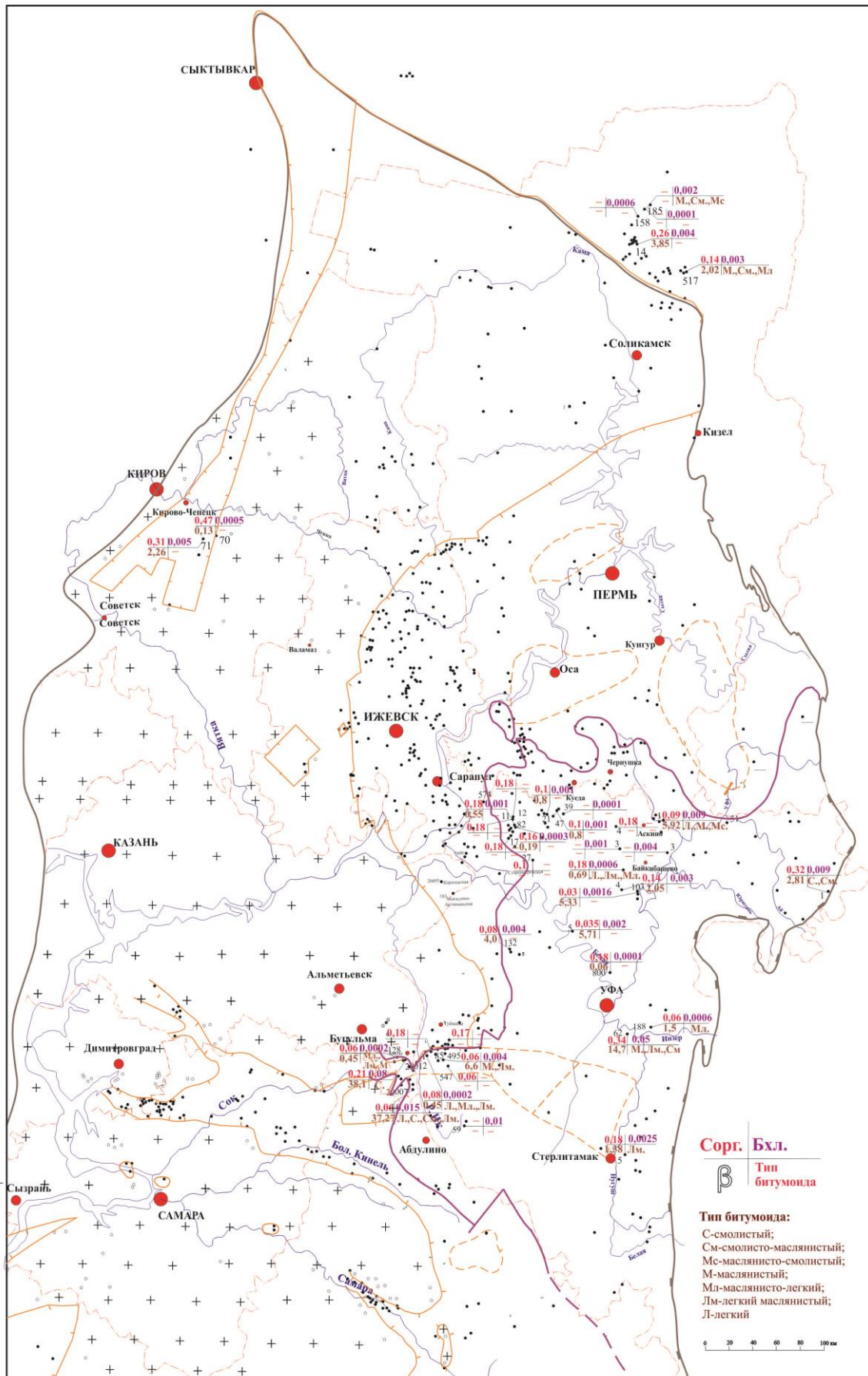


Рис. 3.3. Схематическая карта геохимической изученности ОВ пород средне-верхнерифейских отложений Волго-Уральской НПП

Для выявления особенностей процессов генерации и эмиграции УВ в древних отложениях были выбраны ключевые показатели, которые в комплексном изучении позволяют выделить и охарактеризовать основные нефтегазоматеринские свиты в рифейском и вендском комплексах. Среди литолого-фациальных и геохимических показателей были использованы такие, как:

- литологический состав пород – повышенная глинистость терригенных и карбонатных разрезов является положительным фактором для развития нефтематеринских пород;

- условия, перерывы и скорость осадконакопления – условия морского генезиса, равномерное устойчивое прогибание со средними скоростями осадконакопления 20–40 м/млн лет более благоприятны для генерации УВ;

- мощность комплекса и доля нефтегазоматеринских пород в свите;

- условия диагенеза – слабовосстановительные и восстановительные обстановки для накопления ОВ предпочтительнее окислительных условий;

- тип, количественное содержание органического вещества, битуминозность пород, определяемые аналитически битуминологическими и микропетрографическими исследованиями;

- плотность ОВ в нефтегазоматеринской свите – считается, что промышленная нефтеносность связана с нефтематеринскими свитами, в которых плотность ОВ более 1 млн т/км²;

- степень катагенетической преобразованности ОВ, определяемая пиролитическими (Rock Eval) и расчетными (бассейновое моделирование) методами.

Ниже подробно рассмотрены условия генерации и эмиграции УВ в стратиграфических комплексах рифея и венда, а также выделены нефтегазоматеринские породы и свиты.

Отложения самой древней **сарапульской свиты** вскрыты только Сарапульской параметрической скважиной 1 в юго-восточной части Удмуртской Республики в так называемом изолированном блоке (Сарапульский горст), который на ранней стадии своего развития представлял узкий грабен, заполненный мощной (3,5 и более км) толщей рифея. Учитывая неоднозначность расчленения разреза на свиты и толщи и отсутствие аналогичных разрезов, 1900-метровая толща переслаивающихся полевошпат-кварцевых песчаников и алевролитов, аргиллитов и доломитов, согласно последней стратиграфической схеме, выделена в самостоятельную сарапульскую свиту. Разрез рифея Сарапульской скважины отражает строение самых нижних горизонтов осадочного чехла в наиболее погруженной впадине в северной приосевой зоне Камско-Бельского прогиба. Накопление осадков сарапульской свиты шло преимущественно в малоблагоприятных для формирования нефтегазоматеринских свит континентальных и прибрежно-континентальных условиях. При этом содержание ОВ

(Сорг), определяющее генерационный потенциал отложений, в основном низкие (менее 0,13%). Повышенные концентрации (0,48–0,89%) встречаются единично в алевролитах, имеющих в разрезе подчиненное значение. Фоновое значение концентраций битумоидов составляет в основном тысячные доли процента. Пиролитическими исследованиями установлено низкое содержание в породе микро нефти (S_1 – 0,01–0,04 мг/г). По полученным характеристикам T_{max} выделить стадии катагенеза сложно из-за малого количества данных и большого разброса значений (от 435⁰С до 532⁰С). По данным моделирования катагенетической зональности, расчетная степень катагенеза ОВ пород сарапульской свиты изменяется от МК₃₋₄ до АК₁. Таким образом, небольшие в целом содержания ОВ, низкая степень битуминозности, преобладание песчаников не позволяют выделить в отложениях этого стратиграфического уровня нефтегазоматеринские породы и свиты.

Отложения **прикамской подсерии** (петнурская, норкинская, ротковская, минаевская свиты) и ее аналогов (боровская, троицкая свиты) выделяются в северной приосевой части Камско-Бельского прогиба и в зоне сочленения Серноводско-Абдулинского и Камско-Бельского авлакогенов. В центральной и южной частях прогиба породы этого стратиграфического уровня не вскрыты. Выявленная мощность отложений изменяется от первых десятков до сотен метров. Максимальная мощность прикамских пород установлена в скв. Арлан № 7000 (1007 м) и Сарапульская № 1 (2540 м) в северной приосевой и западной приобортовой зонах авлакогена. Породы прикамской серии представлены в основном полевошпатово-кварцевыми и аркозовыми песчаниками, алевролитами с подчиненными прослоями аргиллитов, конгломератов, гравелитов, редко доломитов. Накопление преимущественно песчаных образований в прикамское время происходило в субконтинентальных и прибрежно-мелководно-морских условиях. Прикамское время соответствует первому тектоно-седиментационному циклу, во время которого происходит погружение бассейна седиментации при проявлении тектонической и вулканической деятельности. Геохимические условия варьируют от окислительных до слабовосстановительных. Концентрации органического углерода (Сорг) находятся в диапазоне от 0,02 до 0,59%. При этом встречаются единичные образцы с высоким значением Сорг – до 3,2% на севере Камско-Бельского авлакогена (скв. Гаринская № 71). Диапазон изменения концентраций хлороформенного битумоида (Бхл) широкий: в основном от десятитысячных до сотых, реже десятых долей процента. Пониженными значениями характеризуются зона сочленения Камско-Бельского и Серноводско-Абдулинского авлакогенов. Значения битумоидного коэффициента (β) изменяются от 0,04 до 16,67%. Пиролитический показатель S_1 варьируется от 0,01 до 0,08 мг/г породы. Определение стадии катагенетической преобразо-

ванности ОВ достаточно проблематично из-за малого количества образцов вообще и по отложениям этой серии в частности. По данным моделирования, максимальные стадии катагенеза могут соответствовать градациям МК₂-МК₃. Несмотря на встречающиеся повышенные содержания Сорг в отложениях прикамской серии, породы благоприятные для накопления ОВ, имеют ограниченное распространение и обнаружение нефтематеринских свит маловероятно.

Более благоприятными геохимическими характеристиками соответствуют породы оръебашской подсерии нижнего рифея: калтасинской, надеждинской и кабаковской свит. Необходимо отметить, что отложения вышеперечисленных свит изучены в основном только в северной части Камско-Бельского авлакогена. На остальной территории эти породы не вскрыты либо геохимические исследования не проводились.

Калтасинская свита в Волго-Уральской НГП является одним из основных маркирующих горизонтов рифея и наиболее перспективной в отношении генерационных возможностей верхнего протерозоя [38]. Особенности литологического состава позволяют достаточно четко отбивать калтасинскую свиту в разрезах скважин. На временных сейсмических разрезах она ограничивается III и IV отражающими горизонтами. Отложения калтасинской свиты имеют распространение почти на всей территории Камско-Бельского прогиба (рис. 3.4). Следует отметить, что от северной части прогиба к центральным и южным районам мощность отложений калтасинской свиты увеличивается от первых десятков метров до 3–3,5 км и более, то есть почти на два порядка. По геофизическим данным ее мощность, увеличиваясь с севера на юг и с запада на восток, может достигать 6 км. Максимальная вскрытая мощность отложений зафиксирована в западных и северо-западных частях авлакогена – 2927 м и 2717 м (скв. Калтасинская № 83, Оръебаш № 82). Калтасинскому времени соответствует новый тектоно-седиментационный цикл, во время которого накапливались различные типы карбонатных осадков. Формирование отложений происходило в мелководных и относительно глубоководных морских условиях преимущественно в первой и последней трети калтасинского времени как в самом прогибе, так и на склонах древних сводов.

Накопление осадков шло на фоне ослабления тектонической деятельности по сравнению с предыдущим циклом. На это время приходится повышенная скорость погружения территории. Геохимические обстановки меняются в широких пределах: от окислительных до восстановительных и резковосстановительных. По современным представлениям, в составе калтасинской свиты выделяются снизу вверх: саузовская карбонатная, арланская терригенно-карбонатная и ашитская карбонатная подсвиты.

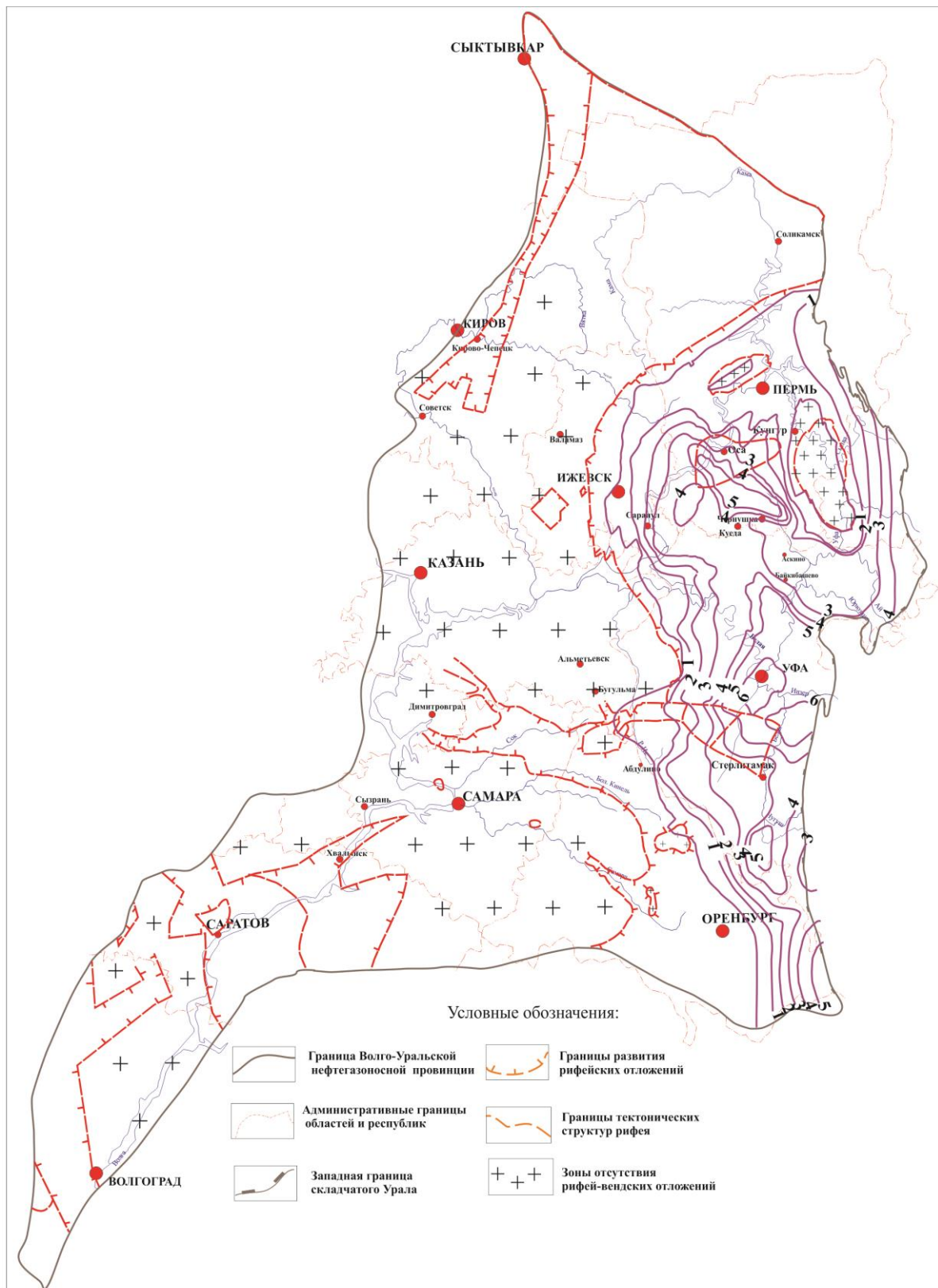


Рис. 3.4. Карта мощности калтасинской свиты Волго-Уральской нефтегазоносной провинции

Доломиты и мергели **саузовской подсвиты**, накопившиеся в основном в морских мелководных условиях при преобладании окислительных и слабовосстановительных фаций, геохимическими исследованиями охарактеризованы в

основном во вскрытой верхней части в северной зоне авлакогена. Сорг изменяется от 0,01 до 0,18%, содержание битумоидов – от 0,0012 до 0,04%.

По результатам пиролитических исследований, в скв. Арлан № 7000 в западной части авлакогена глинистые доломиты саузовской подсвиты (837 м) имеют более высокие значения Сорг (в среднем 0,24%). Однако по величине нефтегенерационного потенциала НИ (в среднем 119) это породы «бедного» типа. В целом, имеющиеся данные не позволяют выделить в изученных отложениях саузовской подсвиты НГМ-свиты.

Терригенно-карбонатные и песчано-глинистые отложения **арланской подсвиты** накапливались в мелководных и глубоководных морских условиях при активизации тектонической деятельности. По результатам распределения форм серы и железа в разрезах изученных скважин выявлено преобладание слабовосстановительных и восстановительных фаций: в породах отмечается превышение закисного железа над окисным в пять и более раз. Арланская подсвита прослежена в скважинах в северных, западных и центральных зонах авлакогена и вскрыта на разную глубину от первых сотен метров (скв. Аслы-Куль № 4) до тысячи метров.

Наибольшая мощность арланских отложений зафиксирована в Башкортостане – 1216 м (Калтасинская № 83) и в Пермском крае – 1040 м (Бедряжская № 203).

При сложном переслаивании полевошпат-кварцевых и аркозовых алевролитов и аргиллитов, доломитовых мергелей, глинистых известняков и доломитов, реже песчаников, терригенные породы в основном сосредоточены в средней, большей по мощности, части подсвиты.

Карбонатные породы чаще встречаются в верхней и нижней частях разреза, что подчеркивает согласное залегание пород с подстилающими и перекрывающими толщами. Преобладающие значения Сорг для этих отложений равны десятым и сотым долям процента (0,032–0,8%). Наиболее высокими значениями Сорг (0,36–0,75%) характеризуются глинистые известняки, мергели и аргиллиты. Фоновое содержание битумоидов составляет тысячные, сотые (редко десятые) доли процента при широком диапазоне изменения битумоидного коэффициента (β) от десятых долей процента до 90–100% (Бедряжская, Северокамская и др. площади), что характерно для нефтепроявлений. Приведенные данные свидетельствуют о наличии процессов миграции и микроаккумуляции нефтей. Пиролитические исследования арланских отложений выявили преобладание S_2 (0,26 мг/г) над S_1 (0,12 мг/г), количество подвижной микроневфти изменяется от 0,02 до 0,15 мг/г породы, степень катагенеза ОВ этих отложений достигает стадий МК₃₋₄. Полученные результаты свидетельствуют о том, что полностью генетический нефтяной потенциал изученных толщ не исчерпан. На

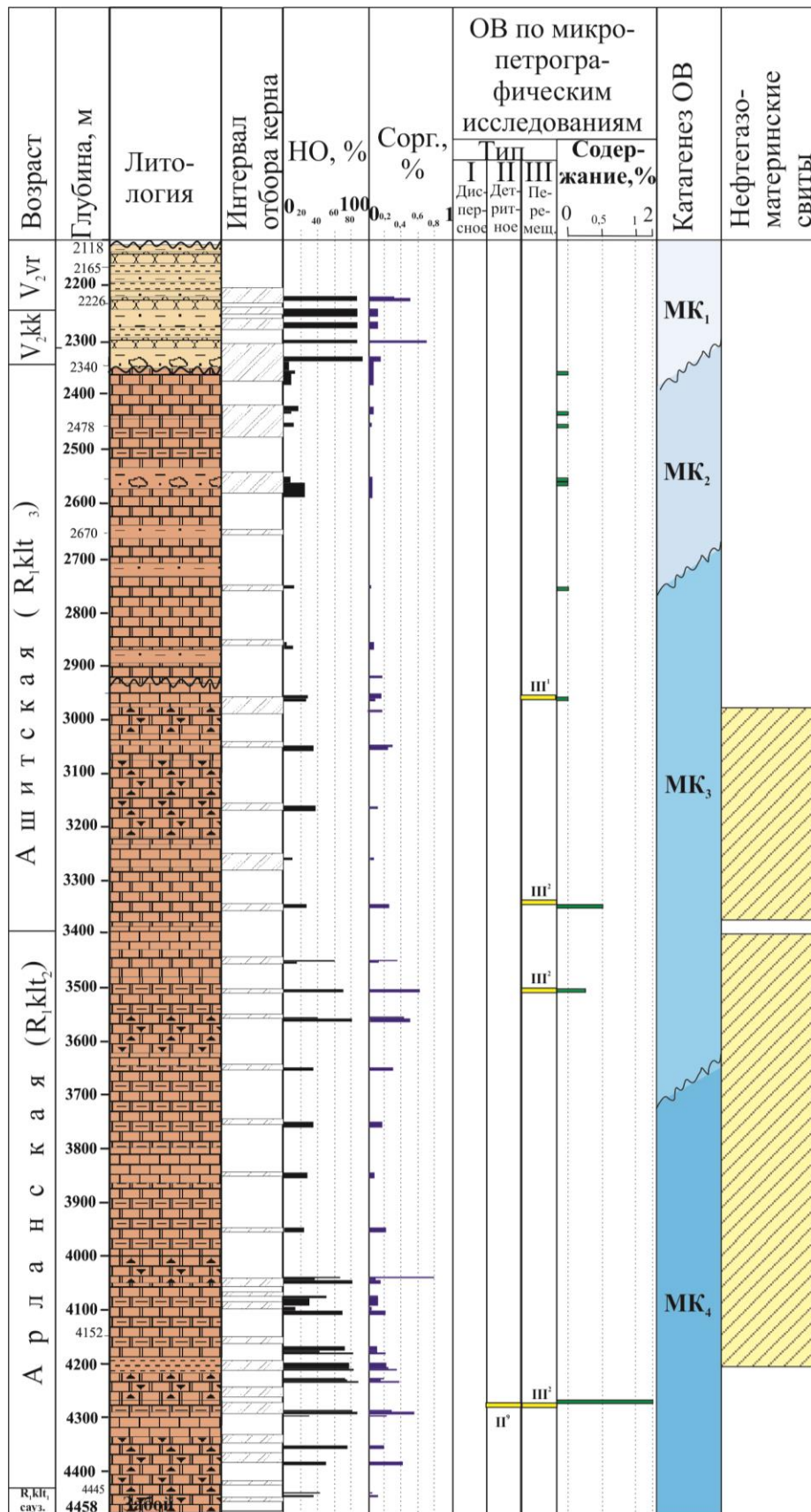
примере наиболее изученных комплексными методами скважин, вскрывших арланскую свиту, удалось выделить в разрезах скважин и проследить по площади НГМ-свиты в северной части прогиба. Изучение по керну, гамма-каротажу, методами геохимических исследований (люминесцентно-битуминологические, микропетрографические, пиролиз и др.) разрезов арланских отложений в скважинах Бедряжская № 203 (3390–4200 м), № 204 (3500–3700 м), Ножовская № 92 (3783–4008 м) позволило к нефтематеринским свитам отнести толщи глинистых известняков, мергелей и аргиллитов мощностью 420 м, 138 м, 120 м соответственно (рис. 3.5, 3.6, 3.7). Вероятно, выделенные толщи представляют собой единую нефтегазоматеринскую свиту, имеющую на севере Камско-Бельского прогиба региональное распространение. Породы характеризуются повышенным содержанием Сорг (до 0,8%) и битумоидов (до 0,118%). На каротажных диаграммах отличаются повышенными значениями ГК. По микропетрографической характеристике, выполненной И. С. Батовой (КамНИИКИГС), в этих интервалах обнаружено собственно рассеянное сапропелевое органическое вещество в виде бурых и темно-бурых до черных сгустков ОВ (тип I^{2,2к}), желто-бурых до красно-оранжевого и черного микропрожилков с колломорфным центром (тип I^{4,5}). При этом перемещенное ОВ (тип III^{1,2}), выявлено в виде желто-бурых пленок в межзерновом пространстве карбонатов и битуминозных компонентов в трещинах и пустотах. Под люминесцентным микроскопом оно обычно дает свечение, соответствующее маслянисто-смолистым и легким маслянисто-смолистым битумоидам [76].

Для количественного обоснования развития нефтегазоматеринской свиты выполнен подсчет плотности содержания ОВ, распределенного в выделенных толщах. Расчет проводился по формуле:

$$Q=h*d*10^9*ОВ*10^{-2}=h*d*ОВ*10^7, \quad (3.1)$$

где Q – плотность содержания ОВ (или Сорг), т/км²; h – мощность нефтегазоматеринских пород, км; d*10⁹ – плотность пород, т/км³; ОВ (или Сорг) – содержание рассеянного органического вещества в породе, %.

В скв. Бедряжская № 203, которая полностью прошла арланские отложения, плотность содержания остаточного ОВ (при мощности нефтематеринских пород в свите 420 м) составляет 1,85 млн т/км². В скв. Бедряжская № 204 и Ножовская № 92, вскрывших только верхнюю часть подсвиты, плотность ОВ составляет соответственно 0,73 млн т/км² и 0,635 млн т/км².



Условные обозначения см. на рисунке 3.7.

Рис. 3.5. Литолого-геохимический разрез рифей-вендских отложений скважины Бедрязжская-203

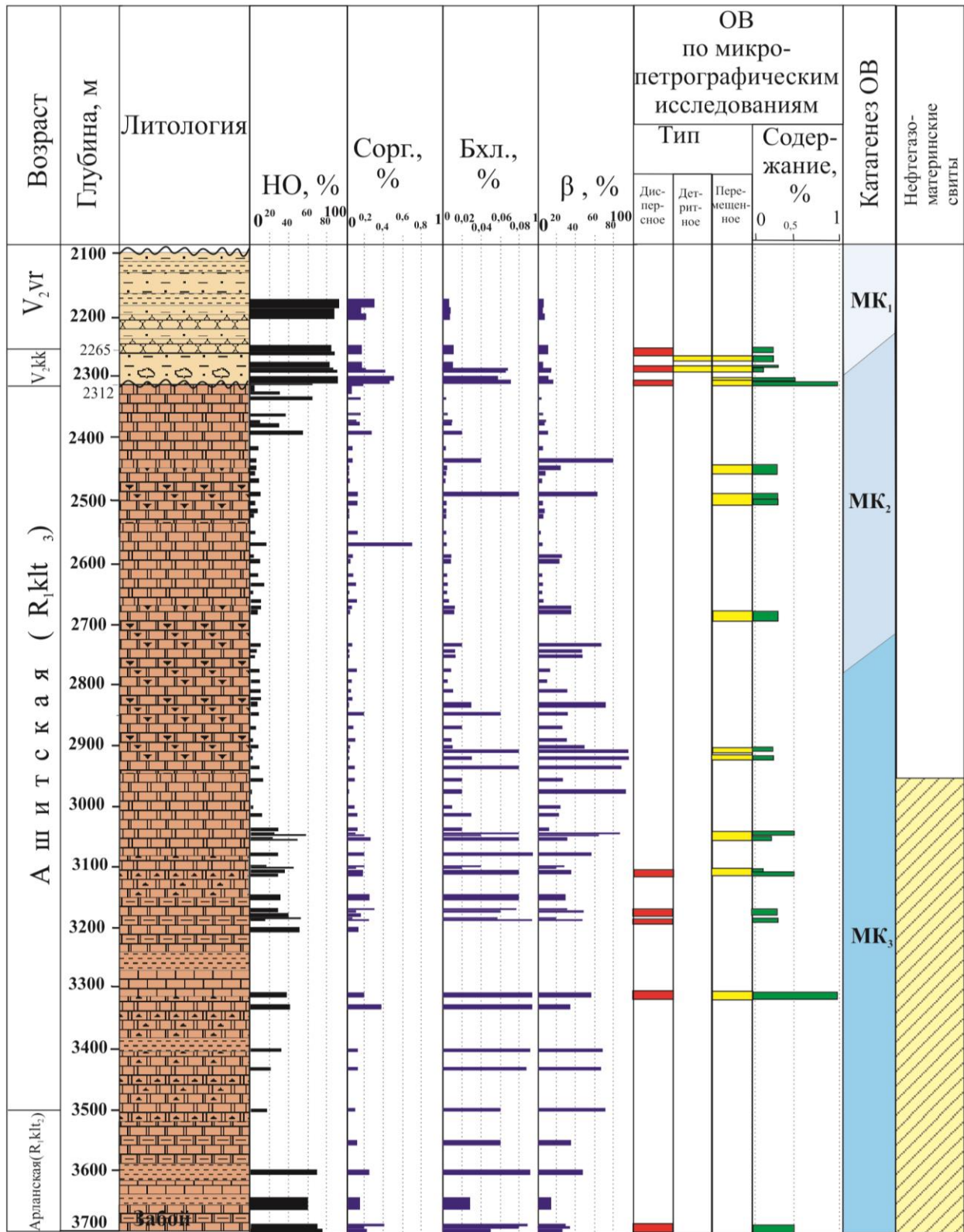
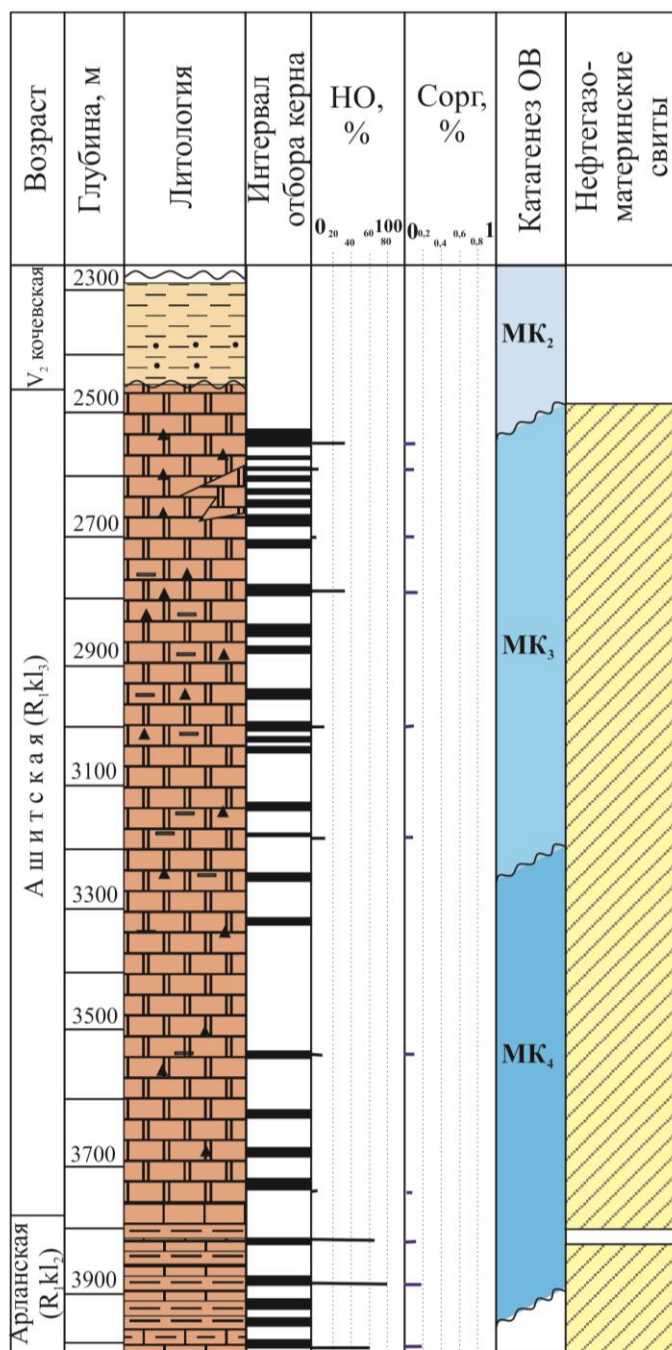


Рис. 3.6. Литолого-геохимический разрез рифей-вендских отложений скважины Бедрязская-204



Условные обозначения:

- алевролиты
- переслаивание алевролита с аргиллитом
- конгломераты, брекчии
- песчаники
- аргиллиты
- мергели
- доломиты
- глинистые доломиты
- брекчии
- известняки
- габро диабазы, долериты
- осадочные брекчии

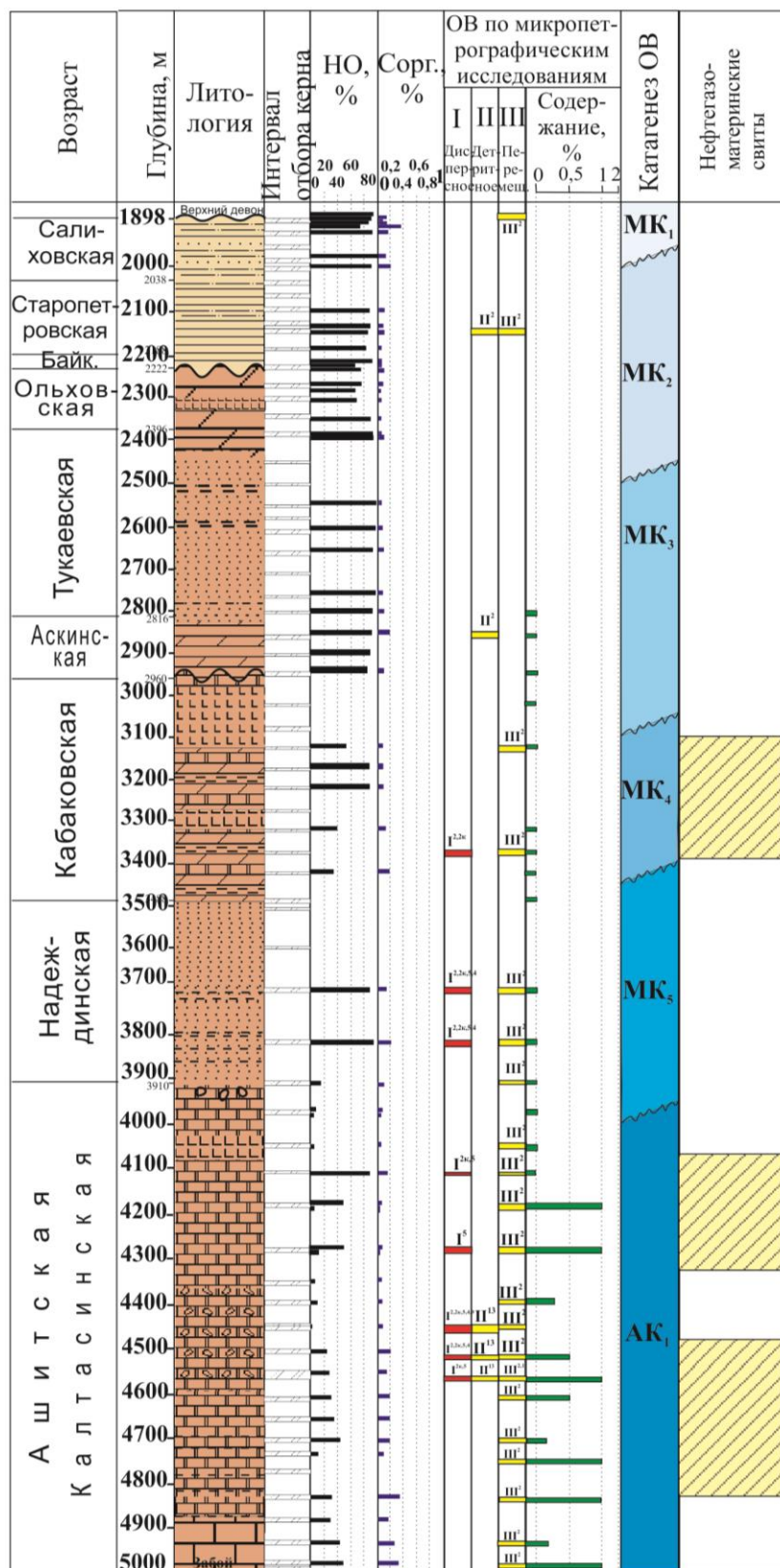
Рис. 3.7. Литолого-геохимический разрез рифей-вендских отложений скважины Ножовская-92

Учитывая, что полученные результаты свидетельствуют об остаточных объемах ОВ, плотности ресурсов были пересчитаны с учетом потерь Сорг в катагенезе. По реконструкции катагенетической зональности, выделенная нефтематеринская свита находится на стадиях МК₃-МК₄. С учетом рекомендованных коэффициентов для расчета исходного Сорг на начало катагенеза (2,32 и 2,66

соответственно), плотность содержания исходного ОВ для нефтематеринской свиты скв. Бедряжская № 203 составляет – 4,3–4,9 млн т/км². В скв. Бедряжская № 204 и Ножовская № 92 – 1,7 и 1,5 млн т/км² соответственно. Превышение плотности ОВ над критическим значением (1 млн т./км²) указывает на правильность выделения нефтегазоматеринских свит.

Завершающие разрез калтасинской свиты отложения **ашитской подсвиты** накапливались повсеместно на всей территории прогиба при практически полной стабилизации тектонических движений. Начавшийся дифференцированный подъем территории в посткалтасинское время привел к частичному размыву ашитских образований в западных, северо-западных и центральных зонах прогиба. За счет этого вскрытые мощности ашитской подсвиты изменяются от первых сотен метров (скв. Арлан № 7000, № 36, Зюкайская № 8, Кирилловская № 100, Краснокамская № 8в, Аслы-Куль № 4 и др.) до тысячи и более метров (Ножовская № 92, Бедряжские №203, № 204, Восточно-Аскинская № 1, Орьебашская № 82, Калтасинская № 83). Породы ашитской свиты более полно изучены геохимическими и геофизическими методами в северной приосевой и центральной зонах прогиба в скважинах Бедряжская № 203 (2340–3390 м), № 204 (2312–3500 м), Ножовская № 92 (2457–3783 м), Восточно-Аскинская № 1 (3905–5000 м) и др. Также полностью ашитская подсвита пройдена бурением в скважинах Дороховская № 1, Орьебаш № 82, Аслы-Куль № 4 в северной приосевой и центральной зоне. По литологической характеристике, ашитские отложения представлены чередованием главным образом светло- и темно-серых в разной степени глинистых и битуминозных доломитов, известняков, мергелей с прослоями аргиллитов и алевролитов. В центральной части прогиба часто встречаются интрузии долеритов и габбро-диабазов. В целом, породы ашитской подсвиты характеризуются относительно невысоким содержанием Сорг (в среднем 0,12%) и Бхл (в среднем 0,03%). Более высокими геохимическими параметрами обладают в разной степени глинистые доломиты, глинистые известняки, реже – мергели, незначительные прослои алевролитов и алевропелитов (Восточно-Аскинская № 1, Бедряжская № 203, 204 Морозовская № 1, Подгорная № 20006, Арлан № 7000 и др.). Преобладающее значение Сорг для этих пород – 0,2–0,67%, до 0,94%, содержание битумоидов – 0,001–0,118%. Методом пиролитических исследований установлено, что количество подвижной микро-нефти в этих отложениях составляет в среднем 0,03–0,8 мг/г породы, но встречаются повышенные показания – до 0,15–0,32 мг/г (Бедряжская № 204) и 4,21 мг/г в верхних частях разреза скв. Восточно-Аскинская № 1. При этом выявлено преобладание S₂ над S₁ в северной прибортовой зоне прогиба. В отложениях ашитской подсвиты также удалось выявить нефтематеринские свиты и проследить их региональное распространение в северной приосевой зоне прогиба. В скважинах Бедряжская № 203, № 204 и Ножовская № 92 нефтематеринские свиты выделены в нижних частях разреза ашитской подсвиты мощностью

170 м, 339 м и 500 м соответственно (рис. 3.5–3.7). В скв. Восточно-Аскинская № 1 нефтематеринские свиты выделяются в верхней вскрытой части разреза мощностью соответственно 120 м и 134 м (рис. 3.8).



Условные обозначения см. на рисунке 3.7.

Рис. 3.8. Литолого-геохимический разрез рифей-вендских отложений скважины Восточно-Аскинская-1

Для данного типа пород характерны повышенные концентрации Сорг, широкий диапазон изменения битуминозности, на каротажных диаграммах отмечается относительно высокие показания ГК по сравнению с вышележащими толщами. По микропетрографической характеристике, в рассматриваемых интервалах в доломитах обнаружено сапропелевое ОВ в виде темных и темно-бурых сгустков и микропрожилков с колломорфным центром ($I^{2к,5,9}$), водорослевого детрита ($П^{13}$) и др. Плотность содержания ОВ в разрезах ашитских отложений рассматриваемых скважин составила: 0,8 млн т/км² (Бедряжская № 203), 1,17 млн т/км² (Бедряжская № 204), 0,6 и 0,9 млн т/км² (Восточно-Аскинская № 1), 1,73 млн т/км² (Ножовская № 92).

После пересчета в соответствии с преобразованием ОВ в катагенезе исходные плотности ресурсов ОВ составляют 1,36 млн т/км² (Бедряжская № 203), 2,71 млн т/км² (Бедряжская № 204), 1,86 и 2,8 млн т/км² (Восточно-Аскинская № 1), 4,0 млн т/км² (Ножовская № 92), что подтверждает обоснованность выделения НГМ-свит.

С начала **надеждинского времени** формируется новый – третий – тектоно-седиментационный цикл осадконакопления, во время которого отложения накапливаются при активизации тектонической деятельности. Бассейн осадконакопления несколько сокращается в западных и северных районах авлакогена. В первой половине надеждинского времени накапливаются кварц-полевошпатовые песчаники, гравелиты, мелкогалечные конгломераты в субконтинентальных, прибрежных условиях с преобладанием окислительных и слабовосстановительных фаций. Со второй половины при некотором ослаблении тектонических движений в морских мелководных условиях в восстановительных обстановках накопились карбонатно-терригенные осадки, представленные в современных разрезах переслаиванием аргиллитов, мергелей, доломитов, алевролитов, реже – песчаников. Часто в отложениях надеждинской свиты встречаются интрузии габбро-диабазов и прослой метаморфизованных пород, что связано с проявлением вулканизма. Мощность отложений в целом не превышает 500–700 м, в большинстве скважин вскрыта только верхняя часть (Гожанская № 23), полностью породы пройдены в центральной (Аслы-Куль № 4, 727 м, Восточно-Аскинская № 1, 422 м) и в северной приосевой (Кирилловская № 82, № 100 м) зонах авлакогена. Предположительно большая часть надеждинских образований была размыта в результате предвендского и внутриформационного перерыва (между калтасинской и надеждинской свитами). Выявленные геохимические параметры невысокие: Сорг изменяется от 0,04–0,23%, количество битумоидов не превышает 0,0025%, пиролитические показатели низкие, S_1 – 0,01%. К нефтематеринским породам можно отнести небольшие по мощности, (3–5 м) прослой аргиллитов и алевролитов в основном в верхних частях разреза надеж-

динской свиты. В скв. Восточно-Аскинская № 1 в нижней части разреза выявлены нефтематеринские породы, представленные глинистыми алевролитами и аргиллитами мощностью от 5 до 9 м. По микропетрографической характеристике в породах обнаружено сапропелевое ОВ в виде бурых, темно- и красно-бурых пятен и сгустков ОВ с колломорфным центром (I^{2k} , I^2), микропрожилков с колломорфным центром от желто-бурых до темно- и черно-бурых (I^4 , I^5). В целом, условия формирования, состав и характеристика пород малоблагоприятны для развития нефтематеринских свит.

Кабаковский этап завершает третий (тектоно-седиментационный цикл), в конце которого произошел очередной подъем территории и отступление осадочного бассейна к востоку и юго-востоку. Отложения свиты сохранились от размыва в наиболее погруженных частях Камско-Бельского авлакогена (центральные и южные зоны). Скважинами вскрыта верхняя часть (Кипчак № 1 – 34 м, Кабаковская № 62 – 91 м) и др. Наиболее полно кабаковская свита пройдена скв. Восточно-Аскинская № 1 – 528 м. Свита сложена темно-серыми, битуминозными доломитами и черными аргиллитами, реже – алевролитами и песчаниками. Встречаются пластовые интрузии долеритов. Обнаруженное повышенное содержание натрия и закисного железа в породах говорят о формировании отложений в мелководных и относительно глубоководных условиях при преобладании восстановительных геохимических фаций. Анализ геохимических, литологических и геофизических исследований кабаковских отложений в скв. Восточно-Аскинская № 1 позволил выделить здесь нефтематеринскую свиту. Свита мощностью 195 м выделяется в нижней части разреза кабаковских образований (рис. 3.8). Глинистые доломиты, алевролиты и мергели отличаются повышенными значениями ГК на каротажных диаграммах, концентрации органического углерода составляют в среднем 0,13%, увеличиваясь в отдельных интервалах до 0,33%. Концентрация битумоидов в основном не превышает десятитысячных долей процента, при этом встречаются образцы с содержанием битумоидов в тысячные и сотые доли процента, представленные маслянистыми типом. Микропетрографические исследования выявили в этих интервалах сапропелевое ОВ I^2 и I^{2k} типа в виде пятен и сгустков с колломорфным центром. Расчеты показали, что плотность ресурсов выявленной нефтематеринской свиты составляет 0,68 млн т/км². По результатам моделирования катагенетической зональности, исследуемые отложения находятся на стадии катагенеза МК₄. С учетом этого исходная плотность ресурсов ОВ кабаковской нефтематеринской свиты составляет 1,79 млн т/км².

Начало среднерифейского этапа соответствует четвертому тектоно-седиментационному циклу, во время которого происходит интенсивное по амплитуде и длительное по времени прогибание территории. Скорости прогиба-

ния, накопления осадков и интенсивность тектонической деятельности значительно меньше, чем в нижнем рифее. В среднем рифее по-прежнему большую часть территории занимает Камско-Бельский прогиб практически в тех же границах. Особенности проявления тектонических движений указывают на то, что северные районы развивались как зона замедленного прогибания, а южные – как зона интенсивного прогибания.

Отложения среднего рифея геохимическими исследованиями охарактеризованы на большей части территории Камско-Бельского прогиба, наиболее полно – в его прибортовых и центральных частях.

В первой половине среднего рифея при достаточно обширной территории осадконакопления отложения **тукаевской свиты** накапливались в субконтинентальных и прибрежно-мелководных условиях при окислительных и слабовосстановительных обстановках. Мощность тукаевских отложений, представленных полевошпат-кварцевыми песчаниками с прослоями зеленовато-серых алевролитов и буровато-коричневых аргиллитов, меняется от 200 м в прибортовых до 600–780 м в центральных и восточных зонах прогиба. В некоторых разрезах породы тукаевской свиты прорваны пластовыми интрузиями габбро-диабазов и долеритов. Выявленные содержания органического углерода в песчаниках и алевролитах тукаевской свиты невысокие, в среднем составляют 0,12%, диапазон изменения битуминозности широкий – от десятитысячных до сотых долей процента. Битумоиды представлены легким маслянистым типом. Маслянисто-смолистый тип встречается в единичных образцах. Пиролитические характеристики низкие, количество подвижной микронефти не превышает 0,05 мг/г. В итоге, нефтематеринские породы в песчаных отложениях тукаевской свиты не выявлены. Породы этого стратиграфического уровня скорее всего будут более перспективными для аккумуляции УВ, что подтверждается обнаружением в тукаевских песчаниках нефте- и газопроявлений.

Аскинская свита, генетически связанная с тукаевской свитой, выделена только в разрезе скв. Восточно-Аскинская № 1 и является нижней частью регрессивного цикла и переходной толщей к прибрежным пескам тукаевской свиты. Незначительная по мощности (144 м) толща переслаивания песчаников, алевролитов, аргиллитов и мергелей, образованная преимущественно в окислительных обстановках, отличается относительно невысокими геохимическими параметрами: Сорг не более 0,2%, количество битумоидов 0,0001–0,03%, хотя на каротажных диаграммах породы аскинской свиты отличаются относительно повышенными значениями ГК. Повышенная степень битуминозности (до 40%) указывает на эпигенетичный характер битумоидов и возможное развитие зон аккумуляции. Однако вышеперечисленные характеристики не позволяют выделить эту свиту в качестве нефтематеринской.

Отложения **ольховской свиты** накапливались в шельфовых, прибрежно-морских условиях в западных прибортовых зонах Серноводско-Абдулинского авлакогена и мелководно-морских обстановках в центральных и восточных частях авлакогена при заметном снижении тектонической активности. Область осадконакопления несколько сужается, а зона наибольшего погружения смещается на восток на 20–40 км по сравнению с ранним рифеем. Мощность отложений изменяется от десятков метров в западных (Морозовская № 1, Леонидовская № 500) до 642–850 м в восточных и центральных зонах (Северо-Кушкульская № 1, Восточно-Аскинская № 1), соответствующих наибольшему прогибанию бассейна осадконакопления в это время. Породы ольховской свиты, представленные переслаиванием доломитистых аргиллитов, мергелей, с прослоями полевошпат-кварцевых алевролитов и песчаников, часто прорваны интрузиями габбро-диабазов. Наибольшие содержания Сорг (от 0,14% до 0,38–0,58%) обнаруживают породы в нижней части ольховской свиты, приуроченные к акбердинской толще темно-серых, почти черных аргиллитов, с прослоями алевролитов, песчаников и доломитов мощностью от 55 до 63 м. Фоновое количество битумоидов не превышает десятитысячных долей процента, лишь в редких прослоях аргиллитов оно составляет 0,001–0,0025%. Качественно битумоиды представлены преимущественно легким маслянистым, реже смолистым типами. Акбердинская толща сформирована в восстановительных условиях и выделяется в восточной половине Башкортостана. Для верхних частей ольховской свиты характерны в основном окислительные и слабовосстановительные обстановки. Несмотря на присутствие нефтематеринских пород, недостаточное количество аналитического материала и небольшие мощности не позволяют выделить в этих отложениях нефтематеринскую свиту.

Усинская свита завершает среднерифейский тектоно-седиментационный цикл, в конце которого происходит подъем территории и частичный размыв уже литифицированных пород. Наибольший подъем испытала северо-западная часть авлакогена, где на Арланской и других площадях среднерифейские отложения были полностью размывы. Для образований усинской свиты характерны окислительные фации диагенеза. Мощность усинских отложений, представленных в основном песчаниками с подчиненными прослоями глин и алевролитов, составляет 100–400 м. Геохимические характеристики отложений низкие: Сорг не более 0,12%, количество битумоидов фоновое, S_1 не более 0,01 мг/г. В целом, условия для развития нефтегазоматеринских пород неблагоприятные.

Между средним и поздним рифеем происходит подъем земной коры, вызвавший довольно длительный континентальный перерыв в осадконакоплении. В этот период в результате тектонических подвижек в основном по субширотным разломам сформировались крупные постседиментационные грабен-

прогибы и ограничивающие их горстовидные поднятия, валы и выступы (Серноводско-Абдулинский авлакоген, Бавлинско-Балтаевский грабен и др.). С **позднерифейского времени** начинается новый этап рифтообразовательных процессов, соответствующий пятому тектоно-седиментационному циклу.

В начале позднерифейского этапа в леонидовское время область осадконакопления несколько уменьшается, максимальное прогибание соответствует восточной зоне Серноводско-Абдулинского прогиба, где вскрытые мощности леонидовских отложений составляют более 1354 м (Шкапово № 740). Породы **леонидовской свиты** представлены в основном полевошпат-кварцевыми песчаниками и отличаются невысокими геохимическими параметрами. Преимущественно в терригенных породах леонидовской свиты содержание Сорг, как правило, невысокое (от 0,05 до 0,15%), встречаются единичные образцы с Сорг – 0,36% содержание Бхл не превышает тысячных долей процента. Значение битумоидного коэффициента составляет 1,8%. Концентрация микронепти в породе составляет от 0,01 до 0,5 мг/г. Степень катагенетической преобразованности ОВ пород изменяется от МК₂ до МК₅ в наиболее погруженных зонах Бельской впадины. Накопление осадков верхнерифейского возраста в зоне Серноводско-Абдулинского авлакогена происходило в условиях континентального выветривания, что обусловило преобладание окислительных фаций в диагенезе. Для южной части Камско-Бельского прогиба характерно изменение фациальных обстановок от окислительных до восстановительных. В целом, можно заключить, что вряд ли в леонидовской свите могут быть обнаружены нефтегазоматеринские породы достаточной мощности.

С приютовского времени начинается позднерифейская морская трансгрессия, отложения накапливаются в прибрежно-морских и мелководноморских условиях при преобладании слабовосстановительных обстановок. Отложения **приютовской свиты**, представленные глинистыми алевролитами, песчаниками, аргиллитами и доломитами, прослеживаются на восточном борту Камско-Бельского прогиба, на территории современного Предуральяского прогиба и в центральной части Серноводско-Абдулинского авлакогена. Максимальная мощность приютовских отложений достигает 634–735 м. Отложения приютовской свиты вскрыты небольшим количеством скважин, при этом только в четырех скважинах (Кабаковская № 62, Леузинская № 1, Ахмеровская № 6, Шиханская № 5) породы перекрыты вышележащими образованиями шиханской свиты верхнего рифея. В остальных скважинах они выведены на предвендский денудационный срез и представлены только сохранившимися от размыва частями разреза. Выявленные содержания органического углерода в среднем составляют 0,24%, содержание битумоидов изменяется от 0,001 до 0,05%. Степень катагенетической преобразованности пород варьирует от МК₃-МК₅.

В наиболее изученных геохимическими исследованиями разрезах скважин (Леузинская № 1) в нижних частях разреза приютовской свиты выделяются темно-серые аргиллиты и глинистые алевролиты мощностью около 150 м с повышенными геохимическими характеристиками: Сорг – 0,23–0,45%, содержание битумоидов составляет сотые и тысячные доли процента. Однако, учитывая низкую изученность, выделить нефтематеринские толщи в отложениях приютовской свиты на сегодняшний день не представляется возможным.

Во время шиханского осадконакопления происходит подъем территории, закрывается зона Серноводско-Абдулинского авлакогена. Отложения **шиханской свиты** наблюдаются на территории Предуральяского прогиба и прилегающей к ней юго-восточной части Бельской впадины. Полностью отложения вскрыты скважинами Шиханская № 5, Леузинская № 1, Ахмерово № 6, Кабаковская № 62 и представлены преимущественно известняками с прослоями аргиллитов, мергелей и доломитов. Максимальная сохранившаяся мощность от предвендского размыва составляет 363 м.

Накопление осадков в мелководно- и глубоководно-морских восстановительных обстановках могло создавать благоприятные условия для накопления и сохранения органического вещества. По результатам геохимических исследований разреза рифейских отложений скв. Леузинская № 1, в карбонатных породах нижней толщи шиханской свиты наблюдается широкий размах значений Сорг – (0,09–0,85%). Наиболее высокие его концентрации выявлены в глинистых известняках и мергелях и составляют 0,49–0,85%. В трещиноватых разностях известняков количество Сорг снижается до 0,09–0,17%. Встречающиеся в виде редких прослоев темно-коричневые аргиллиты обнаруживают Сорг в количестве 0,2–0,23%. В породах шиханской свиты широко развиты маслянистый и осмоленный типы битумоида. Однако незначительные мощности шиханской свиты и слабая изученность не позволяют выделить нефтегазоматеринские толщи в составе свиты. **Леузинская свита**, выделенная только в скважине Леузинская № 1 мощностью 235 м, завершает разрез позднего рифея в восточной части Предуральяского прогиба.

Таблица 3.1

Характеристика показателей и критериев генерации и эмиграции рифейских отложений Волго-Уральской НГП

Стратиграфия	Основные литотипы пород	Максимальная вскрытая мощность, м	Условия осадконакопления	Скорость осадконакопления м/млн лет	Основные перерывы в осадконакоплении	Условия диагенеза	Тип ОВ (по Ларской Е. С), количество Сорг, %	Доля НГМП в свите, %	Макс. плотность остаточного ОВ в НГМСмл н.т/км ²	Вероятная степень катагенеза	Бхл., % (min-max)	Биту-моидный коэффициент, %	S ₁ , мг/г породы, (min-max)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Нижний рифей													
Сарапульская свита* R _{1srp}	Песчаники алевролиты, подчиненные прослой аргиллитов Доломиты	1900	Континентальные, прибрежно-континентальные, прибрежно-морские	-	-	СВ, О, В	0,07–0,89	-	-	МК ₃₋₄ - АК ₁	0,0001–0,005	0–3,13	0–0,05
<i>Прикамская подсерия R_{1prk}</i>													
Петнурскаяноркинская, ротковская, минаевская (троицкая, мизгиревская свита)	Песчаники Переслаивание алевролитов аргиллитов прослой доломитов	2540 (Сарапульская-1) 1007 (Арланская -7000)	Континентальные, морские мелководные, прибрежно-морские, озерно-морские	60	-	СВ, О, В	0,02–0,59	-	-	МК ₂ -МК ₃	0,0001–0,1	0,04–16,67	0,01–0,08

Примечание: Фашии диагенеза: РО – резкоокислительные, О – окислительные, СВ – слабовосстановительные, В – восстановительные, РВ – резковосстановительные.

Тип ОВ по Ларской Е. С.: Формы включений рассеянного ОВ (цвет включений в проходящем/отраженном свете): I – дисперсное ОВ: I¹ – пятнистое распределение светло-бурое/бурое; I² – ступки ОВ бурые/темно-бурые до черного; I^{2к} – ступки ОВ с колломорфным центром, бурые и красно-бурые в центре / то же до черного; I³ – нитевидные включения ОВ, светло-бурые/ более темные; I⁴ – микропрожилки бурые / более темные; I⁵ – микропрожилки с колломорфным центром, желто-бурые до красно-оранжевого / то же до черного; I⁶ – ОВ в межзерновом пространстве мелкозернистых карбонатом; I^{7а} – ОВ в стилолитовых швах, темно-бурое; I^{7б} – ОВ в створках раковин; I⁸ – частицы размером более 0,005 мм колломорфного ОВ красно-бурого цвета / то же до черного; I⁹ – ОВ в равномерной смеси с основной массой породы, бурое; II – детритное ОВ: II¹ – частицы крупнопелитовой размерности четких очертаний, черные; II² – фюзенизированные частицы четких очертаний без ореолов, иногда сохраняющие структуру тканей, черные; II³ – витринитовые частицы прямоугольных очертаний без ореолов, красно-коричневые; II⁴ – споры и оболочки пыльцы мелкоалевритовой размерности, желтые, бурые, оранжевые/коричневые до черного; II⁵ – макроспоры и кутикулы разной степени сохранности, темно-желтые и красно-оранжевые до темно-коричневых/темно-бурые; II⁶ – удлиненные включения ОВ с четкими очертаниями, черные; II⁷ – включения ОВ прихотливых очертаний, черные,

реже красно-черные/черные; красно-черные/черные; П⁸ – основная красно-черная углистая колломорфная масса; П⁹ – частицы ОВ алевритовой и песчаной размерности колломорфной природы, нечетких очертаний из-за постепенного диспергирования в породу, красно-бурые, реже – красно-черные; П¹⁰ – микропрожилки с характеристикой типа П⁹; П¹¹ – дисперсное ОВ в породах, изобилующих детритовыми включениями П типа); П¹² – изометрические включения ОВ, изотропные, песчано-алевритовой размерности, предположительно – липидные бляшки, бурые и желто-бурые; П¹³ – включения ОВ прихотливых очертаний красно-бурые/черные; П¹⁴ – перемещенное ОВ; П¹⁵ – желто-бурые пленки и буро-красные до черного в отраженном свете сгустки колломорфного ОВ в межзерновом пространстве карбонатов; П¹⁶ – включения эпигенетического битумоида в трещинах и пустотах любого происхождения, желтые и светло-бурые/темно-красные до черного; любого происхождения.

Леузинская свита* – выделена только в скважине Леузинская № 1; Аскинская свита* – выделена только в скважине Восточно-Аскинская № 1; Сарапульская свита* – выделена только в скважине Сарапульская № 1.

Использованы данные И. С. Батовой (КамНИИКИГС), литературные и фондовые источники: Е. С. Ларская Диагностика и методы изучения нефтематеринских толщ. М., Недра, 1983.; Карасева Т. В. Разработать комплекс критериев количественной оценки прогнозных ресурсов и осуществить прогноз нефтегазоносности рифей-вендского комплекса Европейской части России. Отчет. Ярославль, 2006.

Таблица 3.2

Характеристика рифейских нефтегазоматеринских свит в разрезах глубоких скважин

Скважина	Глубина НГМсвит, м	Мощность НГМ свит, м	Положение в таксономической свите	Литология	Сорг. % (среднее)	Доля НГМП в таксономической свите, %	Q остаточная Q исх/, млн.т/км ²
Арланская подсвита							
Бедряжская-203	3390–4200	810	Верхняя и средняя части свиты	Переслаивание глинистых известняков, доломитов, аргиллитов и мергелей	0,25	43	<u>1,85</u> 4,3–4,9
Бедряжская-204	3500–3700	200	Верхняя часть подсвиты	Переслаивание мергелей, доломитов и аргиллитов	0,20	69	<u>0,73</u> 1,7
Ножовская-92	3783–4008	225	Верхняя часть подсвиты	Аргиллиты, доломиты, известняки	0,12	53	<u>0,635</u> 1,5
Ашитская подсвита							
Бедряжская-203	3000–3400	400	Нижняя часть подсвиты	Известняки глинистые, мергели, доломиты	0,16	42,5	<u>0,8</u> 1,36
Бедряжская-204	2950–3500	550	Нижняя часть подсвиты	Переслаивание известняков глинистых, доломитов и аргиллитов	0,16	61,6	<u>1,17</u> 2,71
Ножовская-92	2710–3783	1073	Средняя и нижняя части подсвиты	Доломиты, глинистые известняки, мергели	0,15	46,6	<u>1,73</u> 4,0
Восточно-Аскинская-1	4070–4310	240	Верхняя часть подсвиты	Переслаивание аргиллитов и доломитов	0,23	55,8	<u>0,6</u> 1,86
Восточно-Аскинская-1	4490–4820	330	Средняя часть подсвиты	Доломиты глинистые	0,17	81,8	<u>0,9</u> 2,8
Кабаковская свита							
Восточно-Аскинская-1	3120–3400	280	Нижняя часть свиты	Аргиллиты, алевролиты, глинистые доломиты, мергели	0,14	69,6	<u>0,67</u> 1,79

Накопление осадков в мелководно- и глубоководно-морских восстановительных обстановках могло создавать благоприятные условия для накопления и сохранения органического вещества. По результатам геохимических исследований разреза рифейских отложений скв. Леузинская № 1, в карбонатных породах нижней толщи шиханской свиты наблюдается широкий размах значений Сорг (0,09–0,85%). Наиболее высокие его концентрации выявлены в глинистых известняках и мергелях и составляют 0,49–0,85%. В трещиноватых разностях известняков количество Сорг снижается до 0,09–0,17%. Встречающиеся в виде редких прослоев темно-коричневые аргиллиты обнаруживают Сорг в количестве 0,2–0,23%. В породах шиханской свиты широко развиты маслянистый и осмоленный типы битумоида. Однако незначительные мощности шиханской свиты и слабая изученность не позволяют выделить нефтегазоматеринские толщи в составе свиты. **Леузинская свита** мощностью 235 м, выделенная только в скв. Леузинская № 1, завершает разрез позднего рифея в восточной части Предуральяского прогиба.

Свита, сформированная в условиях, аналогичных условиям образования шиханской свиты, сложена преимущественно доломитами с подчиненными прослоями известняков. По геохимической характеристике доломиты леузинской свиты обнаруживают пониженное по сравнению с шиханской свитой содержание Сорг – 0,05–0,29% и битумоидов. Небольшие мощности, локальное распространение и влияние гипергенных процессов не дают основания для выделения в составе леузинской свиты нефтематеринской свиты.

Верхневендский комплекс, распространенный в восточной части Русской платформы, отличается от рифейского степенью изученности, меньшей глубиной залегания и мощностью, историей формирования. Территория развития вендских отложений делится на три структурно-фациальных района: Верхнекамская впадина на севере, Шкапово-Шиханская впадина на юге и разделяющая их Сарапульско-Яныбаевская седловина. Верхневендские отложения сложены терригенными породами и расчленяются на бородулинскую и кудымкарскую серии в Верхнекамской впадине и их аналоги (каировская и шкаповская серии) в Шкапово-Шиханской впадине. Бородулинская и кудымкарская серии различаются по геохимическим параметрам. Причем в северной части распространения вендских отложений (Верхнекамская впадина, Сарапульско-Яныбаевская седловина) лучшими геохимическими характеристиками обладают отложения нижней части венда (бородулинская серия), а в южной части – в Шкапово-Шиханской впадине – отложения верхней части венда (шкаповская серия) (табл. 3.3).

В **бородулинское (каировское)** время на всей территории развития венда морской бассейн представлял единое целое, осадконакопление происходило в

прибрежно-морских и мелководно-морских условиях при преобладании слабо-восстановительных геохимических условий. Наиболее полно породы **бородулинской серии** пройдены в **Верхнекамской впадине** (мощность достигает 1,5 км). Вследствие большой глубины залегания максимально вскрытые мощности каировских отложений в Шкапово-Шиханской впадине не превышает 600 м. Наилучшими геохимическими характеристиками отличаются отложения кыквинской свиты Верхнекамской впадины (Сорг до 0,93–3,56%, Бхл до 0,3–0,625%) в зоне развития рифейского прогиба (Черновская, Верещагинская, Батырбайская, Северокамская, Бедряжская и другие площади). Степень битуминозности в среднем не превышает 20%. Содержание Сорг в глинисто-алевритовых отложениях кыквинской свиты изменяется от 0,02 до 3,56%. Битуминозность варьирует от 0,00001 до 0,625%. Характерны также часто высокие значения коэффициента битуминозности (до 100%), что указывает на нефтяной (миграционный) характер битумоидов. Породы верещагинской свиты также отличаются высокими содержаниями ОВ (Сорг до 0,93–2,39%) и высокой битуминозностью – до 1,25% (Соколовская, Верещагинская, Осинцевская, Тазовская, Бородулинская и др. площади). Вследствие большой глубины залегания **каировских (бородулинских) отложений в Шкапово-Шиханской впадине** изученные геохимические характеристики байкибашевских (кыквинских) и старопетровских (верещагинских) свит невысокие: Сорг в среднем составляет в породах байкибашевской свиты 0,08%, старопетровской свиты – 0,12%, количество битумоидов в среднем 0,002–0,005%. Битуминозность по геохимическим и пиролитическим показателям низкая (β – 4–6%, S_1 – 0,03–0,4 мг/г). В Сарапульско-Яныбаевской седловине отложения вендского комплекса, представленные только породами бородулинской серии, имеют небольшую мощность (до 350 м), формировались в прибрежно-морских и мелководно-морских условиях при восстановительных и слабовосстановительных обстановках. Геохимические параметры кыквинских и верещагинских отложений изменяются в широких пределах: Сорг в среднем составляет 0,3%, количество битумоидов изменяется от десятитысячных до десятых долей процента. В послебородулинское (послекаировское) время территория Сарапульско-Яныбаевской седловины испытала подъем и осушение, поэтому отложения кудымкарской (шкаповской) серии здесь отсутствуют.

С начала кудымкарского (шкаповского) времени вся территория развития вендских отложений испытывает подъем различной интенсивности. При этом подъем и осушение Сарапульско-Яныбаевской седловины приводит к разделению единого морского бассейна на изолированные Верхнекамскую и Шкапово-Шиханскую впадины. Осадконакопление в **кудымкарское (шкаповское)** время происходит в прибрежно- и мелководно-морских условиях. В Верхнекам-

ской впадине в начале кудымкарского времени (велвинская свита) отдельные участки испытывают подъем (вплоть до осушения), характерны окислительные геохимические обстановки. В краснокамское время повышается тектоническая активность в условиях мелководно-морского режима. Максимальная мощность кудымкарских отложений не превышает 700 м. В отличие от Верхнекамской, в Шкапово-Шиханской впадине осадконакопление в шкаповское время происходит в мелководном морском бассейне, спокойном гидродинамическом режиме при преобладании восстановительного геохимического режима. Максимальные вскрытые мощности шкаповских образований превышают 1000 м. По геохимической характеристике отложения шкаповской (кудымкарской) серии в среднем имеют более низкие концентрации Сорг (от 0,04 до 0,57%) и битумоидов (от 0,0001 до 0,08%) по сравнению с бородулинской серией.

Таблица 3.3

Характеристика показателей и критериев генерации и эмиграции рифейских отложений Волго-Уральской НГП

Стратиграфия	Основные литотипы пород	Максимальная вскрытая мощность м	Условия осадконакопления	Скорость осадконакопления м/млн лет	Основные перерывы в осадконакоплении	Условия диагенеза	Тип ОБ (по Ларской Е. С), количество Сорг, %	Доля НГМП в свите, %	Макс. плотность остаточного ОБ в НГМСмл н.т/км ²	Вероятная степень катагенеза	Бхл., % (min-max)	Битумоидный коэффициент, %	S ₁ , мг/г породы, (min-max)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Нижний рифей													
Сарапульская свита* R ₁ sr	Песчаники алевролиты, подчиненные прослои аргиллитов Доломиты	1900	Континентальные, прибрежно-континентальные, прибрежно-морские	-	-	СВ, О, В	0,07–0,89	-	-	МК ₃₋₄ - АК ₁	0,0001–0,005	0–3,13	0–0,05
<i>Прикамская подсерия R₁prk</i>													
Петнурская-норкинская, ротковская, минаевская (троицкая, мизгиревская свита)	Песчаники Переслаивание <i>алевролитов аргиллитов</i> прослои доломитов	2540 (Сарапульская-1) 1007 (Арланская-7000)	Континентальные, морские мелководные, прибрежно-морские, озерно-морские	60	-	СВ, О, В	0,02–0,59	-	-	МК ₂ -МК ₃	0,0001–0,1	0,04–16,67	0,01–0,08

Продолжение табл. 3.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
<i>Орьебаишская подсерия, Калтасинская свита R₁kl</i>													
Саузовская подсвита R _{1sz}	Доломиты <i>прослои аргиллитов и алевролитов</i>	837 (7000 Арланская)	Морские мелководные	30–40	-	О, В, СВ	0,01–0,18	-	-	МК ₄ -МК ₅	0,0012–0,04	0–30,77	н.д.
Арланская подсвита R _{1ar}	Переслаивание известняков, аргиллитов, доломитов, мергель	1040 (203 Бедряжская)	Морские мелководные, глубоководные	30–40	-	СВ, О (В, СВ)	I ^{2,2к 4,5} 0,032-0,8	43–69	0,63–1,85	МК ₃ -МК ₄	0,0001–0,156	0,31–75	0,02–0,15
Ашитская Подсвита R _{1ash}	Доломиты, известняки прослоями аргиллиты, алевролиты мергели	1326 (92 Ножовка)	Морские мелководные, глубоководные	30–40	-	СВ, О, В, РВ	I ^{2к,2,5,9} , II ¹³ , III ^{1,2} 0,01-0,67	43–82	0,61–1,72	МК ₂ -АК ₁	0,01–0,67	0–100	0,03–4,21
Надеждинская свита R _{1nd}	Алевролиты, аргиллиты доломиты	446 (Киррилловская)	Субконтинентальные прибрежные, морские мелководные	17–20	В южной и центральных частях авлакогена между R _{1nd} и R _{1kl}	СВ, О, В	I ^{2,2к 4,5} 0,04–0,33	-	-	МК ₂ -МК ₅	0,0002–0,0025	0,15–6,25	0,01
Кабаковская свита R _{1kb}	Алевролиты и аргиллиты, мергели, доломиты , перидотит	528 (Восточно-Аскинская 1)	Морские мелководные, относительно глубоководные	17–20	-	В, СВ	I ^{2,2к} 0,05-0,33	69	0,67	МК ₃ -МК ₄	0,0001–0,015	0,05–12,50	0,02

Продолжение табл. 3.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Средний рифей													
Аскинская свита* R _{2as}	Переслаивание песчаников алевролитов аргиллитов мергелей	144 (Восточно-Аскинская 1)	Субконтинентальные морские прибрежно-мелководные	<17	Между нижним и средним рифеем	СВ, О	П ² 0,08–0,2	-	-	МК ₃	0,0001–0,03	0,1–40	<0,01
Тукаевская свита R _{2tk}	Песчаники, алевролиты, аргиллиты, кварцит, доломит	779 (Кипчак-1)	Субконтинентальные, шельф открытого моря, волноприбойная зона (пляжевые пески)	<17	Между нижним и средним рифеем	О, СВ	0,01–0,18	-	-	МК ₂ -МК ₃	0,0002–0,015	0,40–16,67	0,01–0,05
Ольховская свита R _{2ol}	Переслаивание доломитистых аргиллитов, мергелей, глинистых задолломиченных алевролитов песчаников	642 (Северокульская-1)	Открытый морской шельф, прибрежно-морские (прибортовые зоны авлакогена), мелководно-морские (центральные части авлакогена)	<17	-	О, РО, (прибортовые зоны), В, СВ (центральные зоны, акбердинская толща)	0,04–0,69	-	-	МК ₂₋₃ -МК ₅	0,0001–0,1	0,05–14,5	0,01–0,04
Усинская свита R _{2us}	Песчаники кварцевые, прослой алевролитов, аргиллитов	412 (Кипчак-1)	Субконтинентальные, прибрежно-мелководные	<17	В центральных частях авлакогена	О	0,05–0,17	-	-	МК ₂₋₃ -МК ₅ -АК ₁	0,0001–0,0013	0,53–1,8	0,01–0,02

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Верхний рифей													
Леонидовская свита R ₃ ln	Песчаники полевошпатово-кварцевые	Вскр.>1354(Шкапово-740)	Континентальные, прибрежно-континентальные	<17	Между средним и поздним рифеем	О	0,05–0,36	-	-	МК ₂ -МК ₅	0,0001–0,08	0,22–38,1	0,01
Приютовская свита R ₃ rg	Переслаивание алевролитов, песчаников, аргиллитов, доломитов	735 (Шкапово-740)	Прибрежно мелководно-морские обстановки эпиконтинентального морского бассейна	<17	-	СВ	0,03–0,45	-	-	МК ₂ -МК ₅	0,001–0,05	0,8	-
Шиханская свита R ₃ sh	Известняки, прослой аргиллитов, мергелей, доломитов	363 (Шиханская-1)	Прибрежно-мелководные, глубоководные морские	<17	-	В	0,06–0,18	-	-	МК ₅ - АК ₁	0,0003–0,0025	1,5	-
Леузинская свита* R ₃ lz	Глинистые доломиты, прослой известняков	235 (Леузинская 1)	Прибрежно-мелководные, глубоководные морские	<17	-	В	0,05–0,29	-	-	МК ₄	Фоновое содержание	-	-

Примечание: **аргиллиты**, *алевролиты* – наиболее распространенные породы, песчаники – породы, имеющие второстепенное значение, фациальные обстановки: О – окислительные, СВ – слабовосстановительные, В – восстановительные, РВ – резковосстановительные.

Битумоидный коэффициент изменяется от 0,06 до 50%. По количественной характеристике Сорг и битумоидов в Верхнекамской впадине отложения краснокамской и велвинской свит кудымкарской серии похожи. Преобладающие значения битумоидного коэффициента невысокие (0,5–20%).

В качестве примера на рис. 3.9, 3.10, 3.11, 3.12 представлены схематические карты распределения средних значений геохимических параметров: Сорг, Бхл, S_1 и битумоидного коэффициента в вендских отложениях Верхнекамской впадины. Высокие концентрации Сорг (0,3–0,66%) характерны для южных и центральных областей Верхнекамской впадины (западная и северная прибортовые зоны Камско-Бельского прогиба) – Ниримская № 79, Золотаревская № 96, Северокамская № 12, Гривинская № 453, Поляковская № 1, Бедряжская № 203 и др. Наибольшее количество и доля битумоидов концентрируется (Бхл – 0,34%, битумоидный коэффициент – 20–56%) в центральной части Верхнекамской впадины (Черновская № 41, Восточно-Красногорская № 516, Дебесская № 603 и др.). По среднему содержанию в породе микронефти выделяется локальная зона максимальных значений параметра (S_1 до 0,35 мг/г) в центральной части Верхнекамской впадины в районе развития залежей в вендских отложениях (Черновская № 41, Верещагинская № 37, Соколовская № 52 и др.).

Необходимо отметить, что наиболее высокие значения геохимических параметров приурочены к областям развития вендских залежей нефти в Пермском крае и не всегда являются показателями характеристики органического вещества. Аналитически определяемые значения органического углерода не всегда отражают исходное органическое вещество, в его значения входят ОВ, нефть, твердые битумы и так называемое перемещенное ОВ. Результаты комплексных геохимических исследований рифей-вендских отложений показали, что ОВ находится в породах в формах сапропелевого и перемещенного типа.



Рис. 3.9. Схематическая карта распределения органического углерода (C_{org}) в вендских отложениях Верхнекамской впадины

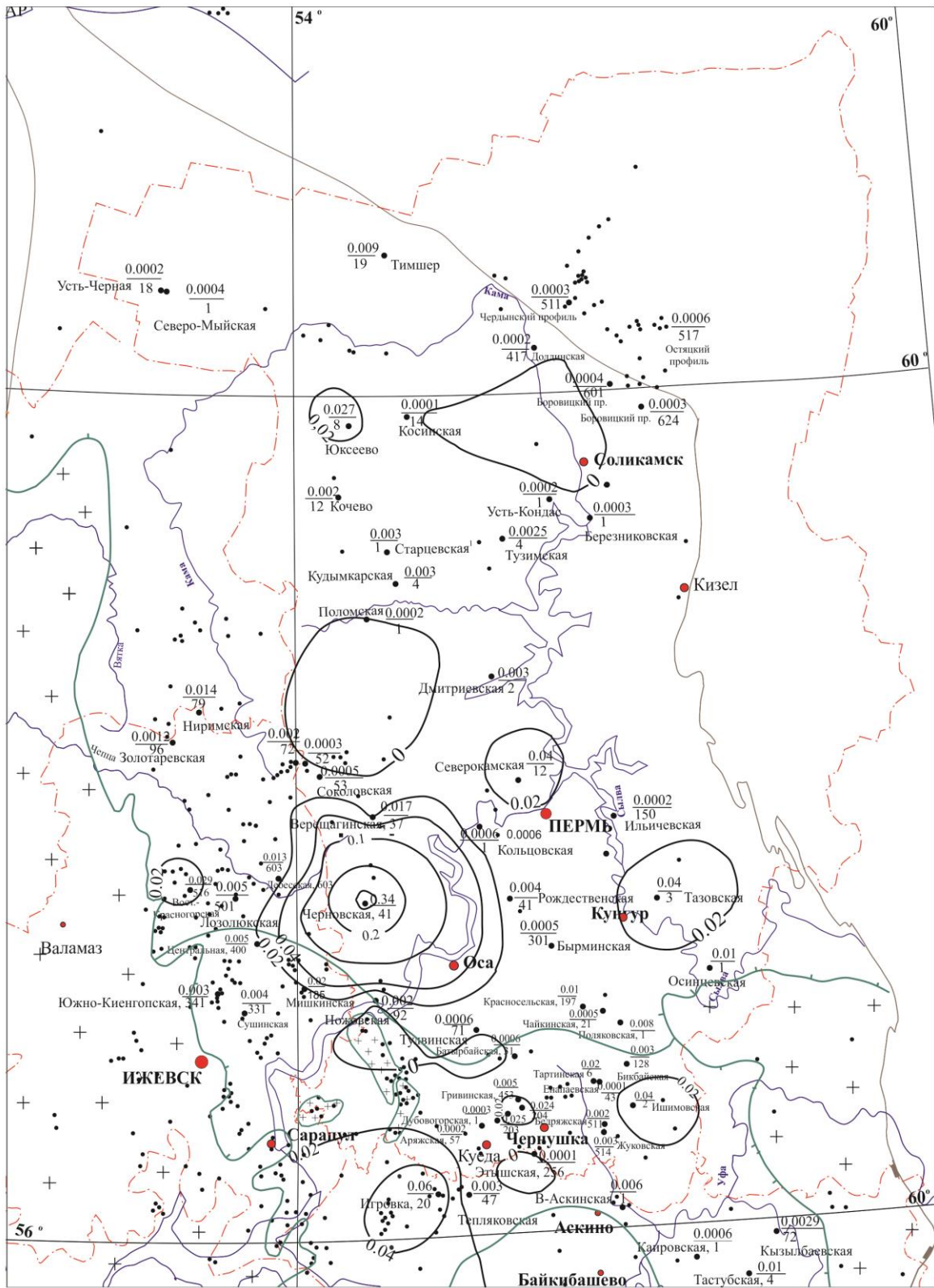


Рис. 3.10. Схематическая карта распределения хлороформного битумоида (Бхл) в вендских отложениях Верхнекамской впадины

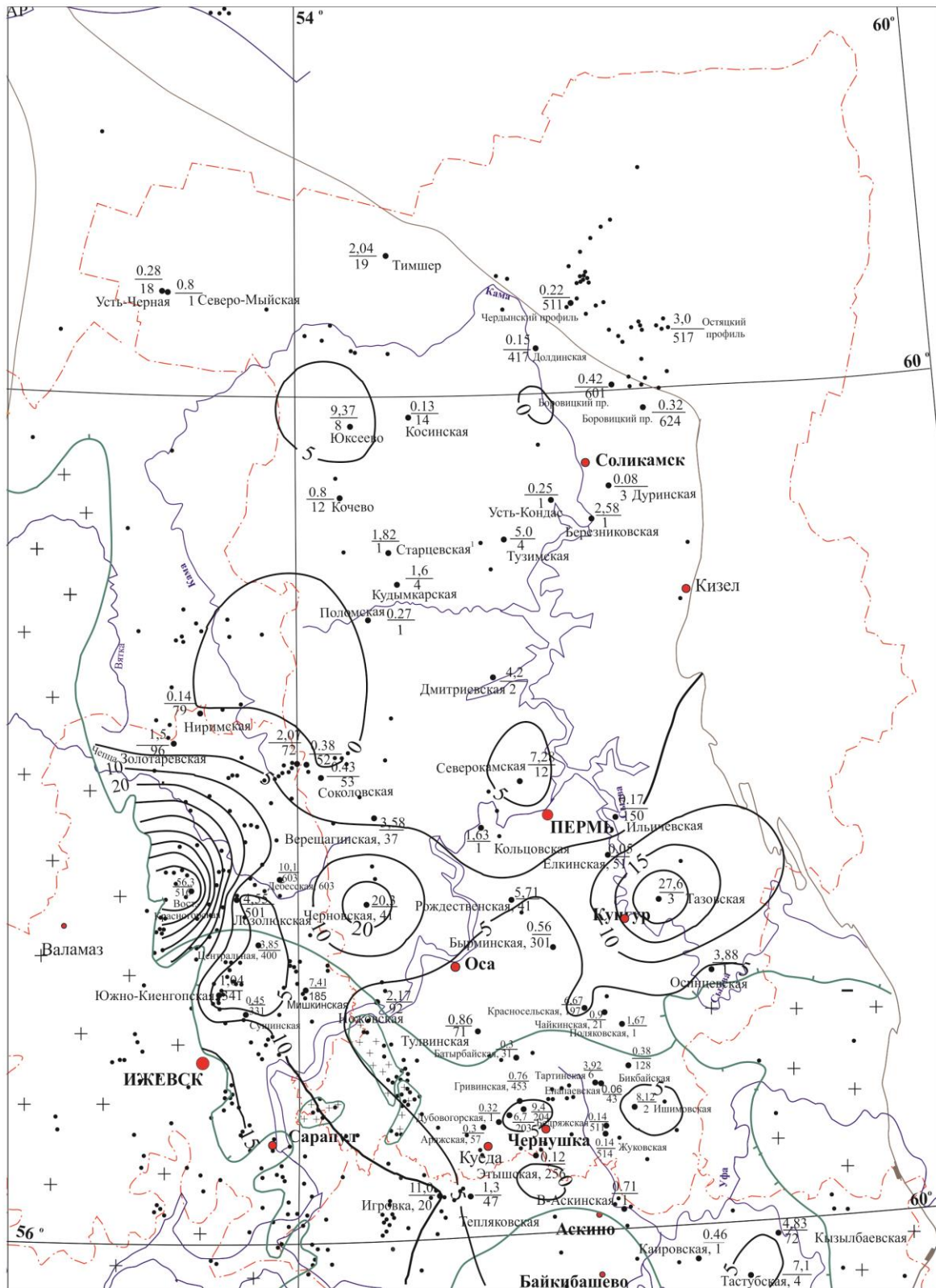


Рис. 3.11. Схематическая карта распределения битумоидного коэффициента (β) в вендских отложениях Верхнекамской впадины

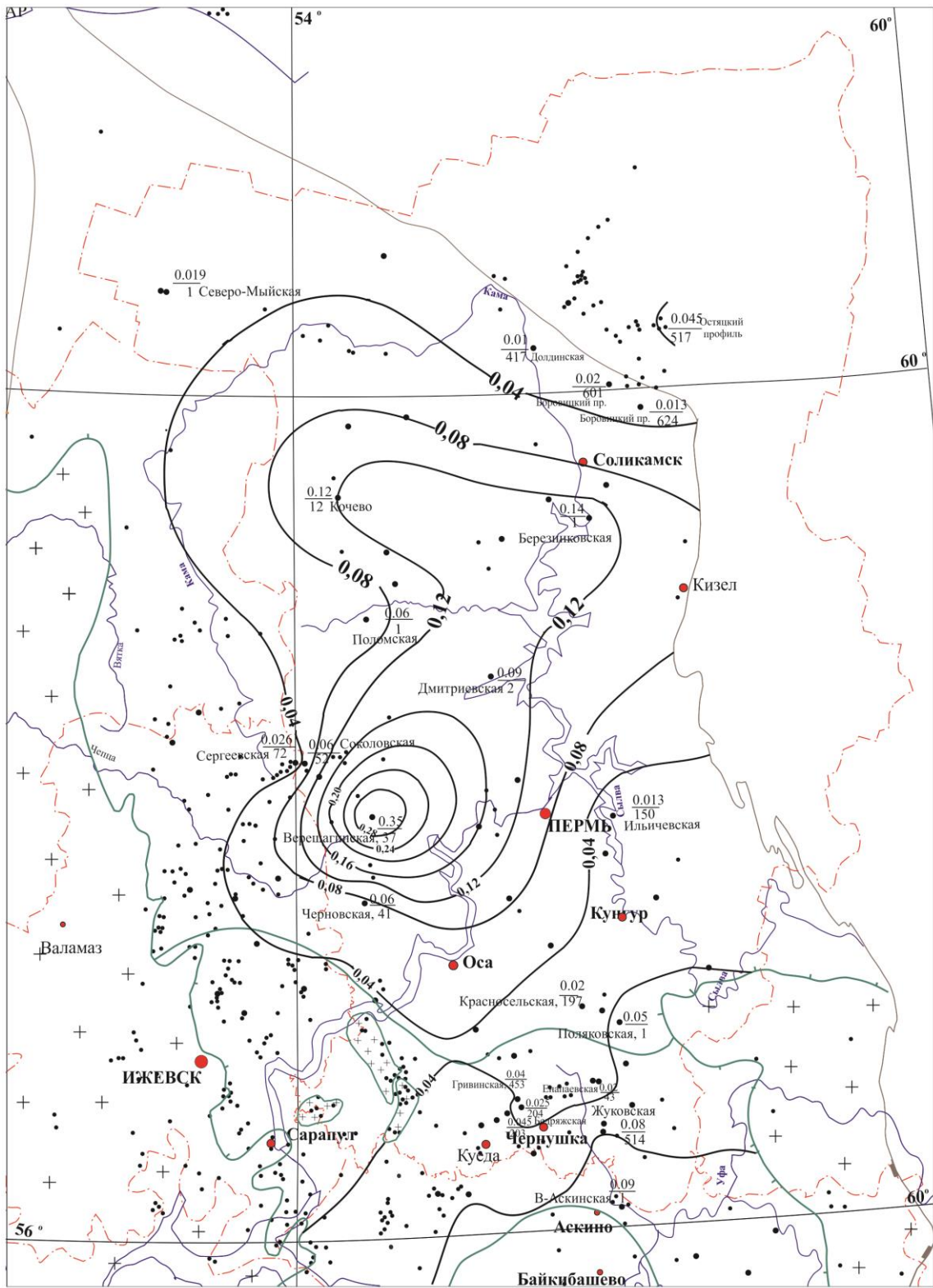


Рис. 3.12. Схематическая карта распределения начального нефтяного потенциала (S_1) в вендских отложениях Верхнекамской впадины

По данным микропетрографических исследований, выполненных И. С. Батовой (КамНИИКИГС), в образцах вендских пород часто повышенные значения органического углерода дают так называемое перемещенное ОВ, то есть микронепть.

Более 70% изученных образцов с повышенным содержанием Сорг имеют в своем составе тип III², который представляет собой включения эпигенетического битумоида [76]. Также повышенное содержание Сорг дает сапропелевое органическое вещество, которое встречается в виде детритных форм (тип II¹², II¹³, II²), так называемый водорослевый микродетрит. Вышеописанные типы, скорее всего, отражают наличие и интенсивность миграционных процессов в нефтематеринских или коллекторских породах и толщах, наличие залежей УВ, формирование же НГМП в древних отложениях происходит за счет сапропелевого дисперсного (рассеянного) ОВ разновидностей I типа (по Е. С. Ларской). Встречающийся в венде I тип содержит невысокие концентрации и часто приурочен к границе рифея-венда.

При определении генерационных возможностей органического вещества верхнепротерозойских отложений были также рассмотрены общие связи хлороформенного битумоида и органического углерода. Известно, что сингенетичные битумоиды напрямую связаны с органическим веществом. В рифейском комплексе, судя по связям Бхл и Сорг, нефтеобразование могло происходить в саузовской, арланской и ашитской подсвитах нижнего рифея и, возможно, в ольховской свите верхнего рифея Бельской части Камско-Бельского прогиба (рис. 3.13). В вендском комплексе таких связей практически нет, что указывает на эпигенетичный характер битумоидов (рис. 3.14). Некоторая тенденция наблюдается для кыквинской свиты и карлинской свиты венда (Башкирская часть), что, вероятно, может быть связано с большим количеством образцов с высокими концентрациями Сорг и высокой битуминозностью.

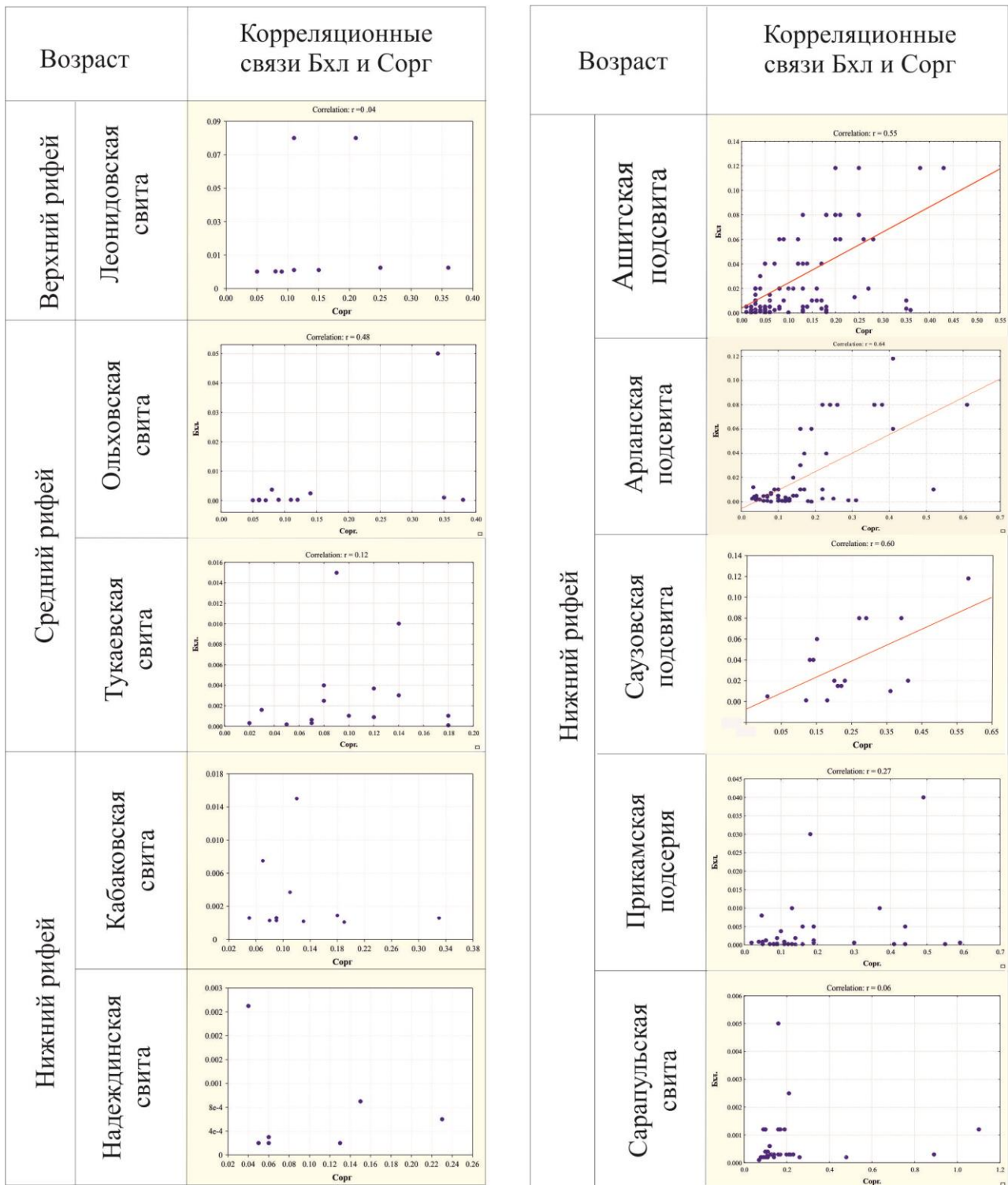


Рис. 3.13. Зависимости хлороформенного битумоида от концентраций органического углерода для рифейских отложений

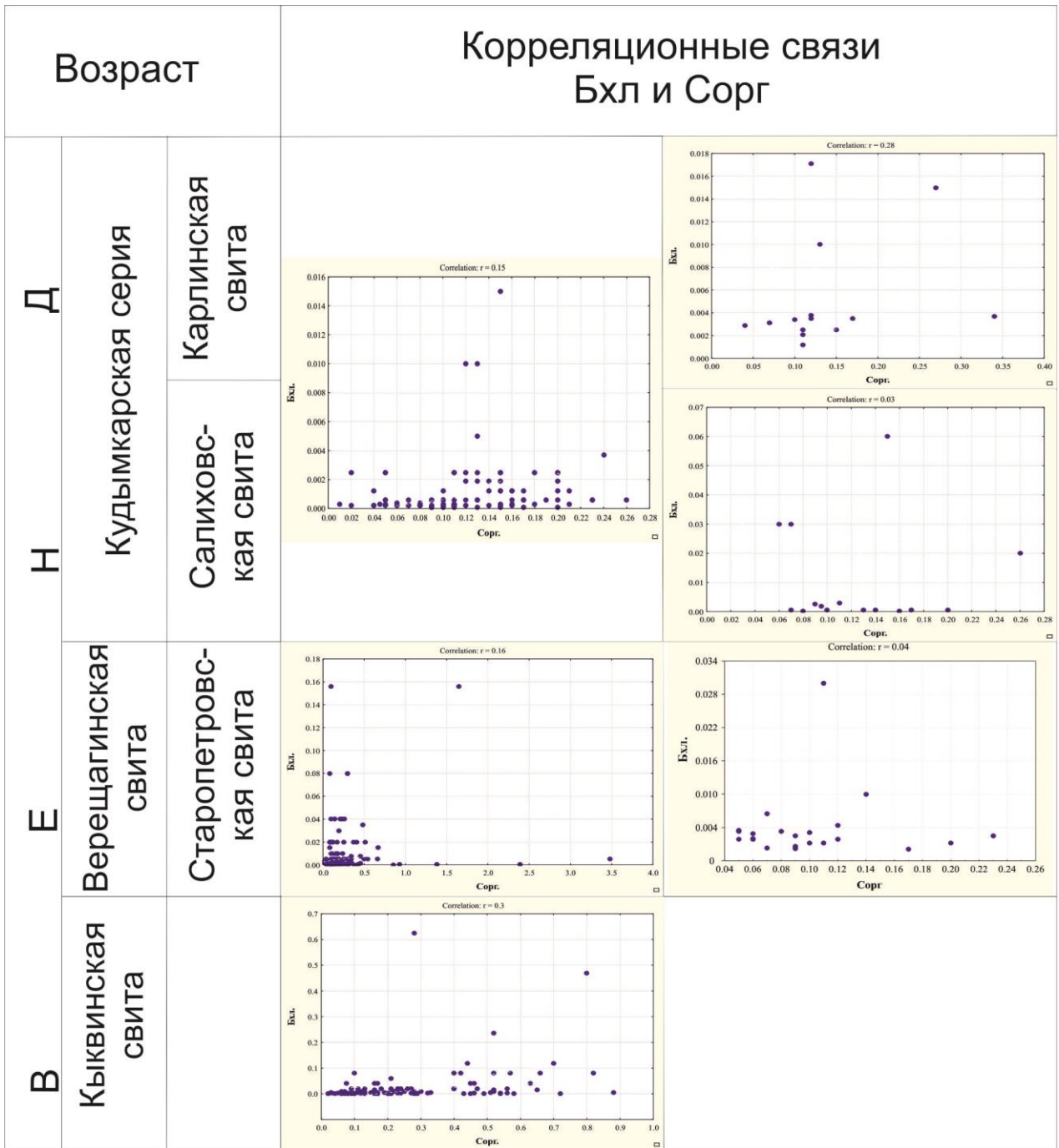


Рис. 3.14. Зависимости хлороформенного битумоида от концентраций органического углерода для вендских отложений

В общем, по всему разрезу вендских и рифейских отложений отмечаются зоны с повышенной битуминозностью, что говорит о широком развитии эпигенетичных битумоидов (остатков нефти?) и остаточных миграционных процессов.

Таким образом, обобщив и проанализировав комплексные результаты геохимических исследований скважин, можно сделать следующие выводы:

1. В вендском комплексе, скорее всего, значительных процессов нефтегазообразования не происходило. Это подтверждается низкими скоростями осадконакопления вендских отложений, небольшими мощностями нефтематеринских пород, преобладанием перемещенного ОВ, эпигенетичной битуминозностью. На это же указывают зоны повышенной битуминозности, к которым в том числе приурочены области аккумуляции УВ в венде (рис. 3.10). Поэтому вопрос о выделении нефтематеринских свит в вендском комплексе остается спорным.

2. Учитывая, что промышленная нефтеносность связана с нефтематеринскими свитами, в которых количество РОВ составляет более 1 млн т/км², к нефтематеринским свитам в отложениях рифей-вендского комплекса Волго-Уральской НГП можно отнести три толщи рифейского комплекса (фактически подсчитанные по результатам исследований параметрических скважин): в верхней вскрытой части арланской подсвиты с плотностью исходных ресурсов ОВ – 1,5–4,9 млн т/км², в ашитской подсвите с плотностью исходных ресурсов ОВ – 1,36–4,0 млн т/км², в кабаковской свите с плотностью исходных ресурсов ОВ – 1,79 млн т/км².

Одним из наиболее важных критериев генерации и эмиграции УВ для древних отложений является степень катагенеза ОВ пород. Для палеозойских отложений, залегающих на относительно небольших глубинах, этот критерий не так важен, тогда как рифей-вендские породы, залегающие на глубинах 3–7 и более км, подвергались значительно более разнообразному преобразованию, что сказалось как на фазовом составе УВ, так и на масштабах аккумуляции. Движущим фактором и причиной катагенетических изменений органического вещества пород являются постоянно возобновляющиеся под влиянием тектонических движений противоречия между вещественным составом породы и теми термодинамическими условиями, в которые она попадает. Процессы катагенеза обусловлены, с одной стороны, особенностями исходного состава осадочных пород, содержащихся в них органических веществ и растворов, с другой – термобарическими условиями недр и временем пребывания толщ в этих условиях. Наиболее чутким индикатором воздействия температуры является гумусовое органическое вещество, особенно его часто встречающийся микрокомпонент – витринит, степень углефикации которого используется для количествен-

ной оценки катагенетических преобразований осадочных толщ нефтегазовых бассейнов. Специфической особенностью изучения степени изменения катагенеза ОВ древних отложений является тот факт, что витринит, по которому наиболее точно определяется степень созревания органического вещества, в них отсутствует. Определение показателя T_{\max} (метод Rock-Eval) требует наличия повышенных концентраций органического вещества, что редко наблюдается для данных пород. Использование прямых методов, основанных на физических и химических изменениях других материалов, поведение которых в катагенезе отражает направленность преобразования органического вещества, имеет свои преимущества, но в то же время дает надежные результаты, главным образом, в пределах протокатагенеза и начальных этапов мезокатагенеза. Кроме того, широкое использование этих методов ограничено их трудоемкостью и зависимостью результатов от наличия достаточно представительного каменного материала и проб органического вещества. Прогноз катагенетической зональности рифей-вендских пород по результатам изучения палеозойских толщ затруднен из-за сложной тектонической истории развития протерозоя, наличия в его истории длительных перерывов, инверсионных движений и др. Поэтому для изучения степени катагенеза ОВ древних пород используются расчетные способы. Представляет интерес использование современных программных средств, в частности, программ по бассейновому моделированию. Бассейновое моделирование представляет собой попытку приближения к реальности на основе использования имеющейся геологической информации для конструирования моделей. Процесс моделирования является повторяющимся процессом и продолжается до тех пор, пока результат не начнет отражать реальность достаточно хорошо, а получаемая информация являться достаточно объективной. При расчетах степени катагенеза применялась программа Basin 2. Release 5.0, которая позволяет учитывать основные факторы: геологические (тектонический, литологический и гидрогеологический), термобарические (температура и давление) и геологическое время [15]. В программе Basin 2. Release 5.0. расчет отражательной способности витринита основывается на кинетике процесса разложения керогена по модели параллельных реакций, также известной, как LLNL модель. При увеличении глубины погружения и повышении температуры происходит последовательный разрыв связей в молекуле керогена в соответствии с уравнением Аррениуса приблизительно в порядке увеличения энергии разрыва. Выведенная математическая модель отражает кинетику протекающих параллельных и последовательных реакций. Эти реакции считаются необратимыми. Когда материнские породы, погруженные на определенную глубину, в результате последующего складкообразования и эрозии снова поднимаются к поверх-

ности, органическое вещество сохраняет состав и физико-химические свойства, соответствующие максимальным глубинам погружения.

Отражательная способность витринита рассчитывается программой по формуле

$$R^o = e^{(-1,6+3,7F)}, \quad (3.2)$$

где F представляет сумму вкладов в протекание реакции каждого компонента органического вещества при данных условиях. В результате расчетов определяется отражательная способность витринита (в %) и соответствующая степень катагенеза. По результатам моделирования был построен ряд профилей, иллюстрирующих региональные закономерности изменения степени катагенеза ОВ в рифей-вендских отложениях. В целом, обнаруживается общая тенденция закономерного изменения степени катагенеза с глубиной в зависимости от глубины фундамента (рис. 3.15). Зависимость расчетного показателя R^o с глубиной (Н) имеет экспоненциальную зависимость и выражается общим уравнением:

$$R^o = a * \exp(v * H). \quad (3.3)$$

Выявленная закономерность подтверждена результатами изучения скв. Бедряжская № 203, № 204, Восточно-Аскинская №1 и др.

Чем глубже погружение фундамента, тем более растянута зональность катагенеза. При этом до глубины 2–2,5 км в пределах залегания палеозойских отложений различий практически нет. Ниже, в основном в рифей-вендских отложениях, происходит нарастание степени катагенеза с глубиной, которое проявляется более интенсивно в районах с меньшим погружением фундамента. Для Волго-Уральской НГП, где основные изучаемые палеозойские толщи расположены на глубинах 2–4 км, влияние глубины погружения фундамента на степень зрелости органического вещества пород было не явным. При исследовании рифей-вендских отложений, когда глубина фундамента достигает 7–10 и более км, обычное прогнозирование степени катагенеза оказывается затрудненным.

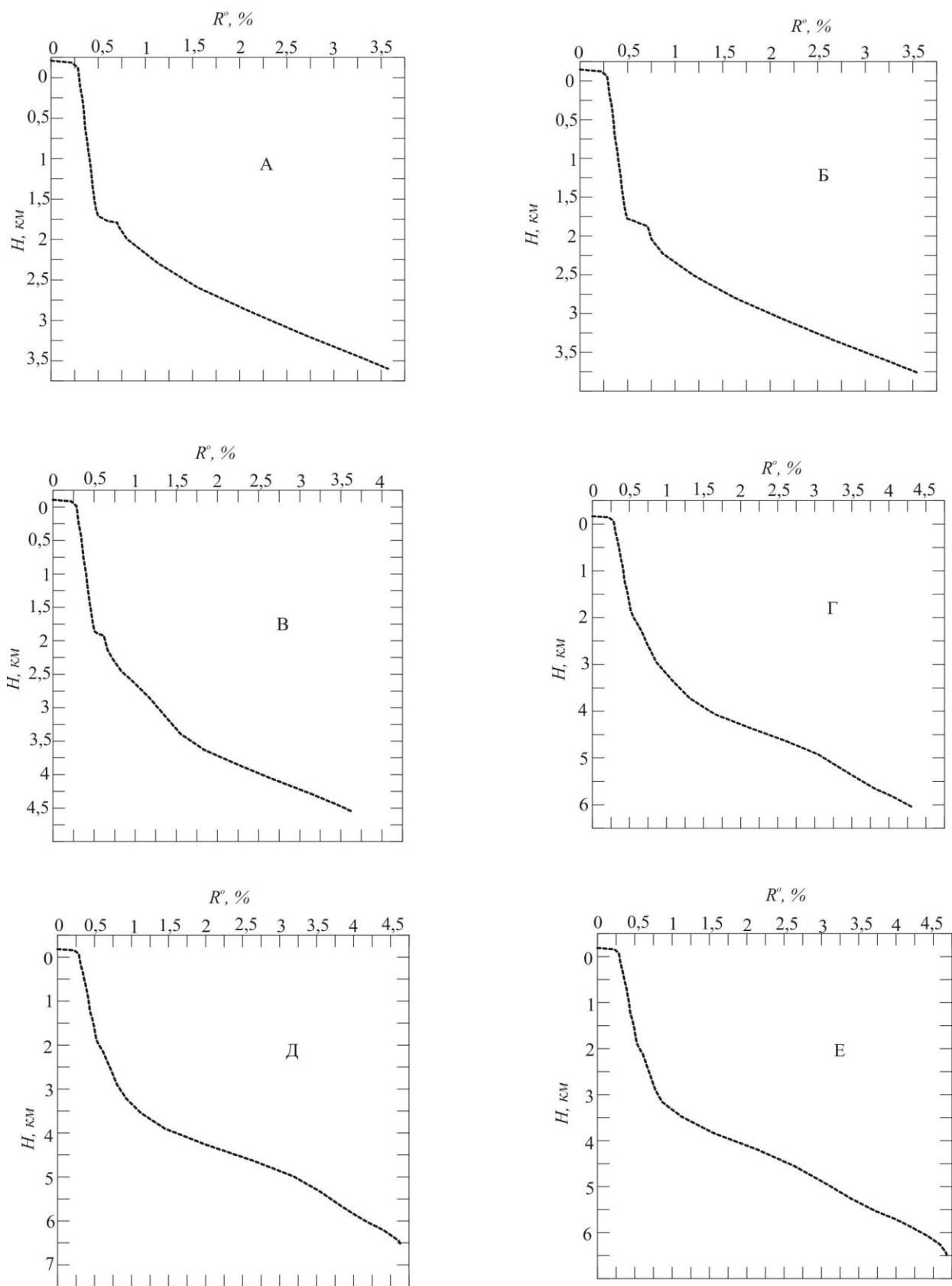


Рис. 3.15. Зависимость расчетных значений отражательной способности витринита с глубиной для зон различного погружения кристаллического фундамента в пределах Волго-Уральской НГП (А и Б – 3,5–4 км, В и Г – 4,5–6 км, Д и Е – более 6 км)

Степень преобразования органического вещества пород определяется тепловым потоком, связанным с эндогенными процессами, протекающими в подкоровой и отчасти в коровых слоях земли. Считается, что современная плотность теплового потока в пределах Восточно-Европейской платформы составляет $3,8 \cdot 10^{-2}$ ккал/м²ч. Обладая высокой теплопроводностью, метаморфические породы фундамента способствуют прогреву вышележащих осадочных отложений. В зонах с большой мощностью осадочного чехла из-за низкой в целом теплопроводности осадочных пород влияние фундамента снижается.

По результатам анализа зависимостей расчетного R^o с глубиной были получены две общие зависимости для глубин фундамента до и свыше 4 км. Зависимость для глубины залегания фундамента менее 4 км (рис. 3.16) характеризуется следующим уравнением:

$$R^o = 0,231 \cdot \exp(0,542 \cdot H), \quad (3.4)$$

где H – глубина фундамента, км.

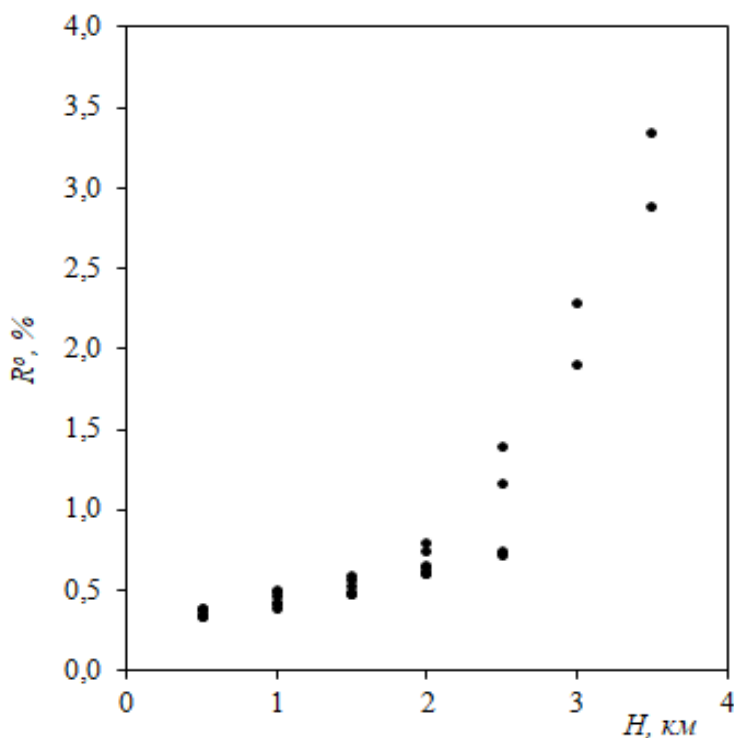


Рис. 3.16. Изменение расчетных значений отражательной способности витринита с глубиной при глубине погружения фундамента до 4 км

При глубине фундамента более 4 км (рис. 3.17):

$$R^o = 0,260 \cdot \exp(0,457 \cdot H). \quad (3.5)$$

Полученные зависимости были опробованы на результатах бурения конкретных скважин с фактическими данными определения отражательной способности витринита в палеозойских отложениях. Ошибка в определении R^o не превышает 10–20%, что вполне удовлетворяет проведенным исследованиям малоизученных рифей-вендских отложений.

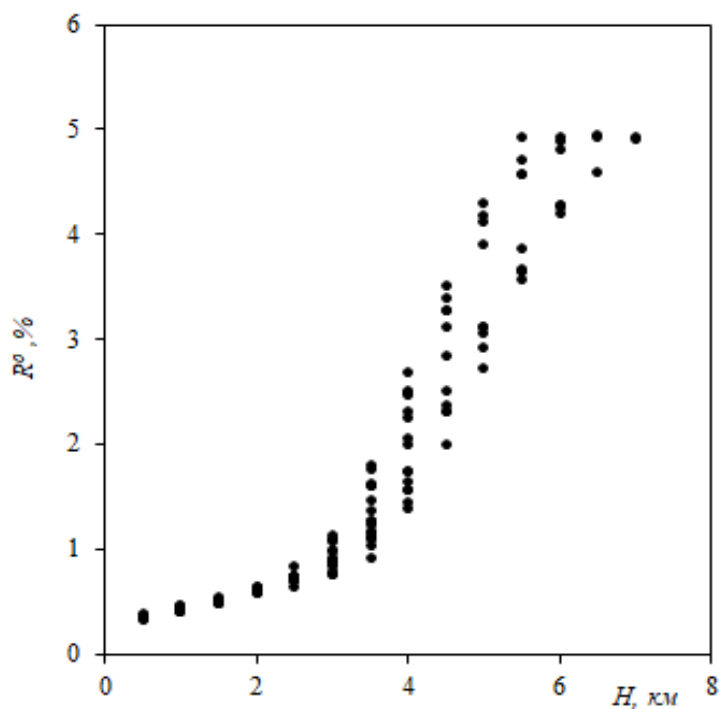


Рис. 3.17. Изменение расчетных значений отражательной способности витринита с глубиной при глубине погружения фундамента более 4 км

На основе полученных зависимостей и карт развития по глубине поверхности рифейских отложений и глубины фундамента Волго-Уральской НГП была построена карта закономерностей изменения степени катагенеза органического вещества поверхности рифейских отложений (рис. 3.18), которая позволила разделить территорию Волго-Уральской НГП на зоны с различной степенью катагенетической преобразованности ОВ пород, дать прогноз изменения катагенеза ОВ по глубине в малоизученных районах и развития главной зоны нефтеобразования (ГЗН). Кроме того, была выделена граница глубинного предела существования нефтей («deadline»), ниже которой возможно обнаружение только газообразных УВ.

Для древних толщ Волго-Уральской НГП характерен широкий диапазон изменения катагенеза как по площади, так и по разрезу – от МК₁ до АК₂₋₃. В юго-западных районах ВУНГП и Кировско-Кажимском авлакогене степень катагенеза по поверхности рифейских отложений не превышает стадий катагенеза МК₄. Для выделенных областей типично неглубокое залегание фундамента (3–6 км) и поверхности рифейских отложений (1,6–3,0 км). Большая часть Камско-Бельского прогиба (северо-западные, западные бортовые, центральные, частично южные зоны, Серноводско-Абдулинский авлакоген) благоприятна для выявления скоплений преимущественно жидких УВ. По поверхности рифейских отложений степень катагенеза в этих районах соответствует грациям МК₁-МК₃₋₄. В районах с относительно неглубоким залеганием фундамента (до

8 км) и поверхности рифейских отложений (2,0–2,5 км) главная зона нефтеобразования несколько растянута. Данная закономерность подтверждается выявленной связью степени битуминозности и катагенетических изменений ОВ пород на примере северной и центральной зон Камско-Бельского прогиба.

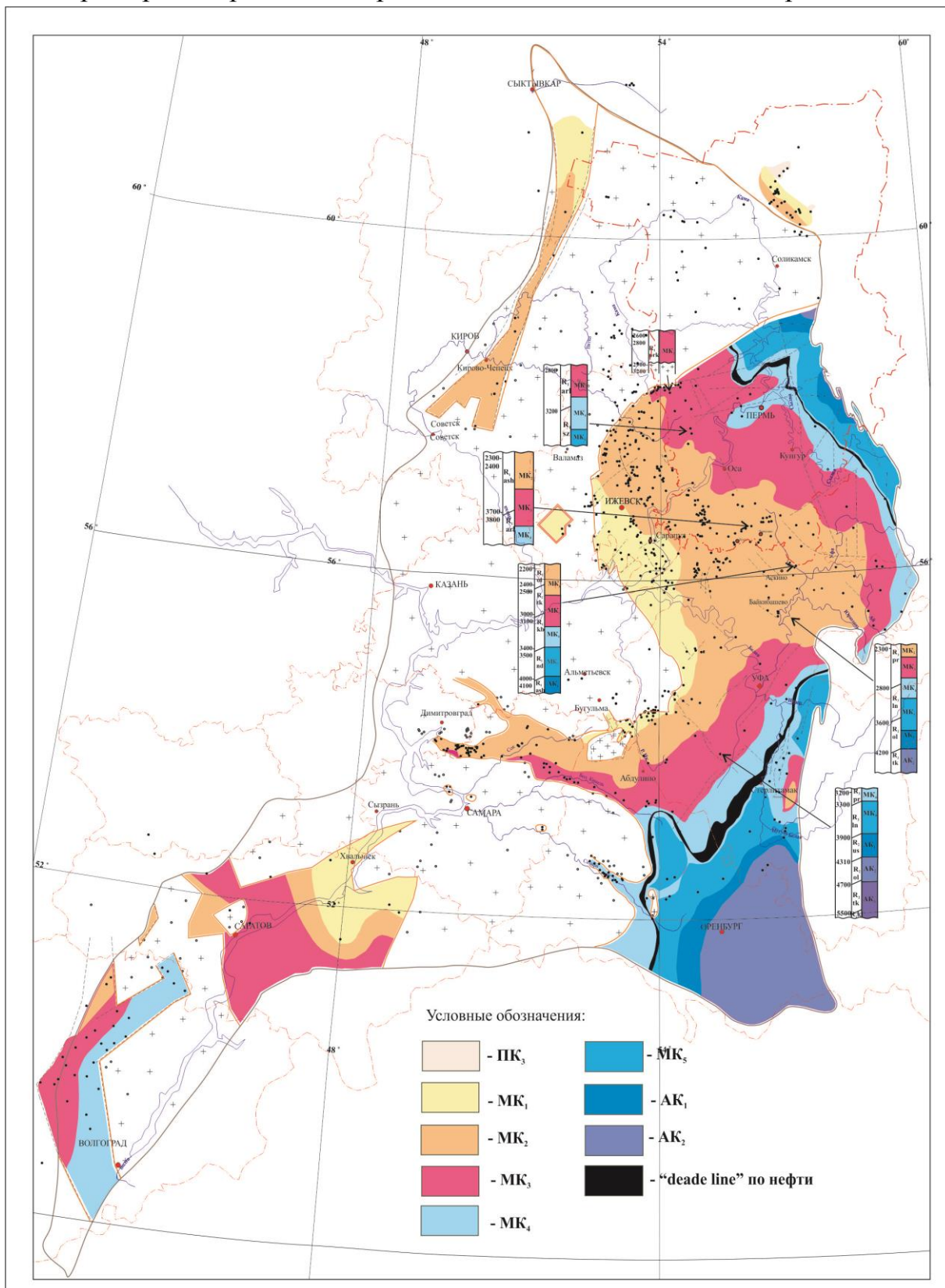


Рис. 3.18. Карта закономерностей изменения степени катагенеза органического вещества поверхности рифейских отложений Волго-Уральской НПП

Связь битумоидного коэффициента с глубиной показала (рис. 3.19), что главная зона нефтеобразования здесь проявляется в ашитской и арланской подсвитях калтасинской свиты в интервалах глубин 2000–3700 м, ниже которой возможно развитие только газообразных УВ. Для Сарапульской впадины, которая вскрыла самую древнюю сарапульскую свиту нижнего рифея, данная зависимость показала, что главная зона нефтеобразования растянута до 5 км, что, возможно, в данном случае объясняется более глубоким залеганием фундамента, который в этой зоне погружается до 10–11 км. При общем погружении верхнепротерозойских пород и фундамента в юго-восточном и восточном направлениях в сторону Предуральского прогиба катагенетические условия становятся более жесткими, катагенетические зоны – сжаты. Степень катагенеза по разрезу может достигать стадий АК₁₋₂. В более жесткие катагенетические условия в центральных районах попадают отложения надеждинской и ашитской свит нижнерифейского комплекса и ольховской, тукаевской и леонидовской свит средне- и верхнерифейского комплекса (районы скв. Восточно-Аскинская № 1, Кушкульская № 100). В южном направлении высоким стадиям катагенеза (МК₄₋₅ – АК₁₋₃) подвергаются все более молодые породы – верхне- и среднерифейские отложения (районы скв. Кипчак № 1). В южных районах Волго-Уральской НГП и восточной полосе, примыкающей к Предуральскому прогибу, за границей «deadline» проявляет себя главная зона газообразования. Нижняя граница существования нефтяных УВ по поверхности рифейских отложений условно проходит по абсолютным глубинам – 3500–3700 м. В ГЗГ в северо-восточных районах попадают отложения нижней части раннерифейского комплекса, в восточных и особенно южных – практически весь разрез рифейских образований. По разрезу наблюдается следующая закономерность – чем южнее, тем все более молодые отложения благоприятны для обнаружения только газовых УВ. В южной части Башкортостана практически весь разрез рифейских образований перспективен для поисков газа.

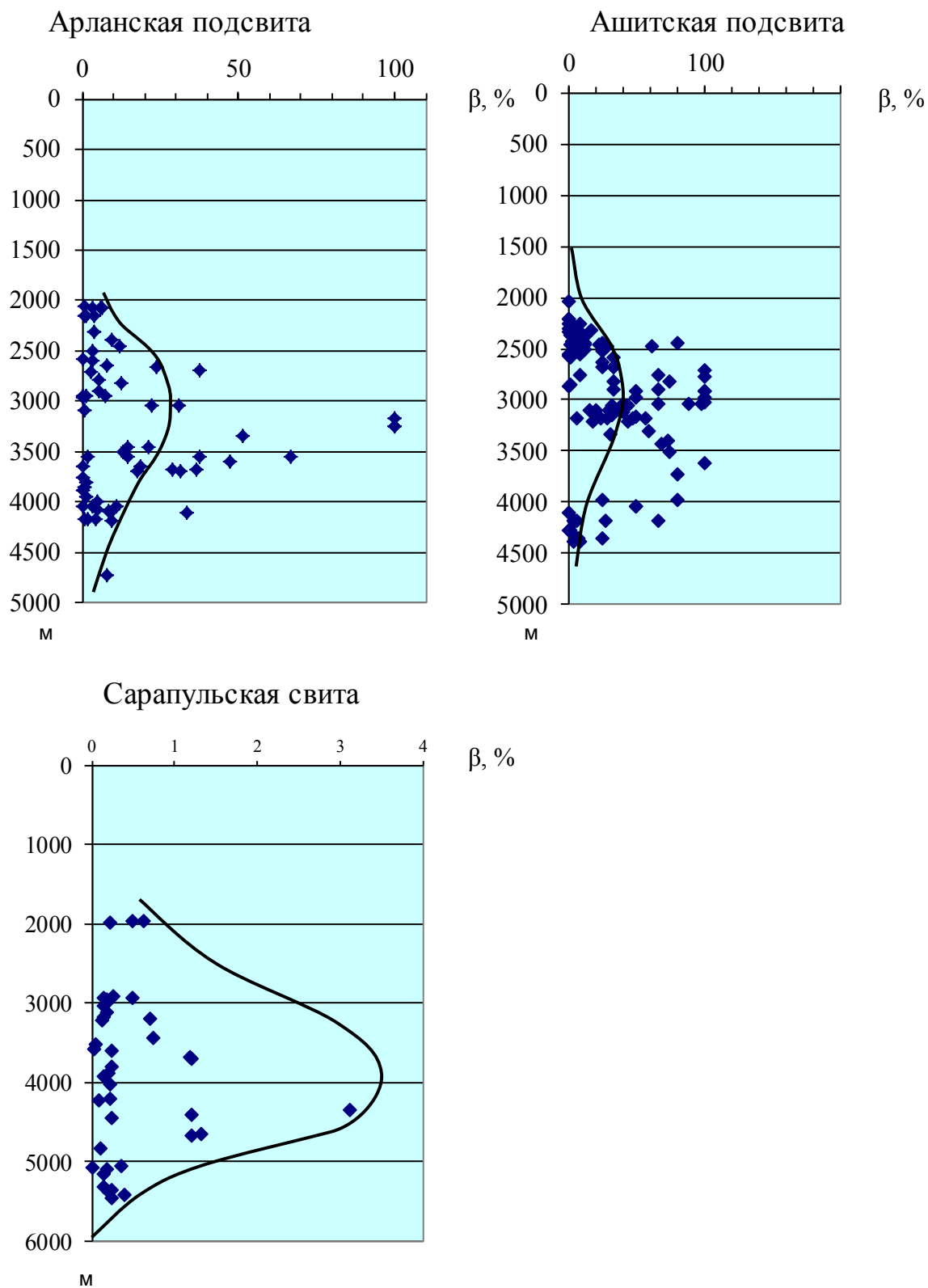


Рис. 3.19. Изменение битумоидного коэффициента с глубиной для рифейского комплекса северной и центральной зон Камско-Бельского прогиба

Таким образом, проведенное исследование критериев генерации и эмиграции УВ в рифей-вендских отложениях позволило сделать следующие выводы:

- ключевым критерием генерации и эмиграции УВ в рифей-вендских отложениях является развитие нефтематеринских свит. Данный критерий комплексный и складывается из основных показателей, таких как литологический состав пород, условия, перерывы и скорость осадконакопления, условия диагенеза, мощность комплекса и доля нефтегазоматеринских пород в свите, тип, количественное содержание органического вещества, битуминозность пород, плотность ОВ в нефтегазоматеринской свите, степень катагенетической преобразованности ОВ;

- в рифей-вендском комплексе выявлено сапропелевое органическое вещество двух типов – собственно рассеянное ОВ и перемещенное ОВ (микронейфть). Часто повышенные концентрации Сорг дает перемещенное ОВ, что особенно характерно для вендских пород;

- нефтематеринские породы присутствуют практически на всех стратиграфических уровнях рифей-вендского комплекса, за исключением маломощных отложений и пород, находящихся в жестких катагенетических условиях (сарапупльская свита);

- к нефтематеринским свитам, по результатам исследований параметрических скважин, отнесены три толщи рифейского комплекса – в арланской, ашитской и кабаковской свитах. Породы в данных толщах представлены глинистыми разностями доломитов, известняков, мергелей, алевролитами, отличающимися на каротажных диаграммах повышенными значениями ГК. Мощность нефтематеринских свит – не менее 200 м. В породах находится рассеянная органика, концентрация Сорг – не менее 0,15%, катагенетические условия (в основном МК₃-МК₅) и условия диагенеза благоприятны для накопления ОВ. Кроме того, подсчитанная плотность исходных ресурсов ОВ нефтематеринских свит превышает критическое значение (1 млн т/км²), с которым связана промышленная нефтеносность. Выделенные нефтематеринские свиты имеют региональное распространение и прослежены на севере Камско-Бельского прогиба;

- специфическими критериями для рифей-вендского комплекса являются катагенез ОВ пород, проявление главной зоны нефтеобразования (ГЗН) и граница нижнего предела существования нефтей («deadline»). Большая глубина залегания, значительные мощности и возраст обусловили более сильные преобразования рифей-вендских пород по сравнению с палеозойскими, поэтому данные критерии используются только для древних отложений;

- в отличие от палеозойского комплекса, для древних толщ характерна вертикальная зональность нефтегазообразования;

- вычисленные и опробованные на практике математические зависимости отражательной способности витринита как главного показателя катагенеза от глубины погружения фундамента в комплексе с особенностями геологического строения позволили разделить территорию ВУНГП на зоны с различной степенью катагенеза как регионально, так и по глубине;

- большая часть Камско-Бельского прогиба (центральные северо-западные, западные бортовые, центральные, частично южные зоны, Серноводско-Абдулинский авлакоген) благоприятна для выявления скоплений преимущественно жидких УВ;

- главная зона нефтеобразования в осадочном чехле Волго-Уральской НГП начинается в палеозойских отложениях с глубины 1,4–1,7 км и продолжается примерно до глубины 4,5 км, далее уже развивается главная зона газообразования, нижняя граница которой пока не выявлена;

- в главную зону газообразования попадают южные, восточные и северо-восточные районы Камско-Бельского прогиба.

4. КРИТЕРИИ И ПОКАЗАТЕЛИ МИГРАЦИИ, АККУМУЛЯЦИИ И СОХРАННОСТИ ЗАЛЕЖЕЙ УВ В РИФЕЙ-ВЕНДСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НГП

Определение условий миграции, аккумуляции и сохранности УВ в древних толщах, учитывая специфику геологического строения и часто большие глубины залегания, до сих пор является одним из слабо разработанных и сложных вопросов. Решением данных проблем занимались многие ведущие геологи: А. А. Бакиров, Г. А. Амосов, В. А. Дедеев, А. Э. Конторович, В. В. Павленко, О. В. Зехова, Н. И. Буялов, В. Г. Васильев, А. Н. Золотов, С. П. Максимов, И. И. Нестеров, В. Ф. Раабен, Д. И. Дробот, М. С. Бурштар, М. Ф. Двали, А. Л. Козлов, А. А. Карцев, В. П. Савченко и другие. Большинство исследователей признает следующие критерии и показатели аккумуляции и сохранности залежей УВ: тектонические (наличие структурных условий ко времени миграции, достаточно большой перепад глубин продуктивных пород в областях генерации и предполагаемой аккумуляции УВ), гидрогеологические (совпадение основной миграции УВ с элизионным этапом артезианского бассейна), фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, определяющие дальность миграции и объем УВ в ловушке, флюидоупорные свойства пород, которые обуславливают формирование залежей в определенном стратиграфическом интервале и препятствующие их рассеиванию и вертикальной миграции в вышележающие отложения. Все исследователи отмечают высокие потери углеводородов на путях их миграции. Поэтому часто предлагается вводить коэффициенты аккумуляции залежей УВ, которые для разных отложений варьируют в широких пределах – от 0,01 (Н. Б. Вассоевич) до 0,1–0,3 (Н. И. Буялов, В. Г. Васильев). Такое различие в коэффициентах аккумуляции обусловлено как условиями миграции, так и полным или частичным разрушением залежей на УВ на длительных этапах их геологической истории [51]. Для древних отложений, где генерация и аккумуляция УВ могла завершиться сотни миллионов лет назад, принципиальное значение имеет оценка возможной сохранности залежей УВ, которая, к сожалению, остается слабоизученным вопросом как в России, так и за рубежом. Для объективной оценки прогнозных ресурсов УВ в древних отложениях А. Н. Золотовым, например, предлагается использовать коэффициент сохранности УВ в залежах. При его определении необходимо учитывать основные показатели: тектонические (инверсия тектонических движений после формирования залежей, тектонические нарушения, вулканизм); гидрогеохимические (глубина и степень нарушенности фазового равновесия между залежами УВ и подзем-

ными водами); литолого-фациальные (надежность флюидоупоров и возможность вертикальной миграции); термодинамические (температурный режим недр в современную и предшествующую эпоху формирования залежей).

Таким образом, если для критериев генерации в древних толщах определяющими являются геохимические показатели, то для группы миграционно-аккумуляционных критериев и критериев сохранности главную роль играют литологические и тектонические показатели, которые в конечном итоге определяют пути миграции и объекты аккумуляции УВ. При выделении новых нефтегазосодержащих комплексов важную роль играют качественные и количественные характеристики пород-коллекторов и покрышек (литологическая, фациальная принадлежность, песчанистость терригенных разрезов, доля пород-коллекторов в разрезе, пористость, проницаемость коллекторов и покрышек и др.). Несмотря на длительные исследования коллекторских возможностей древних толщ, проблема выделения коллекторов и флюидоупоров остается до сих пор сложной и актуальной. Недостаточное количество материала, неоднозначность подходов к анализу качества коллекторских свойств пород создает определенные трудности при решении этого вопроса. Анализ строения рифей-вендских отложений в Волго-Уральской провинции свидетельствует о том, что на протяжении верхнепротерозойской истории неоднократно возникали условия, благоприятные для образования пород-коллекторов. В прикамское, тукаевское, леонидовское, байкибашевское (кыквинское), салиховское (краснокамское) время шло накопление преимущественно песчано-алевритовых осадков с относительно небольшим количеством глинистого материала, то есть потенциальных коллекторов порового типа. В разделяющие их отрезки времени – калтасинское, надеждинское, ольховское, приютовское, шиханское, верещагинское (старопетровское) время – формировались в основном мощные толщи глинистых, глинисто-карбонатных и карбонатных пород, которые могли играть роль как коллекторов, так и покрышек. Однако такая схема чередования в разрезе верхнего протерозоя коллекторов и покрышек имеет ряд отклонений и нарушений, вызванных многими факторами. Во-первых, значительный возраст и большая глубина залегания приводят к воздействию на породы эпигенетических процессов, результатом которых может быть как улучшение, так и ухудшение коллекторских свойств. Во-вторых, увеличение давления и температуры с глубиной приводит к уплотнению пород, сокращению порового пространства, и вместе с тем к возникновению дополнительной трещиноватости. Параллельно с механическими деформациями идут химические процессы, которые создают в породах зоны с улучшенными или ухудшенными коллекторскими параметрами. Сохранению первичной пористости обломочных пород способствует седимен-

тационный пленочный глинистый и железисто-глинистый цемент, который препятствует интенсивной постдиагенетической цементации (окварцевание, кальцитизация, доломитизация) и уплотнению. Именно такие песчаники часто встречаются в тукаевской свите среднего рифея, леонидовской свите верхнего рифея и венде. Гораздо сложнее выявление коллекторов и зон с улучшенными коллекторскими характеристиками в карбонатных толщах.

4.1. Критерии миграции и аккумуляции УВ

Оценка качества коллекторов рифей-вендских отложений Волго-Уральской НПП проводилась по материалам ГИС, петрофизическим исследованиям пород с учетом результатов испытания скважин. База данных, по которой была проведена статистическая обработка, включала в себя более 1500 значений пористости, плотности, газопроницаемости образцов рифей-вендских пород, отобранных из 90 скважин северных, центральных и западных зон Камско-Бельского прогиба и Верхнекамской впадины (рис. 4.1). Имеющиеся материалы позволили провести анализ миграционно-аккумуляционных возможностей верхнепротерозойских пород в большей степени в северных и центральных зонах Камско-Бельского прогиба. Изучались открытая пористость, объемная плотность, газопроницаемость пород рифейского и вендского возраста. Ниже приведена составленная по материалам АО «КамНИИКИГС» [165] и опубликованным данным [66, 67, 85, 86, 100] детальная оценка коллекторских свойств отдельно по **терригенным** (песчано-алевритовым и аргиллитовым) и **карбонатным** разностям с описанием наиболее представительных образцов.

Коллекторские свойства **песчано-алевритовых** пород рифейских отложений изменяются в широком диапазоне – от долей единиц до 22,5%, в среднем составляя 10% (рис. 4.1). Максимальное значение *открытой пористости* (22,5%) отмечено в скв. № 1 Сивинской площади (2845,8–2849,3 м). Породы образца представлены уплотненным кварцевым песчаником с контактным типом цементации (глинистый материал практически отсутствует). Пустотное пространство песчаника представлено ветвящимися угловатыми порами и трещинами. Образец равномерно нефтенасыщен. Минимальное значение открытой пористости (0,13%) отмечено в скв. № 12 Северокамской площади (2971,6–2972,6 м). Образец представлен алевритом плотным, крепким с карбонатным цементом, заполняющим межзерновое пространство.

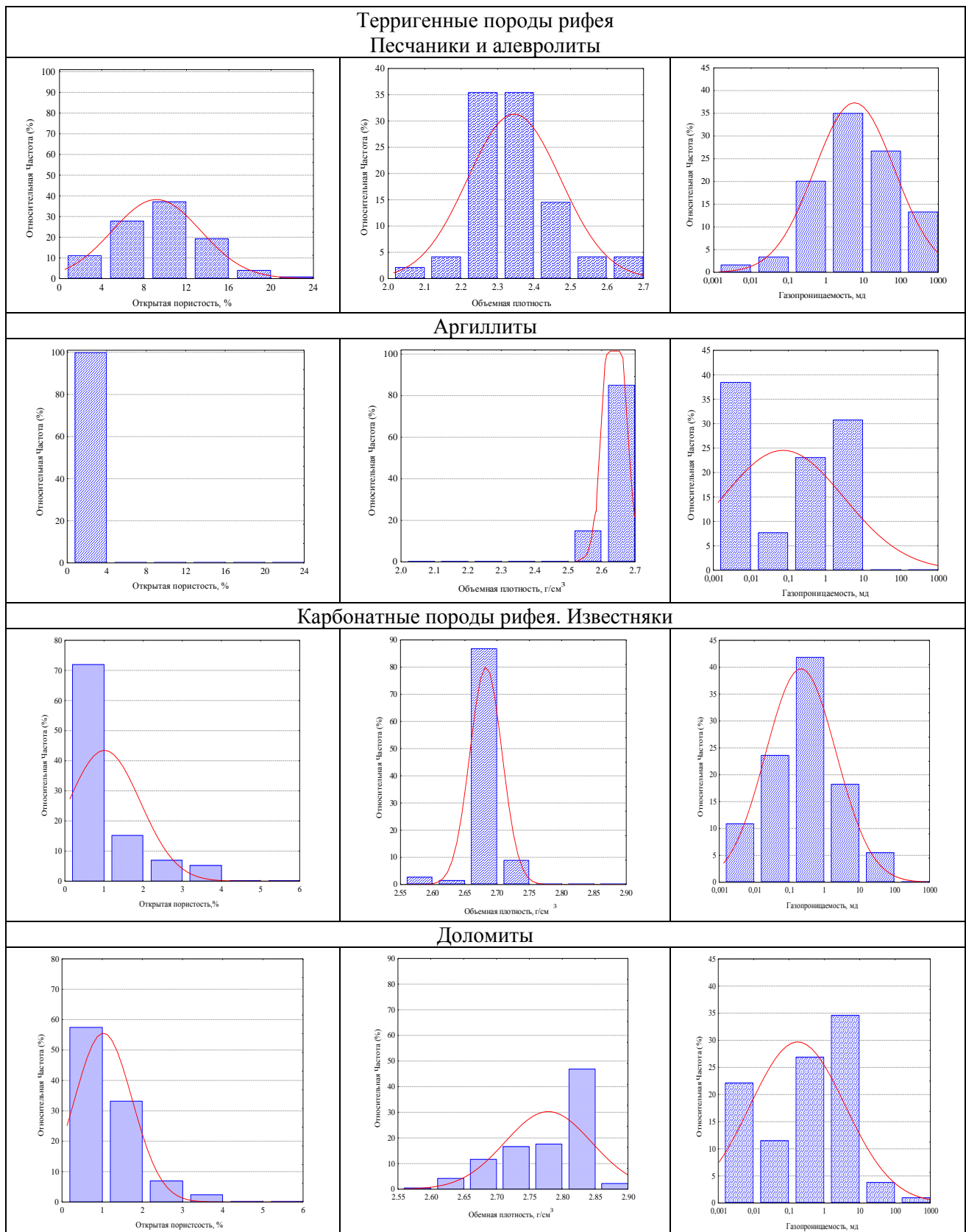


Рис. 4.1. Гистограммы распределения коллекторских свойств рифейских отложений

Объемная плотность (δ_{II}) песчано-алевритовых пород рифея тесно связана с величиной открытой пористости, о чем свидетельствует высокий коэффициент корреляционной зависимости (рис. 4.2). Объемная плотность изменяется

от 2,02 г/см³ до 2,69 г/см³, причем больше 70% изученных образцов обладают значениями δ_{Π} в пределах 2,2–2,4 г/см³.

Стоит отметить, что битуминозность пород снижает значение объемной плотности. Зависимость газопроницаемости пород от открытой пористости отличается относительно низким значением коэффициента корреляции, что связано с трещиноватостью пород (отмеченной при микроописании), различными типами цементации, неотсортированостью кластического материала и битуминизацией. Максимальное значение *коэффициента газопроницаемости* – 1470 мд (1,470 мкм²) – отмечено у образца с максимальной пористостью (№ 115 Сивинская скважина № 1). Минимальное значение коэффициента газопроницаемости – 0,006 мд ($6 \cdot 10^{-6}$ мкм²) – зарегистрировано в скв. № 191 Краснокамской площади (2955,6–2957,6 м). Образец представлен однородным песчаником аркозово-кварцевым мелкозернистым, уплотненным.

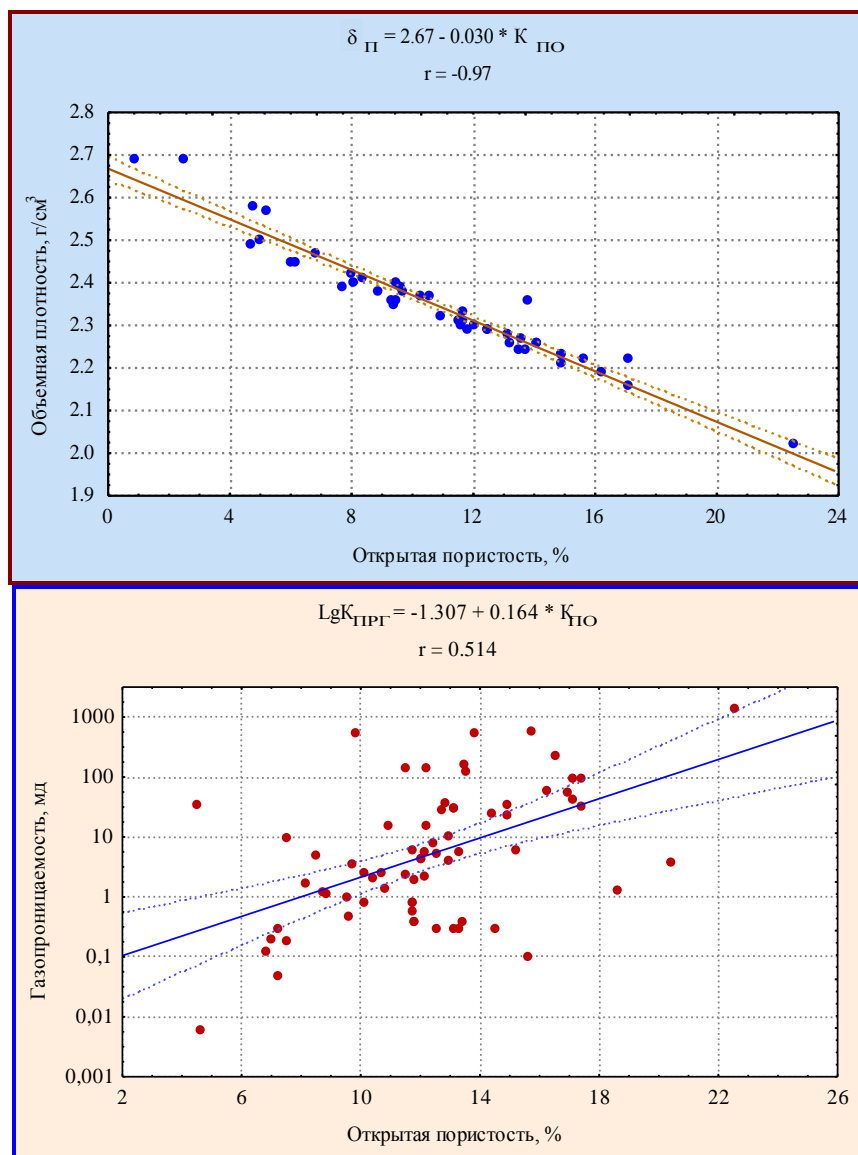


Рис. 4.2. Графики корреляционных зависимостей коллекторских свойств песчано-алевритовых пород рифейских отложений

Большинство песчано-алевритовых пород, по классификации Кринари, являются среднепористыми и среднепроницаемыми и могут являться хорошими коллекторами нефти и газа. Пласты-коллекторы могут иметь региональное распространение. Терригенные отложения нижнего рифея (прикамская свита) часто отличаются чередованием пористых и плотных пластов, конфигурации кривых ГИС имеют сходный характер.

Аргиллиты рифейских отложений обладают пониженными фильтрационно-емкостными свойствами. Величина *открытой пористости* изученных образцов не превышает 3,9% (при среднем значении 1,42%). Породы сильно уплотнены – *объемная плотность* изменяется в пределах 2,54–2,68 г/см³ (при среднем значении 2,64 г/см³). На плотностные характеристики также влияют часто встречающиеся включения пирита. Уплотнение пород сказывается и на фильтрационных характеристиках – среднее геометрическое значение *коэффициента газопроницаемости* составляет 0,07 мд ($7 \cdot 10^{-5}$ мкм²) (рис. 4.1). Стоит отметить, что в аргиллитах часто встречаются трещины, залеченные кальцитом, не участвующие в процессе фильтрации через образец. Плотные, низкопористые и низкопроницаемые аргиллиты рифея могут служить крышками в природных резервуарах нефти. Аргиллиты рифея, по классификации Кринари, можно назвать плотными и практически непроницаемыми. Они могут служить флюидоупорами в природных резервуарах даже при относительно небольшой мощности. Таким образом, терригенные породы рифея имеют сходные фильтрационно-емкостные характеристики с породами палеозоя: песчано-алевролитовые отложения удовлетворяют свойствам пород-коллекторов, и аргиллиты могут служить крышками.

Известняки рифейских отложений обладают пониженными емкостными свойствами. Коэффициент *открытой пористости* ($K_{\text{по}}$) изученных образцов изменяется от 0,13% до 3,8% (рис. 4.1). Минимальное значение $K_{\text{по}}$ зафиксировано в скв. 204 Бедряжской площади (3501,2–3508,2 м). Породы представлены известняками микрозернистыми, очень крепким, глинистыми, битуминозными. Максимальное значение $K_{\text{по}}$ в скв. № 2 Песчанковской площади с глубины 2406 м (известняк темно-серый, глинистый, битуминозный с примесью терригенного кварца). Невысокий коэффициент корреляционной связи объемной плотности и открытой пористости известняков рифея (рис. 4.3) связан с наличием различных примесей в составе пород. Примеси кварца, глинистость и битуминозность образцов понижают значения объемной плотности. Значения *коэффициента газопроницаемости* известняков изменяются в пределах 0,0017–46,3 мд ($17 \cdot 10^{-7}$ – 0,0463 мкм²) (при среднегеометрическом значении 0,215 мд ($215 \cdot 10^{-6}$ мкм²)). Относительно низкие фильтрационные характеристики известняков связаны с их глинистостью и влиянием термобарических условий,

результатом воздействия которых является доломитизация и утрата первичной пористости, что отмечено по микроописанию пород. Вторичное пустотное пространство пород представлено редкими трещинами, часто залеченными кальцитом и доломитом. Трещиноватость и неравномерная доломитизация отражаются на зависимости газопроницаемости от открытой пористости (рис. 4.3). В связи с низким коэффициентом корреляции эту связь нельзя назвать функциональной, для установления значимой зависимости необходимо более детальное изучение образцов пород и типов их пустотного пространства.

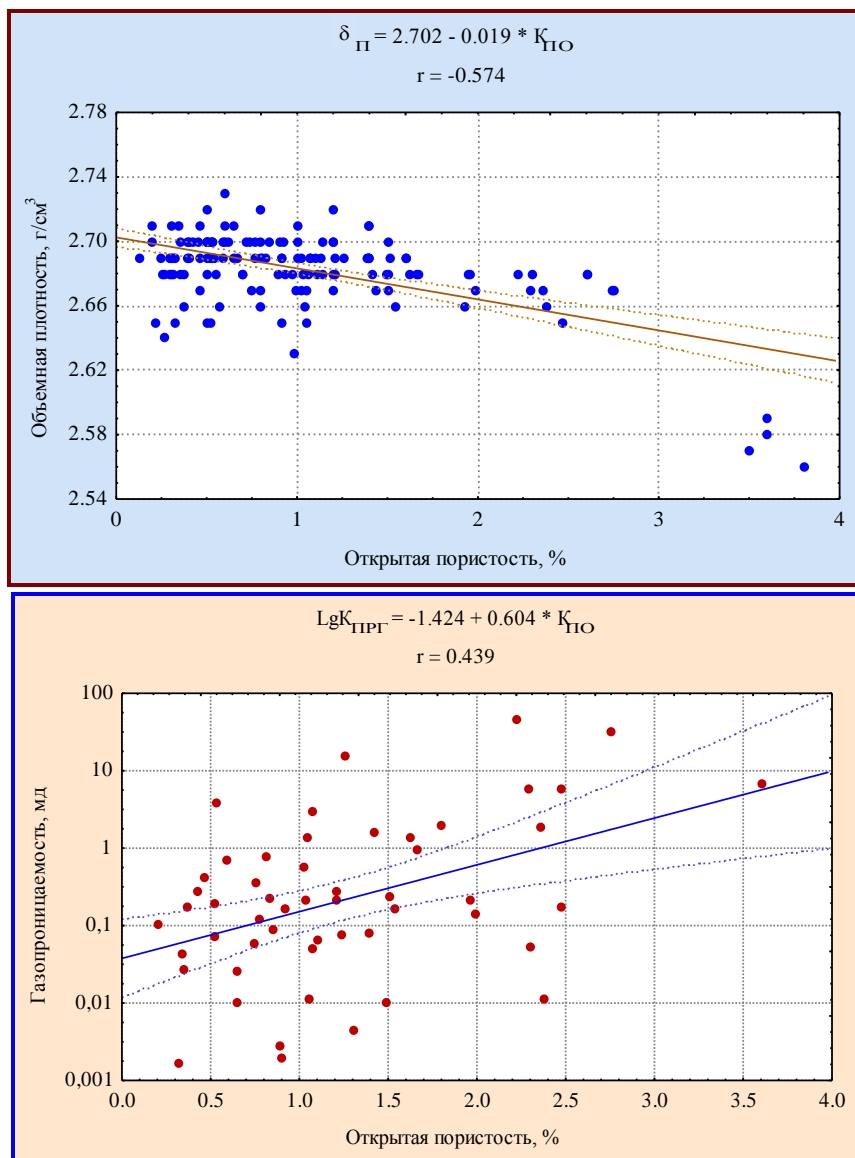
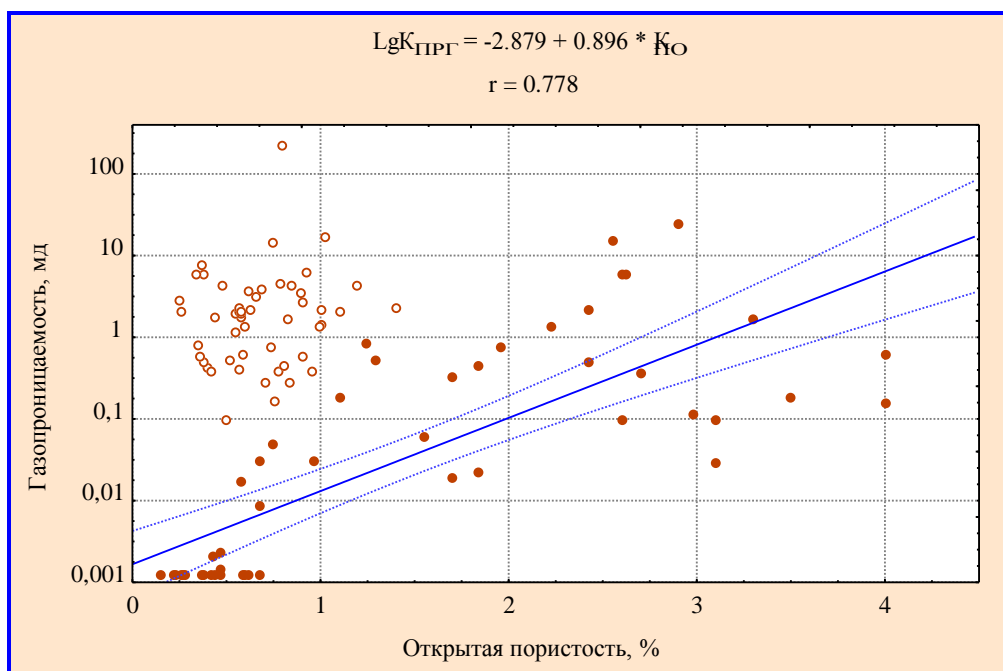
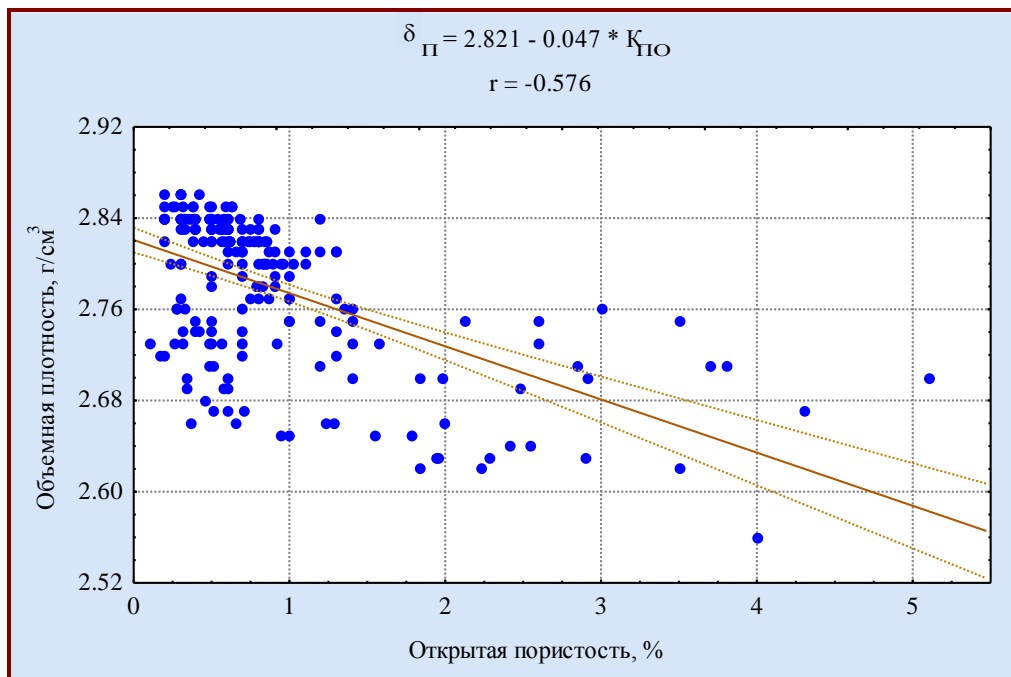


Рис. 4.3. Графики корреляционных зависимостей коллекторских свойств известняков рифейских отложений

По данным лабораторных исследований, открытая пористость доломитов рифея изменяется от 0,1 (Ножовская № 92, 3036,9–3039,4 м) до 5,1% (Яборовская № 110, 2154,3–2158,3 м) (рис. 4.1). Макро- и микроописание пород показывает, что первичная пористость практически утеряна, а пустотное простран-

ство представлено кавернами и трещинами. Плотные образцы представлены доломитами темно-серыми, сгустково-комковатым, сильно окремнелым, с трещинами, залеченными ангидритом. Пористые образцы представлены доломитами светло-серыми мелкозернистыми, слоистыми, трещиноватыми с редкими кавернами. Стоит отметить, что пустотное пространство изученных образцов керна составляют трещины и редкие каверны. Учитывая часто неполный вынос керна при отборе из скважины, можно предположить, что наиболее трещиноватые и кавернозные карбонатные породы рифея не были исследованы при лабораторных работах. Трещиноватость пород оказывает большое влияние на фильтрационные характеристики пород. Большая часть полученных значений коэффициента газопроницаемости ($K_{ПРГ}$) для трещиноватых образцов доломитов не укладывается в корреляционную зависимость газопроницаемости от открытой пористости (рис. 4.4). Самое высокое значение коэффициента газопроницаемости – 175 мд ($0,175 \text{ мкм}^2$) – зарегистрировано в скв. № 203 Бедряжской площади (2359,5–2366,5 м) в образце, представленном доломитом светло-серым, слабоизвестковистым трещиноватым. Высокая проницаемость при низкой пористости ($K_{ПО}=0,79\%$) данного образца связана с трещиноватостью. Еще одной особенностью доломитов рифея являются их неоднородность за счет различных включений в составе пород. Глинистость, битуминозность, включения терригенного кварца уменьшают объемную плотность исследованных пород, окремнение – увеличивает. Данным фактором объясняется разброс точек на корреляционном поле зависимости объемной плотности от открытой пористости (рис. 4.4). Примером наличия пород с повышенными фильтрационными свойствами в калтасинской свите рифея может служить разрез Бедряжской скважины № 203 (рис. 4.5). Прослой карбонатных пород с развитой трещиноватостью отличаются высокими показаниями $K_{ПРГ}$ (по керну), небольшим понижением значений электрического каротажа (КС), а иногда и незначительным увеличением диаметра скважины (по каверномеру).

По макроописанию, у доломитов в интервале 2333,5–2374,2 м отмечается трещиноватость и неравномерная слабая нефтенасыщенность. У некоторых образцов керна по петрографическому описанию отмечена кавернозность. Установлено наличие низкопористых и практически непроницаемых карбонатных пород, которые при большой мощности и отсутствии эффективной трещиноватости, в разрезе калтасинской свиты могут являться нетипичными карбонатными покрышками для месторождений нефти. Таким образом, карбонатные породы рифея по пористости имеют более низкие характеристики по сравнению с палеозойскими отложениями, но по проницаемости могут быть коллекторами для нефти и газа за счет трещиноватости.



- – значения плотных доломитов;
- – значения трещиноватых доломитов.

Рис. 4.4. Графики корреляционных зависимостей коллекторских свойств доломитов рифейских отложений

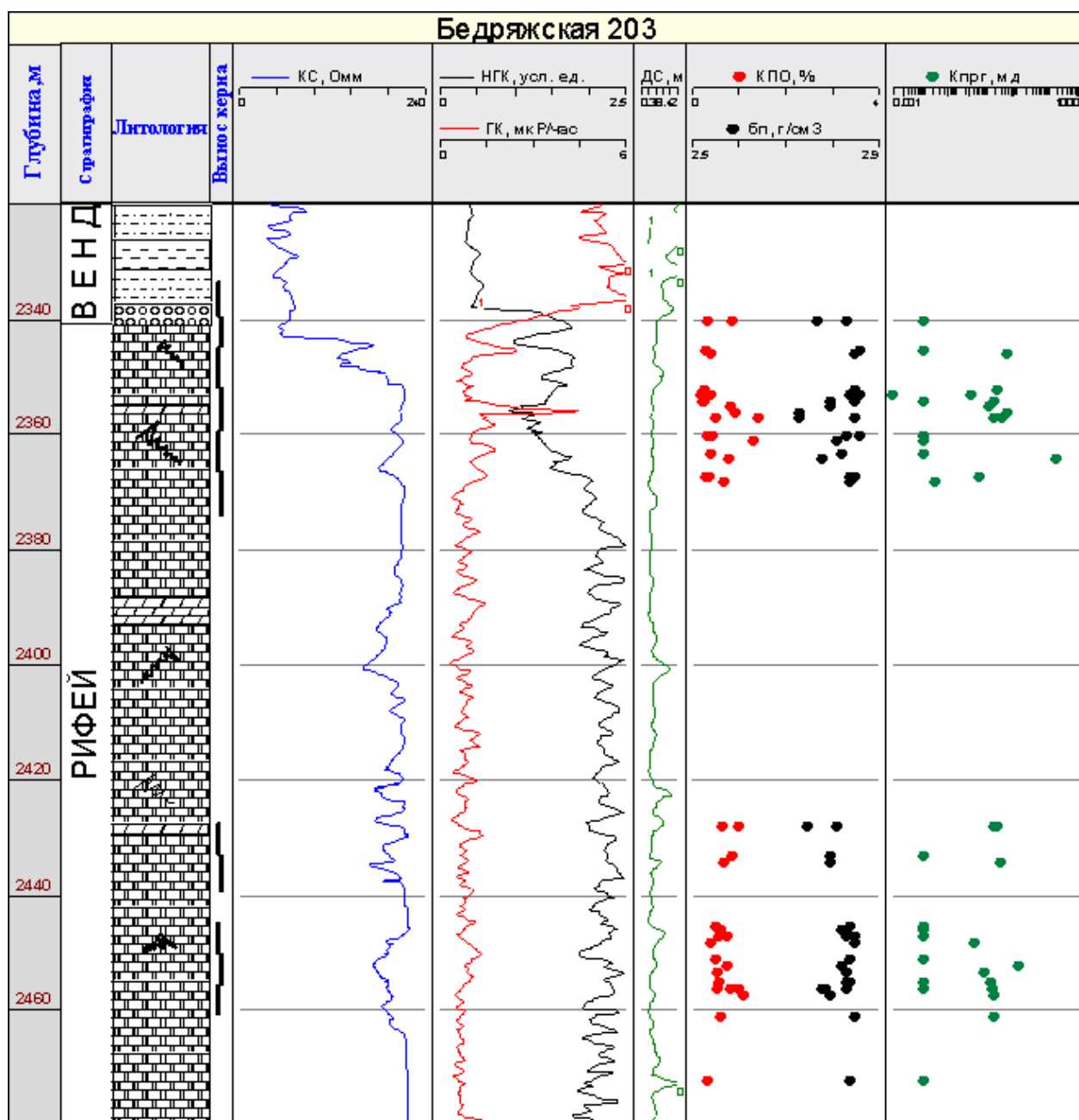


Рис. 4.5. Бедряжская площадь, скв. № 203. Сопоставление данных петрофизических исследований с результатами ГИС пород протерозоя в интервале 2320–2480 м

Если говорить о стратиграфической приуроченности ловушек и пластов-коллекторов в рифейских отложениях на территории Волго-Уральской НГП, то в нижнем рифее поровые коллектора (пористость изменяется от 1 до 22,7%, проницаемость – 0 до 0,63 мкм²) встречаются среди песчаников ротковской свиты прикамской подсерии, порово-трещинные в терригенно-карбонатной толще (арланской, ашитской свите) калтасинской свиты. По данным исследований, пористость в среднем изменяется от 5 до 10%, проницаемость – от 0,01 до 0,02 мкм². Газопроявления и повышенные газопоказания в терригенно-карбонатных отложениях саузовской, арланской свит и доломитов ашитской свиты указывают на наличие коллекторов в калтасинских отложениях, благо-

приятных, по крайней мере, для аккумуляции газов и газоконденсатов. По данным петрографических исследований, возможные скопления УВ связывают с кавернозностью и трещиноватостью доломитов. В среднем рифее лучшими коллекторскими свойствами обладают песчаники гожанской (тукаевской) свиты. Пористость колеблется в разных районах от 1,2–4,3 до 18–20%, проницаемость – 0,01–0,46 мкм². В верхнем рифее породы-коллекторы выделяются в песчаниках леонидовской свиты. Пористость изменяется от 5,3 до 22,2%, проницаемость – до 0,203 мкм².

Емкостные свойства изученных **песчанисто-алевритовых** разностей **вендского комплекса** изменяются в широких пределах – от долей единиц до 17,3% (рис. 4.6). Наиболее высокими показателями $K_{ПО}$ отличаются средне-мелкозернистые песчаники и крупнозернистые алевролиты хорошо отсортированные с контактным типом цементации, а низкими – мелкозернистые глинистые алевролиты. Максимальное значение $K_{ПО}=17,3\%$ зарегистрировано в скв. 1 Асюльской площади (2229,15–2234,55 м) в образце, представленном песчаником мелкозернистым кварцевым, слоистым, слюдистым средней крепости. *Объемная плотность* алевро-песчанистых разностей венда зависит, в основном, от их открытой пористости (рис. 4.7) и изменяется в пределах 2,20–2,72 г/см³ (при среднем значении 2,52 г/см³).

Некоторые низкопористые алевролиты отличаются пониженными значениями $\delta_{П}$ (рис. 4.7), это связано с углеподобными включениями в их составе. *Газопроницаемость* алевро-песчанистых пород венда изменяется от 0,001 мд ($1 \cdot 10^{-6}$ мкм²) (интервал 2185–2192 м, Бедряжская № 204) до 404 мд (0,404 мкм²) (интервал 2547.9–2551.4 м, Чермозская № 3).

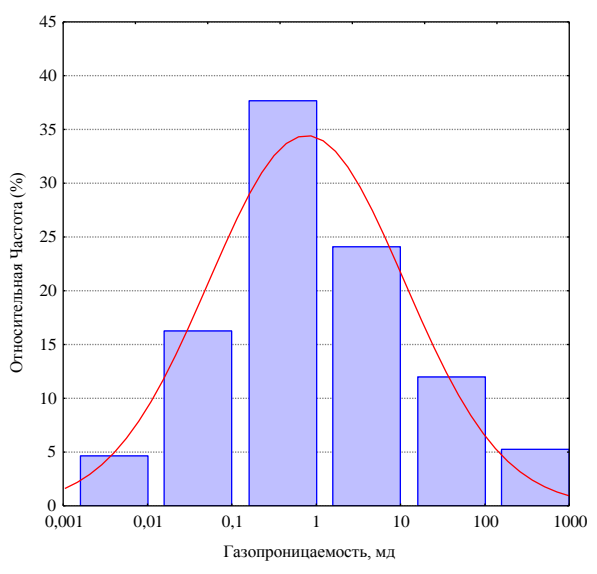
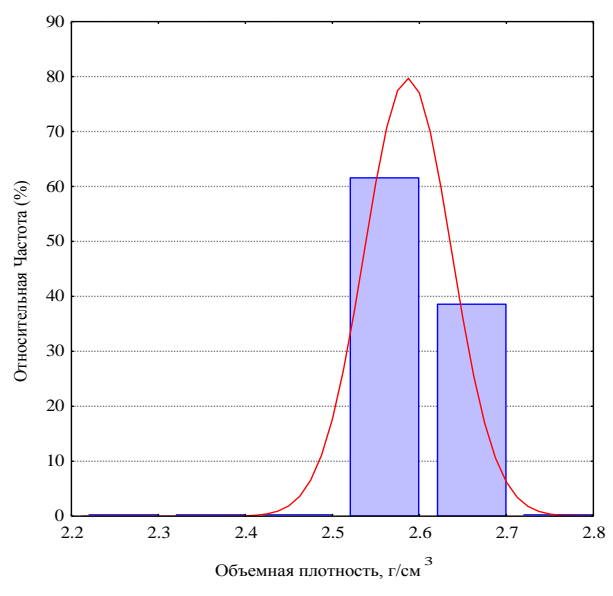
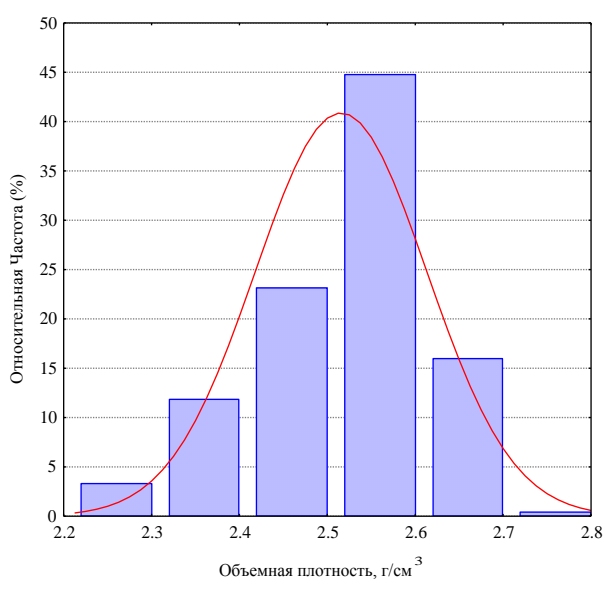
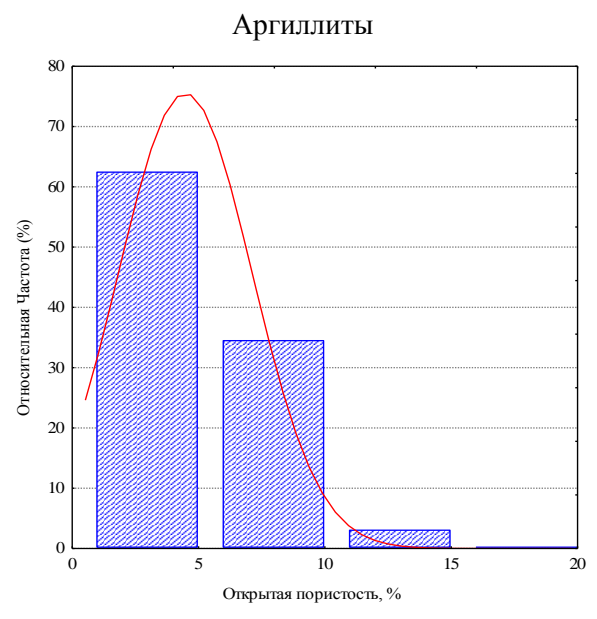
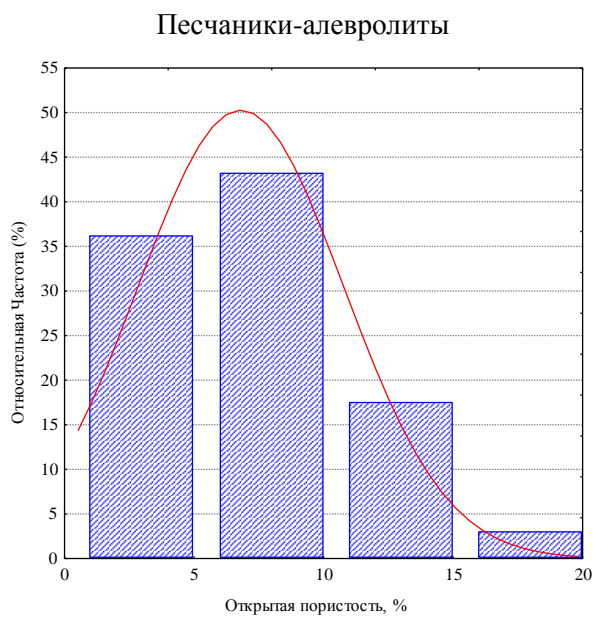


Рис. 4.6. Гистограммы распределения коллекторских свойств вендских отложений

Разброс точек на корреляционном поле зависимости газопроницаемости от открытой пористости (рис. 4.7) связан с различием степени сортировки и размеров кластического материала изученных пород, а также неодинаковыми типами цементации исследованных пород. Минимальными показателями $K_{\text{ПРГ}}$ характеризуются плотные глинистые алевролиты с плохой сортировкой кластического материала, тип цементации – поровый, иногда базальный. Хорошими фильтрационными свойствами обладают пористые мелкозернистые песчаники и алевролиты с хорошей степенью сортировки кластического материала, слабо сцементированные с контактным типом цемента.

Аргиллиты венда трещиноватые плитчатые в своем составе имеют примеси алевролита, слюды. *Открытая пористость* изученных образцов изменяется от 0,78–10,9% (при среднем значении 4,48%). *Объемная плотность* исследованных образцов изменяется в относительно небольших пределах (рис. 4.6).

Терригенные коллекторы венда отличаются относительно хорошими емкостными и фильтрационными свойствами. Тип коллектора – обычно поровый. Повышенные значения коллекторских свойств терригенных пород верхнего венда часто приурочены к границам свит (значения $K_{\text{по}}$ образцов, отобранных в скв. № 12 Северокамской площади на границе верещагинской и кыквинской свит, достигают 7,5% (рис. 4.8), в Бородулинской опорной скважине у образцов, отобранных на границе велвинской и краснокамской свит, зарегистрированные значения $K_{\text{по}}$ достигают 16%, а $K_{\text{ПРГ}}$ – 0,02 мкм² (20 мд), улучшение коллекторских свойств, по-видимому, связано с разуплотнением пород по ослабленным зонам и образованием вторичной пористости). В связи с тем, что геофизические характеристики пород терригенного венда близки между собой, можно предположить региональное распространение пластов-коллекторов на территории Камско-Бельского прогиба.

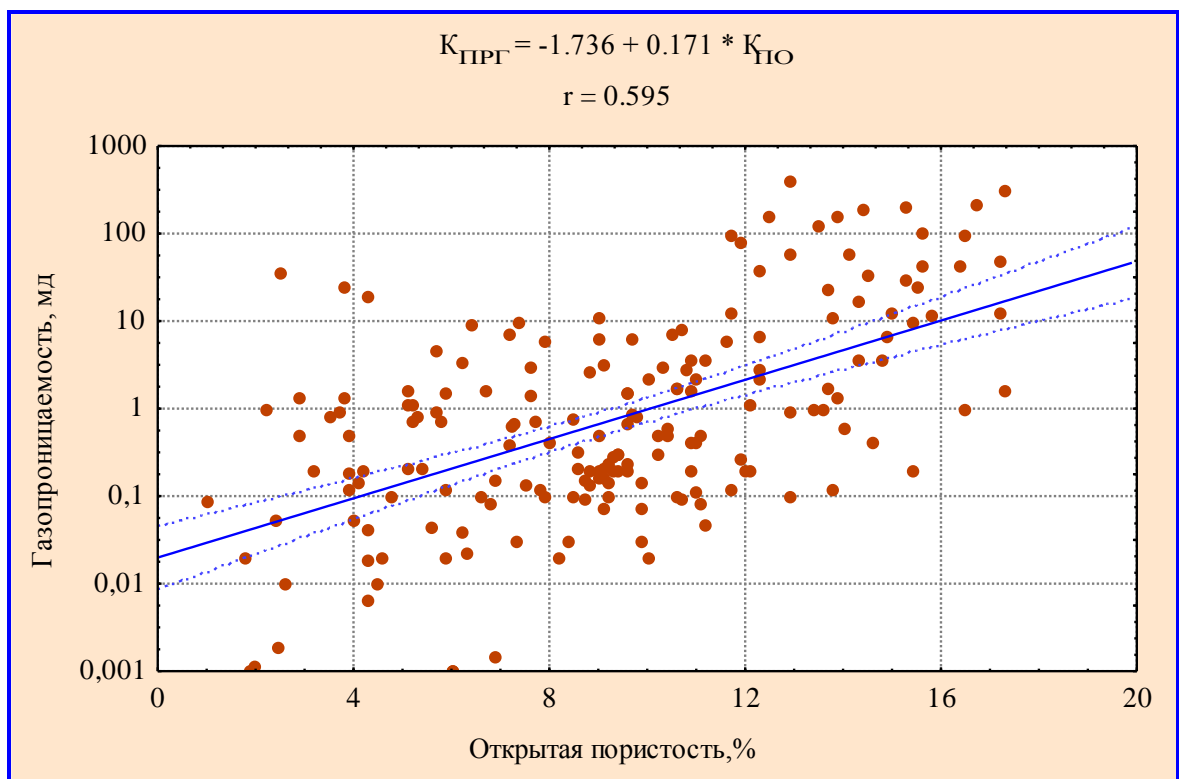
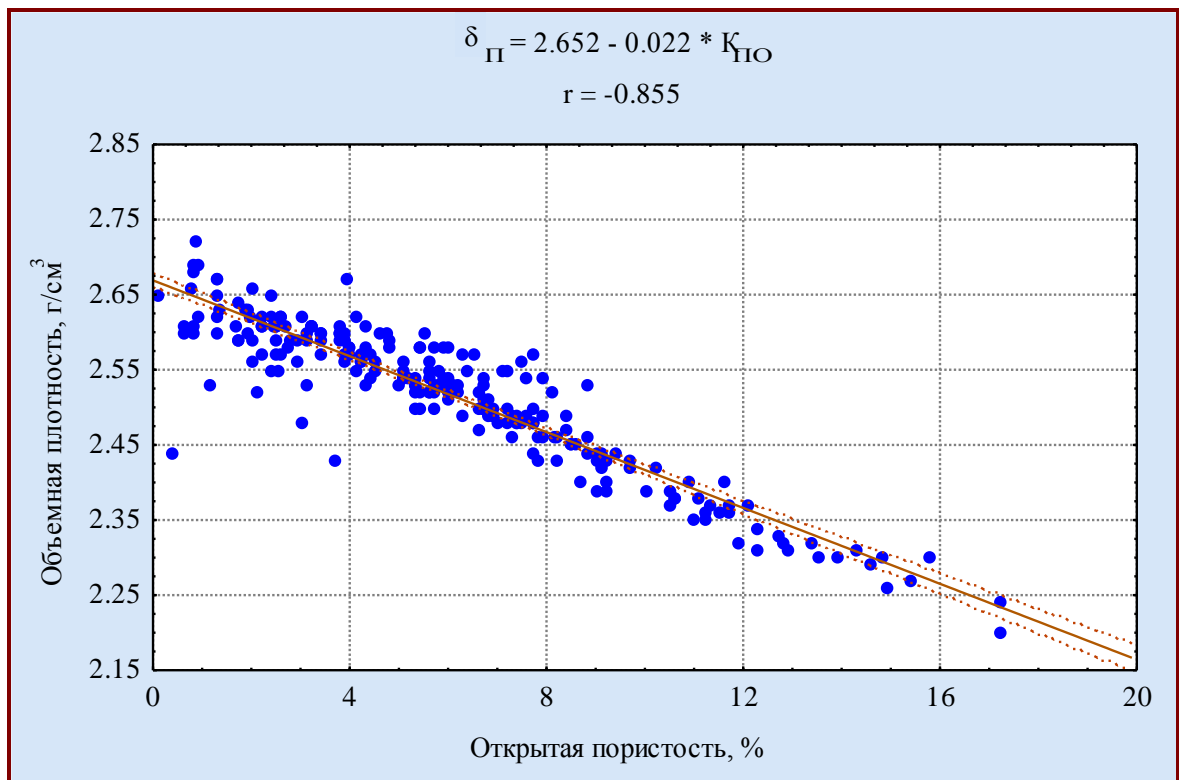


Рис. 4.7. Графики корреляционных зависимостей коллекторских свойств алевро-песчанистых пород вендских отложений

Флюидоупорами для природных резервуаров венда могут служить только мощные пласты алевро-глинистых пород в связи с их частой сланцеватостью и неуплотненностью.

В вендском комплексе выделяются шесть регионально выдержанных проницаемых песчано-алевролитовых пластов пород с хорошими и удовлетворительными коллекторскими свойствами. Пласты V_{VI} и V_V выделены в кыквинской (байкибашевской) свите, V_{VI} приурочен к основанию верещагинской (старопетровской) свиты, пласты V_{III} , V_{II} , V_I – велвинско-краснокамским (салиховско-карлинским) отложениям. Выраженность и выдержанность пластов неодинаковая. В среднем мощность вендских пластов изменяется от единиц до 40–50 м. Открытая пористость пород колеблется от 1 до 24%, проницаемость – от 0,001 до 0,245 мкм². В качестве специфического показателя аккумуляции УВ для древних отложений выделяется степень распространения пласта V_V кыквинской свиты верхнего венда, к которому приурочено наибольшее количество нефтепроявлений (рис. 4.9). Пласт V_V наиболее широко распространен и хорошо выражен в центральной части Верхнекамской впадины, в Сарапульско-Красноуфимской седловине, в северной части Шкапово-Шиханской впадины (Усть-Черная № 18, Старцево № 1, Северокамская № 12, Верещагино № 37, Черновская № 41, Кулигинская № 21, Киенгоп № 16, Гожанская № 23, Таныпская № 1, Ишимская № 2, Орьебашская № 11, Караидель № 3, Карача-Елга № 25). В южной части Шкапово-Шиханской впадины пласт фациально изменчив, не выдержан по простиранию, часто имеет линзовидный характер. Мощность его изменяется от первых метров (Танып № 1) до 30–35 м (Черновская № 41). Пласт сложен в основном мелкозернистыми песчаниками и крупнозернистыми алевролитами полевошпатокварцевыми и полимиктовыми, средне- и хорошо отсортированными.

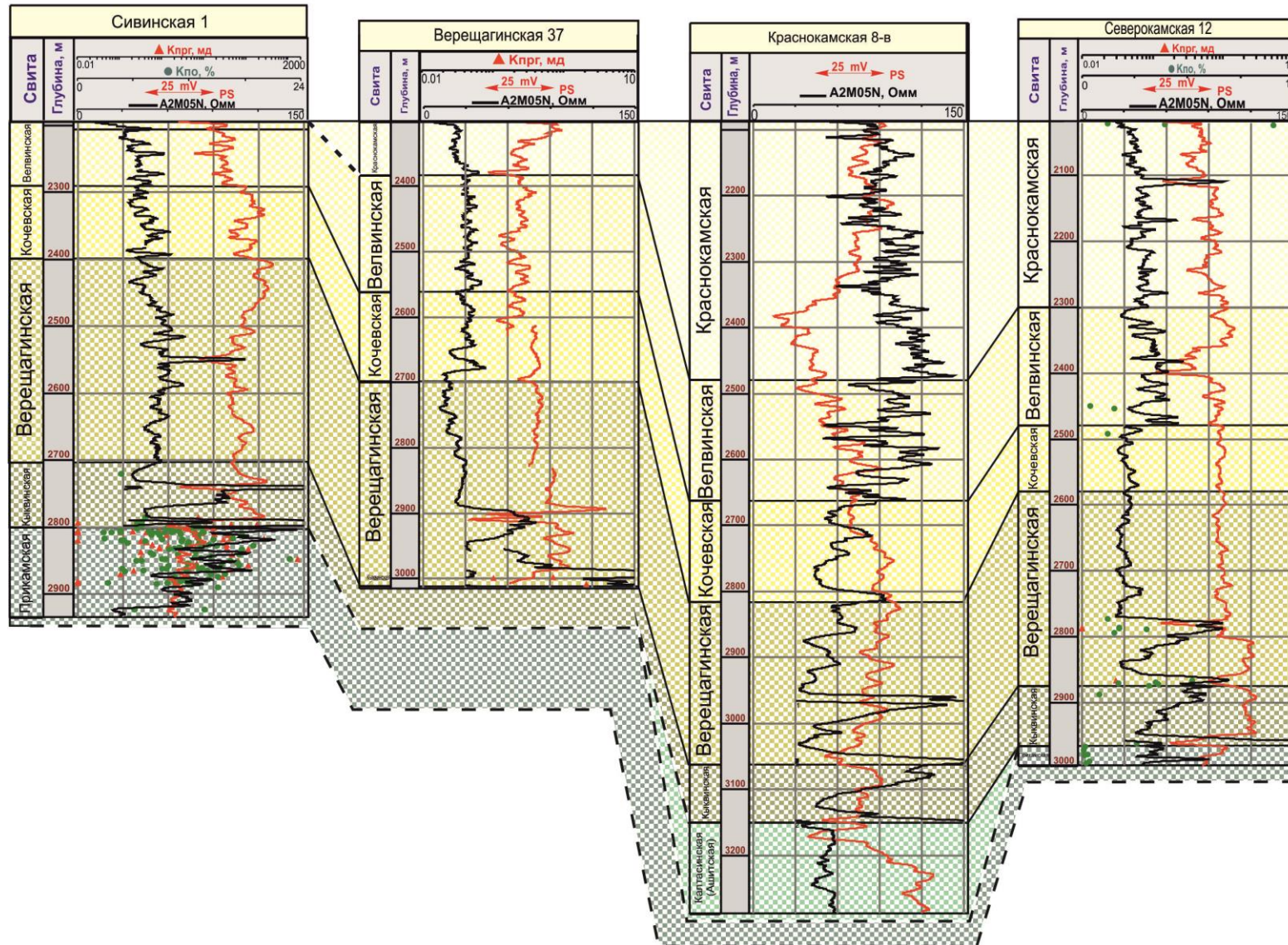


Рис. 4.8. Корреляционная схема по кровле венда северной прибортовой зоны Камско-Бельского прогиба

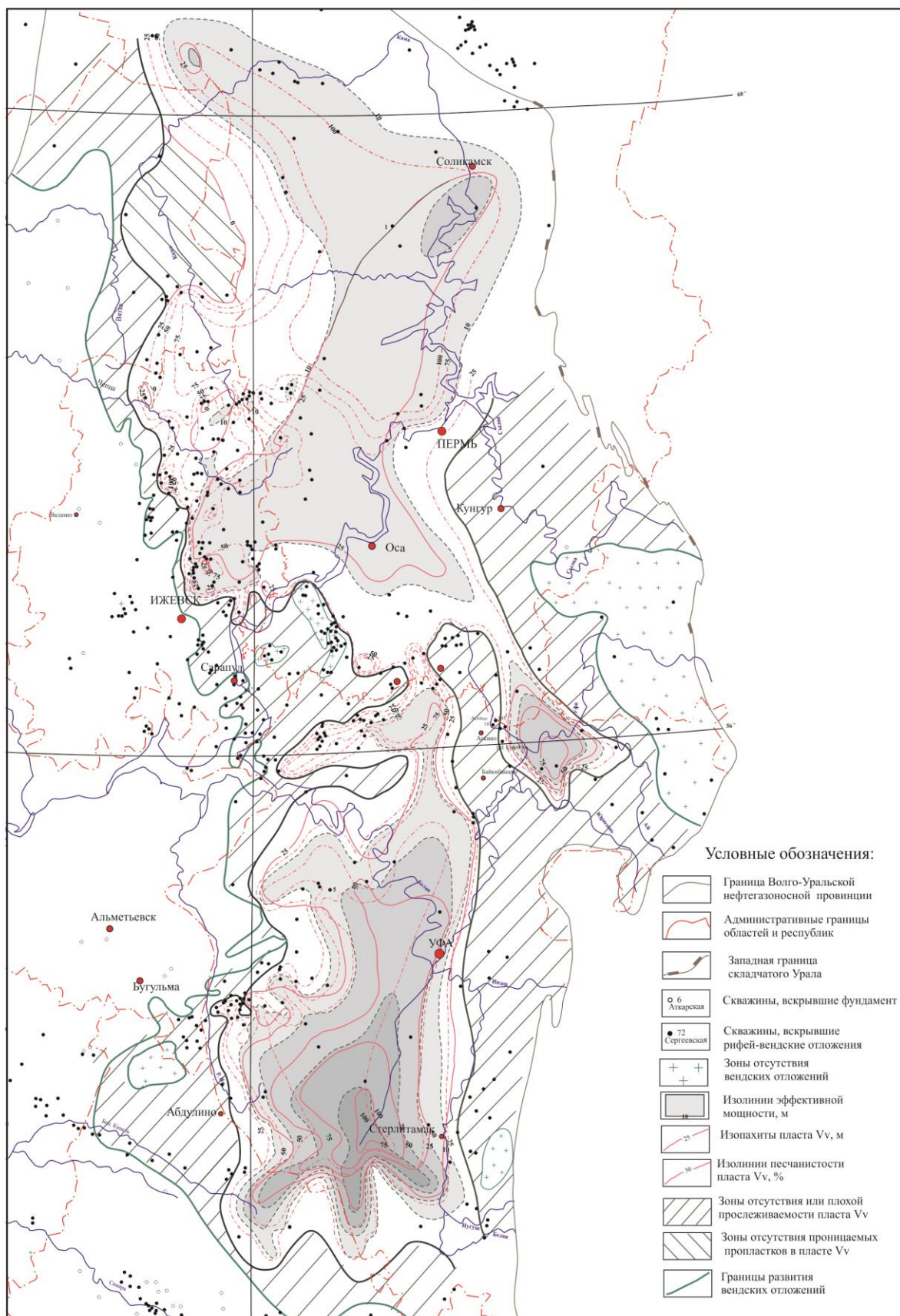


Рис. 4.9. Карта мощности и песчаности пласта Vv верхнего венда Волго-Уральской нефтегазоносной провинции

В ряде разрезов в нижней (реже – в средней) части пласта появляются прослои аргиллитов и глинистых алевролитов. Породами-коллекторами являются песчаники и крупнозернистые алевролиты с хлоритовым и гидрослюдистым пленочным и поровым цементом. Часто именно с этим пластом связаны многочисленные нефтепроявления, а также получены притоки нефти (Ефремовское и др.) Открытая пористость пород колеблется от 0,2 до 17,3%, проницаемость – от 0,001 до 0,2 мкм².

Для изучения регионального распространения коллекторов были также построены корреляционные схемы по кровле венда (рис. 4.8, 4.10) и калтасинской свиты рифея (рис. 4.11) северной части Камско-Бельского прогиба. Терригенные отложения верхнего венда распространены равномерно в субмеридиональном и субширотном направлениях (рис. 4.8, 4.10). Кочевская и кыквинская свиты выклиниваются по направлению к центральной зоне Камско-Бельского прогиба (рис. 4.10). Карбонатные отложения калтасинской свиты нижнего рифея имеют повсеместное распространение в Камско-Бельском прогибе. В качестве примера на рис. 4.11 показано зональное развитие карбонатных коллекторов в ашитской подсвите калтасинской свиты приосевой зоны КБП, мощности увеличиваются с севера на юг. По конфигурации кривых ГИС в калтасинской свите нижнего рифея сложно выделить четко выраженные реперы. Вскрытые терригенные породы прикамской свиты в северной части исследуемой территории подстилают отложения кыквинской свиты верхнего венда, а в южной части – калтасинской свиты.

Нефтегазопроявления как прямые признаки нефтегазоносности являются непосредственными показателями проявления процессов миграции и аккумуляции УВ. Нефтегазопроявления в коллекторских толщах обычно сопутствуют залежам. Выявленные по керну в отложениях рифея и венда распределяются следующим образом (табл.4.1) [2].

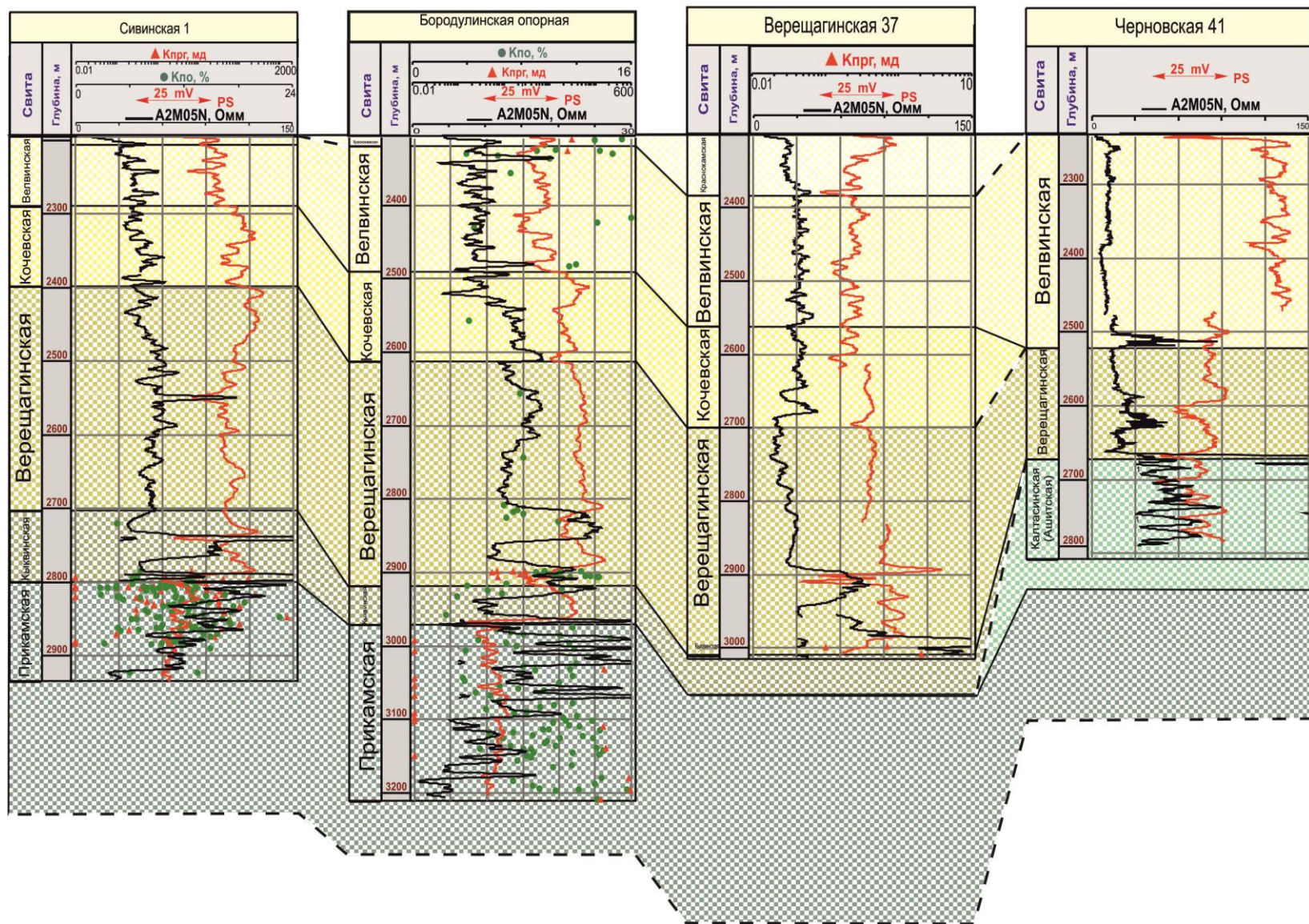


Рис. 4.10. Корреляционная схема по кровле венда северной приосевой зоны Камско-Бельского прогиба

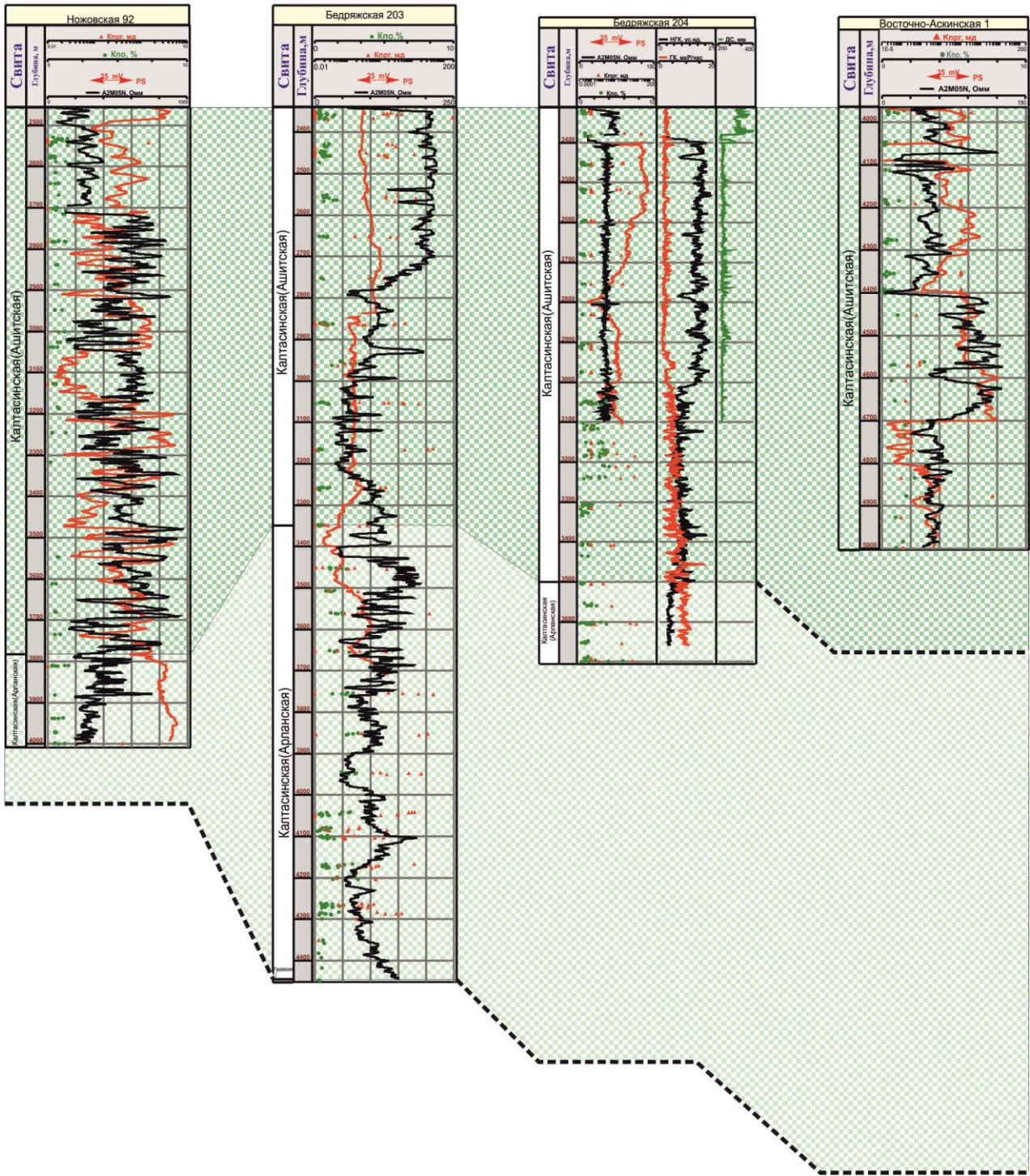


Рис. 4.11. Корреляционная схема по кровле калтасинской свиты рифея приосевой зоны Камско-Бельского прогиба

В карбонатных породах рифея нефтенасыщение отмечается в основном в доломитах в скважинах Ижевская № 20, Шарканская № 1060, № 1061 (Удмуртия), Черновская № 41, Бедряжская № 203 (нефть при этом с меньшей плотностью и вязкостью) (Пермский край), Арланская № 3, № 7000 (Башкортостан). Чаще наблюдается битуминозность доломитов и известняков (Удмуртия, Пермский край, Башкортостан, Татарстан).

В терригенных коллекторах рифея нефтенасыщенность зафиксирована в песчаниках, алевролитах и доломитах практически во всех регионах Волго-Уральской НГП: от прикамских песчаников на севере Камско-Бельского прогиба до тукаевских, леонидовских и приютовских песчаников и алевролитов в центральной и южной частях КБП. Нефтенасыщенность неравномерная, чаще всего по слоям и пористым участкам, пропитанные окисленной нефтью или битумом, с выпотами черной вязкой нефти по трещинам (Пермский край), иногда насыщение легкой нефтью (Башкортостан). Вендские песчаники и алевролиты отличаются обильной нефтенасыщенностью: от слабых выпотов нефти и остатков битума по трещинам и наслоению в песчаниках до насыщения густой тяжелой смолистой нефтью (Удмуртия, Пермский край) и неравномерным насыщением легкой и легкой газированной нефтью (Удмуртия, Башкортостан). Открытые непромышленные залежи тяжелой нефти приурочены в основном к песчаникам кыквинской и верещагинской свит верхнего венда (Соколовская, Сивинская, Шарканская, Тыловайское, Ефремовское). Таким образом, выявленные нефтегазопроявления и залежи подтверждают как латеральную, так и вертикальную миграцию УВ в древних отложениях. При этом для нефтяных УВ латеральная миграция ограничивается первыми десятками километров. Вертикальная миграция продолжается до вендских отложений и даже в отдельных случаях до палеозойских (Поломское месторождение). Более дальняя миграция характерна для газов.

Таблица 4.1

Характеристика нефтегазопоявлений по керну в рифейских и вендских отложениях Волго-Уральской НГП

Регион	Площадь, № скв. (структура)	Параметры нефтегазопоявлений		
		Интервал, м	Возраст	Характеристика нефтегазопоявлений
1	2	3	4	5
Карбонатные коллектора рифея				
Удмуртская Республика	Ижевская, № 20	2380–2386	R ₁ ash	1,83 м доломиты пропитаны нефтью, перешедшей в твердый битум
	Ижевская, № 20	2392–2395	R ₁ ash	1,50 м доломиты битуминозные по трещинам
	Ижевская, № 20	3015–3030	R ₁ ar	слабые газопоявления в процессе бурения
	Шарканская, № 1067	2587–2594	R ₁ ash	доломиты с запахом нефти, примазки битума по трещинам
	Шарканская, № 1067	2585–2588	R ₁ ash	в шламе битум типа Б _{хл} – 0,05%, газопоказания 0,17–0,20%
	Шарканская, № 1070	2479–2487	R ₁ ash	аргиллиты и доломиты с прослоями (до 0,20 м) слабобитуминозных карбонатов
Пермский край	Бедряжская, № 203	2935–3350	R ₁ ar	от включений битума в виде прожилок до перехода известняков в битуминозно-глинисто-известковистую породу
	Бедряжская, № 203	3350–4180	R ₁ ar	известняки и доломиты в различной степени битуминизированные
	Бедряжская, № 203	4230–4458	R ₁ sz	мергели прослоями битуминизированные
	Бедряжская, № 204	3010–3530	R ₁ ash	доломиты с многочисленными прожилками битума
	Очерская, № 14	3210,2–3212,9	R ₁ ar	доломиты с примазками битуминозно-глинистых веществ
	Очерская, № 14	3334,3–3336,9	R ₁ ar	известняки с битуминозно-глинистыми примазками
	Очерская, № 14	3345,9–3350,0	R ₁ ar	известняки с битуминозно-глинистыми примазками
	Очерская, № 14	3407,2–3410,4	R ₁ ar	известняки с битуминозно-глинистыми примазками, в верхней части слоя с запахом нефти
	Очерская, № 14	3847,7–3851,1	R ₁ ar	доломиты с битуминозно-глинистыми примазками
	Черновская, № 41	2671,8–2675,7	R ₁ ash	доломиты насыщены нефтью

1	2	3	4	5
Республика Башкортостан	Арланская, № 3	-	R ₁ ash	доломиты битуминозные
	Саузбашевская, № 2	1900–2058	R ₁ ash	доломиты и аргиллиты битуминизированные
	В-Аскинская, № 1	4697–4740	R ₁ ash	Доломиты битуминозно-глинистые По ГИС: аномально высокие газопоказания $\Sigma_{абс} = 0,9–2,3\%$
Свердловская область	Манчажская, № 5		R ₁ ash	редкие примазки и включения битума в доломитах
Терригенные коллектора рифея				
Удмуртская Республика	Ефремовская № 1018	2691,9–2707,1	R ₁ prk	0,50 м песчаник нефтенасыщенный
Пермский край	Бедряжская, № 203	4180–4230	R ₁ sz	аргиллиты с прожилками битума
	Бедряжская, № 204	3530–3700	R ₁ ar	прослой аргиллитов карбонатно-битуминозных
	Поломская, № 1012	2555,1–2558,1	R ₁ prk	0,05 м песчаники нефтенасыщенные
	Поломская, № 1012	2558,3–2562,3	R ₁ prk	4,00 м песчаники нефтенасыщенные
	Поломская, № 1012	2562,3–2564,3	R ₁ prk	0,85 м песчаники нефтенасыщенные
	Поломская, № 1012	2564,3–2567,3	R ₁ prk	0,30 м песчаники нефтенасыщенные
	Поломская, № 1012	2570,3–2572,3	R ₁ prk	0,40 м песчаники с выпотами нефти
	Поломская, № 1012	2578,9–2592,4	R ₁ prk	0,10 м песчаники с выпотами нефти
	Поломская, № 1012	2662–2675,7	R ₁ prk	0,10 м песчаника (в подошве слоя) нефтенасыщенного
	Поломская, № 1012	2675,7–2691,9	R ₁ prk	0,50 м песчаники нефтенасыщенные
	Батырбайская, № 7	2295–2341	R ₂ g	песчаники и алевролиты нефтенасыщенные
	Батырбайская, № 55	2270–2278	R ₂ g	песчаники прослоями нефтенасыщены

1	2	3	4	5
	Гаринская, № 71	3210–3228	R ₁ prk	песчаники с выпотами густой нефти
	Краснокамская, № 191	2862–2865	R ₁ prk	включения битума песчаники пропитаны битумом
	Куединская, № 1	2114–2118	R ₂ g	песчаники слабо пропитаны нефтью; в шламе вендского возраста отмечены кусочки нефтенасыщенного песчаника
	Сивинская, № 2	2818–2821 2924–2928	R ₁ prk	слабые выпоты нефти по трещинам и по наслоению в песчаниках
	Сивинская, № 3	2859–2890	R ₁ prk	песчаники насыщены густой нефтью
	Сергеевская, № 72	2606,8–2617,1	R ₁ prk	брекчиевидная порода, насыщенная густой черной нефтью
	Сергеевская, № 72	2620,3–2631,1	R ₁ prk	песчаники с примазками густого, черного битума
	Сергеевская, № 72	2647,5–2657,4	R ₁ prk	песчаники с выпотами черно-темно-коричневой вязкой нефти по трещинам
	Соколовская, № 53	2767–2770	R ₁ prk	песчаники нефтенасыщенные
	Соколовская, № 57	2733–2741	R ₁ prk	песчаники и брекчия пропитаны густой нефтью
	Таныпская, № 1	2209–2251	R ₂ g	песчаники нефтенасыщенные
	Таныпская, № 4	2193–2201	R ₂ g	песчаники с запахом нефти
	Таныпская, № 7	2153–2166	R ₂ g	песчаники в порах и по трещинам насыщены густой окисленной нефтью
	Тартинская, № 6	2350	R ₂ g	песчаники неравномерно пропитаны окисленной нефтью и битумом
Республика Башкортостан	Арланская, № 7	-	R ₃ ln	аргиллиты битуминозные
	Арланская, № 7000	2760–2792	R ₁ ar	нефтенасыщенный керн, по ГИС повышенные газопоказания
	Кабаковская, № 62	5152–5154 5286–5299 5165–5167 5260–5263	R ₂ tk	по ГИС повышенные газопоказания
	Кабаковская, № 62	5225	R ₂ tk	разгазирование глинистого раствора

1	2	3	4	5
	Орьбашская № 11 (Калтасинская, № 11)	2253–2257 2279–2294	R _{2ol} -tk	песчаники и алевролиты нефтенасыщенные
	Орьбашская, № 17	-	R _{2ol} -tk	алевролиты и песчаники битуминизированные
	Леузинская, № 1	4770–5110	R _{2tuk} R _{2pr}	песчаники, алевролиты, аргиллиты По ГИС – повышенные газопоказания, Битумопроявления
	Орьбашская, № 11	2253–2257 2273–2284	R _{2g}	песчаники насыщены легкой нефтью
	Орьбашская, № 11	2284–2287	R _{2g}	песчаники с примазками нефти
	Орьбашская, № 17	2148–2152	R _{2g}	песчаники нефтенасыщенные
	Орьбашская, № 82	-	R _{1kl}	по ГИС нефтегазопроявления слабой интенсивности
	Орьбашская, № 82	4180–4200	R _{1ar}	слабые нефтепроявления в процессе бурения; повышенные газопоказания
	Серафимовская, № 65	2534–2539 2549–2556	R _{2tk}	повышенные газопоказания
	Серафимовская, № 65	2642–2645	R _{2tk}	песчаники из бокового грунтоноса насыщены нефтью; разгазирование и пленка нефти в буровом растворе
	Шиханская, № 5	3773–3900 3138–3166	R _{3sht} (sh+pr) -V _{2kk} (bk)	слабые газопроявления в процессе бурения; по газокаротажу отмечены следы легких углеводородов, повышенные газопоказания
Республика Татарстан	Бавлинская, № 16	2132–2187	R _{3ln}	песчаники неравномерно насыщены нефтью
	Бавлинская, № 20012	2168–2173	R _{3ln}	кern с запахом нефти
	Сулинская, № 7	1993–2014	R _{3ln}	в шламе песчаники с резким запахом нефтяного газа

1	2	3	4	5
Терригенные коллектора венда				
Удмуртская Республика	Балезинская, № 833 (Новокекская)	2258–2262	V _{2kk}	2,00 м песчаники с выпотами густой черной нефти, 0,05 м песчаника нефтенасыщенного
	Балезинская, № 833	2281–2286	V _{2kk}	пять прослоев песчаников с выпотами нефти и насыщенных густой черной нефтью
	Дебесская, № 600	2426,4–2429,4	V _{2kk}	0,60 м песчаники нефтенасыщенные
	Дебесская, № 600	2429,4–2430,0	V _{2kk}	0,30 м песчаники нефтенасыщенные
	Дебесская, № 600	2431,0–2437,0	V _{2kk}	5,40 м песчаники нефтенасыщенные
	Дебесская, № 600	2508,6–2515,6	V _{2kk}	0,85 м песчаники пропитаны густой гудронистой нефтью
	Дебесская, № 603	2447,4–2450,4	V _{2vr}	0,20 м алевролиты с выпотами нефти
	Дебесская, № 603	2450,4–2453,5	V _{2vr}	2,10 м алевролита с прослоями до нескольких мм песчаника с выпотами густой нефти
	Дебесская, № 603	2468,5–2471,5	V _{2vr}	1,10 м аргиллиты с прослоями до 3–4 см песчаников с обильными выпотами густой нефти
		2471,5–2474,5	V _{2vr}	1,85 м аргиллита с прослоями песчаников, обильно насыщенных густой нефтью
		2474,5–2477,5	V _{2vr}	3,00 м песчаники, насыщенные густой нефтью
		2477,5–2480,5	V _{2vr}	0,20 м песчаники нефтенасыщенные
		2497,6–2501,9	V _{2kk}	2,48 м песчаники с выпотами нефти
		2501,9–2505,9	V _{2kk}	1,80 м песчаники с выпотами нефти
		2532,4–2536,9	V _{2kk}	0,75 м песчаники прослоями, насыщенные густой смолистой нефтью
		2545,4–2546,9	V _{2kk}	0,70 м песчаники прослоями, насыщенные густой смолистой нефтью
		2546,9–2550,9	V _{2kk}	0,80 м песчаники, насыщенные густой смолистой нефтью
	Тыловайская № 606	2497,4–2500,0	V _{2vr}	0,20 м алевролиты со слабыми выпотами нефти
		2500,0–2505,4	V _{2vr}	2,00 м алевролиты, пропитанные нефтью

1	2	3	4	5
		2505,4–2510,0	V _{2vr}	0,06 м алевролиты со слабыми выпотами нефти
	Смольниковская № 646	2430–2433,4	V _{2vr}	в 0,28 м от кровли слоя прослой (0,23 и 0,21 м) алевролитов нефтенасыщенных
		2503,8–2510,5	V _{2kk}	1,74 м песчаники нефтенасыщенные
		2510,5–2516,8	V _{2kk}	1,95 м песчаники нефтенасыщенные
		2516,8–2522,1	V _{2kk}	в кровле слоя 0,27 м песчаника нефтенасыщенного
		2565,3–2571,5	V _{2kk}	прослой песчаника нефтенасыщенного
	Смольниковская № 647	2437,2–2440,3	V _{2kk}	2,45 м алевролиты прослоями (до 0,27 м) неравномерно нефтенасыщенные
		2440,3–2443,3	V _{2kk}	2,80 м алевролит прослоями неравномерно нефтенасыщенный
	Смольниковская № 647	2446,3–2449,3	V _{2kk}	3,00 алевролиты с прослоями (до 0,20 м) песчаников нефтенасыщенных
		2449,3–2452,3	V _{2kk}	3,00 м алевролиты неравномерно нефтенасыщенные
		2452,3–2455,3	V _{2kk}	1,95 м алевролиты неравномерно нефтенасыщенные
	Смольниковская № 648	2454,6–2457,6	V _{2kk}	прослой песчаников (до 0,15 м) с единичными выпотами нефти
		2516,1–2519,1	V _{2vr}	в подошве слоя 0,55 м песчаника с выпотами нефти
	Зуриная, № 18	2325,1–2328,7	V _{2kk}	3,60 м песчаники неравномерно нефтенасыщенные
	Киенгопская, № 1	2398–2409	V _{2kk}	в песчаниках газопоказания до 6% (2000 мка), выход газа в буровой раствор при бурении
	Кулигинская, № 510	2584–2590,1	V _{2kk}	1,55 м песчаники нефтенасыщенные
	Кулигинская, № 510	2639,0–2646,7	V _{2kk}	0,30 м песчаники с выпотами нефти
	Кулигинская, № 511	2566,8–2572,0	V _{2kk}	песчаники пропитаны нефтью
	Кулигинская, № 810	2660–2663	V _{2kk}	песчаники с выпотами нефти
	Лозюкская, № 501	2311,6–2314,6	V _{2kk}	0,85 м песчаники нефтенасыщенные
	Лозюкская, № 501	2314,6–2318,1	V _{2kk}	0,07 м песчаники нефтенасыщенные
	Лозюкская, № 505	2339,3–2342,3	V _{2kk}	0,10 м песчаники насыщены густой нефтью
	Лозюкская, № 505	2358,3–2361,3	V _{2kk}	0,35 м песчаники насыщены густой нефтью
	Лозюкская, № 505	2361,3–2364,3	V _{2kk}	0,51 м песчаники нефтенасыщенные
	Поломская, № 1012	2551,2–2554,2	V _{2kk}	0,25 м песчаники с выпотами нефти

1	2	3	4	5
	(С.Кечнюк-журская)	2554,2–2555,1	V ₂ kk	остатки битумов по трещинам в песчаниках
	Ефремовская, № 1018	2593–2596	V ₂ kk	1,60 м песчаники нефтенасыщенные
	Титпинская, № 1032	2438,0–2440,7	V ₂ vr	песчаники с выпотами густой смолистой нефти
	Титпинская, № 1032	2440,7–2451,7	V ₂ vr	алевролиты с выпотами густой смолистой нефти
	Шарканская, № 1060	2293–2301	V ₂ vr	5,60 м алевролиты с прослоями по 20–30 см нефтенасыщенных песчаников
	Шарканская, № 1060	2302–2305,5	V ₂ vr	2,60 м песчаники нефтенасыщенные
	Шарканская, № 1060	2311–2317	V ₂ vr	2,80 м песчаники нефтенасыщенные
	Шарканская, № 1062	2305–2309	V ₂ vr	1,00 м песчаники нефтенасыщенные
	Шарканская, № 1067	2280–2315	V ₂ vr	2,50 м песчаники нефтенасыщенные
	Безымянная, № 870	2432–2435	V ₂ kk	гравелиты с черными углистыми включениями
	Безымянная, № 871	2461–2465	V ₂ kk	алевролиты с вкраплениями черного углистого детрита
	Золотаревская, № 96	2177–2180	V ₂ kk	1,55 м песчаники с многочисленными прожилками черного битума
	Ниримская, № 79	2464,8–2465,4	V ₂ kk	песчаники, насыщенные вязкой нефтью
Пермский край	Батырбайская, № 7	2288–2300	V ₂ vr	выпоты нефти по трещинам и плоскостям наслоения алевролитов и песчаников
	Бородулинская, № 1	2897–2910	V ₂ kk	песчаники и песчанистые алевролиты прослоями нефтенасыщенные
	Верещагинская, № 37	2996,5–3000 3004,7–3006,2 3006,2–3010	V ₂ kk	песчаники неравномерно пропитаны легкой нефтью
	Верещагинская, № 60	2890–2900	V ₂ kk	песчаники пропитаны битумом
	Дубовогорская, № 4	2182–2242	V ₂ vr	песчаники слабо пропитаны нефтью
	Ишимовская, № 2	2454–2457	V ₂ kk	песчаники неравномерно насыщены нефтью
	Краснокамская, № 191	2772–2775 2784–2786	V ₂ kk	включения битума песчаники пропитаны битумом
	Очерская, № 14	2685,5–2691,7	V ₂ vr	в 0,5 м от кровли слоя прослой алевролита, пропитанного нефтью
	Очерская, № 14	2691,7–2694,6	V ₂ kk	алевролиты с прослоями песчаников, пропитанных нефтью
	Павловская, № 35	2120–2123	V ₂ vr	песчаники с редкими выпотами окисленной нефти

1	2	3	4	5
	Сивинская, № 1	2790–2801	V ₂ kk	песчаники пропитаны нефтью
	Сивинская, № 2	2760–2765 2803–2809	V ₂ kk	слабые выпоты нефти по трещинам и по наслоению в песчаниках
	Соколовская, № 51	2671–2678	V ₂ kk	песчаники прослоями насыщены густой нефтью
	Соколовская, № 51	2688–2696	V ₂ kk	песчаники нефтенасыщенные
	Соколовская, № 55	2639–2648	V ₂ kk	песчаники нефтенасыщены густой нефтью
	Соколовская, № 55	2663–2671	V ₂ kk	песчаники нефтенасыщенные
	Соколовская, № 57	2721–2731	V ₂ kk	песчаники нефтенасыщенные
	Соколовская, № 58	2987–2990,2	V ₂ kk	прослой песчаника, пропитанного окисленной нефтью
	Соколовская, № 58	3073,3–3076,6	V ₂ kk	прослой песчаника, пропитанного окисленной нефтью
	Северокамская, № 12	2863–2865	V ₂ kk	песчаники пропитаны битумом
	Северокамская, № 12	2866–2876	V ₂ kk	песчаники слабо пропитаны нефтью
	Таныпская, № 3	2273–2280	V ₂ vr	песчаники и алевролиты пропитаны густой нефтью
	Таныпская, № 8	2104–2111	V ₂ vr	песчаники и алевролиты пропитаны густой нефтью
	Таушская, № 1	2053–2059 2101–2108	V ₂ vr	песчаники и алевролиты слабо нефтенасыщены
	Черновская, № 41	2611–2615 2620,5–2631,6	V ₂ kk	песчаники пропитаны густой нефтью
	Шуртанская, № 64	2334–2349	V ₂ vr	песчаники и алевролиты прослоями нефтенасыщены
	Этышская, № 244	2003–2009	V ₂ vr	песчаники слабо пропитаны нефтью
Республика Башкортостан	Апреловская, № 2		V ₂ stp	примазки густой нефти по трещинам в алевролитах
	Игровская, № 20	2076–2184	V ₂ stp	песчаники неравномерно пропитаны нефтью
	Игровская, № 20	-	V ₂ bk	песчаники насыщены тяжелой нефтью
	Игровская, № 23	2107	V ₂ sl	нефтенасыщенные песчаники в шламе
	Ишимбайская, № 300	3520–3592	V ₂ sl	разгазирование глинистого раствора
	Кипчакская, № 1	3591–3876	V ₂ krl	песчаники слабо насыщены нефтью

1	2	3	4	5
		3908–4036	V ₂ krl	песчаники слабо насыщены нефтью
	Копей-Кубовская, № 1	2109–2110	V ₂ sl	песчаники насыщены легкой газированной нефтью
	Копей-Кубовская, № 3	-	V ₂ sl	песчаники насыщены легкой газированной нефтью
	Ново-Казанчинская, № 2	2059–2062	V ₂ stp	песчаники пропитаны нефтью
	Орьбашская, № 57	-	V ₂ br	алевролиты нефтенасыщенные
	Салиховская, № 51	2861–2867	V ₂ sl	песчаники пропитаны газированной нефтью (конденсатом?), пленка нефти в буровом растворе; разгазирование бурового раствора
	Сараевская, № 1	2236–2240	V ₂ sl	песчаники с запахом нефти
	Серафимовская, № 7	1991–2016	V ₂ sl	песчаники с запахом нефтяного газа
	Сергеевская, № 800		V ₂ stp	песчаники битуминизированные
	Старопетровская, № 5	2079,1–2082,2	V ₂ krl	пропитка кернa нефтью
	Усть-Айская, № 2	2300–2303	V ₂ stp	песчаники насыщены газированной нефтью
	Чекмагушская, № 77		V ₂ stp	примазки нефти в песчаниках

В частности, повышенное развитие газопроявлений в восточных районах Серноводско-Абдулинского прогиба, характеризующегося низким содержанием НГМП в древних толщах, может быть обусловлено генерацией их в глубокопогруженных нижнерифейских НГМ-свитах Бельской впадины и миграцией по восстанию пластов в благоприятные для аккумуляции зоны прогиба [59].

Среди критериев миграции и аккумуляции важную роль также играет наличие возможных резервуаров для УВ. Учитывая слабую изученность древних, особенно рифейских образований, вопрос об их внутренней структуре остается сложным. Основные суждения о тектонике рифейских отложений базируются на геофизических материалах и частично на материалах бурения глубоких скважин, которые в какой-то мере характеризуют поверхность рифейских отложений и границы стратиграфических перерывов внутри рифея. Представления о структуре вендского комплекса складываются на основе построений по подошве девонских отложений, которые устанавливаются по материалам бурения глубоких скважин, сейсмически граница между девоном и вендом выражена слабо. Понятие о региональной тектонике, особенностях строения крупных структур формируются на основе анализа мощностей крупных комплексов, которые выделяются по геофизическим материалам и глубоким скважинам. Анализ имеющихся в настоящее время материалов по поверхности и внутренней структуре основных маркирующих комплексов протерозоя позволил выделить на территории Волго-Уральской НГП по поверхности рифейских отложений крупные и мелкие положительные локальные структуры (рис. 4.12). Карта представляет собой наиболее полную характеристику структур рифейских комплексов, так как в ней учтены данные последних лет. Наибольшая концентрация выявленных структур приурочена к северо-западной бортовой, центральной и южной зонам Камско-Бельского прогиба.

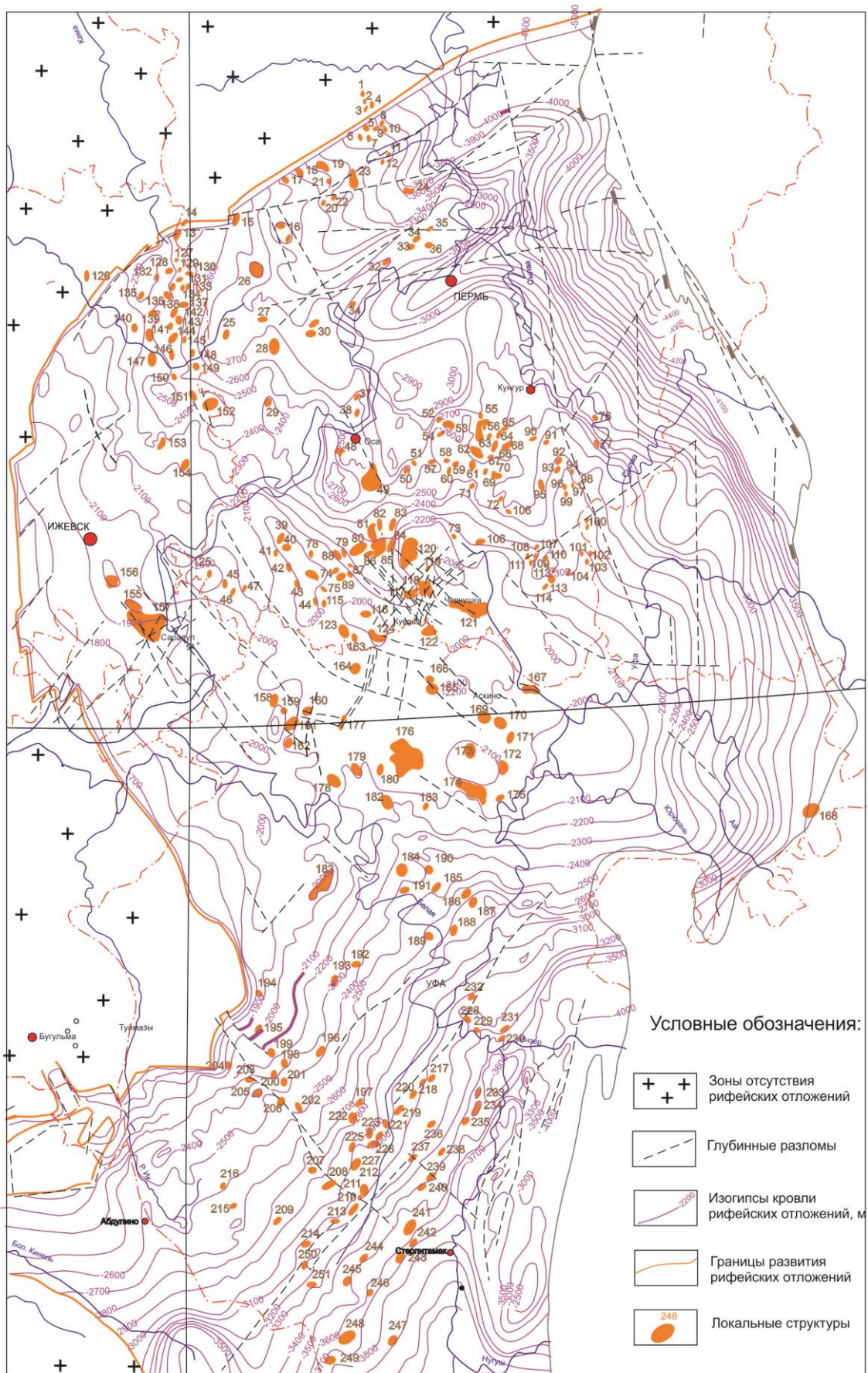


Рис. 4.12. Карта локальных структур по поверхности рифейских отложений Камско-Бельского прогиба

Известные структуры тектонического типа связаны в большинстве с разломами фундамента и разломами внутри рифейского комплекса, а также с аномальными зонами разуплотнения, кавернозностью и т.п. [102, 114].

Для выяснения типов ловушек, которые определяются локальной тектоникой и особенностями литолого-стратиграфических толщ, необходимы надежные маркирующие горизонты внутри комплексов и отдельных свит, выделение которых в настоящее время достаточно проблематично. С известной долей условности можно выделить наиболее вероятные генетические и морфологические типы ловушек. Основным типом ловушек в рифейских отложениях наиболее вероятно будет антиклинальный тип с пластово-сводовыми, массивными и структурно-литологическими залежами. Отдельное значение могут приобрести тектонические экранированные ловушки, развитые вдоль разломов. Литологически-экранированные ловушки будут иметь место в основном в бортовых зонах Камско-Бельского прогиба. В вендском комплексе, принципиально отличающемся от рифейского как в составе и степени изменчивости пород, так и в залегании и формировании типов структур и ловушек, известные и прогнозируемые ловушки по типам будут близки ловушкам и типам залежей в терригенных комплексах в палеозое. Несколько разбуренных структур в Удмуртской Республике и Пермском крае (Шарканская, Ефремовская, Соколовская) служат примером антиклинальных пластовых сводовых ловушек. В краевых частях верхневендских впадин, в региональных зонах выклинивания вендских отложений возможно обнаружение неантиклинальных ловушек, прежде всего литологических: структурно-литологических (линзы песчаников) и литологически ограниченных, связанных с выклиниванием песчано-алевролитовых пород на склонах обрамляющих их сводов.

При формировании и сохранности залежей УВ история развития гидродинамической системы древних толщ имеет принципиальное значение, однако в литературе обсуждалась мало. Изучение гидрогеологических особенностей, таких как степень закрытости недр, минерализация и состав пластовых вод и других показателей рифей-вендских отложений Волго-Урала никогда не было объектом детальных исследований. Существующие в настоящее время данные по притокам и гидрогеохимии часто разрознены и характеризуют отдельные районы. Поэтому выявление каких-либо четких закономерностей в изменении гидрогеологических показателей по площади и по разрезу достаточно проблематично. Тем не менее имеющиеся материалы позволяют выделить в осадочном комплексе пород Волго-Уральской НГП в гидрогеологическом отношении рифей-вендский терригенно-карбонатный водонефтегазоносный комплекс, который объединяет толщу осадочных пород рифейского и вендского возраста [35, 115].

Пластовые воды рифейских и вендских отложений Волго-Уральской НГП представляют собой хлоридно-натриевые рассолы хлоридно-кальциевого типа с минерализацией 214–285 г/л и коэффициентом метаморфизации $r_{Na/Cl}$ 0,62–0,44, что в целом характеризует гидрогеологические условия как благоприятные для образования и сохранения скоплений УВ. Рассолы древних толщ характеризуются повышенным содержанием ионов кальция, брома, йода, низкой сульфатностью, малой гидрокарбонатностью, рН воды изменяется в пределах 4,4–6,0. Вероятно, некоторое снижение рН связано с окислением содержащегося в воде закисного железа. Содержание закисного железа в водах рифейских и вендских отложений может быть значительным, например в скв. № 16 Бавлинской площади в водах леонидовской свиты верхнего рифея установлено содержание закисного железа 210–213 мг/л, в скв. № 102 Султангулово в салиховской свите венда – 623 мг/л. В распределении йода в водах нет определенной закономерности, содержание брома, как и для вод вышележащих палеозойских комплексов, увеличивается с запада на восток и юго-восток. Количество аммония, который рассматривается многими геологами как показатель нефтегазонасыщенности недр, достигает 100–350 мг/л (Сулинская № 7). В некоторых скважинах юго-востока Татарстана (Урус-Тамак № 191, Карачевская № 2005, Подгорная № 2006) в пластовых водах рифея установлено повышенное содержание ОВ. Содержание общего углерода составляет 5,8–56 мг/л, йодатной окисленности – 1,4–35 мг/л, летучих фенолов – 0,2–1,3 мг/л, фенолов – до 4,36 мг/л.

Газы, растворенные в воде вендских и рифейских отложений, метанозотные и азотно-метановые. Газонасыщенность вод возрастает от склонов Татарского свода к востоку и северу. Содержание же метана в водорастворенных газах увеличивается наоборот – по направлению к сводам: одновременно в составе газов появляется довольно значительное количество этана и более тяжелых УВ. Воды вендских отложений ближе к водам палеозойских комплексов. Их минерализация, по имеющимся данным, не ниже 247 мг/л, коэффициент метаморфизации $r_{Na/Cl}$ колеблется в небольших пределах (0,61–0,52), сульфатность ниже, чем в рифее. Данные по водообильности рифейских и вендских отложений при недостаточном их количестве имеют большой разброс значений: от отсутствия притока и дебита менее 1 м³/сут до 900 м³/сут. Максимальные притоки в рифее получены на юго-востоке Татарстана из леонидовской свиты – 700 м³/сут. (скв. Подгорная № 2006), в венде – из байкибашевской свиты в скв. Куш-Кульская № 100 получена пластовая вода дебитом 800–900 м³/сут., в скв. Сергеевская № 800 приток из байкибашевской свиты составил 83 м³/сут., из кыквинской свиты на Золотаревской площади (скв. № 96) получен приток воды 443 м³/сут.

Гидрогеологические условия рифейских и вендских отложений более детально изучены на территории Пермского края по данным испытания скважин, расположенных в различных тектоно-седиментационных зонах (табл. 4.2).

На всей территории Пермского края рифейские и вендские отложения насыщены рассолами хлоридно-натриево-кальциевого состава с минерализацией до 260–270 г/л. Воды значительно обогащены кальцием (до 20–30 г/л) и магнием (3–4 г/л). Из микрокомпонентов следует отметить повышенное содержание брома, а из нефтепоисковых критериев – повышенное содержание в водах йода (до 10 мг/л) и аммония (более 40 мг/л) [176]. Повышенные содержания брома тяготеют к западной зоне развития Камско-Бельского прогиба. Здесь воды, как правило, значительно обогащены бромом (> 1000 мг/л), а отношение rNa/rCl находится в пределах 0,6–0,7. Характерными гидрохимическими показателями для вод вендских и рифейских отложений являются пониженные содержания бора ($HBO_2 < 40$ мг/л) и аммония (NH_4 от 20 до 100 мг/л). Исключением являются отложения в районе развития вендских залежей (Соколовская, Кулигинская, Бородулинская), где показатели бора составляют 50–128 мг/л.

Таблица 4.2

Опорная гидрогеохимическая информация рифей-вендского комплекса на территории некоторых тектонических элементов Пермского края

Тектонический элемент, площадь, скважина	Водоносный комплекс	Минерализация, г/л	SO_4^{2-} , г/л	Ca^{2+} , г/л	Mg^{2+} , г/л	Микрокомпоненты, мг/л				Коэффициенты	
						J	Br	HBO_2	NH_4	$\frac{rNa}{rCl}$	$\frac{rSO_4}{rCl}$
Западно-Уральская складчатость	R+V	168	0,9	2,0	0,9	5	600	600	200	0,7	0,3
Камско-Бельский прогиб (Башкирский свод)	R+V	285	0,1	40	5	10	1570	40	104	0,5	0,05
Кулигинская № 510	V	229,7–242,5	0,03–0,11	24,2	3,2	8–9	952–1038	40–47	72–75	0,64–0,65	0,01–0,06
Соколовская № 55	V	235,4	0,11	24,3	2,8	9	1173	68	50	0,65	0,05
Бородулинская № 1	R	246,6	0,04	34,4	4,4	4	1294	128	18	0,52	0,02
Бородулинская № 1	V	269,9	0,06	26	3,7	7	1271	107	26	0,62	0,02
Глазовская опорная	R	272,5	0,45	28,7	3,2	8	713	33	-	0,7	0,2
Дебесская № 603	V	262,5	0,4	23,4	3,4	10	864	62	56	0,68	0,18
Верхнекамская впадина	R+V	255	0,2–0,4	22–27	4	8–10	900–1200	30–70	25–69	0,6–0,7	0,10
Северо-Мыйская № 1	V	235,7	0,15	25,2	1,8	9	730	-	69	0,66	0,08
Безымянная № 870	V	268	0,44	18,5	3,9	10	672	63	56	0,74	0,2
Золотаревка № 96	V	185,1	0,51	13,9	2,7	9	505	42	14	0,72	0,38

В Северо-Мыйской скважине была исследована проба воды, полученная при испытании из вендских пород. Пластовая вода из отложений бородулинской серии (1667–1714 м) венда по гидрогеохимическим нефтепоисковым кри-

териям, вероятно, имела контакт с нефтенасыщенными породами, на что указывает пониженный коэффициент сульфатности (0,08), высокая метаморфизация воды $r_{Na}/r_{Cl}=0,66$ и их обогащенность такими микрокомпонентами, как I, NH_4 и др.

Водорастворенный газ исследовался в пробах, отобранных из Бородулинской опорной и скв. № 7 Батырбайского (Асюльского) поднятия. Газонасыщенность вод изменяется в пределах 230–270 см³/л. В Бородулинской опорной скважине газ азотного типа с содержанием азота до 90% от объема, а в скв. 7 Батырбайского поднятия газ азотно-метанового типа (N_2 – 47,5% и CH_4 – 49%). Здесь на состав водорастворенного газа, вероятно, оказало влияние наличие в водовмещающих породах нефтепроявлений. Гидрогеологические условия девонских отложений на территории Пермского края характеризуются наличием застойного водообмена, благоприятного для сохранения углеводородных залежей.

Приведенные гидрогеологические данные, несмотря на их незначительное количество, позволяют предположить, что рифей-вендский водоносный комплекс является самостоятельным, связь комплекса с водами девонских отложений была затруднена. Начиная с позднего девона, вендские и рифейские водоносные горизонты находятся в условиях относительно хорошей гидрогеологической закрытости, то есть в зоне застойного водного режима с преобладанием элизионного водообмена. Анализ гидрохимических показателей дает основание для положительной оценки перспектив нефтегазоносности рифейских и вендских отложений и благоприятной обстановки для образования и сохранения скоплений УВ. Во-первых, об этом свидетельствует метано-азотный состав водорастворенных газов, наличие в них тяжелых гомологов метана, повышенное содержание в водах аммония (до 350 мг/л) и относительно высокое содержание йода (до 10 мг/л). Показателем возможной нефтеносности являются летучие фенолы и заметное содержание органического углерода в водах. Повышенное содержание брома, а также высокая метаморфизация подземных вод могут указывать на то, что рифейские и вендские породы в основной своей массе в настоящее время не сильно подвергались интенсивному влиянию современных гипергенных процессов.

4.2. Критерии и показатели сохранности залежей УВ

Сохранность залежей УВ в рифей-вендских отложениях зависит от значительно большего числа факторов, чем в палеозое. Кроме известных факторов – литологических, тектонических, гидрогеологических – важное значение для древних отложений приобретают такие показатели, как палео- и современные

температуры, гипергенные процессы, геологический возраст и время формирования залежи.

Гипергенные процессы могли оказать влияние на сохранность залежей нефти, особенно в вендских отложениях. Обнаруженные в настоящее время нефти в северо-западной части Камско-Бельского прогиба (Соколовская, Очерская, Сивинская, Шарканская и др. площади) имеют следующие характеристики: плотность изменяется от 0,95 до 0,98 г/см³, содержание серы – 0,2–1%, асфальтенов – 6–9%. Самая «тяжелая» нефть – это нефть, скорее мальта, полученная из вендских отложений Поломской площади в скв. 1018 – 2658–2665 м (плотность – 0,98 г/см³, асфальтены – 9,1%). Самая «легкая» нефть получена из венда Соколовской площади в скв. № 52 с глубины 2646–2651 м (плотность – 0,92 г/см³, асфальтенов – 9%). Наиболее сернистой является вендская нефть Верещагинской площади (2801–2817 м), которая в то же время не является самой тяжелой (плотность – 0,968 г/см³, асфальтены – 6,3%) [37]. Нефти протерозоя резко отличаются от нефтей палеозоя высоким содержанием нафтенов. Они относительно обогащены тяжелым изотопом азота ($\delta^{15}\text{N}=3,3\text{--}5,6\%$) и повышенным содержанием легкого изотопа углерода, асфальтенов, полициклических нафтеновых углеводородов [168]. Необходимо отметить, что все исследованные нефти принадлежат к довольно узкому стратиграфическому и глубинному диапазону – это верхневендские, чаще кыквинские нефти, залегающие на глубинах от 2,3 км до 2,8 км, которые к тому же принадлежат одной тектонической зоне. Возможно, этим обусловлено однообразие их свойств и состава. Такие тяжелые вязкие нефти и даже мальты являются продуктами воздействия окислительно-восстановительных процессов в период преддевонского подъема территории, когда инфильтрационные воды участвовали в гипергенном разрушении залежей УВ в венде [32]. Выявлена тенденция увеличения плотности нефти, содержания в ней таких тяжелых окисленных компонентов, как смолы и асфальтены, по мере приближения к поверхности венда. Вероятно, такое воздействие могли испытать и залежи нефти в приповерхностной части рифейских отложений в зонах небольшой мощности венда. В то же время есть много примеров, когда в древних породах востока Русской платформы могут быть обнаружены легкие нефти (табл. 4.1), газоконденсатные и газовые залежи. Например, в Верещагинской скв. № 37 (Пермский край, 2996,5–3010,0 м) кыквинские песчаники неравномерно пропитаны легкой нефтью (масла – 65,1–73,1%, смолы – 25,4–21,5%, асфальтены – 9,5–5,4%). В Орьебашской скв. № 11 (север Башкортостана, 2253–2257 м, 2273–2284 м) тукаевские песчаники среднего рифея насыщены легкой нефтью. В Салиховской скв. № 51 (юг Башкортостана, 2861–2867 м) вендские песчаники пропитаны газированной нефтью и др. Состав попутных газов и газов пластовых вод также свидетельствует о присутствии в разрезе нефтегазо-

вых, газоконденсатных и газовых залежей. Часто газы, полученные при испытании вендских и рифейских пластов, имеют метановый состав: CH_4 – от 47,5% (Куш-Кульская № 100) до 92,41% (Подгорная № 20006), C_2H_6 – от 4,3% (Сулинская № 7) до 14% (Киенгопская № 1), C_3H_8 – от 0,58% (Подгорная № 20006) до 36,4% (Сарапульская № 111), C_4H_{10} – от 0,51% (Подгорная № 20006) до 8,6% (Шарканская № 1070), C_5H_{12} – 1,4–19,1% (Шарканская № 1070), N_2 – от 31,6% (Сулинская № 7) – до 43,7% (Куш-Кульская № 100), CO_2 – от 1,2% (Сулинская № 7) – до 4,65% (Куш-Кульская № 100).

Одним из важнейших условий сохранности залежей УВ является тепловой режим недр. Распределение современных температур в рифейских и вендских отложениях на территории Волго-Уральской НГП позволило выявить зоны с различной сохранностью залежей нефти и построить карту распределения современных температур на территории Волго-Уральской НГП. Поскольку прямых замеров температуры в скважинах для данных отложений очень незначительное количество, а для районов с большой мощностью осадочного чехла вообще не существует, значения температур для конкретного горизонта частично являются расчетными. Расчет выполнялся по следующей методике. За основу принималась измеренная температура в наиболее погруженном комплексе для данного района, далее по каждой конкретной скважине от нейтрального слоя рассчитывался средний геотермический градиент, и на основании полученного значения термоградиента температура экстраполировалась на глубину залегания целевого горизонта.

Подошва рифейских отложений на территории Волго-Уральской НГП характеризуется значительным диапазоном изменения температур – от 25 до 580°C. Минимальными значениями характеризуются две области, приуроченные к территории Татарского массива: между Казанью и Бугульмой (Республика Татарстан), в районе г. Валамаз (Удмуртская Республика), и на территории Жигулевско-Оренбургского массива, в районе г. Сызрань. Глубины залегания фундамента в данных областях изменяются в пределах 1,5–1,7 км. Максимальные значения температур отмечаются на территории Республики Башкортостан в юго-восточной части Бельской впадины. Здесь фундамент может залегать на глубинах до 18 км. Относительно высокими температурами кровля фундамента характеризуется также на территории Осинской депрессии, где температуры достигают 180°C. На фоне достаточно высоких температур восточной части Волго-Уральской НГП, приуроченной к Предуральскому прогибу, выделяется относительно обширная зона с температурами менее 60°C, соответствующая территории Осинцевско-Красноуфимского выступа. По кровле рифейских отложений на изучаемой территории температуры имеют меньший диапазон изменений и находятся в интервале от 23 до 140°C. Основная часть изучаемой

территории характеризуется температурами в диапазоне от 30 до 60°C, более высокие температуры наблюдаются в Предуральском прогибе территории Пермского края и в юго-восточной части Оренбургской области (до 90°C) [10]. Максимальные температуры отмечены в юго-восточной части Бельской впадины на территории республики Башкортостан, здесь температуры превышают 130°C. Наиболее низкие температуры зафиксированы в районе Осинцевско-Красноуфимского выступа и на север от него на границе Пермского края и республики Башкортостан. Вендские отложения характеризуются еще более выровненной поверхностью и соответственно меньшим диапазоном изменения температур по кровле от 22 до 115°C. Причем более 80% территории распространения вендских отложений Волго-Уральской НГП имеют температуру в кровле не более 50°C. Более высокие значения наблюдаются в пределах Предуральского прогиба на востоке Пермского края (более 60°C) и в юго-восточной части Бельской впадины на территории республики Башкортостан; здесь температура в кровле вендских отложений достигает 140°C. Если принять, что с температуры более 150°C начинается деструкция нефтяных УВ, то для нижней части рифейской толщи наиболее благоприятны для поисков нефтяных УВ только территории юга Пермского края, восточной части Удмуртской Республики, северной части Республики Башкортостан, соответствующей территории Орьебаш-Чернушинской приподнятой зоне фундамента и востоку Оренбургской области.

Несмотря на большую мощность и значительную площадь распространения отложений рифея на территории республики Башкортостан, лишь незначительная часть толщи может быть перспективна на нефть в связи с высокими современными температурами. Большая часть толщи рифейских отложений в южных районах Волго-Уральской НГП может представлять интерес только для поиска газа. Вендские отложения, с точки зрения сохранности, на всей территории распространения могут быть перспективными на жидкие углеводороды.

Проведенное моделирование температурной истории осадочного чехла Волго-Уральской НГП показало, что современные температуры осадочного бассейна закономерно повышаются на восток и северо-восток от платформы к Предуральскому прогибу (рис. 4.13). Результаты моделирования палеотемператур показаны на рис. 4.14 и 4.15 на примере формирования осадочного чехла в северной части Камско-Бельского прогиба по профилю Соколовская – Очерская – Северокамская. В течение раннерифейского рифтогенеза нижнерифейская калтасинская свита могла испытать в наиболее погруженных частях воздействие температур до 170°C. (рис. 4.14 А), а прикамская свита – до 300°C. В результате средне-позднерифейской инверсии и длительного отсутствия погружения температура в осадочном чехле значительно понизилась, и подошва

калтасинских отложений к началу поздневендского осадконакопления могла оказаться в зоне действия температур не более 120–130°C (рис. 4.14 Б).

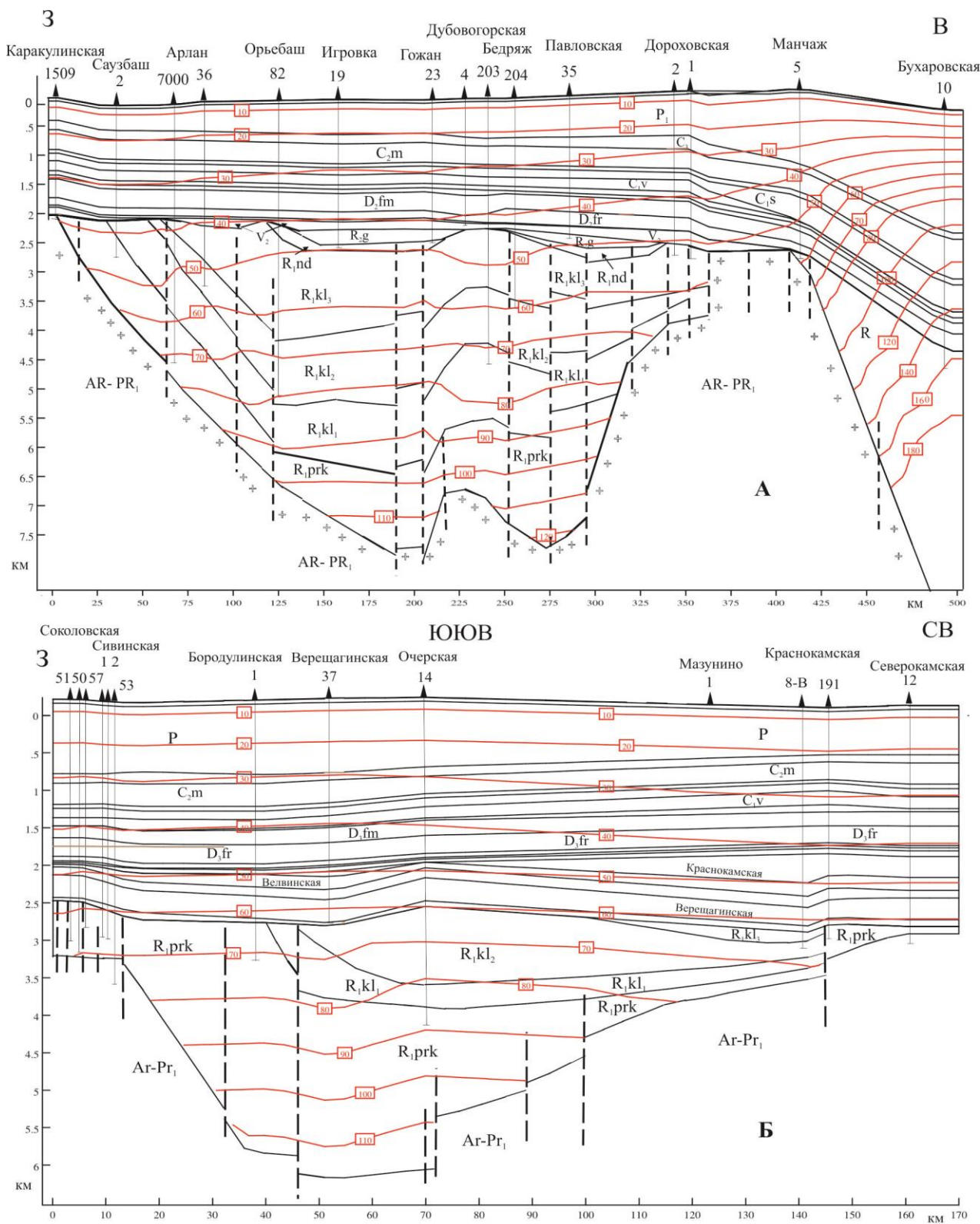
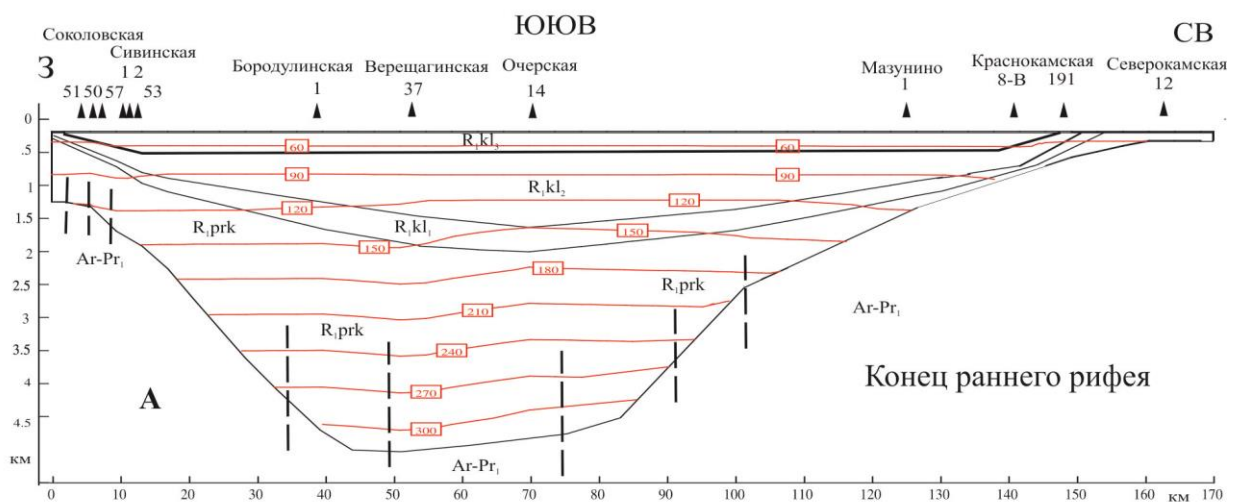
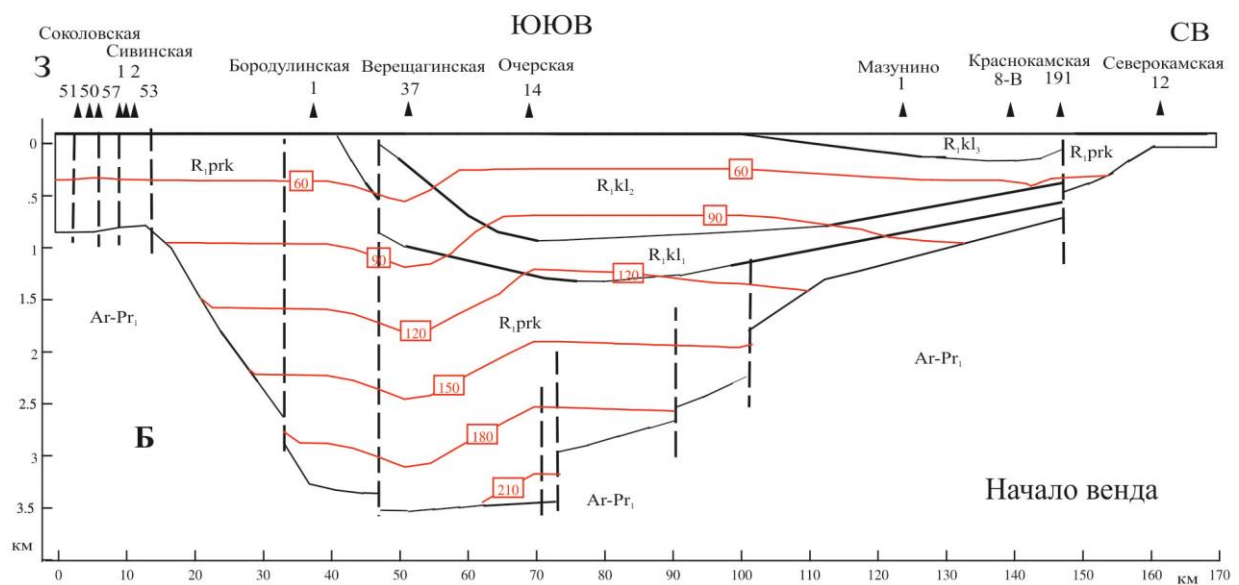
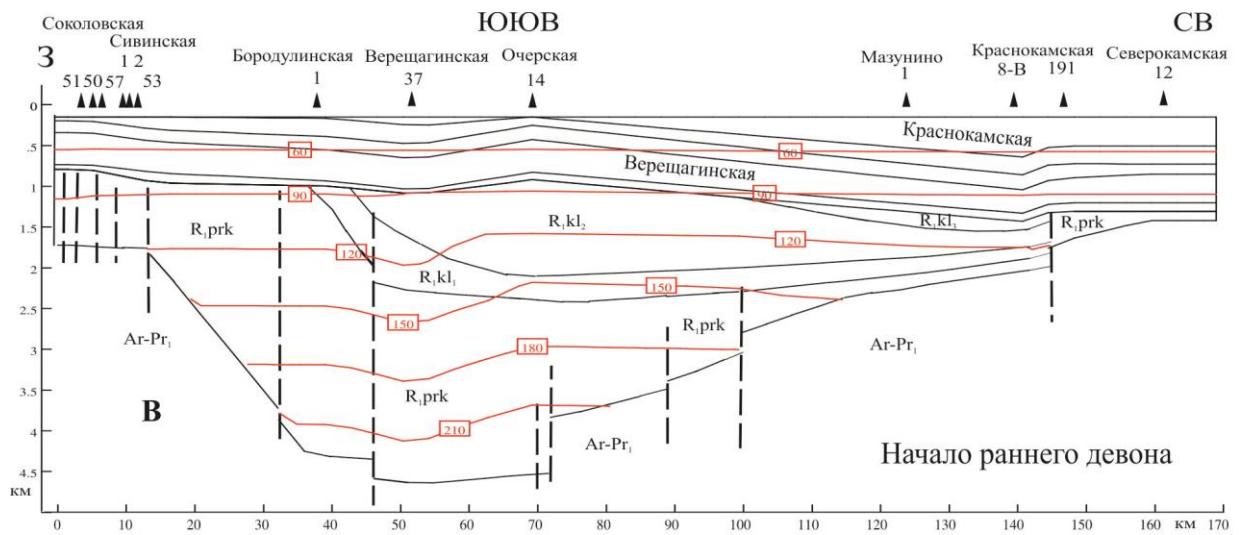


Рис. 4.13. Прогнозная модель современного температурного режима



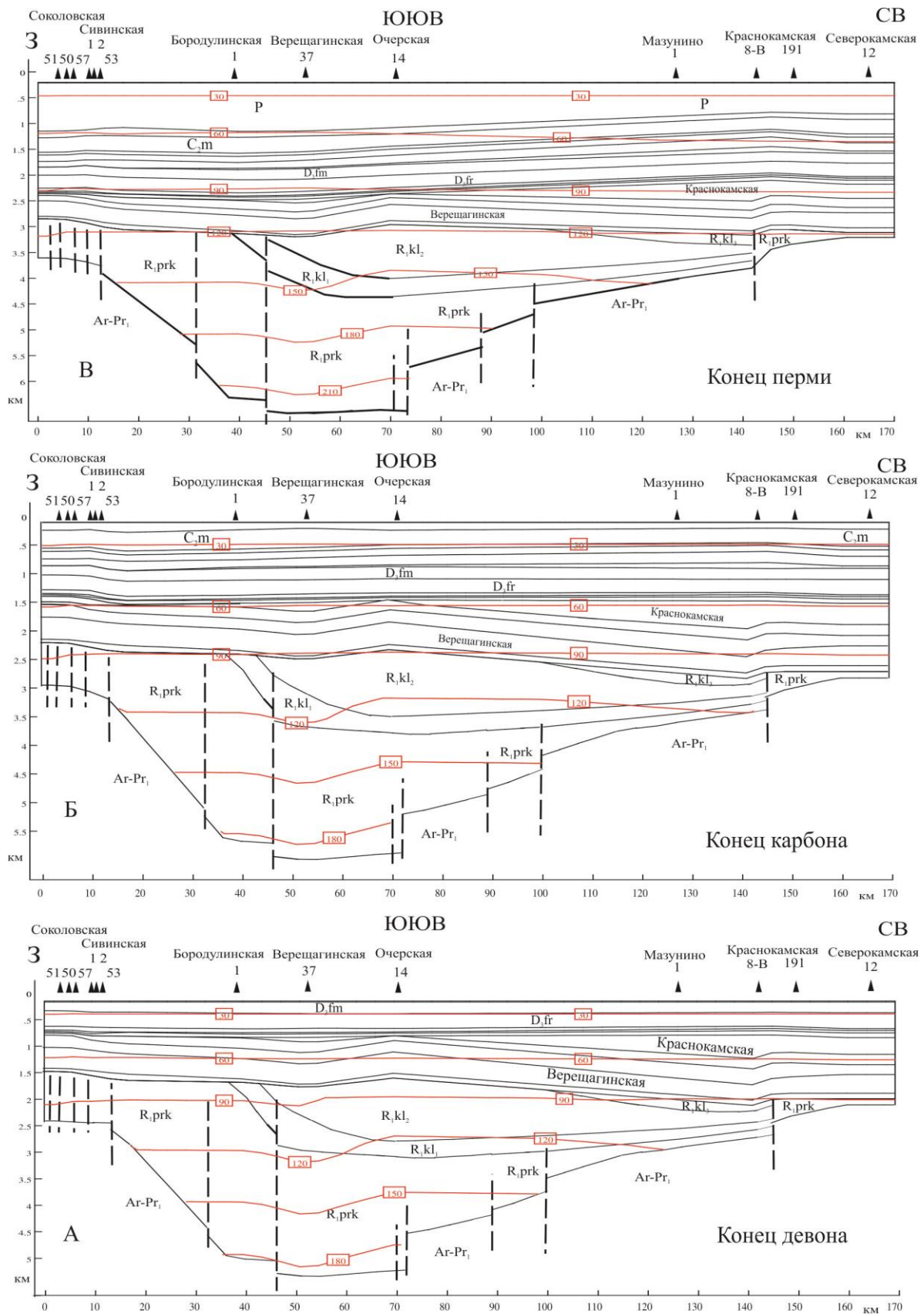
Условные обозначения: 180 - изотермы, °C

Рис. 4.14. Реконструкция палеотемпературной истории осадочного комплекса по профилю Соколовская-Очерская-Северокамская в позднем протерозое

Вендский этап осадконакопления в этой части не был интенсивным и не привел к попаданию пород в более высокое поле температур, чем ранее. Значительное раннепалеозойское охлаждение недр, связанное с отсутствием осадконакопления и влиянием гипергенных процессов, значительно понизило температуру недр (рис. 4.14 В). На палеозойском этапе осадконакопления в зону максимальных температур вошли породы девона и карбона (рис. 4.15 А, Б, В).

В то же время влияние этого этапа погружения на температуру пород калтасинской свиты неоднозначно. Саузовская подсвита испытала максимальные температуры на этапе рифейского рифтогенеза, и в дальнейшем повышение температуры не превышало достигнутого. Верхняя часть калтасинской свиты (ашитская подсвита) наоборот испытывала повышение температур постепенно на протяжении всей истории погружения и к концу позднепалеозойского этапа могла достигнуть максимума температур до 120°C (рис. 4.15 А, Б, В). Максимальные палеотемпературы осадочного чехла в прошлом были значительно выше современных. По данным моделирования, превышение палеотемператур палеозойских пород над современными температурами достигает 60°C, а для калтасинской свиты эта разница может составлять еще больше.

Выполненное на основе изменения палеотемператур двумерное моделирование эволюции катагенетической зональности на примере северной и центральной части Камско-Бельского прогиба позволило определить границы основных генерационных зон на современном этапе и в геологическом прошлом. На рис. 4.16 приведена реконструкция катагенетической зональности рассматриваемых профилей на современном этапе.



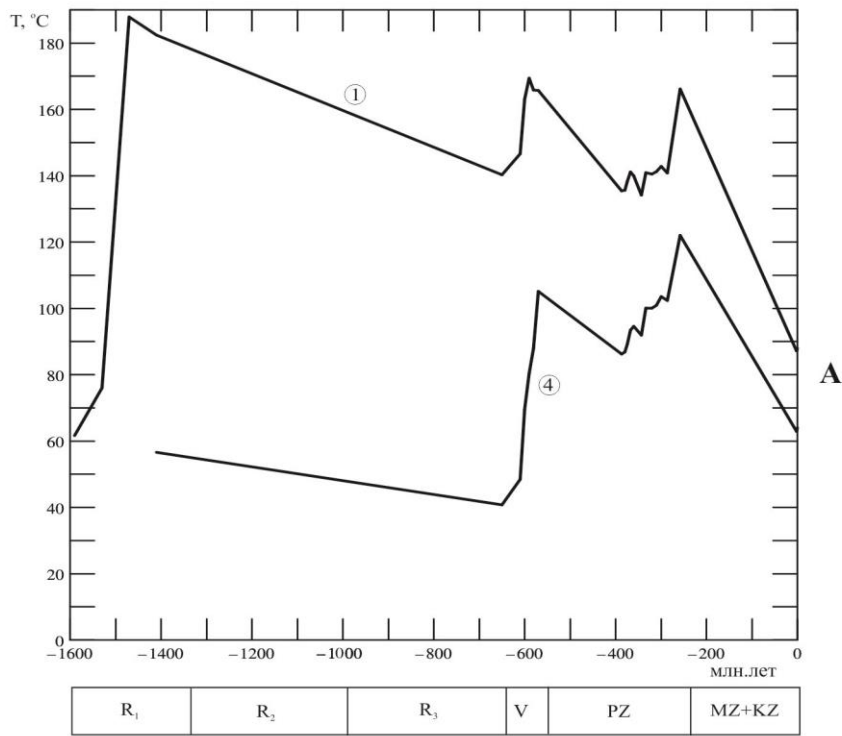
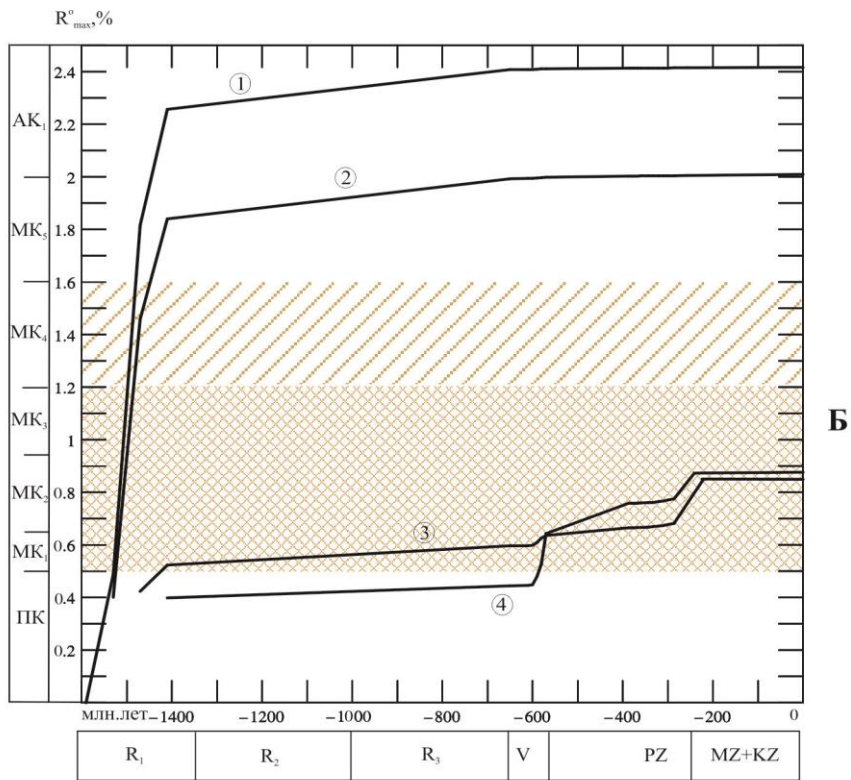
Условные обозначения: 180 - изотермы, °С

Рис. 4.15. Реконструкция палеотемпературной истории осадочного комплекса по профилю Соколовская-Очерская-Северокамская в палеозое

По профилю Соколовская-Очерская-Северокамская (рис. 4.16 А) реликтовая ГЗН в осевой части рифта фиксируется на глубинах от 1,4 до 3,4 км, охватывая отложения от нижнекаменноугольных до части калтасинских (арланская подсвита). По профилю Каракулинская-Бедряж-Бухаровская реликтовая ГЗН реконструируется на глубинах от 1,7 до 3,8 км (рис. 4.16 Б). Преобладание растянутой зональности катагенеза в наиболее погруженных районах фундамента является установленной закономерностью, связанной со значительными скоростями осадконакопления в раннем рифее в рифтовой части бассейна до 80 м/млн лет [86]. В сторону Предуральского прогиба наблюдается более сильное нарастание степени катагенеза ОВ с глубиной и более высокое расположение катагенетических зон. Вертикальная зональность пород на Татарском своде сильно сокращена.

Результаты определения ОСВ по скважинам на площадях Дороховская, Дубовогорская и Игровская показали значения $R^0 = 0,57-0,69\%$ на глубинах около 1500–1800 м для пород нижнего карбона, что совпадает с данными моделирования.

Геологический возраст залежи также имеет важное значение при рассмотрении условий ее сохранности: чем древнее залежь, тем в большей степени идут в ней процессы рассеивания и геотермической деструкции. При этом даже если термохимические условия не достигли критического уровня, но близки к ним, то нахождение залежи в таких условиях в течение длительного геологического времени может привести к ее уменьшению или полной ликвидации [98]. Кроме того, чем больше проходит времени, тем больше углеводородов может проникнуть через покрывку. Однако наряду с процессом рассеивания может существовать и процесс подпитки. Таким образом, значительный возраст – показатель отрицательный, за исключением случаев, когда приток углеводородов больше их рассеивания, а термохимические условия далеки от критических.



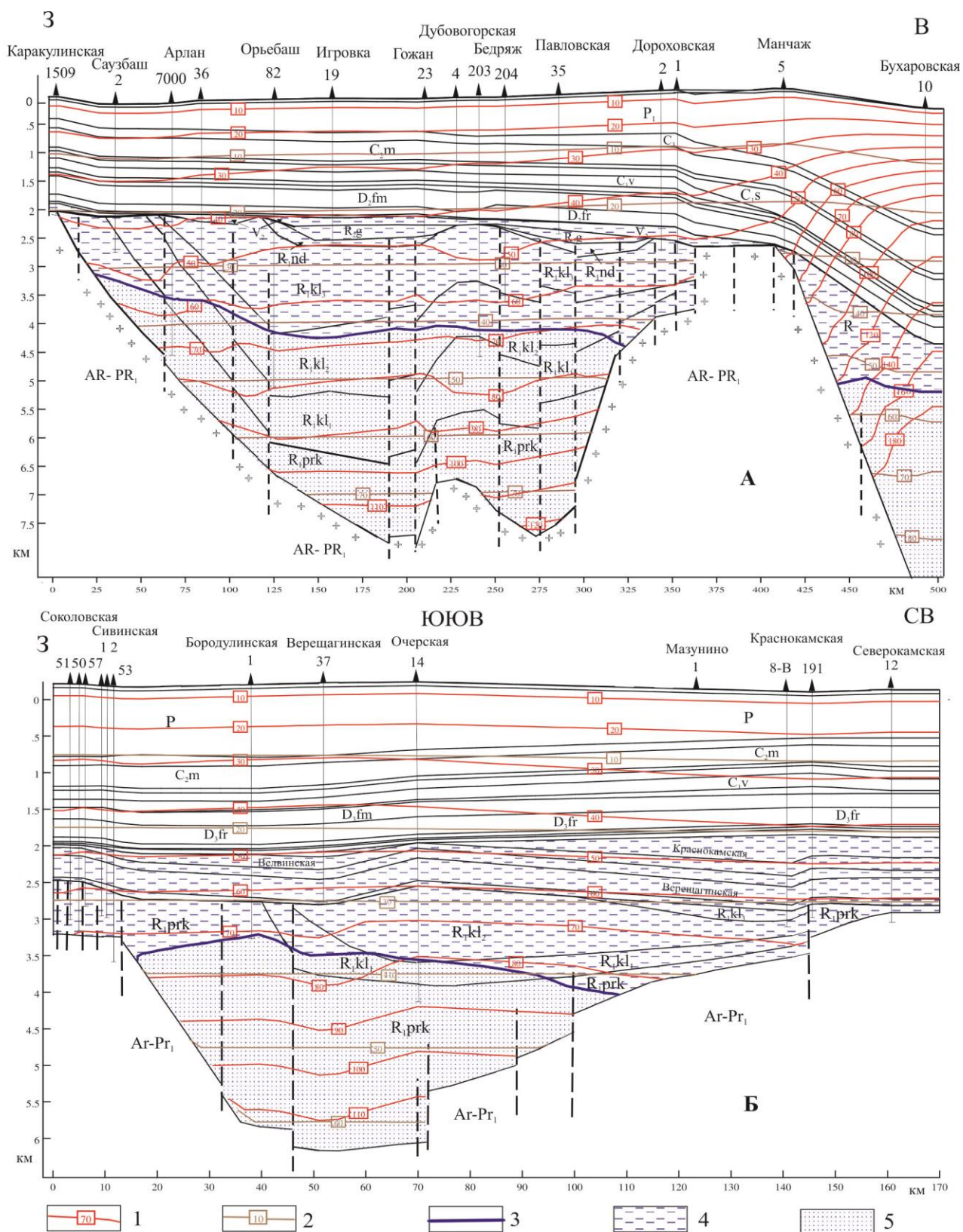
Условные обозначения: 1- цифрами показано изменение расчетных значений отражательной способности витринита ($R_{max}^o, \%$) в подошве: 1-саузовской, 2-арланской, 3-ашитской подсуит и 4-кровле ашитской подсуиты; 2 - главная зона нефтеобразования; 3- зона конденсатообразования.

Рис. 4.16. Реконструкция катагенетической (А) и температурной (Б) истории отложений калтасинской свиты в центральной части Камско-Бельской впадины

Обычно время существования залежей нефти определяют периодом 200–400 млн лет. Одним из ограничений развития залежей нефти в рифее считалось ранне-среднерифейское нефтеобразование, а следовательно, и формирование залежей нефти в додевонское время, т.е. более 500 млн лет назад.

Моделирование процессов нефтегазобразования и нефтегазонакопления (программный комплекс Basin 2, Release 5) показало, что в рифейских отложениях, в частности на севере Камско-Бельского прогиба, породы калтасинской свиты нижнего рифея основное нефтеобразование прошли в каменноугольно-пермский период [165]. Вследствие этого наблюдалась этапность и в процессах вторичной миграции и формирования первичных залежей. Углеводороды более раннего этапа уже зафиксированы в вендских отложениях в виде залежей тяжелых вязких нефтей. Нефти второго этапа встречаются пока в основном в рифейских породах в виде зон микроаккумуляции легких маслянистых и смолистых битумоидов. Газообразование происходило в основном в один этап и по масштабам могло быть значительным в зонах глубокого погружения.

Построенные модели нефтегазообразования показывают, что глубинная граница существования нефтяных залежей («deadline», $R_{\max}^0 > 1,3\%$) при доминировавших равновесных термобарических условиях во внутренней зоне Камско-Бельского прогиба находится в пределах 3,0–4,5 км (рис. 4.17) и часто проходит через нижние толщи калтасинской свиты [165]. Выше этой границы возможно существование залежей разного фазового состояния, ниже только газ и газоконденсат. В то же время наличие больших объемов растворенного в нефти газа в связи с длительным отсутствием погружения, низкими температурами и гидростатическими давлениями маловероятно. По профилю Соколовская-Северокамская в северной части Камской впадины нижняя граница существования нефтей практически вся находится выше 4 км, тогда как южнее, на профиле Каракулинская – Бухаровская, она обычно распространяется ниже 4 км.



Условные обозначения: 1- изотермы, °С, 2- изобары, МПа, 3- нижняя граница существования нефтяных углеводородов, 4- зона существования нефтяных, газовых и нефтяных месторождений с газовой шапкой; 5- зона преимущественного существования газообразных УВ.

Рис. 4.17. Модель современных горно-геологических условий и распределения углеводородов в осадочном чехле рифей-вендских отложений по фазовому состоянию

Это значит, что диапазон нефтеносности по глубине в южных районах может быть несколько шире. Сходная картина наблюдается и в других районах развития рифей-вендских отложений провинции.

Апробирование критериев и показателей миграции, аккумуляции и сохранности залежей УВ в рифей-вендских отложениях Волго-Уральской НГП позволило сделать следующие основные выводы.

- в рифейском комплексе породы-коллекторы присутствуют как в терригенных, так и в карбонатных отложениях. Среди терригенных отложений средними по пористости и проницаемости коллекторами являются песчано-алевролитовые породы прикамской, ротковской, саузовской, арланской (нижний рифей), гожанской (средний рифей), леонидовской (верхний рифей) свит и по своим характеристикам близки к породам палеозоя. Среди карбонатных отложений коллекторами могут служить доломиты калтасинской свиты, которые имеют по пористости более низкие характеристики по сравнению с палеозоем, но обладают часто повышенной проницаемостью за счет кавернозности и трещиноватости;

- плотные, низкопористые и низкопроницаемые аргиллиты рифея могут служить флюидоупорами даже при относительно небольшой мощности;

- в разрезе калтасинской свиты установлено наличие низкопористых и практически непроницаемых карбонатных пород, которые при большой мощности и отсутствии эффективной трещиноватости могут служить нетипичными карбонатными покрышками;

- в вендском комплексе выделяются шесть регионально выдержанных проницаемых песчано-алевролитовых пород с хорошими и удовлетворительными коллекторскими свойствами;

- флюидоупорами для природных резервуаров венда могут служить только мощные пласты алевро-глинистых пород в связи с их частой сланцеватостью и неуплотненностью;

- выявлено региональное развитие вендских пластов-коллекторов и зональное распространение карбонатных коллекторов рифея на севере Камско-Бельского прогиба;

- известные нефтегазопроявления как в терригенных, так и в карбонатных породах и наличие залежей нефти в вендском комплексе подтверждают латеральную, вертикальную миграцию и аккумуляцию УВ в древних отложениях;

- выявленные крупные и мелкие положительные локальные структуры в рифее приурочены к северо-западной бортовой, центральной и южной зонам Камско-Бельского прогиба и связаны с разломами фундамента, разломами внутри рифея, аномальными зонами разуплотнения;

- наиболее вероятными типами ловушек в рифейском комплексе будут антиклинальный тип с пластово-сводовыми, массивными и структурно-литологическими залежами, тектонические экранированные ловушки вдоль разломов, литологически-экранированные ловушки в основном в бортовых зонах Камско-Бельского прогиба;

- в вендском комплексе известные ловушки – антиклинальные пластовые сводовые (Шарканская, Ефремовская, Соколовская), а также возможно обнаружение структурно-литологических (линзы песчаников) и литологически ограниченных, связанных с выклиниванием песчано-алевролитовых пород;

- гидрогеологические условия рифей-вендского комплекса являются благоприятными для образования и сохранения скоплений УВ, о чем свидетельствует хлоридно-натриево-кальциевый состав вод с минерализацией до 260–270 г/л, метано-азотный состав водорастворенных газов, наличие в них тяжелых гомологов метана, повышенное содержание в водах кальция (до 20–30 г/л), магния (3–4 г/л), брома, аммония (до 350 мг/л), относительно высокое содержание йода (до 10 мг/л);

- гипергенез оказал отрицательное влияние на сохранность залежей в основании венда и в приповерхностной части рифейского комплекса преимущественно в северной части Камско-Бельского прогиба;

- высокие современные и палеотемпературы, выявленные в южных, юго-восточных частях Волго-Уральской НГП, районах, прилегающих к Предуральскому прогибу, и практически во всем разрезе рифейских образований в этих зонах, неблагоприятно отразились на сохранности нефтяных УВ;

- моделирование процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления показало, что в породах верхнепротерозойского комплекса нефтеобразование происходило в два этапа: в ранее-среднерифейский и каменноугольно-пермский периоды, что позволяет сделать вывод о сохранности залежей УВ в настоящее время.

5. ОБОСНОВАННЫЙ КОМПЛЕКС КРИТЕРИЕВ И ПОКАЗАТЕЛЕЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ РИФЕЙ-ВЕНДСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НГП

Ранее при прогнозе нефтегазоносности рифей-вендские отложения рассматривались как единый комплекс и использовались в основном общие критерии и показатели, принятые для более молодых отложений, что в значительной степени снижало достоверность. Приведенные в предыдущих разделах особенности строения, истории тектонического развития, проявления процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления свидетельствуют о необходимости применения специфических критериев и показателей. Так, различие в проявлении стадий формирования нефтегазоносности требует отдельного подхода к использованию критериев и показателей к прогнозу для рифейских и вендских отложений. В результате в основе прогноза нефтегазоносности рифейских и вендских отложений Волго-Уральской НГП лежат тенденции и закономерности изменения общих и специфических критериев и показателей генерации, эмиграции, аккумуляции и сохранности углеводородов, дифференцированные по стадиям формирования залежей УВ [22, 25, 27, 28, 29].

В главе 3 было показано, что основным источником УВ в рифей-вендских отложениях Волго-Уральской НГП является рассеянное сапропелевое ОВ НГМП преимущественно нижнерифейских отложений. Степень его распространения контролирует нефтегазообразование и соответственно нефтегазонакопление в широком диапазоне глубин и региональном распространении рифей-вендских осадочных отложений. Содержание ОВ определяется факторами седиментогенеза, диагенеза и катагенеза, а также зависит от локальных и зональных процессов, таких как внедрение интрузий, развитие дислокаций и др. Относительно низкое современное содержание ОВ в НГМП породах может быть связано с невысокой биопродуктивностью бассейна седиментации и катагенетическими потерями на генерацию УВ. Известно [95, 97], что потери, например, при МК₄-МК₅ для сапропелевого ОВ достигают 50 и более %. Для рифейских и вендских отложений определение содержания ОВ имеет свою особенность. По фактическим данным установлено, что нижним пределом для НГМП является современное значение Сор_г, равное 0,15%. Невысокие концентрации ОВ часто компенсируются значительными мощностями НГМ-свит.

Характерное для рифейского этапа преимущественно морское карбонатное осадконакопление являлось благоприятным фактором для накопления отложений с повышенным содержанием ОВ. Формирование НГМП с повышенным содержанием ОВ началось в основном с развитием карбонатного тектоно-

седиментационного цикла в калтасинское время. Как было показано в предыдущих разделах, зоны генерации в основном сосредоточены в нижнерифейских, преимущественно в калтасинских отложениях. Широкое распространение калтасинской свиты, ее большие мощности предопределили значительные возможности влияния НГМП на нефтегазоносность рифей-вендских образований. Именно в данной таксономической свите на севере Волго-Уральской НГП по результатам детального изучения разрезов выделены так называемые нефтегазоматеринские свиты (в основном арланская и ашитская), характеризующиеся промышленным потенциалом генерации УВ. Изучение геологической истории и литолого-фациальный анализ рифейских отложений показывают, что такая картина сохраняется и для всего Камско-Бельского прогиба [59]. В отдельных зонах и локальных участках – в основном в южных районах Камско-Бельского прогиба – нефтегазообразование может быть связано с отложениями среднего и верхнего рифея, однако по масштабам генерации УВ роль их значительно ниже. В связи с тем, что по эмпирическим данным изученных скважин нефтегазоматеринские свиты обычно в разрезе нижнего рифея составляют порядка 10%, а для промышленной генерации УВ минимально необходимая мощность нефтегазоматеринских пород составляет 290 м при минимальном содержании ОВ в НГМП 0,15% (уравнение 3.1 в главе 3), в наиболее перспективных зонах мощность нижнего рифея должна превышать 2,9 км, а калтасинской свиты – 1–1,5 км (рис. 5.1).

Выделение НГМ-свит в древних отложениях обязательно должно сопровождаться реконструкцией удельного содержания ОВ в породах на стадию протокатагенеза, то есть на начальный этап нефтеобразования, когда катагенетические потери ОВ были минимальны. При этом мощность НГМ-свит и НГМП в них достаточно надежно может быть определена только с использованием материалов ГИС, позволяющих по всему разрезу фиксировать развитие глинистой составляющей в малоуглеродистых породах. Степень прерывистости НГМ-свит как специфический критерий можно дифференцировать на три категории – высокую, среднюю, низкую – с соответствующим понижением площади их развития.

Генерация и эмиграция УВ в древних НГМ-свитах происходила в зоне катагенеза в соответствии с вертикальной зональностью нефтегазообразования, которая из-за невысоких стадий катагенеза не проявляется обычно в палеозойских отложениях. Главная зона нефтеобразования в осадочном чехле Волго-Уральской НГП начинается в палеозойских отложениях с глубины 1,4–1,7 км и продолжается до глубины 3,6–4,7 км, заканчиваясь обычно в протерозойских комплексах, ниже уже в платформенных районах только в протерозое развивается главная зона газообразования, нижняя граница которой пока не выявлена. Изучение особенностей тектонического развития показало, что процесс нефтеоб-

разования в рифейских отложениях в пределах Камско-Бельского прогиба мог проходить как минимум в два этапа: первый этап – в позднепротерозойское время, второй – в позднепалеозойское. Нефтяные углеводороды более древнего этапа если и аккумулировались в залежи, то в основном в последующем рассеивались.

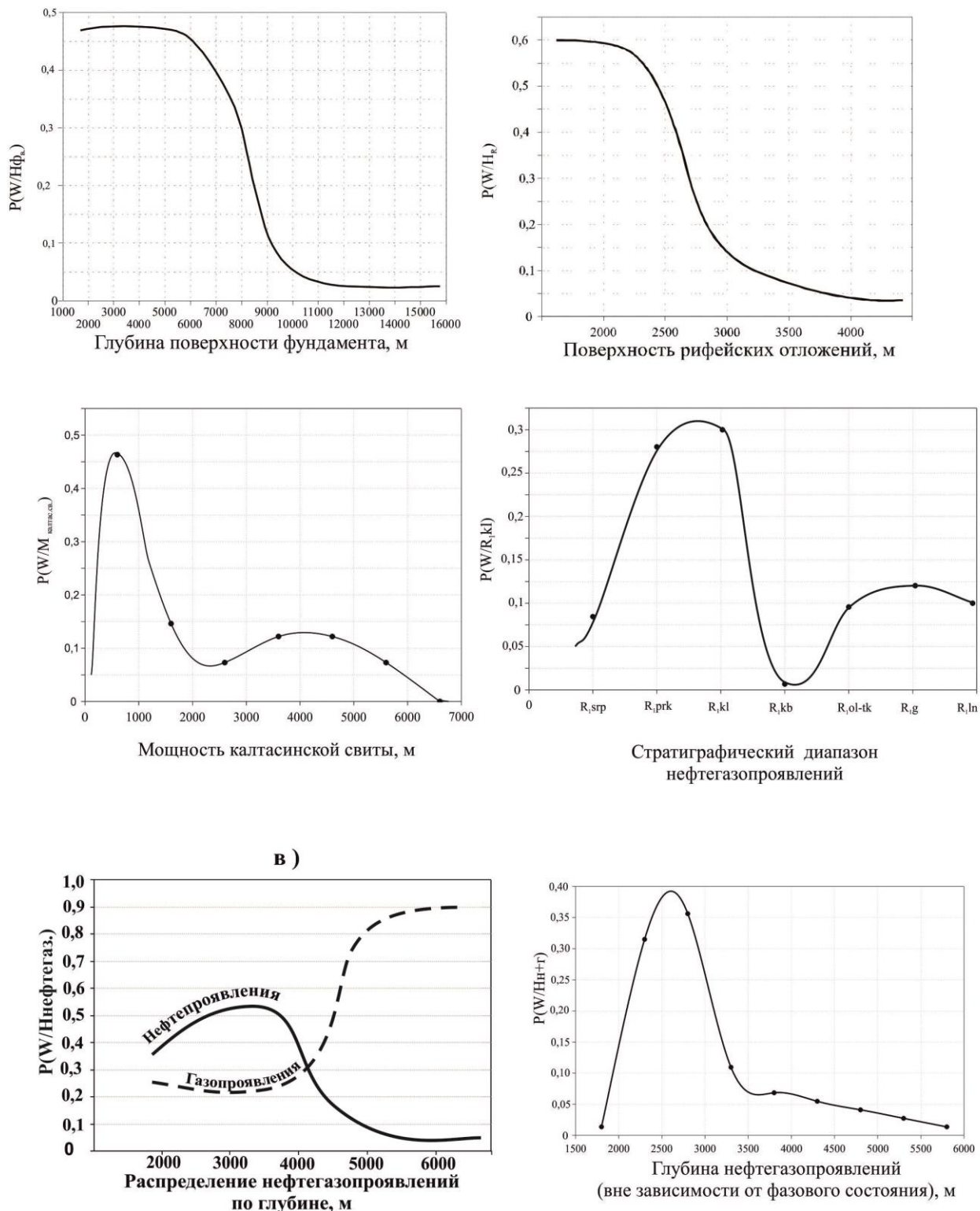


Рис. 5.1. Вероятностные кривые распределения нефтегазоносности для рифейских отложений Волго-Уральской НГП

В результате степень катагенеза является в данном случае специфическим показателем, так как подсчет количества генерированных и эмигрировавших УВ должен вестись в два этапа: для максимальных стадий катагенеза в протерозойское время и в палеозойское время. Другим специфическим количественным показателем генерации и эмиграции является геологическое время проявления ГЗН и длительность пребывания в ней, которое дает возможность количественно оценить масштабы генерации УВ на разных этапах. В протерозойских комплексах на вполне доступных глубинах (более 3,6–4,7 км) развивались процессы газообразования в более значительных масштабах, чем ранее предполагалось. Это, помимо полученных многочисленных данных по развитию катагенетической зональности и бассейнового моделирования, подтверждается широким распространением газопроявлений в древних толщах. В отличие от нефтеобразования, катагенетический процесс газообразования происходил в основном в один этап. В связи с этим появляется необходимость проведения раздельного прогноза нефте- и газообразования. При разделении территории по генетическим признакам следует учитывать, что газообразование могло происходить на севере Камско-Бельского прогиба, где наблюдаются отдельные глубокопогруженные впадины, но в большей степени оно характерно для Бельской впадины.

В разрезе осадочного чехла зоны аккумуляции обычно расположены над зонами генерации УВ. Учитывая, что в нижнерифейских отложениях происходило основное нефтегазообразование, для аккумуляции и образования коллекторов необходимая благоприятная мощность рифейского комплекса должна быть не менее 2 км. Фактические данные свидетельствуют, что в древних отложениях развивались как процессы латеральной, так и вертикальной миграции. Латеральная миграция, по современным представлениям, для нефти ограничивалась первыми десятками километров, вертикальная во многих районах достигала вендских отложений и в единичных случаях (Поломское месторождение) палеозойских комплексов. Более дальняя миграция УВ отмечена для газов. В частности, повышенное развитие газопроявлений в восточных районах Серноводско-Абдулинского прогиба, характеризующегося низким содержанием НГМП в древних толщах, может быть обусловлено генерацией их в глубокопогруженных нижнерифейских НГМ-свитах Бельской впадины и миграцией по восстанию пластов в благоприятные для аккумуляции зоны прогиба.

Миграция и первичное формирование залежей нефти, как и нефтеобразование, в древних толщах характеризуются этапностью. Нефти первого этапа генерации уже обнаружены в виде разрушенных частично залежей в вендских отложениях севера Камско-Бельского прогиба. Основные процессы аккумуляции нефтяных УВ, представляющие интерес для поисковых работ, происходили на

втором этапе в позднепалеозойское время, то есть в период формирования основных палеозойских залежей. Нефти второго этапа в виде залежей пока не открыты, однако косвенно зафиксированы как зоны микроаккумуляции легких маслянистых и смолистых битумоидов в основном в породах рифейских отложений.

Структурные условия определяют наличие возможных резервуаров для УВ. Более перспективными являются отложения в зонах развития крупных поднятий по рифейским отложениям. По фактическим данным, наиболее высокая вероятность нефтегазопроявлений при нахождении поверхности рифейских отложений на глубинах 2,0–2,3 км (рис. 5.1). Гипсометрическое положение пластов обуславливает возможные типы ловушек и залежей УВ. Ловушки УВ могут быть как структурные, связанные с локальными поднятиями, так и литологические, определяемые выклиниванием пластов. С учетом латеральной миграции наиболее благоприятные условия для аккумуляции УВ развивались в бортовых частях Камско-Бельского прогиба и отдельных глубоких рифейских впадинах. Наиболее благоприятные условия для аккумуляции УВ за счет вертикальной миграции УВ формировались, когда породы-флюидоупоры непосредственно перекрывали толщи НГМ-свит.

Степень дислоцированности пород и проявление вулканизма в целом являются малоблагоприятными критериями. В среднем, верхнем и частично в нижнем рифее достаточно часто встречаются интрузии, дайки долеритов и габбро-диабазов, которые влияют на формирование и сохранность залежей УВ. Интрузии в качестве критерия нефтегазоносности имели значение только для районов, где процессы внедрения происходили после завершения формирования залежей. Известно, что основная часть интрузий внедрялась в среднепозднерифейское время, в связи с этим этот критерий важен при рассмотрении первых этапов проявления нефтеобразования.

Нефтегазопроявления являются признаком, который при достаточном изучении закономерностей распределения становится непосредственным критерием наличия процессов миграции и аккумуляции УВ. Обычно нефтегазопроявления сопутствуют формированию залежей. Распределение нефтегазопроявлений по фазовому состоянию показало, что с глубиной уменьшается вероятность обнаружения нефтей и увеличивается вероятность обнаружения газов (рис. 5.1). Это определяется увеличением степени катагенеза ОВ пород в зонах генерации и связанных с ними зонах аккумуляции, которые, вероятно, по разрезу незначительно удалены друг от друга.

Доля пород-коллекторов для рифейских отложений является в данном случае специфическим показателем, поскольку на формирование коллекторов и флюидоупоров повлияли не только процессы седиментогенеза и диагенеза, но и

последующие катагенетические преобразования. Данные процессы обусловили существенную невыдержанность коллекторских и флюидоупорных свойств пород, зональное развитие коллекторов, что привело к широкому распространению ловушек неантиклинального и комбинированного типов. В рифее, особенно в карбонатных породах, широко развиты вторичные, трещиноватые и кавернозные коллекторы. Применение данного показателя пока проблематично из-за низкой изученности отложений. В изученных разрезах доля коллекторов обычно не превышает 10–20%.

Другим специфическим показателем миграции, пока еще на теоретическом уровне, является геологическое время формирования вторичных коллекторов. В связи с широким развитием вторичных коллекторов, особенно в рифее, важное значение имеет появление их до основного этапа вторичной миграции, в противном случае будет наблюдаться только рассеивание УВ. Трещиноватость в рифейских отложениях развивается обычно при наличии глинистых составляющих в условиях катагенеза МК₃ и выше. На основе бассейнового моделирования могут быть выделены зоны с различным геологическим временем попадания в данные условия катагенеза, что позволяет исключить участки с более поздними процессами формирования коллекторов. В рифейских отложениях возможно формирование сингенетических залежей УВ по типу баженовской свиты (в большей степени в зонах глубокого погружения) [101]. Этому способствуют такие факторы, как значительные мощности НГМ-свит и развитие в них вторичных коллекторов.

Условия сохранности залежей УВ в рифей-вендских отложениях зависят от значительно большего числа факторов, чем в палеозое, и в целом являются менее благоприятными. Об этом свидетельствует развитие тяжелых, вязких нефтей (почти мальт) в вендских отложениях в результате разрушения древних залежей при гипергенных процессах из-за инверсии тектонических движений в додевонское время и активной инфильтрации пресных вод. Кроме того, нефти на глубинах более 4–5 км могли подвергнуться деструкции вследствие действия жестких катагенетических факторов, а в ряде регионов – и современных температур. Большая часть критериев сохранности для изучаемых отложений является специфической, например гипергенез, современные температуры, мощность отложений ниже «deadline» по нефти, геологическое время существования залежи [20, 21, 23].

Изучение такого общего критерия сохранности, как степень закрытости недр, дает основание для положительной оценки гидрогеологических условий образования сохранения скоплений УВ в древних отложениях. Приведенные в предыдущих разделах гидрогеологические данные подтверждают самостоятельность рифей-вендского водоносного комплекса, затрудненный водообмен

с водами девонских отложений. Начиная с позднего девона, вендские и рифейские водоносные горизонты находятся в зоне застойного водного режима с преобладанием элизионного водообмена.

В рифейском комплексе флюидоупорами могут служить плотные, низкопористые, низкопроницаемые аргиллиты даже при относительно небольшой мощности и низкопористые, практически непроницаемые карбонатные породы. В связи с небольшим количеством необходимого материала на данном этапе исследований можно отметить только зональное распространение карбонатных коллекторов рифея на севере Камско-Бельского прогиба.

Проведенные в предыдущих разделах исследования изменения современных температур показывают, что при прогнозе нефтегазоносности до глубины 5–6 км на основной части территории Волго-Уральской НГП их влиянием можно пренебречь.

Изучение палеотемператур и эволюции катагенетической зональности осадочного чехла Волго-Уральской НГП позволило определить границы основных генерационных зон на современном этапе и в геологическом прошлом и выделить по поверхности рифея примерно на глубинах 3,6–3,7 км нижнюю границу существования нефтяных УВ («deadline»). Исследование показало, что значительная часть разреза рифейских отложений Камско-Бельского прогиба попадает в зону существования только газообразных УВ. По разрезу наблюдается следующая закономерность – чем южнее, тем все более молодые отложения благоприятны для обнаружения только газовых УВ. При этом мощность оцениваемых отложений ниже «deadline» по нефти может быть учтена как доля в общей мощности аккумулярующего комплекса с соответствующим понижающим коэффициентом для аккумулярованных ресурсов нефти. В то же время деструкция нефти сопровождается обычно появлением дополнительных объемов газа, которые могут быть вычислены по объемам разрушенной нефти ниже линии «deadline» по нефти.

Геологическое время существования залежей для древних отложений является специфическим показателем, поскольку исследованиями доказано, что нефтеобразование и формирование залежей могло происходить в ранне-среднерифейское время и каменноугольно-пермский период. Если учесть, что обычно время существования залежей нефти определяют периодом 200–400 млн лет [84], то сформировавшиеся в палеозойское время залежи нефти могли сохраниться до настоящего времени.

При прогнозе нефтегазоносности вендских отложений Волго-Уральской НГП был применен несколько другой подход. Накопление в основном терригенных вендских осадков преимущественно в условиях прибрежно и мелководно-морского бассейна при изменении геохимических обстановок от окисли-

тельных до восстановительных в целом могло создавать благоприятные условия для генерации УВ и в вендских отложениях. Однако погружение территории с незначительными скоростями (около 5 м/млн лет), а также кратковременный подъем территории во время вендского периода (велвинское, салиховское время) и длительный континентальный перерыв в послевендское (додевонское) время привели к практическому отсутствию НГМ-свит. Таким образом, основные зоны генерации для вендских отложений расположены в нижнерифейском комплексе (калтасинская и кабаковская свита). В связи с этим малоперспективными для венда являются районы, где на предвендскую поверхность выходят породы фундамента, мощные толщи (более 1 км) средне-верхнерифейских поро или отложения ниже калтасинской свиты.

Гипергенез в вендских отложениях повлиял на сохранность залежей в большей степени в верхней части комплекса в северных районах Камско-Бельского прогиба. Это подтверждается тенденцией увеличения плотности нефти, содержания в ней таких тяжелых окисленных компонентов, как смолы и асфальтены по мере приближения к поверхности венда [35]. Для учета гипергенных процессов по эмпирическим данным рекомендуется в зависимости от удаленности оцениваемой части разреза от зоны преддевонского размыва провести дифференциацию земель: гипергенез не влиял – более 1,5 км, влиял слабо – 1,0–1,5 км, влиял сильно – 0,5–1,0 км, влиял очень сильно – менее 0,5 км.

В отличие от рифейского, в вендском комплексе известные и прогнозируемые ловушки в первую очередь по типам будут близки ловушкам и типам залежей в терригенных комплексах в палеозое. Кроме того, возможно обнаружение структурно-литологических (линзы песчаников) и литологически ограниченных ловушек, связанных с выклиниванием песчано-алевролитовых пород, в краевых частях верхневендских впадин в региональных зонах выклинивания вендских отложений. Наиболее высока вероятность нефтегазопроявлений при неглубоком залегании фундамента (3–8 км) и погружении рифейской поверхности от 1,5 до 3 км (рис. 5.2). Основные скопления УВ в венде следует ожидать на глубинах не более 2,6–2,8 км. При этом с увеличением глубины незначительно повышается вероятность обнаружения газов. По стратиграфии, наиболее высока встречаемость нефтегазопроявлений в венде. В вендских отложениях выявленные пласты песчано-алевролитовых пород-коллекторов имеют региональное развитие, мощности их в среднем изменяются от единиц до 40–50 м. Покрышками для вендских пластов служат мощные пласты алевроглинистых пород. Флюидоупоры имеют хорошие экранирующие свойства и региональное распространение. Кроме исследованных свойств флюидоупоров, на это может указывать также тот факт, что в вендских отложениях на локаль-

ных участках встречаются УВ, генерированные на позднем этапе нефтеобразования в рифее.

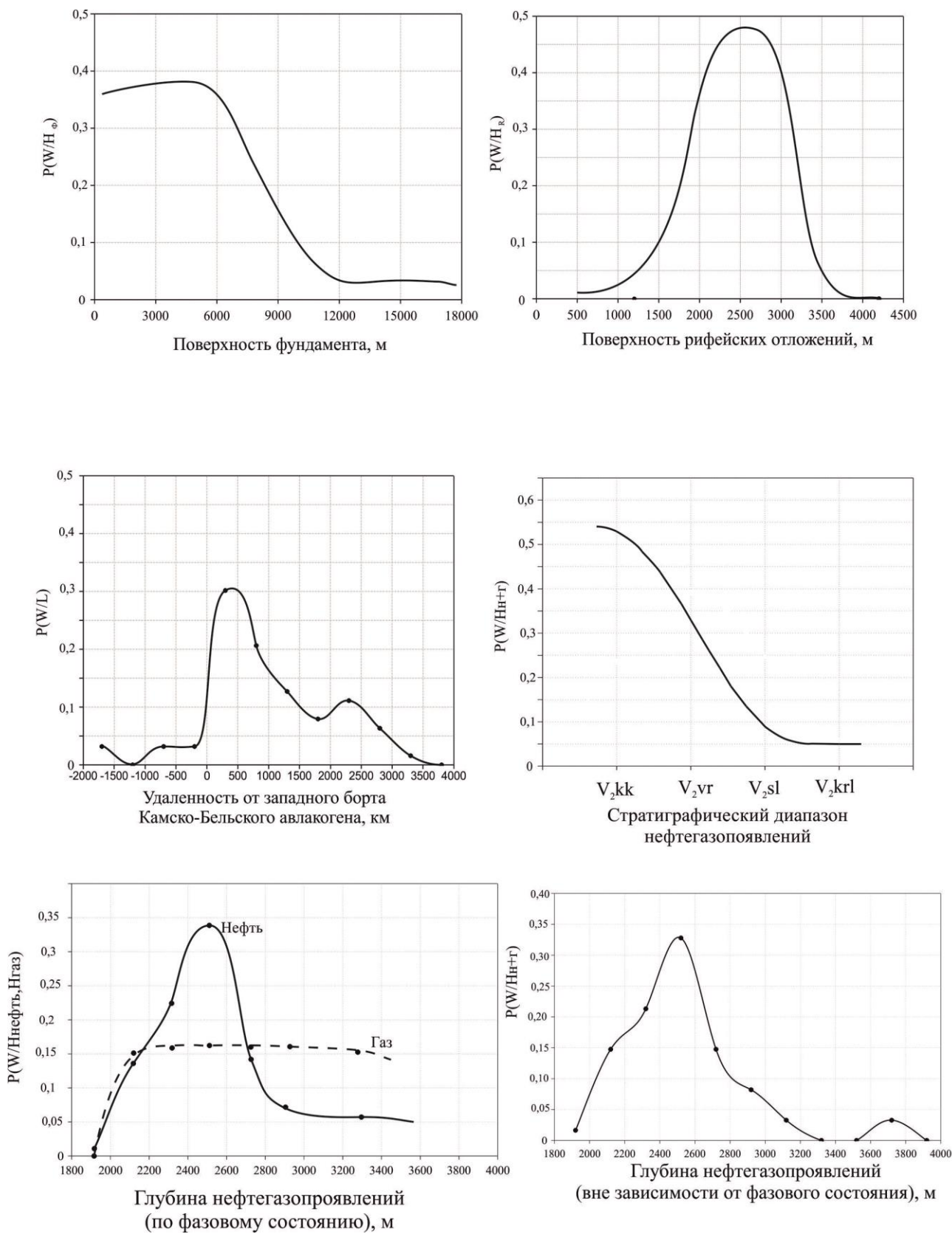


Рис. 5.2. Вероятностные кривые распределения нефтегазоносности для вендских отложений Волго-Уральской НПП

**Основные критерии и показатели, используемые при прогнозе нефтегазоносности
рифей-вендских отложений Волго-Уральской НГП**

Критерии, показатели нефтегазоносности	Тип	Назначение	Особенности применения
Рифейские отложения			
Тип органического вещества (ОВ)	Общий критерий генерации	Сапропелевое ОВ – единственный источник УВ в древних отложениях для ВУНГП. Перемещенное ОВ (III тип по Е.С Ларской) является свидетельством деструкции битумоидов и нефти.	Отсутствие гумусового ОВ – свидетельство о снижении масштабов газообразования. Перемещенное ОВ указывает на разрушение нефтей.
Содержание рассеянного ОВ в породе (Сорг.)	Общий показатель генерации	Используется для выделения нефтегазоматеринских пород и свит в рифейской толще.	Современное содержание Сорг в осадочных породах должно быть не менее 0,15%. Необходим учет высокой степени расхода ОВ сапропелевого типа на нефтеобразование.
Мощность нефтегазоматеринских пород (НГМП) в свитах	Общий критерий генерации	Характеризует нефтегазоматеринский потенциал свиты. Для обнаружения НГМ-свит с промышленным потенциалом генерации необходима плотность содержания ОВ более 1 млн т/км ²	Обоснование развития НГМ-свит: доля НГМП должна составлять 40–80% от мощности НГМ-свиты.
Мощность калтасинской свиты	Специфический критерий генерации	Выявлено региональное развитие калтасинской НГМ-свиты, обладающей промышленным потенциалом генерации УВ.	При прогнозировании мощность калтасинской свиты должна быть не менее 1,5 км для развития в ней НГМ-свиты.
Степень прерывистости калтасинской и кабаковской НГМ-свит	Специфический критерий генерации	Для выделения регионального развития НГМ-свит, в частности, это касается НГМ-свиты, развитой в кабаковской свите.	Следует различать высокую, среднюю и низкую степень прерывистости НГМ-свит: чем менее прерывиста НГМ-свита, тем более благоприятен район для нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Учитывались НГМ-свиты с зональным и региональным распространением.

Критерии, показатели нефтегазоносности	Тип	Назначение	Особенности применения
Геологическое время проявления ГЗН и ГЗГ	Специфический показатель генерации	При оценке времени нефте- и газообразования в нижнем рифее установлено, что оно происходило в позднепротерозойское и позднепалеозойское время.	Раннее проявление ГЗН и ГЗГ малоэффективно для сохранности залежей. Моделирование показало, что для ряда НГМ-свит в рифее более важно проявления ГЗН и ГЗГ в позднепалеозойское время.
Максимальная степень катагенеза ОВ в протерозойское время	Специфический критерий генерации	Для установления возможности генерации и сохранности нефтяных УВ в протерозойское время.	Обнаружение зон с проявлением раннего этапа генерации указывает на невысокую сохранность залежей.
Максимальная степень катагенеза ОВ в палеозойское время	Специфический критерий генерации	Для установления возможности генерации и сохранности нефтяных УВ позднепалеозойского этапа генерации.	Выделяются зоны, перспективные на нефть, газ и газоконденсат.
Общая мощность и степень развития рифейского комплекса	Специфический критерий генерации и миграции	Выявление благоприятных соотношений между зонами генерации и аккумуляции УВ.	Эмпирически выявлено, что благоприятная мощность рифейского комплекса должна быть не менее 2 км. При этом латеральная миграция УВ может ограничиваться первыми десятками километров, вертикальная может достигать вендских пород.
Геологическое время аккумуляции УВ	Специфический критерий миграции и аккумуляции УВ	Определение времени формирования залежей УВ.	Обнаружение скоплений УВ палеозойского этапа генерации УВ более благоприятно.
Степень развития локальных структурных условий	Общий критерий аккумуляции УВ	Выяснение особенностей строения, распространения локальных структур в рифейском комплексе как возможных резервуаров для УВ.	Доминирование выявленных локальных структур в северных районах Волго-Уральской НГП.
Гипсометрическое положение пластов	Общий критерий миграции и аккумуляции УВ	Характеризует возможности латеральной миграции и аккумуляции УВ.	Преобладание миграционных процессов в бортовые части прогибов и впадин.
Степень дислоцированности отложений	Специфический критерий миграции и аккумуляции УВ	Оценка влияния дислоцированности отложений на формирование и сохранность залежей УВ.	Наличие интрузий, габбро-диабазов, даек-долеритов малоблагоприятно для средне-верхнерифейских отложений.

Критерии, показатели нефтегазоносности	Тип	Назначение	Особенности применения
Наличие прямых признаков нефтегазоносности	Общий критерий миграции и аккумуляции УВ	Подтверждение проявления процессов миграции и аккумуляции УВ в рифейских отложениях.	Выявлено закономерное увеличение газопроявлений с глубиной и в южном направлении Волго-Уральской НГП.
Доля пород-коллекторов в рифейской толще и степень их распространения	Специфический критерий миграции и аккумуляции УВ	Характеризует возможности латеральной и вертикальной миграции, а также аккумуляционные способности рифейской толщи.	Выявлены первичные и вторичные коллекторы в рифейских отложениях.
Геологическое время формирования вторичных коллекторов	Специфический критерий миграции и аккумуляции УВ	Имеет значение для соотношения с временем проявления ГЗН и ГЗГ. Пока недостаточно изучен.	Учитывать, что при позднепротерозойском проявлении ГЗН и ГЗГ формирование вторичных коллекторов, в основном, состоялось.
Мощность коллектора выше и ниже НГМ-свиты	Общий критерий миграции и аккумуляции УВ	Определяет степень рассеивания УВ.	Мощность коллектора выше и ниже НГМ-свиты не должна превышать мощности самой НГМ-свиты
Степень закрытости недр	Общий критерий сохранности УВ	Выявление гидрогеологической закрытости рифей-вендских водоносных горизонтов от вышележащих отложений и благоприятных гидрогеологических условий для образования и сохранения скоплений УВ.	По гидрогеохимическим показателям пластовых вод рифейских отложений (состав вод, минерализация, состав водорастворенных газов, содержание микрокомпонентов и т.д.) выявлена в целом повышенная гидрогеологическая закрытость недр.
Качество, мощность и площадь распространения покрышек	Общий критерий сохранности УВ	Характеризует возможности аккумуляции и сохранности УВ.	Выявлены флюидоупоры с зональным развитием, региональные – не выявлены.
Гипергенез в период предвендского и преддевонского перерывов	Специфический критерий сохранности УВ	Для оценки степени влияния гипергенных процессов на сохранность залежей УВ во время наиболее крупных перерывов в геологической истории и размывов отложений.	Рекомендована на основе изучения свойств и состава вендских нефтей дифференциация по разрезу в зависимости от удаленности от зоны преддевонского или предвендского размывов: гипергенез не влиял – более 1,5 км, влиял слабо – 1,0–1,5 км, влиял сильно – 0,5–1,0 км, влиял очень сильно – менее 0,5 км.
Современный температурный режим	Специфический критерий сохранности УВ	Для оценки влияния современных температур на сохранность нефтяных УВ.	Температуры более 150–170°C приводят к деструкции нефтей.

Критерии, показатели нефтегазоносности	Тип	Назначение	Особенности применения
Мощность отложений ниже «deadline» по нефти	Специфический критерий сохранности УВ	Степень сохранности нефтяных залежей по глубине и повышение перспектив на газ и газоконденсат	Выделение в разрезе зон перспективных на газ и газоконденсат и малоперспективных на нефть.
Геологическое время существования залежи	Специфический критерий сохранности УВ	Для определения сохранности залежей разных этапов генерации.	Выявление районов позднепалеозойского нефтеобразования (бассейновое моделирование), более перспективных на обнаружение залежей УВ.
Вендские отложения			
Положение НГМ-свит в нижнерифейских отложениях	Специфический критерий генерации	Оценка основных зон генерации УВ в подстилающих комплексах.	Повышенные перспективы только в зонах развития НГМ-свит в рифейских отложениях.
Мощность средне-верхнерифейских отложений	Специфический критерий генерации	Удаленность зон генерации УВ от вендского комплекса.	В благоприятных зонах мощности средне-верхнерифейских отложений должны быть менее 1 км.
Общая мощность и степень развития вендского комплекса	Специфический критерий миграции и аккумуляции УВ	Выявление благоприятных зон для аккумуляции УВ.	Минимальная благоприятная мощность вендского комплекса должна быть 200–300 м.
Геологическое время аккумуляции УВ	Специфический критерий миграции и аккумуляции УВ	Определение времени формирования залежей УВ.	Обнаружение скоплений УВ позднепротерозойского и палеозойского этапов генерации.
Степень развития локальных структурных условий	Общий критерий миграции и аккумуляции УВ	Выяснение особенностей строения, распространения, генезиса локальных структур в вендском комплексе как возможных резервуаров для УВ.	Определение возможных типов ловушек УВ.
Гипсометрическое положение пластов	Общий критерий миграции и аккумуляции УВ	Характеризует возможности латеральной миграции и аккумуляции УВ.	Выделение ловушек разного типа краевых частях верхневендских впадин и в региональных зонах выклинивания вендских отложений.
Наличие прямых признаков нефтегазоносности	Общий критерий миграции и аккумуляции УВ	Подтверждение проявления процессов миграции и аккумуляции УВ в древних отложениях.	Разделение территории по фазовому состоянию и различными перспективами.

Критерии, показатели нефтегазоносности	Тип	Назначение	Особенности применения
Степень развития пород-коллекторов в вендском комплексе	Общий критерий миграции и аккумуляции УВ	Характеризует возможности латеральной и вертикальной миграции, а также аккумуляционные способности вендской толщи.	В вендском комплексе выделяются шесть регионально выдержанных песчано-алевролитовых пластов пород с хорошими и удовлетворительными коллекторскими свойствами.
Степень закрытости недр	Общий критерий сохранности УВ	Выявление гидрогеологической закрытости рифей-вендских водоносных горизонтов от вышележащих отложений и благоприятных гидрогеологических условий для образования и сохранения скоплений УВ.	Изучались гидрогеохимические показатели пластовых вод рифейских отложений (состав вод, минерализация, состав водорастворенных газов, содержание микрокомпонентов и т.д.), метаморфизация подземных вод.
Качество, мощность и площадь распространения покрышек	Общий критерий сохранности УВ	Характеризует возможности аккумуляции и сохранности УВ.	Выявление флюидоупоров с зональным и региональным развитием.
Гипергенез в преддевонское время	Специфический критерий сохранности УВ	Для оценки степени влияния гипергенных процессов на сохранность залежей.	Изучались свойства известных нефтей (плотность, содержание серы, смол, асфальтенов), состав попутных газов и газов пластовых вод. Кроме того, рекомендована дифференциация по разрезу в зависимости от удаленности от зоны преддевонского или предвендского размывов: гипергенез не влиял – более 1,5 км, влиял слабо – 1,0–1,5 км, влиял сильно – 0,5–1,0 км, влиял очень сильно – менее 0,5 км.
Геологическое время существования залежи	Специфический критерий сохранности УВ	Для определения сохранности залежей разных этапов генерации.	Выявленное позднепалеозойское нефтеобразование (бассейновое моделирование) подтвердило возможность сохранности залежей УВ в настоящее время.



Рис. 5.3. Комплекс специфических показателей нефтегазоносности рифейских и вендских отложений Волго-Уральской НГП

Разработанный на базе общей модели формирования нефтегазоносности оптимальный комплекс специфических показателей в совокупности с общими критериями и показателями оценки нефтегазоносности в значительной мере учитывает особенности процессов формирования залежей УВ в рифей-вендских отложениях (табл. 5.1, рис. 5.3). Для его эффективного применения необходимы региональное и зональное обоснование фациальных изменений НГМ-свит по разрезу и площади, фиксация перерывов, разломов, комплексное изучение катагенетических процессов, коллекторских свойств пород и осуществление историко-генетического и бассейнового моделирования процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

Не все рекомендуемые специфические показатели могут широко применяться на современном этапе для Волго-Уральской НГП, более эффективное их использование возможно по мере повышения изученности древних отложений. Кроме того, проведенное исследование показывает, что необходима определенная последовательность в оценке нефтегазоносности вендских отложений: первоначально необходимо оценить хотя бы генерационные возможности подстилающих (если они есть) рифейских отложений и только после этого определять перспективы вышележащих вендских образований.

6. ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ РИФЕЙ-ВЕНДСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НГП

На основе анализа общих и специфических критериев и показателей генерации, эмиграции, аккумуляции и сохранности углеводородов в пределах Волго-Уральской НГП проведен прогноз нефтегазоносности древних отложений и выделены зоны с различными перспективами поисков скоплений УВ. Выявление зон проводилось в соответствии с инструкциями по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России [89] и основными принципами качественной оценки перспектив нефтегазоносности [88]. По степени перспективности в отложениях рифейского комплекса на территории Волго-Уральской НГП выделяются земли наиболее перспективные, перспективные и малоперспективные на нефть, газ и газоконденсат и перспективные и малоперспективные только на газ и газоконденсат (рис. 6.1). Высокоперспективные земли не выделяются из-за низкой изученности и отсутствия разведанных месторождений УВ.

К категории наиболее перспективных отнесены районы с относительно детальной изученностью как литолого-стратиграфического разреза осадочных отложений, так и хотя бы по геофизическим данным взаимоотношения осадочного чехла и фундамента; возможностью выделения структурных этажей и уточнения их связи с основными тектоническими элементами, наличием крупных и локальных структур и выявленных разломов и зон несогласий. Кроме того, для этих районов отмечается наиболее благоприятное сочетание специфических показателей нефтегазоносности. В наиболее перспективной зоне концентрируется значительная часть известных нефтегазопроявлений.

Перспективные земли характеризуются практически теми же признаками, что и наиболее перспективные, но с количественными и качественными изменениями в сторону их снижения.

Например, менее благоприятны условия для генерации УВ в промышленных масштабах, отсутствуют структурные условия для аккумуляции УВ и др. Кроме того, часто отмечаются только незначительные нефтегазопроявления. Относительно менее благоприятны условия для сохранности залежей.

К малоперспективным отнесены районы, которые обычно отличаются слабой изученностью и негативными характеристиками литолого-стратиграфического разреза осадочных отложений для проявления генерации и аккумуляции УВ, такими как: низкая мощность НГМП, ограниченная суммарная мощность продуктивных толщ.

Условные обозначения к рис. 6.1: районы, перспективные на нефть, газ, газоконденсат: 1 – малоперспективные, 2 – перспективные, 3 – наиболее перспективные; районы, перспективные на газ, газоконденсат: 4 – малоперспективные, 5 – перспективные, 6 – нефтегазопроявления в терригенных отложениях, 7 – интенсивные нефтепроявления в карбонатных отложениях, 8 – незначительные нефтепроявления в карбонатных отложениях, 9 – нефтегазопроявления в карбонатных отложениях, 10 – интенсивные нефтепроявления в терригенных отложениях, 11 – незначительные нефтепроявления в терригенных отложениях, 12 – газопроявления и повышенные газопоказания в карбонатных отложениях, 13 – газопроявления и повышенные газопоказания в терригенных отложениях.

Следует отметить, что бесперспективных районов для обнаружения скоплений УВ в рифейских отложениях не отмечено, поскольку к данной категории обычно относятся районы, в которых мощность отложений не превышает 500 м, породы сильно метаморфизованы и отсутствуют условия, благоприятные для нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

Разделение различных по перспективности зон по фазовому состоянию УВ выполнено на основе катагенетической зональности основных очагов генерации УВ в рифее.

Районы, *наиболее перспективные на нефть, газ и газоконденсат в рифейских отложениях*, располагаются в центральной части Камско-Бельского авлакогена, соответствующей Орьебаш-Чернушинской приподнятой зоне по поверхности фундамента и северной части Бельской впадины (рис. 6.1). В административном отношении зона охватывает южные и юго-западные районы Пермского края, восток Удмуртской Республики, северные и северо-западные районы Башкортостана. Поверхность рифейского комплекса залегает на относительно небольшой глубине – 2–2,5 км, и разрез представлен в основном нижним и частично средним и верхним рифеем мощностью от 5 до 7 км. Для данной территории характерно наиболее полное и региональное развитие основной генерационной калтасинской свиты нижнего рифея мощностью не менее 1,5 км, которая выделяется как по геофизическим данным, так и по материалам бурения скважин. По результатам комплексного изучения скважин в этом районе выделены и прослежены по площади нефтематеринские свиты, представленные преимущественно глинистыми карбонатными породами (глинистые доломиты, алевролиты, мергели) с повышенными геохимическими характеристиками в ашитской и арланской подсвиты калтасинской свиты и в кабаковской свите нижнего рифея с плотностями ресурсов органического вещества более 1 млн т/км². Для этого района характерно наличие выявленных крупных и локальных структур. По материалам пробуренных скважин в разрезе рифейских отложений выделяются как терригенные породы, обладающие повышенными емкостными свойствами за счет сохранившейся первичной пористости, так и карбонатные вторичные коллекторы – за счет развитой тектонической трещи-

новатости. В качестве покрышек могут служить плотные, низкопористые и низкопроницаемые аргиллиты, а также низкопористые и практически непроницаемые карбонатные породы калтасинской свиты (известняки, доломиты). В данной зоне выявлены наибольшие концентрации прямых признаков нефтегазоносности: нефтегазопроявления различной интенсивности как в карбонатно-терригенных породах нижнего рифея (саузовская, арланская, ашитская под-свиты), так и в терригенных отложениях среднего и верхнего рифея (тукаевская, ольховская, леонидовская свиты). Основные нефтепроявления сосредоточены в интервалах глубин – 2200–3000 м (Бедряжская № 203, № 204, Шарканская № 1060, Орьебаш № 82, Арлан № 7000 и др.), газопроявления – ниже 3000 м (Восточно-Аскинская № 1).

Перспективные на нефть, газ и газоконденсат зоны в рифейских отложениях обрамляют наиболее перспективную зону, занимая на севере Камскую часть прогиба, с запада и востока протягиваясь неширокими полосами, на юге – западную часть Бельской впадины и Серноводско-Абдулинский авлакоген (рис. 6.1). В административном отношении эта территория охватывает центральную часть Пермского края, восток Удмуртской Республики, юго-запад Свердловской области, северо-восток и юго-восток Татарстана, центральную часть Башкортостана, север Оренбургской и Самарской областей. Территория характеризуется неравномерной изученностью. Поверхность рифейских отложений залегает на глубинах до 3 км. Выявленные локальные структуры сконцентрированы группами в северной бортовой, центральной и южных частях описываемой территории и находятся в зоне, благоприятной для аккумуляции УВ, где поверхность рифея залегает на абсолютных глубинах от -2000 м до -2500 м. Калтасинская свита имеет разную мощность: в Камской впадине от первых сотен метров до 1,5 км, в Бельской впадине увеличивается в восточном направлении до 5–6 км. При этом в северной части выпадают из разреза ашитские и частично арланские отложения калтасинской свиты. Выявленные нефтегазоматеринские породы, представленные глинистыми известняками, мергелями и аргиллитами в описываемой зоне по геохимическим характеристикам относятся к отложениям «бедного» типа. Обнаруженные в основном незначительные нефтегазопроявления приурочены к бортовым частям авлакогена и зонам выклинивания рифейских отложений. На севере они выявлены в красноцветных песчаниках прикамской свиты нижнего рифея на глубинах, в среднем 2500–2600 м, находящихся гипсометрически в благоприятном положении для аккумуляции из нефтегазоматеринских свит, на юге – в зоне сочленения Камско-Бельского и Серноводско-Абдулинского авлакогенов – в песчаниках леонидовской свиты и тукаевской свиты верхнего и среднего рифея соответственно на глубинах 2200–2300 м. Единично нефтегазопроявления встречены в ар-

ланской (3200–3800 м) и ашитской (2700 м) подсвитах нижнего рифея (скв. Очерская, Манчаж).

К *малоперспективным* землям на нефть, газ и газоконденсат в рифейском комплексе относятся в основном юго-западные и северо-восточные районы Волго-Уральской НГП, Кировско-Кажимский авлакоген, локальные участки на территории Камско-Бельского прогиба: узкая полоса вдоль западного борта авлакогена, западная часть Серноводско-Абдулинского авлакогена и вытянутая ограниченная зона на востоке Камско-Бельского авлакогена, соответствующая Осинцевско-Красноуфимскому выступу фундамента и др. (рис. 6.1). Данные районы в целом характеризуются слабой изученностью, отсутствием каких-либо нефтегазопроявлений, небольшими мощностями рифейского комплекса – от 500–1000 м на территориях Кировско-Кажимского, Рязано-Саратовского и Доно-Медведицкого авлакогенов до 1500–2500 м в Камско-Бельском прогибе. Они отличаются отсутствием калтасинской свиты или ее незначительными мощностями – от первых сотен до 1000 м. Литологический состав пород, слагающих разрез рифейских отложений, в этих зонах малоблагоприятен для развития флюидоупоров: отложения представлены в основном красноцветными, полевошпатово-кварцевыми песчаниками с прослоями зеленовато-серых и красновато-бурых аргиллитов и алевролитов.

На территории Камско-Бельского прогиба выделяются также земли перспективные и малоперспективные на газ и газоконденсат. *Перспективные районы на газ и газоконденсат* выделяются неширокой полосой (30–40 км) вдоль границы «deadline» по нефти, соответствуют наиболее приподнятой поверхности рифейских отложений – от -3100 м до -3700 м – и территориально охватывают восточные районы Башкортостана. Степень катагенеза поверхности рифейских отложений превышает МК₄. Внутри этой зоны выявлена протяженная полоса локальных поднятий, имеющих северо-восточное направление; обнаружены газопроявления на глубинах 5100–5500 м в отложениях тукаевской свиты среднего и кабаковской свите нижнего рифея (скв. Кабаковская № 62, Леузинская № 1). Для этой территории характерны относительно небольшие мощности среднего и верхнерифейского комплекса (до 2–2,5 км) и соответственно сравнительно неглубокое залегание и большая мощность калтасинской свиты (до 5–6 км, по геофизическим данным).

Малоперспективные на газ и газоконденсат районы (бесперспективные на нефть) охватывают самую малоизученную из-за больших глубин территорию: узкую восточную часть авлакогена, примыкающую к Предуральскому прогибу, и обширную южную часть Бельской впадины. В административном отношении это восточная область Пермского края, частично Свердловская область, восток Башкортостана и Оренбургская область. По соотношению глубин погружения поверхности рифея и фундамента граница нижнего предела суще-

ствования нефтей соответствует абсолютной отметке поверхности рифея в среднем от -3000 м до -3200 м. Для малоперспективных на газ и газоконденсат земель характерны большие глубины залегания рифейских отложений, большие мощности (по геофизическим данным, до 7–9 км на юго-востоке), глубокое залегание калтасинской свиты за счет увеличения мощности средне- и верхнерифейских отложений в юго-восточном направлении. Степень катагенеза ОВ пород, по расчетным данным, превышает МК₅. Кроме того, небольшие глубины скважин, редкие газопроявления, изученность в основном верхней части разреза, единичные глубокие скважины и низкое в целом освоение этой территории геофизическими методами и бурением не позволяют отнести ее к перспективным районам.

В вендском комплексе на территории Волго-Уральской НГП выделены перспективные и малоперспективные земли на нефть, газ и газоконденсат и малоперспективные только на газ, газоконденсат (рис. 6.2). К *перспективным территориям на нефть, газ и газоконденсат в вендских отложениях* относятся две зоны, связанные в тектоническом отношении с Верхнекамской и Шкапово-Шиханской впадинами верхнего венда (рис. 6.2). Первая зона изометричной формы располагается в области распространения рифейских отложений в южной части Верхнекамской впадины и охватывает центральные районы Пермского края и северо-восток Удмуртской Республики. Мощность верхневендских пород здесь изменяется от 300 до 1000 м при относительно неглубоком залегании вендской поверхности – от 2 до 2,2 км. Для данной зоны характерно благоприятное соотношение зон генерации УВ в рифее и аккумуляции их в венде: под вендским комплексом располагаются преимущественно отложения ашитской подсвиты калтасинской свиты нижнего рифея. Мощность калтасинской свиты изменяется от 1 до 5 км. Кроме того, в данной зоне выявлены различные по интенсивности нефтегазопроявления и залежи тяжелой нефти (Шарканское, Тыловское месторождения, Сивинская, Соколовская залежи). Нефтегазоносность связана в основном с кыквинской свитой венда, в частности с пластом Vv, который имеет повсеместное развитие в этой зоне мощностью в среднем 10–20 м.

Вторая перспективная территория, расположенная в Бельской впадине, протягивается вытянутой полосой шириной в среднем 60 км от зоны сочленения Серноводско-Абдулинского и Камско-Бельского авлакогенов до северной части Шкапово-Шиханской вендской впадины. Вендские отложения в данном районе имеют более высокое залегание по сравнению с первой зоной (-1800, -2000 м), мощность изменяется от 300 до 600 м. На предвендскую поверхность в этой зоне выходят отложения среднерифейского комплекса относительно небольшой мощности (до 1 км). Калтасинская свита развита в полном объеме и по геофизическим данным увеличивается от 1,5 до 4 км.

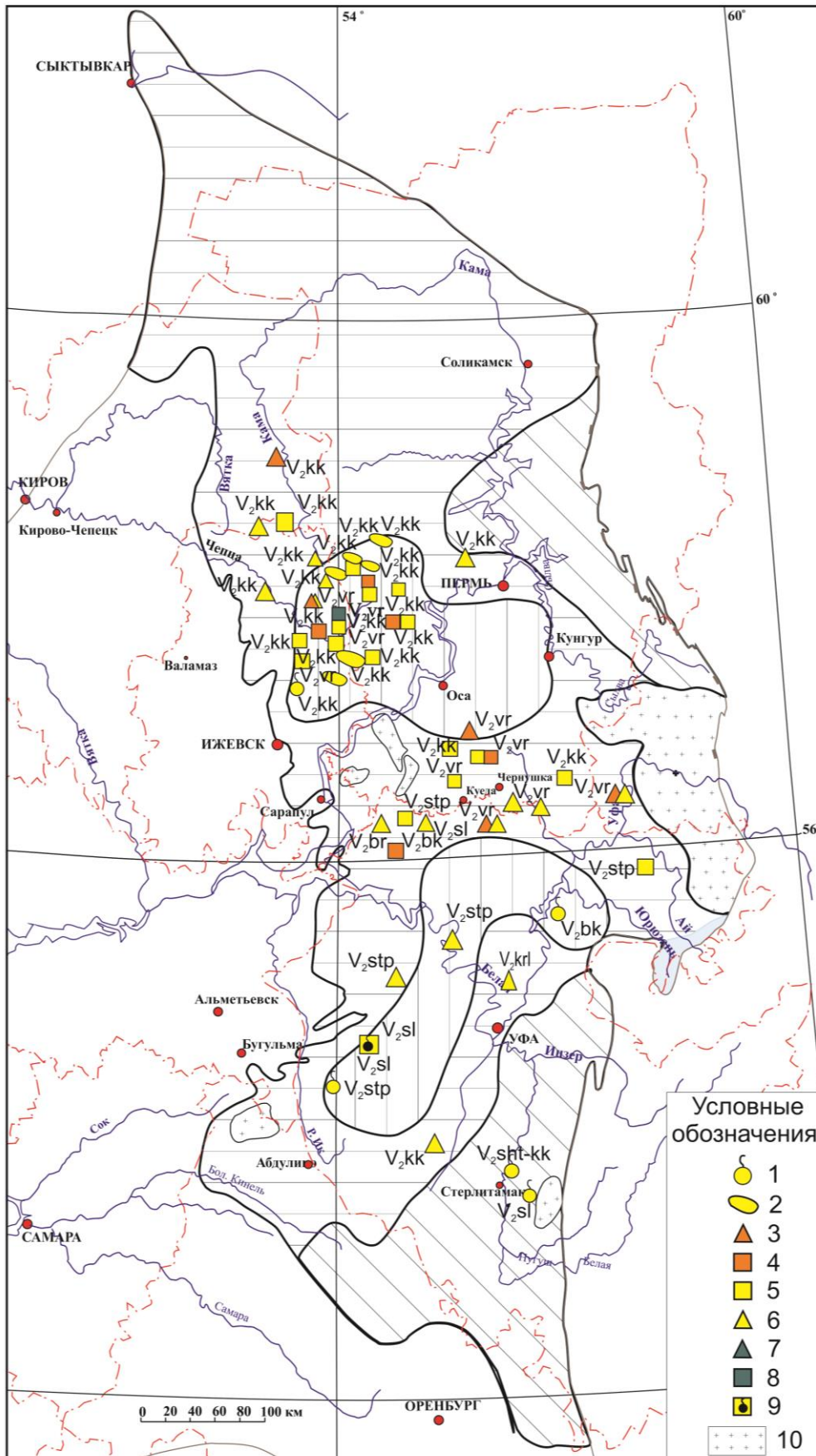


Рис. 6.2. Прогноз нефтегазоносности вендских отложений
Волго-Уральской нефтегазоносной провинции

Условные обозначения к рисунку 6.2: 1 – Газопроявления и повышенные газопоказания в песчаниках, 2 – залежь в песчаниках, 3 – незначительные нефтепроявления в алевролитах, 4 – интенсивные нефтепроявления в алевролитах, 5 – интенсивные нефтепроявления в песчаниках, 6 – незначительные нефтепроявления в песчаниках, 7 – незначительные нефтепроявления в аргиллитах, 8 – интенсивные нефтепроявления в аргиллитах, 9 – нефтегазопроявления в песчаниках, 10 – зоны отсутствия вендских отложений.

К известным прямым признакам нефтегазоносности в этой зоне относятся проявления легкой газированной нефти в породах кыквинской (байкибашевской) и верещагинской (старопетровской) свит венда на глубине 2100 м и притоки пластовой воды с растворенным газом на глубинах от 2300 до 2700 м (скв. Кушкульская № 100, Старопетровская № 5, Копей-Кубово № 3).

К *малоперспективным землям на нефть, газ и газоконденсат* относится вся остальная площадь развития вендских отложений в Волго-Уральской НПП, кроме области, примыкающей к Предуральскому прогибу. Отличительные особенности малоперспективных территорий: малые, не более 200 м, мощности венда в Сарапульско-Яныбаевской седловине; отсутствие рифейских отложений в северной части Верхнекамской впадины; удаленность по площади и по разрезу вендских отложений от калтасинской свиты нижнего рифея; большие мощности, более 1,5 км, средне-верхнерифейского комплекса в Бельской впадине. Несмотря на большое количество скважин, вскрывших вендские отложения в пределах малоперспективных территорий, наибольшая концентрация нефтепроявлений приурочена к Сарапульско-Яныбаевской седловине и связана с маломощными вендскими пластами в верещагинской свите. В разрезах скважин по керну выявлены слабонефтенасыщенные песчаники и алевролиты, часто пропитанные окисленной и густой нефтью и битумом. При испытаниях получены только притоки пластовой воды. Специфический характер нефтегазопроявлений и незначительное их количество в кыквинской свите указывают на значительный размыв и развитие гипергенных процессов после вендского осадконакопления. Единичные нефтегазопроявления в данной зоне встречаются в Бельской впадине в виде слабонефтенасыщенных песчаников и притоков минерализованной воды с растворенным газом преимущественно азотного состава (скв. Сергеевская № 800, Кипчакская № 1).

В вендских отложениях выделяется малоперспективная зона только на газ и газоконденсат, которая в основном соответствует аналогичной зоне в рифейских отложениях (рис. 6.2). К ней относятся восточные районы распространения венда и рифея, примыкающие к Предуральскому прогибу, и южная часть Шкапово-Шиханской впадины. Расчетная степень катагенеза в этом районе превышает МК₄. Территория характеризуется слабой изученностью, небольшим количеством пробуренных скважин. По данным бурения и геофизическим

исследованиям, в этом районе мощности верхнего венда изменяются от 800 м до 1500–1800 м, развит мощный средне-верхнерифейский комплекс. Незначительные газопроявления отмечаются в восточной части Шкапово-Шиханской впадины. В отложениях байкибашевской (кыквинской) свиты верхнего венда на глубинах 2–3 км по керну выявлены песчаники, пропитанные конденсатом, повышенные газопоказания, слабые газопроявления в процессе бурения (скв. Салиховская № 51, Шиханская № 5).

При постановке ГРП наибольший интерес представляют районы, где как вендские, так и рифейские отложения на доступных глубинах имеют наибольшие перспективы. В основном это северные зоны Камско-Бельского прогиба и Шкапово-Шиханской впадины. Таким образом, на основе применения общеизвестных и специфических критериев и показателей нефтегазоносности построены карты раздельного прогноза нефтегазоносности рифейских и вендских отложений, которые могут являться основой для постановки дальнейших ГРП на древние комплексы в пределах Волго-Уральской НГП.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполненные исследования позволяют следующим образом сформулировать основные выводы, определяющие теоретическую, методическую и практическую значимость монографии.

1. Проведен комплексный анализ критериев и показателей генерации, миграции, аккумуляции и сохранности залежей УВ для малоизученных рифейских и вендских отложений Волго-Уральской НГП. Статистически обоснованы закономерные связи поверхностей фундамента, вендских и рифейских отложений, а также мощности калтасинской свиты с поверхностью фундамента, имеющие специфику в разных регионах и давшие возможность проводить прогнозные построения.

2. Установлено, что основные зоны генерации УВ расположены в рифейском комплексе, а вендский в основном является зоной аккумуляции УВ. В нижнерифейском комплексе выявлены нефтегазоматеринские свиты с промышленным потенциалом генерации УВ, которые имеют зональное и региональное распространение и могли генерировать легкие нефти, газоконденсаты и газы.

3. Выявлены особенности изменения катагенетической преобразованности ОВ пород рифей-вендских отложений, связанные с глубиной фундамента и спецификой геологического строения древних толщ. Составлена карта закономерностей изменения катагенеза ОВ пород для поверхности рифейского комплекса Волго-Уральского НГП, которая позволила дифференцировать исследуемую территорию по фазовому состоянию генерированных УВ и условиям сохранности нефтяных УВ.

4. Установлено, что песчано-алевролитовые породы-коллекторы вендских и рифейских отложений часто сходны по своим характеристикам с породами палеозоя. Карбонатные породы-коллекторы рифея (доломиты калтасинской свиты) обладают низкой пористостью, но повышенной проницаемостью за счет кавернозности и трещиноватости. Кроме того, прослежено зональное распространение карбонатных коллекторов рифея на севере Камско-Бельского прогиба.

5. В отличие от палеозойского, в рифей-вендском комплексе на сохранность залежей влияет значительно большее количество факторов, среди которых выделяются такие, как активные тектонические процессы, гипергенное разрушение залежей нефтей, высокие палео- и современные температуры на больших глубинах.

6. Обоснован комплекс специфических показателей для оценки нефтегазоносности рифейских и вендских отложений Волго-Уральской НГП. В его составе рассматриваются мощность и степень развития калтасинской и кабаков-

ской свит, степень катагенеза ОВ пород, геологическое время проявления ГЗН и ГЗГ, мощность средне- верхнерифейских отложений, гипергенез в период предвендского и преддевонского перерывов, геологическое время существования залежей и др. В отличие от рифейского комплекса, в вендском комплексе определяющую роль играют показатели миграции, аккумуляции и сохранности залежей УВ. Применение общих и специфических критериев и показателей позволило составить карты прогноза нефтегазоносности отдельно рифейских и вендских отложений Волго-Уральской НГП.

7. В отложениях рифейского комплекса на территории Волго-Уральской НГП выделяются земли наиболее перспективные (Орьебаш-Чернушинская зона с прилегающими районами), перспективные (северная часть Камской впадины, северо-западные и западные районы Бельской впадины, Серноводско-Абдулинский авлакоген) и малоперспективные на нефть, газ и газоконденсат (Рязано-Саратовский, Доно-Медведицкий, Кировско-Кажимский авлакогены), а также перспективные и малоперспективные только на газ и газоконденсат (зоны в восточных районах провинции). В вендском комплексе выделены перспективные на нефть, газ, газоконденсат зоны в южной части Верхнекамской впадины и центральной части Бельской впадины.

Задачи дальнейшего изучения рифейских и вендских отложений определены следующим образом:

- формирование объединенной базы геолого-геофизических данных на основе ГИС-систем и создание специализируемых расчетных модулей для интерпретации данных;
- переинтерпретация результатов ранее выполненных геолого-геофизических исследований;
- составление Атласа геолого-геофизических характеристик и прогноза нефтегазоносности рифейско-вендских отложений.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

Опубликованная литература

1. Аксенов Е. М. Перспективы нефтегазоносности рифейско-вендских отложений Пермского Прикамья / Е. М. Аксенов, А. А. Голов, И. К. Чепикова [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 1995. № 5. С. 2–9.
2. Алиев М. М. Геология и нефтегазоносность рифейских и вендских отложений Волго-Уральской провинции / М. М. Алиев, С. Г. Морозов, Е. И. Постникова [и др.]. М.: Недра, 1977. 156 с.
3. Аммосов И. И. Палеотемпературы преобразования нефтегазоносных отложений / Аммосов И. И., Горшков В. И., Гречишников Н. П. М.: Наука, 1980. 110 с.
4. Баженова О. К. Генетические особенности нефтей верхнего протерозоя / О. К. Баженова, О. А. Арефьев, Б. А. Соколов // Доклады АН СССР. Москва, 1994. Т. 337. № 3. С. 371–375.
5. Баженова Т. К. Катагенетическая зональность органического вещества и раздельный прогноз нефте- и газоносности на больших глубинах в условиях Сибирской платформы. В сб. Нефтегазообразование на больших глубинах. М., 1986. С. 104–105.
6. Бакиров А. А. Нефтегазоносные провинции и области СССР / А. А. Бакиров, Г. Е. Рябухин, Н. М. Музыченко [и др.]. М.: Недра, 1979. 456 с.
7. Балашова М. М. Выделение проницаемых пластов и выявление потенциально-нефтегазосодержащих зон в вендском комплексе Прикамья / М. М. Балашова, А. П. Ильиных // Геолого-геофизические методы поисков и разведки нефтяных месторождений в Пермском Прикамье: Сб. научн. тр.: ВНИГНИ. Пермь, 1970. № 12. С. 108–117.
8. Балашова М. М. К биостратиграфическому обоснованию расчленения верхнего венда Прикамья / М. М. Балашова, И. Н. Голуб, А. И. Денисов // Геология и нефтегазоносность севера Урало-Поволжья: Тр. ВНИГНИ. Вып. 123. Пермь, 1973. С. 151–154.
9. Балло М. Б. Особенности геологического строения африканского осадочного бассейна Таудени в связи с нефтегазоносностью / М. Балло, Т. В. Карасева, А. С. Капитанова // Вестник Пермского университета. Геология. 2020. Т. 19. № 4. С. 388–395.
10. Баранов В. К. Геологическое строение и нефтегазоносность Оренбургской области / А. Г. Галимов, И. А. Донцкевич, В. С. Дубинин, И. М. Жуков [и др.]. Оренбург: Оренбургское кн. изд-во, 1997. 272 с.

11. Белонин М. Д. Нефтегазовый потенциал и перспективы освоения углеводородных ресурсов Востока России / М. Д. Белонин, Л. С. Маргулис // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2006. Т. 1. С. 6–16.
12. Башкова С. Е. Особенности Волго-Уральской НГП по глубине погружения отложений, освоенных нефтегазодобывающей промышленностью / С. Е. Башкова, А. Н. Башков, Т. В. Карасева // Геология и полезные ископаемые Западного Урала: материалы региональной научно-практической конференции. Пермь. 2004. С. 136–140.
13. Башкова С. Е. О перспективах нефтегазоносности рифейских отложений северной части Камско-Бельского прогиба / С. Е. Башкова, Т. В. Карасева // КамНИИКИГС. Пермь, 2005. 7 с. Деп. в ВИЭМС 21.12.05 г. № 1228-мг О5.
14. Башкова С. Е. Уточнение геологического строения северной части Камско-Бельского авлакогена / С. Е. Башкова // КамНИИКИГС. Пермь, 2006. 8 с. Деп. в ВИЭМС 15.02.06 №1235-мг-06.
15. Башкова С. Е. Некоторые особенности процессов генерации УВ в рифей-вендских отложениях Волго-Уральской НГП / С. Е. Башкова, Т. В. Карасева // Геология и полезные ископаемые Западного Урала: сборник статей по материалам региональной научно-практической конференции. Пермь. 2006. С. 86–89.
16. Башкова С. Е. Новые подходы к поискам углеводородов в рифейских отложениях востока Русской платформы / С. Е. Башкова, А. В. Белоконь // Дегазация Земли: геофлюиды, нефть и газ, парагенезы в системе горючих ископаемых: тезисы Международной конференции. М.: ГЕОС, 2006. С. 46–49.
17. Башкова С. Е. Особенности строения северной части Камско-Бельского авлакогена / С. Е. Башкова, Т. В. Карасева, В. И. Горбачев, А. И. Денисов // Литологические аспекты геологии слоистых сред: материалы 7 Уральского регионального литологического совещания. Екатеринбург, 2006. С. 31–33.
18. Башкова С. Е. Особенности органического вещества пород рифейских отложений севера Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / С. Е. Башкова, Т. В. Карасева // Стратегия развития минерально-сырьевого комплекса Приволжского и Южного федеральных округов на 2007 и последующие годы: тезисы докл. научно-практической конференции. Саратов, 2006. С. 87–89.
19. Башкова С. Е. Строение и перспективы нефтегазоносности рифей-вендских отложений Пермского края / С. Е. Башкова, А. В. Белоконь, Ю. А. Ехлаков, М. Ф. Серкин // Природные ресурсы: Вестник недропользователя Пермской области. 2006. № 1. С. 69–77.

20. Башкова С. Е. Критерии сохранности залежей УВ в рифей-вендских отложениях Волго-Уральской НГП / С. Е. Башкова // Геология и полезные ископаемые Западного Урала: материалы региональной научно-практической конференции. Пермь: ПГУ, 2007. С. 64–67.

21. Башкова С. Е. Геолого-геохимические аспекты прогноза нефтегазоносности рифей-вендских отложений Волго-Уральской НГП / С. Е. Башкова, Т. В. Карасева, С. Г. Попов [и др] // Состояние и перспективы нефтегазового потенциала Пермского края и прилегающих регионов: материалы научно-практической конференции (8–9 ноября 2006 г., Пермь). Пермь, 2007. С. 74–85.

22. Башкова С. Е. Прогноз нефтегазоносности рифейских и вендских отложений Волго-Уральской НГП на основе общей модели формирования месторождений УВ / С. Е. Башкова, А. В. Белоконь // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2008. № 9. С. 11–20.

23. Башкова С. Е. Термокаталитические критерии нефтегазоносности рифей-вендских отложений Волго-Уральской НГП / С. Е. Башкова, С. Г. Попов, А. В. Белоконь // Материалы IV геологической конференции КамНИИКИГС: Сборник докладов. Пермь. 2008. С. 113–121.

24. Башкова С. Е. Первоочередные направления изучения рифей-вендских отложений европейской части России / С. Е. Башкова, С. А. Дымолазова, А. В. Белоконь // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2009. № 11. С. 51–54.

25. Башкова С. Е. О прогнозе нефтегазоносности рифейских и вендских отложений Пермского края / С. Е. Башкова // Геология и нефтегазоносность северных районов Урало-Поволжья: Сборник научных трудов Всероссийской научно-практической конференции, посвященной 100-летию со дня рождения профессора П. А. Софроницкого. Пермь. ПГУ, 2010. С. 141–144.

26. Башкова С. Е. Закономерности строения рифейских и вендских отложений Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна / С. Е. Башкова, Н. Б. Субботина, Т. В. Карасева // Вестник Пермского университета. Геология. 2011. № 3. С. 8–17.

27. Башкова С. Е. Прогноз нефтегазоносности глубоководных отложений Волго-Уральской НГП / С. Е. Башкова, Т. В. Карасева // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2015. № 11. С. 9–14.

28. Башкова С. Е. О перспективах нефтегазоносности отложений ниже освоенных промышленностью глубин / С. Е. Башкова, Т. В. Карасева, Л. Ф. Гиниятова // Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ. Сборник научных статей I Международной научной конференции. ПГНИУ. Пермь, 2017. С. 7–15.

29. Башкова С. Е. Моделирование строения и формирования нефтегазоносности рифейско-вендских отложений северо-восточных районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / С. Е. Башкова, Т. В. Карасева, И. А. Козлова, А. Н. Башков // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2018. Т. 18. № 2. С. 104–117.
30. Белоконь (Карасева) Т. В. Додевонские отложения Пермского Прикамья как одно из перспективных направлений геологоразведочных работ / Т. В. Белоконь (Карасева), В. И. Галкин, И. А. Козлова, С. Е. Башкова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2005. № 9–10. С. 24–28.
31. Белоконь Т. В. Геодинамические условия формирования и преобразования рифейских толщ востока Русской платформы / Т. В. Белоконь, М. М. Балашова, О. И. Сиротенко, В. И. Горбачев // Общие проблемы стратиграфии и геологической истории рифея Северной Евразии: научное издание. Екатеринбург: УрО РАН, 1995. С. 18–19.
32. Белоконь Т. В. Геохимия пород и флюидов додевонских отложений северо-востока Урало-Поволжья / Т. В. Белоконь, В. И. Козлов, Ю. А. Дулепов, А. З. Коблова, Е. В. Козлова. Уфа, 1991. 39 с.
33. Белоконь Т. В. Нефтегазоносность древних толщ востока Русской платформы / Т. В. Белоконь, М. М. Балашова, В. И. Горбачев // Геология нефти и газа. 1996. № 7. С. 12–18.
34. Белоконь Т. В. Перспективность рифейских и вендских отложений восточных районов Русской платформы / Т. В. Белоконь, М. М. Балашова, В. И. Горбачев, О. И. Сиротенко, А. И. Денисов // Геология, методы поисков, разведки и оценки месторождений топливно-энергетического сырья. М.: Геоинформмарк, 1996. 38с
35. Белоконь Т. В. Перспективы дальнейшего изучения нефтегазоносности верхнедокембрийских отложений востока Русской платформы / Т. В. Белоконь, М. М. Балашова, В. И. Горбачев // Отечественная геология. 1994. № 3. С. 3–10.
36. Белоконь Т. В. Проблемы нефтегазоносности больших глубин / Т. В. Белоконь // Геология нефти и газа. 1998. № 6. С. 13–21.
37. Белоконь Т. В. Распределение металлопорфиринов в нефтях различных нефтегазоносных регионов / Т. В. Белоконь // Текст: непосредственный. Геохимия. 1987. № 6. С. 877–889.
38. Белоконь Т. В. Строение и нефтегазоносность рифейско-вендских отложений востока Русской платформы / Т. В. Белоконь, В. И. Горбачев, М. М. Балашова. Пермь: ИПК «Звезда», 2001. 108 с.

39. Вассоевич Н. Б. О нефтегазоносности платформенных образований докембрия / Н. Б. Вассоевич // Корреляция кембрия. М.: Наука, 1977. Т. 1. С. 288–297.
40. Вассоевич Н. Б. Основные закономерности, характеризующие органическое вещество современных и ископаемых осадков / Н. Б. Вассоевич // Природа органического вещества современных и ископаемых осадков. М: Вестник Моск. Ун-та, 1967. № 5. С. 36–48.
41. Галкин В. И. Применение вероятностных моделей для локального прогноза нефтегазоносности / В. И. Галкин, Ю. А. Жуков, М. А. Шишкин // Екатеринбург: УрО РАН, 1992. 112с.
42. Галкин В. И. Вероятностная оценка перспектив нефтегазоносности глубоководноотложенных отложений на территории Пермского края / В. И. Галкин, И. А. Козлова, Т. В. Карасева, С. Е. Башкова // Нефтяное хозяйство. 2011. № 5. С. 60–63.
43. Гиниятова Л. Ф. Особенности вендских отложений северных районов Пермского края на примере опорной скважины Березниковская № 1 / Л. Ф. Гиниятова, С. Е. Башкова, Т. В. Карасева // Геология и полезные ископаемые Западного Урала. 2015. № 15. С. 100–102.
44. Гиниятова Л. Ф. Анализ развития материнских пород в рифей-вендских отложениях северо-восточной части Волго-Уральской НГП в связи с нефтегазоносностью / Л. Ф. Гиниятова, С. Е. Башкова, Т. В. Карасева // Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений: Вестник Пермского Университета. 2017. Т. 16. № 2. С. 4–16.
45. Голов А. А. Рифейско-вендские отложения Волго-Уральской провинции и перспективы их нефтегазоносности / А. А. Голов, И. К. Чепикова // Разведка и охрана недр. М., 1999. № 5–6.
46. Гусева А. Н. Геохимические предпосылки возможности нефтеобразования в докембрийских породах / А. Н. Гусева, И. Е. Лейфман, Б. А. Соколов // Органическая геохимия нефтей, газов и ОВ докембрия. М.: Наука, 1981. 221 с.
47. Дедеев В. А. Тектонические критерии прогноза нефтегазоносности Печорской плиты / В. А. Дедеев, Л. З. Аминов, В. Г. Гецен [и др.]. Л.: Наука, 1986. 217 с.
48. Дробот Д. И. Геохимические критерии оценки перспектив нефтегазоносности докембрийских и нижнекембрийских отложений юга Сибирской платформы / Д. И. Дробот, А. Н. Золотов, А. Э. Конторович. Текст: непосредственный // Сб. научн. трудов ВНИГНИ. М., 1974. № 146. С. 156.

49. Дробот Д. И. Геохимия нефтей и природных газов рифей-вендских и кембрийских отложений Сибирской платформы / Д. И. Дробот, А. Э. Конторович, Р. Н. Преснова, С. А. Кащенко и др. М.: Недра, 1988. 241 с.
50. Елкин Е. А. Новые данные по стратиграфии палеозоя крайнего юго-востока Западно-Сибирской плиты (по материалам глубокого бурения на Вездеходной площади, Томская область) / Е. А. Елкин, А. Э. Конторович, С. В. Сараев [и др.] // Геология и геофизика. 2000. № 7. С. 943–951.
51. Золотов А. Н. Тектоника и нефтегазоносность древних толщ / А. Н. Золотов. М.: Недра, 1982. 240 с.
52. Зуева Т. Н. Перспективы нефтеносности и газоносности вендских и нижнесреднепалеозойских отложений Сибирской платформы / Т. Н. Зуева и др. // Геология, условия формирования и методика разведки месторождений нефти и газа в палеозойских и мезозойских отложениях Сибирской платформы. Новосибирск. СНИИГГиМС. 1978. С. 4–25.
53. Ибламинов Р. Г. Минерагеодинамика нефтегазоносных бассейнов / Р. Г. Ибламинов // Вестник Пермского университета. Геология. 2007. № 4. С. 8–25.
54. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: Справочник / Под ред. В. М. Добрынина. М.: Недра, 1988. 476 с.
55. Итенберг С. С. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин / С. С. Итенберг. М.: Недра, 1972. 312 с.
56. Ишерская М. В. Влияние эпигенеза на изменение коллекторских свойств пород верхнего протерозоя востока Русской плиты / М. В. Ишерская // В сб.: Геология докембрия Южного Урала и востока Русской плиты. Уфа, 1990. С. 97–103.
57. Каждан А. Б. Математическое моделирование в геологии и разведке полезных ископаемых / А. Б. Каждан, О. И. Гуськов, А. А. Шиманский. М.: Недра, 1979. 168 с.
58. Карасева Т. В. Новые направления развития ресурсной базы углеводородов России по результатам глубокого и сверхглубокого параметрического бурения / Т. В. Карасева, В. И. Горбачев, Г. Л. Беляева, С. Е. Башкова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2005. № 3–4. С. 6–15.
59. Карасева Т. В. Рифейские отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции как перспективный объект для поисков углеводородов / Т. В. Карасева, А. И. Денисов, С. Е. Башкова // Стратегия развития минерально-сырьевого комплекса Приволжского и Южного федеральных округов на 2006 и

последующие годы: Тезисы докл. научно-практич. конференции. Саратов, 2005. С. 60–62.

60. Карасева Т. В. Сравнительный анализ геологического строения и нефтегазоносности рифей-вендских отложений Волго-Уральской НПП и Восточной Сибири / Т. В. Карасева, С. Е. Башкова, С. А. Дымолазова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2009. № 11. С. 54–58.

61. Карасева Т. В. Комплексная оценка нефтеносности рифей-вендского перспективного комплекса Пермского края / Т. В. Карасева, С. Е. Башкова, В. И. Галкин, И. А. Козлова // Нефтяное хозяйство. 2011. № 3. С. 90–93.

62. Карасева Т. В. О дальнейшем развитии геологоразведочных работ на нефть и газ в протерозойских отложениях Европейской части России / Т. В. Карасева, Н. Е. Щербинина, В. Н. Быков, А. В. Белоконь, С. Е. Башкова // Электронный научный журнал: Нефтегазовое дело. 2014. № 3. С. 1–16.

63. Карасева Т. В. Сравнительная характеристика потенциально нефтегазоносных протерозойских осадочных бассейнов Волго-Урала и Северо-Западной Африки / Т. В. Карасева, И. С. Хопта, М. Б. Балло // Геология и полезные ископаемые Урала. Пермь, 2020. С. 31–45.

64. Карцев А. А. Основы геохимии нефти и газа / А. А. Карцев. М.: Недра, 1978. 272 с.

65. Козлов В. И. Верхний докембрий восточных районов Татарстана и перспективы его нефтегазоносности / В. И. Козлов, Р. Х. Муслимов, Н. С. Гитиятуллин и др. Уфа: ИГ УНЦ РАН, 1995. 218 с.

66. Козлов В. И. Литолого-петрографическая характеристика допалеозойских отложений, вскрытых скважиной 1 Морозовская (Западная Башкирия) / В. И. Козлов, Р. Х. Масагутов, Т. В. Иванова и др. Уфа, 1992. 32 с.

67. Козлов В. И. Литолого-петрографическая характеристика и перспективы нефтегазоносности доверхнедевонских отложений, вскрытых скважиной Леузинская-1 (северо-восток платформенного Башкортостана) / В. И. Козлов, Т. В. Иванова, И. М. Горохов, Р. Х. Масагутов, Н. Д. Сергеева, Г. В. Овчинникова, А. Б. Кузнецов, Л. А. Генина, П. Н. Михайлов, О. Д. Илеменова // Препринт / УНЦ РАН, ООО «ИК БашНИПИнефть, ИГГД РАН. Уфа, 2003. 40 с.

68. Козлова И. А. О возможности нефтегазообразования в верхнепротерозойских отложениях на территории Пермского Края / И. А. Козлова, С. Н. Кривошеков, Л. Ю. Зыкова, М. А. Шадрина, С. Е. Башкова // Нефтяное хозяйство. 2014. № 5. С. 55–59.

69. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности слабоизученных регионов. М.: Недра, 1988. 223 с.

70. Коллекторские свойства пород на больших глубинах. М.: Наука, 1985. 255 с.

71. Конторович А. Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности / А. Э. Конторович. М.: Недра, 1976. 246 с.
72. Конторович А. Э. Главные зоны нефтенакпления в Лено-Тунгусской провинции / А. Э. Конторович, В. С. Сурков, А. А. Трофимук // Развитие учения ак. И. М. Губкина в нефтяной геологии Сибири. Новосибирск. Наука. 1982. С. 22–42.
73. Конторович А. Э. Геологическое строение и условия формирования гигантской Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакпления в верхнем протерозое Сибирской платформы / А. Э. Конторович, А. Н. Изосимова, А. А. Конторович, Е. М. Хабаров, И. Д. Тимошина // Геология и геофизика. 1996. Т. 37. С. 166–196.
74. Конторович А. Э. Глобальные закономерности нефтегазоносности докембрия Земли / А. Э. Конторович, А. А. Трофимук, А. К. Башарин, С. Ю. Беляев, Г. С. Фрадкин // Геология и геофизика. 1996. Т. 37. № 8. С. 6–42.
75. Геохимия среднепротерозойской нефти в бассейне Мак-Артур в Австралии / А. Э. Конторович, А. И. Ларичев, К. Таквелл, Д. Тейлор, Л. И. Богородская, В. П. Данилова, В. Н. Меленевский, В. И. Сухоручко // Доклады РАН.: Вып. 6. Т. 346. 1996. С. 800–803.
76. Ларская Е. С. Диагностика и методы изучения нефтегазоматеринских толщ / Е. С. Ларская. М.: Недра. 1983. 195 с.
77. Ларская Е. С. О геохимических предпосылках формирования нефтематеринских пород в протерозойских толщах Русской платформы / Е. С. Ларская, О. П. Загулова // Особенности рассеянного органического вещества и нефтей на различных этапах циклов нефтегазообразования. М.: ВНИГНИ, 1974. Вып. 153. С. 83–91.
78. Ларская Е. С. Распространенность и формы присутствия органического углерода в рифейских отложениях разной степени катагенеза / Е. С. Ларская, О. П. Загулова, Г. Н. Бровков // Тезисы докл. Всесоюзного совещания по геологии по геологии углерода 14–16 декабря. М., 1981. С. 90–94.
79. Ларская Е. С. Состав и строение углеводородов протерозойских нефтей разного типа / Е. С. Ларская, О. П. Загулова, Э. Ф. Храмова и др. // Докл. АН СССР, 1987. Т. 242. С. 700–704.
80. Лебедев Н. П. Перспективы нефтегазоносности рифейско-вендского комплекса востока Татарии и смежных регионов / Н. П. Лебедев, Э. З. Бадамшин, В. М. Смелков, Н. С. Шапирова // Малоизученные нефтегазные комплексы Европейской части России (прогноз нефтегазоносности и перспективы освоения: Тез. докл. М.: ВНИГНИ, 1997. С. 35–36.
81. Левинзон И. Л. Прогноз нефтегазоносности локальных структур / И. Л. Левинзон, В. И. Галкин, О. А. Маршаев. Пермь: ПГТУ, 1997. 70 с

82. Ли Го Юй. Перспективы нефтегазоносности морских отложений палеозоя и протерозоя в Китае / Ли Го Юй // Геология и геофизика. 1996. Т. 37. С. 57–63.
83. Лопатин Н. В. Образование горючих ископаемых / Н. В. Лопатин. М., Недра, 1983. 192 с.
84. Максимов С. П. Формирование залежей нефти и газа на различных этапах развития седиментационных бассейнов / С. П. Максимов, М. И. Лоджевская, Г. Н. Доленко и др. М.: ВНИГНИ, 1981. 223 с.
85. Масагутов Р. Х. О перспективах нефтегазоносности вендских отложений Западного Башкортостана / Р. Х. Масагутов, В. И. Козлов, Ю. В. Андреев, Т. В. Иванова // Геология, геофизика и разведка нефтяных месторождений. 1997. № 1. С. 2–9.
86. Масагутов Р. Х. Перспективы нефтегазоносности верхнедокембрийских отложений Западного Башкортостана / Р. Х. Масагутов, В. И. Козлов, Ю. В. Андреев и др. // Общие проблемы стратиграфии и геологической истории рифея северной Евразии: Научное издание Екатеринбург: УрО РАН, 1995. С. 58–59.
87. Маслов А. В. Осадочные ассоциации рифея Волго-Уральской области (условия формирования литофациальная зональность) / А. В. Маслов, М. В. Ишерская // Екатеринбург: УрО РАН, 1998. 267 с.
88. Методические основы прогнозирования нефтегазоносности. М.: Недра, 1990. 248 с.
89. Методические указания по количественной оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата. М.: ВНИГРИ, 1983, 2000. 215 с.
90. Морозов Г. Г. Проблемы стратиграфии рифея Сев. Урала / Г. Г. Морозов, В. Я. Алексеев // Геология и полезные ископаемые Зап. Урала: Тез. докл. Пермь, 1997. С. 20–24.
91. Неручев С. Г. нефтепроизводящие свиты и миграция нефти / С. Г. Неручев. Л.: Недра, 1969. 240 с.
92. Нестеров И. И. Геолого-геохимические показатели главной зоны нефтеобразования / И. И. Нестеров, А. В. Рыльков, Н. Х. Кулахметов и др. // Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики. М.: Наука, 1969. С. 53–60.
93. Нефти, газы и ОВ пород севера Урало-Поволжья. Каталог физико-химических свойств / под ред. А. З. Кобловой, Ю. А. Дулепова. КамНИИКИГС. Пермь, 1989. Вып. III. 685 с.
94. Ожиганова Л. Д. Нижний рифей Западной Башкирии / Л. Д. Ожиганова // Стратиграфия и литология верхнего докембрия и палеозоя Южного Урала и Приуралья. Уфа, 1983. С. 33–39.

95. Парапова Г. М. Катагенез и нефтегазоносность / Г. М. Парапова, С. Г. Неручев, А. В. Жукова и др. Л.: Недра, 1981. 240 с.
96. Проворов В. М. Влияние эволюции гетерогенных эпиplatformенных впадин на формирование очагов нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Тектоническая цикличность и нефтегазоносность / В. М. Проворов, А. З. Коблова, Т. В. Белоконь. М.: ВНИГНИ, 1985. С. 64–75.
97. Рогозина Е. А. Газообразование при катагенезе органического вещества осадочных пород / Е. А. Рогозина // под ред. С. Г. Неручева. Л.: Недра: Ленингр. отд-ние, 1983. 164 с.
98. Самвелов Р. Г. Залежи углеводородов на больших глубинах: особенности формирования и размещения / Р. Г. Самвелов // Геология нефти и газа. 1995. № 9. С. 5–15.
99. Сидоренко А. В. Органическое вещество в осадочных породах докембрия / А. В. Сидоренко, С. А. Сидоренко. М.: Наука, 1975.
100. Серкин М. Ф. Коллекторские свойства протерозойских отложений Пермского Прикамья / М. Ф. Серкин, С. Е. Башкова // КамНИИКИГС. Пермь, 2005. 16 с. Деп. в ВИЭМС № 1217-мг-05.
101. Скоробогатов В. А. Некоторые критерии перспектив нефтеносности баженовской свиты Западной Сибири / В. А. Скоробогатов, С. Г. Краснов // Геология нефти и газа. 1984. № 3. С. 15–19.
102. Скрипий А. А. Структурные реконструкции рифея Южного Урала и Приуралья / А. А. Скрипий // Общие проблемы стратиграфии и геологической истории рифея Северной Евразии: Научное издание Екатеринбург: УрО РАН, 1995. С. 112–113.
103. Словарь по геологии нефти и газа. Л.: Недра, 1988. 679 с.
104. Соколов Б. А. Новые подходы к оценке нефтегазоносности рифейских и вендских отложений Русской плиты / Б. А. Соколов, В. А. Егоров // Малоизученные нефтегазоносные комплексы Европейской части России (прогноз нефтегазоносности и перспективы освоения): Тез. докл. М.: ВНИГНИ, 1997. С. 64–65.
105. Стратиграфическая схема рифейских и вендских отложений Волго-Уральской области. Объяснительная записка. Уфа, 2000. 81 с. и схема на 2-х листах.
106. Субботина Н. Б. Реконструкция геохимических параметров по данным ГИС / Н. Б. Субботина, С. Е. Башкова, Т. В. Карасева // Материалы III геологической конференции КамНИИКИГС. Пермь, 2007. С. 78–83.
107. Субботина Н. Б. Самые глубокие скважины северных районов Волго-Уральской НГП / Н. Б. Субботина, С. Г. Попов, С. Е. Башкова // Геология и нефтегазоносность северных районов Урало-Поволжья: Сборник научных тру-

дов Всероссийской научно-практической конференции, посвященной 100-летию со дня рождения профессора П. А. Софроницкого. Пермь, ПГУ, 2010. С. 265–269.

108. Сулин В. А. Воды нефтяных месторождений в системе природных вод / В. А. Сулин. Гостоптехиздат, 1946.

109. Сурков В. С. Рифтогенез и нефтегазоносные бассейны Сибири / В. С. Сурков // Геология нефти и газа. 1998. № 11. С. 33–36.

110. Трофимук А. А. Нефтегазоносность Сибирской платформы / А. А. Трофимук // Геология и геофизика. 1960. № 7. С. 3–12.

111. Федоров Д. Л. Проблема нефтегазоносности древних толщ Русской платформы / Д. Л. Федоров // Геология нефти и газа. 1994. № 2. С. 8–12.

112. Фролович Г. М. Строение северной части Камско-Бельской впадины по данным сейсморазведки / Г. М. Фролович, Р. О. Хачатрян, Ю. П. Голдобин и др. // Изв. АН СССР. Сер геол, 1988. № 10. С. 126–136.

113. Хачатрян Р. О. Геологические предпосылки нефтегазоносности рифейских и вендских структурных этажей чехла платформы. Нефтегазоносность нижних структурных этажей чехла платформы / Р. О. Хачатрян, С. Г. Морозов. М., 1983. С. 36–44.

114. Шахновский Н. С. Строение и нефтегазоносность рифтогенных структур / Н. С. Шахновский // Геология нефти и газа. 1996. № 4. С. 19–25.

115. Яковлев Ю. А. Гидрогеологические условия додевонских отложений в северо-восточных районах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и сопредельных территориях / Ю. А. Яковлев, С. Е. Башкова // Нефть Газ Экспозиция. 2018. № 2. С. 11–16.

116. Adams D. C. Precambrian basement geology of the Permian Basin region of west Texas and eastern New Mexico / D. C. Adams, G. R. Keller // A geophysical perspective: American Association of Petroleum Geologists Bulletin. 1996. V. 80. P. 410–431.

117. Anderson J. L. Proterozoic anorogenic granites of the southwestern United States: in, J. P. Jenny, and S. J. Reynolds, eds., Geologic Evolution of Arizona, Arizona Geological Digest. 1989. V. 17. P. 211–238.

118. Anderson J. L. Proterozoic anorogenic plutonism of North America, in L. G. Byers, C. W. Mickelson, W. C. Shanks, eds., Proterozoic geology: Selected papers from an international Proterozoic symposium: Geological Society of America Memoir 161. 1983. P. 133–154.

119. Anderson P. Stratigraphic framework, volcanic-plutonic evolution and vertical deformation of the Proterozoic volcanic belts of central Arizona: in, J. P. Jenny, and S. J. Reynolds, eds., Geologic Evolution of Arizona, Arizona Geological Digest. 1989. V. 17. P. 57–147.

120. Armstrong A. K. Depositional environment of the carbonate members of the Middle Proterozoic Mescal Limestone, Apache Group, central and southern Arizona / A. K. Armstrong, C. T. Wrucke // *New Mexico Geology*. 1990. V. 12, No. 3. 65 p.
121. Bennet V. C. Proterozoic crustal history of the Western United States as determined by neodymium isotopic mapping; with Suppl. Data 87–30 / V. C. Bennet, D. J. DePaolo // *Geological Society of America Bulletin*. 1987. V. 99, No. 5. P. 674–685.
122. Bickford M. E. Correlation between Precambrian sequences in the Franklin Mountains Van Horn, West Texas / M. E. Bickford, K. M. Marsaglia, M. J. Whitelaw, K. Soegaard // A progress report, Geological Society of America, Rocky Mountain Section Meeting, Abstracts with Prigrams. 1994. V. 26. P. 4–5.
123. Blount J. G. The geochemistry, petrogenesis, and geochronology of the Precambrian meta-igneous rocks of Sierra Del Cuervo and Cerro El Carrizalillo, Chihuahua, Mexico / J. G. Blount // Austin, University of Texas. 1993. 242 p.
124. Bruhn R. L. Tectonics and sedimentology of Uinta Arch, western Uinta Mountains, and Uinta Basin, in Petersom J. A., ed., *Paleotectonics and sedimentation in the Rocky Mountain Region, United States* / R. L. Bruhn, M. D. Picard, J. S. Isby // *American Association of Petroleum Geologists Memoir* 41. 1986. P. 333–352.
125. Donnelly T. N. Depositional environment of the middle Proterozoic Velkerri Formation in northern Australia: geochemical evidence / T. N. Donnelly, H. Crick 1. // *Precam. Res.* 1988. V. 42. P. 165–172.
126. Callahan D. M. Paleotectonic reconstruction and provenance analysis of the synorogenic Precambrian Hazel Formation, Van Horn, Trans-Pecos Texas / D. M. Callahan // Dallas, University of Texas. 1992. 104 p.
127. Clementson I. Precambrian frontier opportunity in Australias Beetaloo Sub-basin / Clementson I. // *Oil and Gas*. 1994. V. 92. No. 26. P. 60–62.
128. Collen J. D. Porosity development in deep sandstones, Taranak Basin. New Zealand / J. D. Collen, R. H. Newman // *J. Southeast Asian. Reg Sci.* 1991. No. 5. P. 449–452.
129. Condie K. C. Chemical composition and evolution of the upper continental crust: contrasting results from surface samples and shales / K. C. Condie // *Chemical Geol.* 1993. V. 104. P. 1–37.
130. Condie K. C. Plate-tectonics model for Proterozoic continental accretion in the southwestern United States / K. C. Condie // *Geology*. 1982. V. 10. P. 37–42.
131. Condie K. C. Proterozoic terranes and continental accretion in the southwestern North America / K. C. Condie ed // *Proterozoic Crustal Evolution*, Elsevier, New York. 1992. P. 447–480.

132. Cook D. A. Sedimentology and shale petrology of the Upper Proterozoic Walcott member, Kwagunt Formation, Chuar Group Grand Canyon, Arizona / D. A. Cook // Flagstaff, Northern Arizona University. 1991.
133. Dallmeyer R. D. Age and characted of Proterozoic polymetamorphism in New Mexico / R. D. Dallmeyer, J. A. Grambling, A. G. Thompson // Society of America Abstracts with Prigrsms. 1990. V. 22. P. 113.
134. Dalziel I. W. D. On the organization of the American plates in the Neoproterozoic and the breakout of Laurentia / I. W. D. Dalziel // Geological Society of America Today. 1992. V. 2. P. 237–241.
135. Danker T. M. Sedimentology of the Precambrian Shinumo Quartzite, Grand Canyon, Arizona / T. M. Danker // Geological Society of America Abstracts with Programs. 1974. V. 6. No. 5. P. 438.
136. Desborough G. A. Hydrocarbon source rock evaluation of the Middle Proterozoic Apache Group, Gila County, Arizona in Woodward J., Meissner F. F., Clayton J. L., eds., Hydrocarbon source rock in the greater Rocky Mountain region / G. A. Desborough, F. G. Poole, T. A. Daws, R. Scarborough // Rocky Mountain Association of Geologists. 1984. P. 51–55.
137. Donnelly T. H. Sedimentology and geochemistry of a mid-Proterozoic lacustrine unit from northern Australia / T. H. Donnelly, M. J. Jackson // Sediment. Geol. 1988. V. 58. P. 145–169.
138. Edgell H. S. Proterozoic salt basins of the Persian Gulf area and their role in hydrocarbon generation / H. S. Edgell // Precam. Res. 1991. V. 54. № 1. P. 1–14.
139. Ehlers T. A. Tidal cyclicities and estuarine deposition in the Proterozoic Big Cottonwood Formation on northern Utah (abs.) / T. A. Ehlers, M. A. Chan // Geological Society of America Abstracts with Programs. 1996. V. 28, No. 7. 279 p.
140. Elston D. P. Magnetostratigraphy of late proterozoic chuar group and sixtymile formation, grand canyon supergroup, northern Arizona; Correlation with other proterozoic strata of Noth Fmerica / D. P. Elston // Geological Society of America Abstracts with Programs. 1986. V. 15, No. 5. 353 p.
141. Garjzzi A. V. Stilolite porosity in carbonates a critical factor for deep hydrocarbon production / A. V. Garjzzi // Jow Pert. Yeol. 1987. № 3. P. 267–282.
142. Grambling J. A. Proterozoic tectonic assembly of New Mexico / J. A. Grambling, M. L. Williams, C. K. Mawer // Geology. 1988. P. 724–727.
143. Grantham P. J., Lijmbach G. W. M., Posthuma Jet al. Origin of crude oils in Oman // J. Petrol. Geol., 1988, V. 11. P. 61–80.
144. Harbour R. L. Precambrian rocks at North Franklin Mountain, Texas / R. L. Harbour // American Association of Petroleum Geologists Bulletin. 1960. V. 44. P. 1785–1792.

145. Hg B. R. Tectonic evolution of Palaeoproterozoic rocks on the Grand Canyon: Insights into middle crustal processes / B. R. Hg, K. E. Karlstrom, D. P. Hawking, M. L. Williams // Geological Society of America Bulletin. 1996. V. 108. P. 1149–1166.
146. Huntoon P. W. Proterozoic structural geology of the grand canyon, in: Beus S. S., and Morales M, eds. / P. W. Huntoon // Grand Canyon Geology. 1990. P. 261–309.
147. Hussein M. I. The Arabian Infracambrian extensional system / M. I. Hussein // Tectonophysics, 1988. V. 148. P. 93–103.
148. Karlstrom K. E. Proterozoic orogenic history of Arizona, in: Reed J. C., Jr, Bickford M. E., Houston R. S., Link P. K., Rankin D. W., Sims P. K., and van Schmus W. R., eds. / K. E. Karlstrom, S. A. Bowring // Precambrian: Contemporaneous U.S.: Boulder, Colorado, Geological Society of America, Geology of North America. 1993. V. 2. P. 188–211.
149. Nesbitt H. W. Early Proterozoic climates and plate motions inferred from major element chemistry of lutites / H. W. Nesbitt, G. M. Young // Nature. 1982. V. 299. P. 715–717.
150. Plumb K. A. Geology of the McArthur basin Northern Territory – Queensland. Scale 1:1000000 // Bur. Miner. Res., Canberra. 1988.
151. Pratt L. M. Lithofacies and Biomarkers in the Precambrian Nonesuch formation: Petroleum source potential of the Midcontinent Rift System, North America / L. M. Pratt, R. E. Summons, G. B. Hieshima, J. M. Hayes // Proceedings of the 28th International Geological Congress. 1989.
152. Schopf I. W. Microorganisms from the Late Precambrian of the Grand Canyon, W. Arizona Schopf I, T. D. Ford, W. Breed I. // Science. 1973. V. 179. P. 1319–1321.
153. Vance R. K. The Gunnison Intrusive Complex in International Field Conference of Proterozoic Geology and Geochemistry / R. K. Vance // Central Colorado. U.S.A. July 13–19. 1986 (ed.) Van Schmus W. R.
154. Vance R. K. Geochemistry of the Early Proterozoic Deception Rhyolite in the Footwall Alteration Zone of the United Verde Massive Sulfide Deposit, Jerome, Arizona / R. K. Vance, K. C. Condie // Economic Geology. 1987. V. 82. P. 571–586.
155. Villeneuve M. Structure, evolution and palaeogeography of the West African Craton and bordering belts during the Neoproterozoic / M. Villeneuve, J. Corneé // Precambrian Research. 1994. № 69. P. 307–326.
156. Visser W. Burial and thermal history of Proterozoic source rocks in Oman / W. Visser // Precam. Res. 1991. V. 54. № 1. P. 15–36.
157. Wakelin-King G. Proterozoic play challenges Amadeus basin explorers / G. Wakelin-King // Oil and Gas. 1994. V. 92. № 9. P. 52–55.

158. Waters C. N. Contrasting late Neoproterozoic to Ordovician successions of the Taoudeni Basin, Mauritania, and Souss Basin, Morocco / C. N. Waters, D. I. Schofield // Journal of African Earth Sciences. 2004. V. 39. № 3–4. P. 301–309.

Фондовая литература

159. Александров Ю. М. Зонально-региональные площадные сейсмические и гравиметрические съемки на Бедряжской площади (Калтасинский авлакоген) с целью обнаружения и локализации нефтеперспективных объектов в рифей-вендском комплексе с целью лицензирования. Отчет по теме С/П15. КамНИИКИГС, ГИ Уро РАН. Пермь, ОАО «Пермьнефтегеофизика», 2006. 282 с.

160. Белоконь Т. В. (Карасева) Обоснование комплекса геолого-геофизических, геохимических и гидрогеологических показателей оценки перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих горизонтов осадочных бассейнов. Отчет по теме 01430671077. Пермь, 2001.

161. Белоконь Т. В. (Карасева) Составить пакет геологических и геохимических карт рифейских и вендских отложений востока Русской платформы. Отчет по теме. Пермь, 1998. 115 с.

162. Белоконь Т. В. Обобщить материалы и оценить перспективы нефтегазоносности додевонских отложений Русской платформы. Отчет по теме 314. Пермь, 1994.

163. Бельшев Б. П. Оценка перспектив нефтегазоносности рифейско-вендских отложений Удмуртской АССР и Кировской области с целью выбора первоочередных направлений и объектов для проведения поисковых работ. Отчет по теме 4826850.501. Пермь, 1991.

164. Ехлаков Ю. А. Составление каталога стратиграфических разбивок допалеозойских и палеозойских отложений по поисковым и разведочным скважинам Пермской области. Отчет по контракту 03/20. Пермь, 2001. Кн.1. 241 с.

165. Карасева Т. В. (Белоконь) Разработать комплекс критериев количественной оценки прогнозных ресурсов и осуществить прогноз нефтегазоносности рифей-вендского комплекса Европейской части России. Отчет по теме. Пермь, 2006. 3 книги.

166. Карасева Т. В. Обобщение материалов по геологическому строению и нефтегазоносности рифейско-вендских отложений востока Русской платформы. Отчет по теме 01430671.112. Пермь, 2000.

167. Карасёва Т. В. Оценка генерационного потенциала основных нефтегазоматеринских толщ малоизученных территорий и комплексов отложений. Отчёт КамНИИКИГС по договору 19/04 к госконтракту 2004/254. Пермь, 2004.

168. Коблова А. З. Геохимическая оценка пород, нефтей и газов нижнепермских и протерозойских отложений Пермского Прикамья. Отчет КамНИИКИГС по теме 11–92. Пермь, 1994. 328 с.

169. Коблова А. З. Изучить литолого-стратиграфическую характеристику разреза и дать геохимическую оценку пород и нефтей по новым перспективным объектам Пермского Прикамья. Отчёт КамНИИКИГС по теме 313. Пермь, 1991. 3 книги: книга 1 – 144 с., книга 2 – 145 с., книга 3 – 245 с.

170. Коблова А. З. Проведение лабораторных геолого-геохимических работ по изучению шлама, пород и флюидов скв. 204 Бедряжской площади. Отчёт КамНИИКИГС по договору 4826850/204. Пермь, 1991. 222 с.

171. Кузнецов Ю. И. и др. Стратиграфия допалеозойских и палеозойских отложений новых разведочных площадей Пермского Прикамья: Отч. по теме 29-77п А.П.1 - 13/351д / КО ВНИГНИ. Пермь, 1979. 5 кн.

172. Скрипий А. А. Региональное обобщение геолого-геофизических данных, полученных в 1988–1990 гг. по осадочным комплексам на территории Башкирии с целью уточнения тектоники и поисков новых перспективных направлений геологоразведочных работ на нефть и газ. Отчет тематической партии 25/89 за 1989–1991 г., Уфа, 1991. 123 с.

173. Шестов И. Н. Провести исследование гидрогеологических объектов в скважине Сырьянской площади и определить предварительные запасы йодобромных вод. Пермь, Фонды КамНИИКИГС, 2001. 161 с.

Научное издание

**Башкова Светлана Евгеньевна
Карасева Татьяна Владимировна**

**Прогноз нефтегазоносности рифей-вендских отложений
Волго-Уральской нефтегазоносной провинции**

**Forecast Of The Oil And Gas Potential Of The Riphean-Vendian Deposits
Of The Volga-Ural Oil And Gas Province**

Монография

Редактор *А. С. Серебренников*
Корректор *С. А. Вороненко*
Компьютерная верстка: *С. Е. Башкова*

Объем данных 12,8 Мб
Подписано к использованию 04.10.2023

Размещено в открытом доступе
на сайте www.psu.ru
в разделе НАУКА / Электронные публикации
и в электронной мультимедийной библиотеке ELiS

Управление издательской деятельности
Пермского государственного
национального исследовательского университета
614068, г. Пермь, ул. Букирева, 15