

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука
Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН)

На правах рукописи

Дульцев Федор Федорович

**ГИДРОГЕОЛОГИЯ ДОКЕМБРИЙСКИХ И ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
ПРЕДЪЕНИСЕЙСКОГО ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА**

1.6.6. Гидрогеология
ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель
К.г.-м.н.
Новиков Дмитрий Анатольевич

Новосибирск – 2024

ВВЕДЕНИЕ.....	3
ГЛАВА 1. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ	9
1.1 СТРАТИГРАФИЯ И ЛИТОЛОГИЯ.....	9
1.2 ТЕКТНИКА.....	20
1.3 НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ РЕГИОНА	25
ГЛАВА 2. ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ РЕГИОНА.....	31
2.1 ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ СТРАТИФИКАЦИЯ.....	32
2.2 ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ.....	40
2.3 ГЕОТЕРМИЧЕСКИЙ РЕЖИМ НЕДР.....	50
ГЛАВА 3. ГЕОХИМИЯ ПОДЗЕМНЫХ ВОД.....	61
3.1 ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ ПОДЗЕМНЫХ ВОД И РАССОЛОВ.....	63
3.2 МАКРОКОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ ПОДЗЕМНЫХ ВОД.....	63
3.3 МИКРОКОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ ПОДЗЕМНЫХ ВОД.....	67
3.4 ГЕОХИМИЯ ВОДОРАСТВОРЕННЫХ ГАЗОВ.....	73
ГЛАВА 4. ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ	79
4.1 КРИТЕРИИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ.....	79
4.2 ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НИЖНЕГО ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКОГО ЭТАЖА	83
4.3 СОХРАННОСТЬ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА ПО ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИМ ДАНЫМ	85
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	87
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	89

ВВЕДЕНИЕ

Объектом исследования являются подземные воды докембрийско-палеозойских платформенных отложений Предъенисейского осадочного бассейна.

Актуальность работы. Впервые идея о наличии в левобережье Енисея перспективных для поиска нефти и газа осадочных комплексов Сибирской платформы, погребенных под мезо-кайнозойский чехол, была высказана Н.С. Шатским в 1932 году. Позже эта идея была поддержана таким исследователями, как Д.В. Наливкин, В.В. Белоусов, В.Д. Фомичев, Ю.А. Косыгин, И.В. Лучицкий, В.Д. Накаряков, В.Н. Соколов, К.В. Боголепов, А.П. Шевцов, А.Л. Яншин и другие исследователи. В 1970-ые годы В.С. Сурковым и А.А. Трофимуком была дана высокая оценка перспектив нефтегазоносности этой территории. Позже на высокие перспективы нефтегазоносности этой области также обратили внимание В.А. Бенесон, Н.Н. Дашкевич, В.А. Каштанов, С.А. Степанов, А.Э. Конторович и другие.

На сегодняшний день на территории Западно-Сибирской плиты в палеозое открыто более 60 месторождений, а также большое количество нефтепроявлений. В этом смысле одним из наиболее перспективных источников прироста запасов нефти и газа является мощный, слабодислоцированный верхнедокембрийско-палеозойский осадочный комплекс, погребенный под мезо-кайнозойский чехол, названный Предъенисейским осадочным бассейном (Рисунок 1). Площадь бассейна составляет около 400 тыс. км². Мощность верхнепротерозойско-палеозойских осадочных образований – в среднем 8–10 км, а общий объем осадочного выполнения бассейна превышает 2,2 млн. км³. Проведенные в последнее время масштабные региональные геологоразведочные работы позволили получить новые и уникальные данные о геологическом и гидрогеологическом строении региона. Несмотря на это, с гидрогеологической точки зрения изученность Предъенисейского осадочного бассейна остается крайне низкой, а полученные во время реализации проекта «Восток» данные требуют тщательного анализа, интерпретации и обобщения.

Цель исследований. На основе комплексного анализа состава подземных вод, термобарических условий, данных ГИС, результатов испытания скважин и новейшей геологической информации изучить особенности геохимии подземных вод с целью выявления основных генетических типов подземных вод, механизмов формирования их состава и оценки перспектив нефтегазоносности Предъенисейского осадочного бассейна.

Основные задачи: 1) составление электронной базы данных гидрогеологического материала; 2) изучение состава подземных вод, в том числе водорастворенных газов; 3) выявление особенностей вертикальной гидрогеохимической зональности; 4) изучение структуры гидродинамического поля и геотермической зональности режима недр; 5) установление генетических типов подземных вод; 6) обоснование комплекса гидрогеологических критериев локального прогноза нефтегазоносности; 7) выделение наиболее перспективных с точки зрения нефтегазоносности объектов для их дальнейшего изучения.

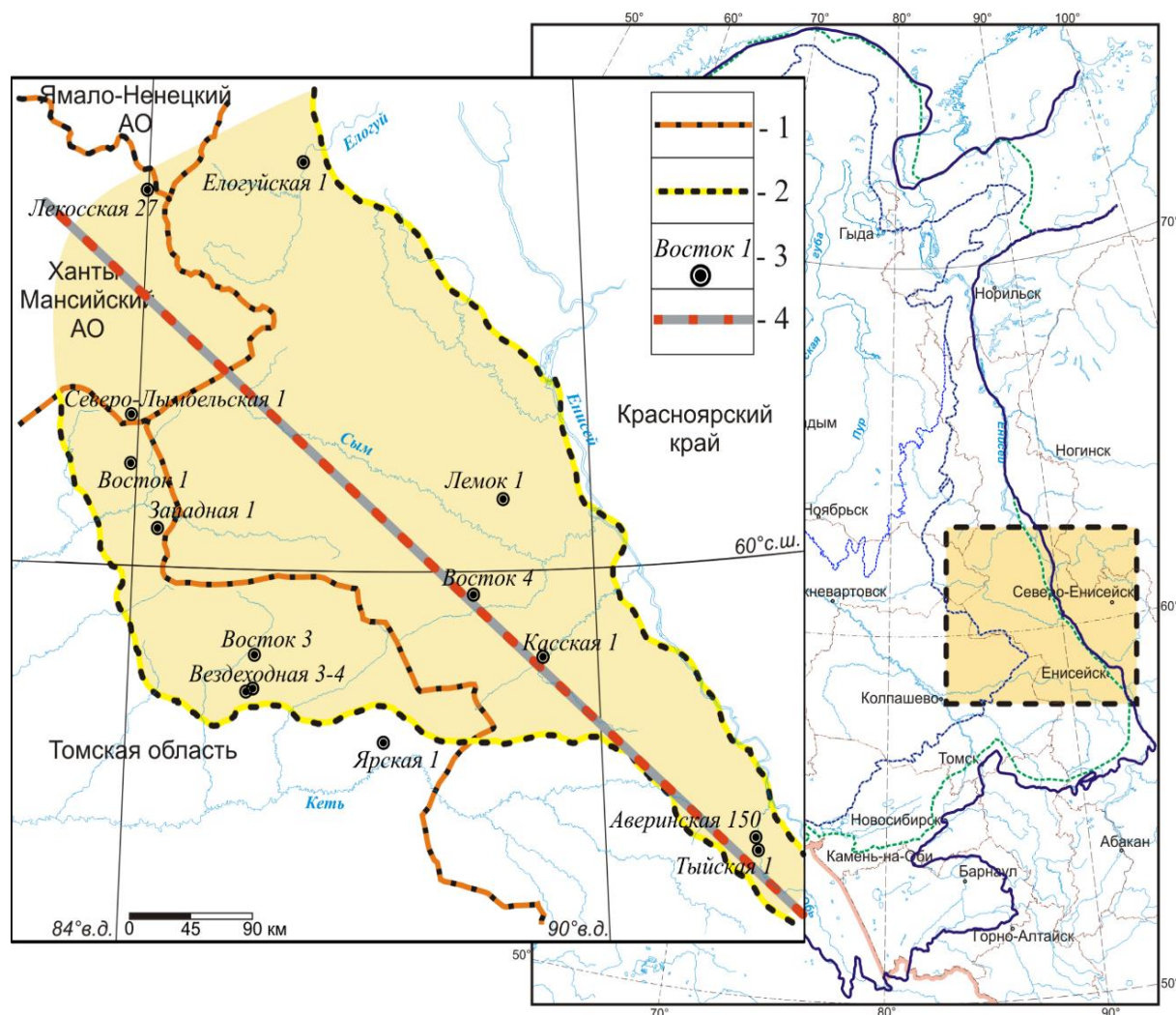


Рисунок 1 – Местоположение района исследований в пределах Западной Сибири. Границы: 1 - административные, 2 – Предъенисейского осадочного бассейна; 3 - название поисковой площади и номер скважины, 4 – линия геотермического разреза (см. Рисунок 23).

Фактический материал и методы исследования. Основой для диссертационной работы послужили собранные в производственных и научных организациях данные: промысловой геофизики по 31 поисковой и параметрической скважине (каротажные диаграммы ПС, КС, ИК, ГК, НГК, термометрия) (более 200 объектов), материалы

интерпретации ГИС; химического анализа подземных вод (число проб 321) и водорастворенных газов (64 проб); замеров пластовых давлений (201) и пластовых температур (254). Все материалы сведены в электронную базу данных с последующей разбраковкой.

Геологическое строение рассматриваемой территории описано в работах (Бененсон и др., 1987; Бененсон, 1989; Дашкевич, Каштанов, 1990; Дашкевич и др., 1992; Трофимук и др., 1998; Конторович и др., 2000, 2006; Елкин и др., 2000, 2001; Конторович, Конторович, 2006; Конторович и др. 1999, 2008а, 2008б, 2009а, 2009б, 2011а, 2011б, 2012, 2021; Филиппов и др., 2014). Анализ напряженности гидродинамического поля выполнялся по классификации М.Б. Букаты (Букаты, Зуев, 1990). Изучение химического и газового состава подземных вод и их типизация проводились по гидрогеологическим наборам признаков с помощью методов математической статистики (описательная статистика, корреляционный и кластерный анализ). В работе были использованы классификации химического состава подземных вод по С.А. Щукареву (Щукарев, 1934), генетических типов подземных вод по А.А. Карцеву с соавторами (Карцев и др., 1969, 1986), применялись графоаналитические методы: М.Г. Курлова, Н.И. Толстихина, А. Piper, Н. Schoeller и других.

В процессы работы активно использовался ряд программных пакетов: Microsoft Word, Excel, Access, Statistica 8.0, Surfer 11.0, GridMaster, Hydrogeo, CorelDRAW.

Научная новизна. Впервые выполнено обобщение всех имеющихся гидрогеологических данных Предъенисейского осадочного бассейна. На основе имеющегося фактического материала проведено комплексное изучение состава подземных вод, водорастворенных газов, геотермических и гидродинамических условий изучаемого региона. Составлены карты общей минерализации, химического состава, пластовых температур и давлений, а также карта коэффициента аномальности пластовых давлений. Установлено преобладание инфильтрационных вод в верхнем гидрогеологическом этаже. Воды доюрских образований определены как преимущественно хлоридные натриевые, по генезису седиментационные, находящиеся на начальной степени метаморфизации.

Защищаемые научные положения:

Первое положение. Предъенисейский осадочный бассейн характеризуется переходным типом гидрогеологической структуры доюрского разреза между Западно-Сибирским и Тунгусским артезианскими бассейнами. Структура геотермического поля имеет сложное строение, что контролируется геологическим строением, литолого-минералогическими особенностями и межпластовыми перетоками подземных вод в тектонически нарушенных зонах. Снижение характеристик теплового потока,

геотермических градиентов и пластовых температур происходит в направлении структур Сибирской платформы.

Второе положение. Гидрогеологический разрез изучаемого региона характеризуется нормальным типом вертикальной гидрогеохимической зональности. Развиты преимущественно хлоридные натриевые воды и рассолы с величиной общей минерализацией от 4,5 до 209 г/дм³. Детальный анализ гидрогеохимических данных установил доминирование до глубин 2-2,5 км древних инфильтрационных вод хлоридно-гидрокарбонатного натриевого состава с величиной общей минерализации до 20 г/дм³ начальной степени метаморфизации химического состава. Глубже залегают древние седиментогенные воды и рассолы хлоридного натриевого состава с минерализацией до 209 г/дм³ средней стадии метаморфизации. Восточная и северо-восточная части бассейна характеризуются наличием участков внедрения инфильтрационных вод, что проявляется на Елогуйской и Кыксинской площадях.

Третье положение. Гидрогеологические критерии нефтегазоносности свидетельствуют о возможности открытия в целевых горизонтах докембрийско-палеозойского гидрогеологического этажа газовых залежей. Западные и центральные районы Предъенисейского осадочного бассейна характеризуются высокой степенью гидрогеологической закрытости недр с чертами элизионной водонапорной системы, свидетельствующей о наличии благоприятных условий для аккумуляции и сохранения потенциальных залежей УВ.

Практическая значимость полученных результатов. При проектировании разработки залежей УВ возникает необходимость составления их гидродинамических и гидрогеологических моделей. В этой связи возникает множество задач прикладного и фундаментального направления. На основе полученных данных разработан комплекс гидрогеологических критериев для выявления перспективных зон нефтегазоносности по гидрогеологическим критериям на региональном и локальном уровнях, и даны рекомендации по направлению геологоразведочных работ, с целью обнаружения залежей УВ.

Структура и объем работы. Научно-квалификационная работа состоит из введения, четырех глав и заключения. Общий объем – 103 страниц, включая 38 рисунков, 8 таблиц и список литературы (172 наименования).

Апробация работы.

Результаты исследований по теме диссертации докладывались на конференциях, совещаниях и симпозиумах разного уровня: IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, The Fifth All-Russian Conference with International Participation "Polar Mechanics"

(Novosibirsk, Russian Federation, 9-11 October 2018), XIII международный научный конгресс «ГЕО-Сибирь-2017» (Новосибирск, 2017), I Международная научная конференция «Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ» (Пермь, 2017), XXII Всероссийское совещание по подземным водам Сибири и Дальнего Востока «Фундаментальные и прикладные проблемы гидрогеологии» (Новосибирск, 2018), Полярная механика: V Всероссийская конференция с международным участием (г. Новосибирск, 2018), Геологическая эволюция взаимодействия воды с горными породами: Материалы третьей Всероссийской научной конференции с междунар. участием (г. Чита, 2018).

По теме диссертации опубликовано 13 работ, в том числе 12 в журналах из перечня ВАК (Геология и геофизика, «Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов», Journal of Physics: Conference Series, Acta Geologica Sinica).

Статьи:

1. Дульцев Ф.Ф., Новиков Д.А. Геотермическая зональность Предъенисейского осадочного бассейна // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – № 11. – С. 6–15.
2. Dultsev F.F. Hydrogeology and hydrogheocemistry of the ancient Fore-Yenisey sedimentary basin // Journal of Physics. – V. 1172 – 012081 – 2019
3. Novikov D., Dultsev F., Filippov Y. Geothermal model of the Fore-Yenisey sedimentary basin transitional structure between the ancient Siberian Platform and the young West Siberian Plate // Acta Geologica Sinica. – 2022. – V. 96. – № 2. – P. 582–590.
4. Новиков Д.А., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В., Хилько В.А., Юрчик И.И., Сухорукова А.Ф. Гидрогеохимия доюрских комплексов Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2020. – Т. 61. – № 11. – С. 1561–1576.
5. Новиков Д.А., Черных А.В., Константинова Л.Н., Дульцев Ф.Ф., Юрчик И.И. Гидрогеохимия венда Сибирской платформы // Геология и геофизика. – 2021. – Т. 62. – № 8. С. 1081–1101.
6. Новиков Д.А., Пыряев А.Н., Черных А.В., Дульцев Ф.Ф., Рыжкова С.В. Первые данные по изотопному составу подземных вод разрабатываемых нефтяных месторождений Новосибирской области // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 2. – С. 59–72.
7. Новиков Д.А., Гордеева А.О., Черных А.В., Дульцев Ф.Ф., Житова Л.М. Влияние траппового магматизма на геохимию рассолов нефтегазоносных отложений западных районов Курейской синеклизы (Сибирская платформа) // Геология и геофизика. – 2021. – Т. 62. – № 6. – С. 861–881.
8. Новиков Д.А., Рыжкова С.В., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В. О геотермической зональности нефтегазоносных отложений северо-западных районов Новосибирской области // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 5 (131). – С. 69–76.
9. Новиков Д.А., Рыжкова С.В., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В., Сесь К.В., Ефимцев Н.А., Шохин А.Е. Нефтегазовая гидрогеохимия доюрских комплексов южных районов Обь-Иртышского междуречья // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 12. – С. 39–54.
10. Новиков Д.А., Шохин А.Е., Черников А.А., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В. Геохимия водорастворенных газов нефтегазоносных отложений южных районов Обь-

Иртышского междуречья // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 4 (136). – С. 70–81.

11. Садыкова Я.В., Фомин М.А., Глазунова А.С., Дульцев Ф.Ф., Сесь К.В., Черных А.В. О природе гидрогеохимических аномалий в Межевском нефтегазоносном районе (Новосибирская и Томская области) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 1. – С. 45–54.

12. Новиков Д.А., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В., Рыжкова С.В. Гидродинамические особенности нефтегазоносных отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья // Георесурсы. 2019. – Т. 21. – № 4. – С. 85–94.

13. Садыкова Я.В., Фомин М.А., Рыжкова С.В., Новиков Д.А., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В. Прогноз нефтегазоносности юрских и палеозойских отложений южных районов Западно-Сибирского бассейна // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 9. – С. 114–127.

ГЛАВА 1. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ

1.1 СТРАТИГРАФИЯ И ЛИТОЛОГИЯ

Верхний неопротерозой. Первые данные о возможном распространении пород докембрийского возраста в юго-восточных районах Западно-Сибирского осадочного бассейна были получены при палеонтологическом изучении доломитовой толщи, вскрытой при бурении скважины Вездеходная-3 в 70-ых годах прошлого века (Предварительные..., 1977; Сурков, Жеро, 1981; Региональная..., 1993). Позднее, при бурении скважины Вездеходная-4, возраст доломитовой толщи был ошибочно переопределен по редким фаунистическим остаткам широкого стратиграфического диапазона как позднедевонский (Конторович и др., 1999; Елкин и др., 2000, 2001), что при дальнейших региональных геолого-разведочных работах (в рамках программы «Восток») не подтвердилось: вероятнее всего, возраст карбонатной толщи лежит в пределах позднего венда – раннего кембрия (Филиппов и др., 2014; Terleev et al., 2011; Терлеев и др., 2013). Возраст нижележащей вулканогенной толщи («лисицинская») был определен ^{40}Ar - ^{39}Ar и ^{87}Rb - ^{86}Sr методами и составил приблизительно 520 млн. лет. В конце 90-ых годов, при бурении скважины Аверинская-150, на глубине 4437 м были найдены остатки микрофауны, характерные для нижней части томмотского яруса (нижний кембрий), а на глубине 4738 м определены остатки, характерные для немакит-далдынского яруса (верхний венд) (Сараев и др., 2004; Гражданкин и др., 2015).

В 2006 г., в рамках программы ГРП «Восток», была пробурена параметрическая скважина Восток-3. В интервале 3870-5002 м была вскрыта толща, возраст которой определен по палеонтологическим данным как вендский (Конторович и др., 2008а; Гражданкин и др., 2015). Результаты глубокого бурения и сейсмогеологические материалы, а также более детальное изучение вендских отложений на прилегающих территориях (в основном Енисейский кряж) позволили составить корреляционную схему вендских отложений Предъенисейского осадочного бассейна (Гражданкин и др., 2015). Так, в восточной части бассейна верхняя часть вендских отложений (даниловский горизонт) представлена сульфатно-терригенно-карбонатными отложениями, характерными для полузамкнутого эвапоритового бассейна западных районов Сибирской платформы, а в западной части одновозрастные осадочные комплексы представлены карбонатными и

терригенно-карбонатными отложениями, формировавшимися у внешней границы реконструируемого рифогенного пояса бассейна (Рисунок 2) (Конторович и др., 2008а; Сараев и др., 2014; Филиппов, 2016а). В западной части (разрез вскрыт скважиной Восток-3) разрез верхнего венда представлен пойгинской, котождинской и райгинской свитами (Конторович и др., 2008а; Гражданкин и др., 2015).

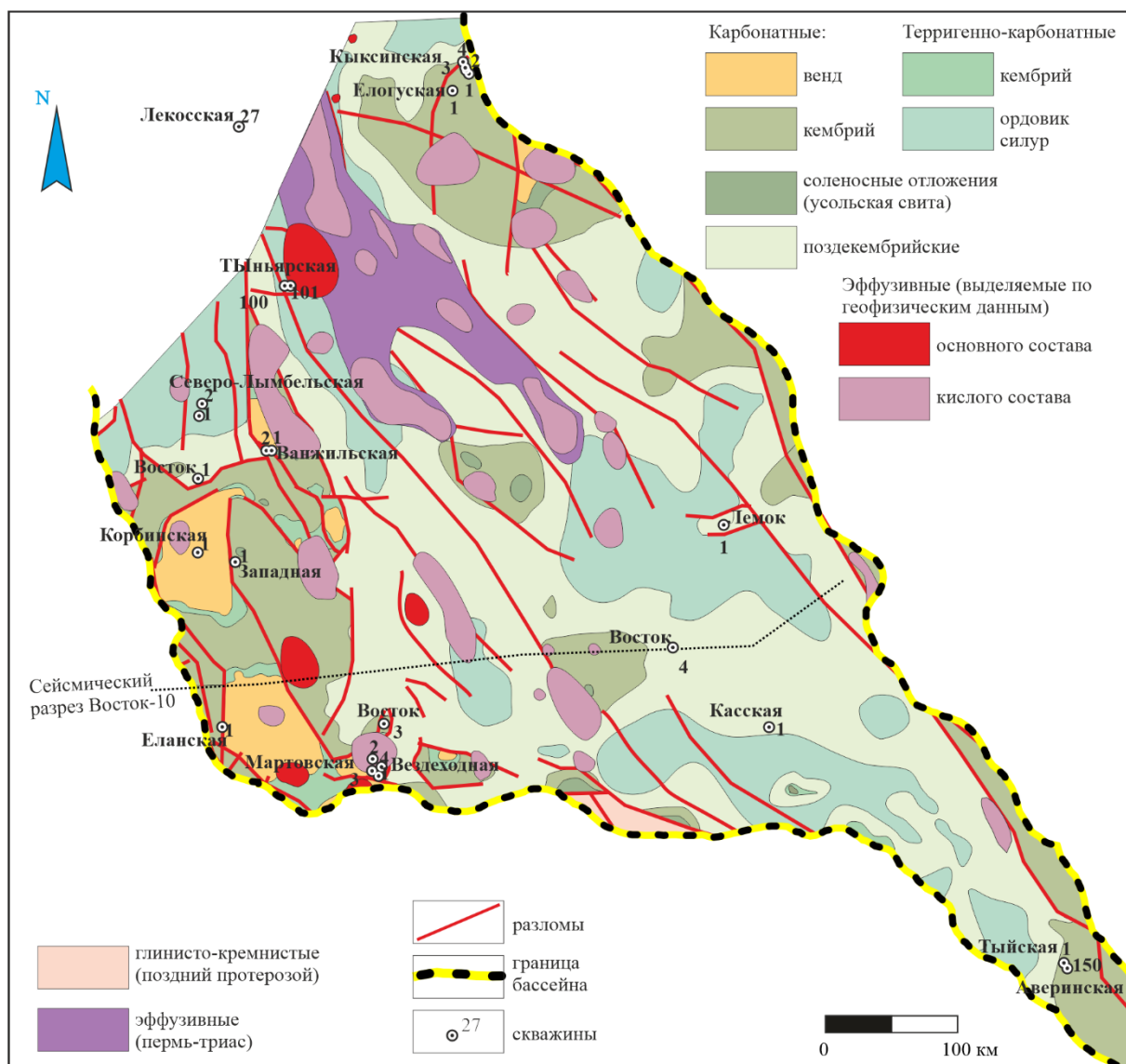


Рисунок 2 – Геологическая карта Предбайкальского осадочного бассейна со снятым Мезо-Кайнозойским чехлом (Novikov et al., 2022).

Пойгинская свита. Верхняя часть свиты, вскрытая скважиной Восток-3 (интервал 4582–5002 м), представлена серыми неравномерно перекристаллизованными доломитами. Нижняя граница не вскрыта и условно проводится немного ниже забоя скважины. Мощность свиты превышает 420 м.

Котождинская свита (Конторович и др., 2008а; Гражданкин и др., 2015) вскрыта в скважине Восток-3 в интервале 4191–4582 м. Сложена темно-серыми, серыми и светло-серыми доломитами. В разрезе встречены пластовые строматолиты (интервалы 4550,3–

4545,3 м, 4538,3–4535,3 м, 4471,5–4469,0 м). По сейсмическим данным две резкие отражающие границы, вероятно, связанные с прослоями глинистых пород, определены на глубинах около 4360 и 4450 м, что подтверждается данными ГИС. Вверх по разрезу увеличивается содержание углеродистого вещества. Мощность 391 м.

Райгинская свита. Вскрыта в скважине Восток-3 в интервале 3870–4191 м. Разрез представлен тремя крупными циклитами, сложенными в нижней части обломочными известняками с прослоями песчаников, алевролитов и аргиллитов и перекристаллизованными известняками в верхней части. Мощность составляет 321 м.

В скважине Восток-3 обнаружены скелетные остатки представителей родов *Cloudina* и *Namacalathus*, что позволяет определить возраст котоджинской и райгинской свит как поздневендский (позднеэдиакарский) (Конторович и др., 2008а, 2009а; Гражданкин и др., 2015).

В восточной части бассейна в скважине Аверинская-150, в разрезе венда выделены катангская, собинская и тэтэрская свиты (Сараев и др., 2004).

Катангская свита (интервал 4717–4772 м) сложена переслаивающимися массивными и неяснослоистыми доломитами с пачками тонкого чередования глинистых и алевролитистых доломит-ангидритовых пород. Мощность составляет 55 м.

Собинская и тэтэрская свиты нерасчлененные (Сараев и др., 2004) (интервал 4429–4717 м), сложены в основном массивными слабо глинистыми доломитами, встречаются примеси ангидрита. Отмечены участки окремнения. Нижняя часть разреза по палеонтологическим данным относится к немакит-далдынскому ярусу, а верхняя часть к нижней части томмотского яруса нижнего кембрия. Суммарная мощность 288 м.

Кембрий

Впервые на территории Предъенисейского осадочного бассейна кембрийские отложения были вскрыты в скважинах на Касской и Елогуйской площадях в середине 20 века (Драгунов и др., 1967; Геологическое..., 1968, Булынникова и др., 1973, Решения..., 1999). Проведенные позднее на этой территории геологоразведочные работы установили наличие мощной толщи вехнепротерозойско-нижнепалеозойских отложений. Литологические, палеонтологические и геофизические материалы позволили сопоставить вскрытую карбонатную часть разреза с известными отложениями позднекембрийского возраста прилегающих территорий (Енисейский кряж и юго-западные районы Сибирской платформы).

На основе комплексного изучения гравиметрических и сейсмических материалов в конце 80-х – начале 90-х годов было выдвинуто предположение о значительном соленасыщении разреза нижнего кембрия (Бочкарев, Шнип, 1982; Бененсон и др., 1987;

Дашкевич, Каштанов, 1990; Каштанов, Филиппов, 1994 и др.), что в дальнейшем подтвердилось материалами бурения.

Впервые косвенные признаки присутствия солей (характерные каверны выщелачивания) были обнаружены в карбонатном разрезе, вскрытом скважиной Тыйская-1. По палеонтологическим находкам (определения А.И. Варламова и А.В. Розовой) вскрытый разрез был отнесен к раннему кембрию (толбачанский горизонт).

Полный разрез кембрия от отложений усольского до эвенкийского уровня был впервые вскрыт и охарактеризован в скважинах Лемок-1 (Кринин, 1998; Елкин и др., 2001) и Аверинская-150 (Сараев и др., 2004).

Иной разрез представлен на Вездеходной площади, где в скважине № 4 вскрыта терригенно-вулканогенная толща с сопутствующими субинтрузивными телами долеритов, возраст которой был определен изотопными методами как раннекембрийский (Бочкарев и др., 2010; Конторович и др., 1999; Сараев, Пономарчук, 2005).

В начале 2000-х годов в рамках проекта «Восток» были пробурены другие глубокие параметрические скважины. Изученные разрезы всех отделов кембрия оказались представлены разнофациальными толщами, которые были разделены на два структурно-фациальных района: Касский (обстановки солеродного бассейна), наиболее полно представленный в скважинах Аверинская-150 и Лемок-1, и Кетский (предрифовая зона), вскрытый разрез представлен в скважинах Восток-1 и Восток-3 (Рисунок 3) (Конторович и др., 2008 а, б). В еще одной скважине Восток-4, пробуренной на границе этих двух районов, установлены карбонатные отложения, характерные для зоны барьерных рифов (Конторович и др., 2012). Возрастные датировки были получены по палеонтологическим определениям, выполненным сотрудниками ИНГГ СО РАН Н.В. Новожиловой, Г.А. Карловой, И.В. Коровниковым, А.В. Тимохиным, А.И. Варламовым, В.А. Лучининой, А.А. Терлеевым, Д.А. Токаревым, Ю.Я. Шабановым, Т.В. Пегель.

В целом, стратиграфия восточной части Предъенисейского осадочного бассейна оказалась аналогична стратиграфической последовательности Восточно-Сибирского солеродного суббассейна, в то время как в западной части распространены отложения, характерные для предрифовой зоны, и более глубоководные фации открытого моря (Геологическое..., 1995; Конторович и др., 2008 а, б, 2009 а,б; 2012, 2021; Филиппов и др., 2014; Сараев и др., 2014; Сараев, 2015; Филиппов, 2016а, 2018; Стратиграфия..., 2016; Предварительные..., 1977; Сурков, Жеро, 1981; Региональная..., 1993; Геологическое..., 2003; Terleev et al., 2011; Терлеев и др., 2013; и др.). Стратиграфическое расчленение вскрытых разрезов и краткое описание свит и толщ приводится ниже согласно этим публикациям.

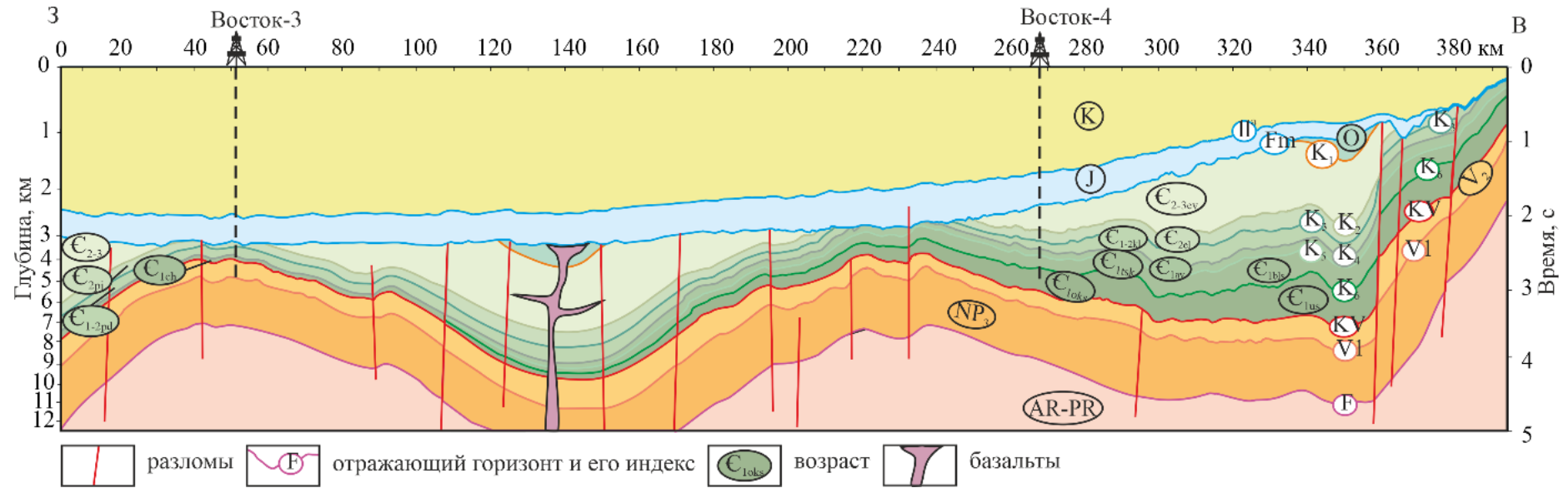


Рисунок 3 – Сейсмогеологический разрез по профилю Восток-10 (см. Рисунок 1) (Novikov et al., 2022).

Усольская свита вскрыта в интервале 3665–4298 м скважины Лемок-1 (Елкин и др., 2001) и в интервале 2825–4429 м скважины Аверинская-150. Нижняя часть свиты сложена переслаиванием глинистых доломитов, каменной соли и эвапоритовых доломитов. Средняя часть представлена толщей переслаивания каменной соли, сульфатно-карбонатных пород и доломитов, сменяясь известняками и доломитами с прослоями ангидритов. Встречаются прослои строматолитовых известняков и красноцветных глинисто-алеврит-сульфатно-доломитовых пород. Верхняя часть свиты представлена чередованием крупных слоев каменной соли и битумсодержащих карбонатов. Наиболее полный разрез наблюдается в скважине Аверинская-150, где суммарная мощность превышает 1400 метров. По палеонтологическим данным свита сопоставлена с томмотским и нижней частью атдабанского яруса нижнего кембрия Сибирской платформы.

В западном направлении суммарная мощность значительно сокращается, и отложения фациально замещаются сперва эвапоритовыми карбонатно-сульфатными породами (окымская свита, вскрытая в скважине Восток-4) и известковыми, глинисто-известковыми (чурбигинская свита, вскрытая в скважинах Восток-1 и Восток-3).

Окымская свита установлена в скважине Восток-4 (интервал 4570–5105 м) (Конторович и др., 2012; Филиппов и др., 2014б) и представлена ангидрит-известняково-доломитовыми отложениями. Нижняя подсвита (интервал 4953–5105 м) представлена мелкообломочными и строматолитовыми доломитами с прослоями доломит-известково-ангидритовых пород. Верхняя подсвита (интервал 5570–5953 м) сложена переслаиванием мелкообломочных доломитов, известняков и ангидритов с прослоями строматолитовых известняков, доломитов, интракластовых брекчий и глинисто-карбонатных пород. По результатам палеонтологических исследований свита относится к томмотскому ярусу и является стратиграфическим аналогом усольской свиты.

Чурбигинская свита установлена в западной части Предъенисейского осадочного бассейна (предриффая зона). Установлена в скважине Восток-1 (интервал 4945–5010 м) и более полный разрез - в скважине Восток-3 (интервал 3660–3870 м). Нижняя подсвита представлена переслаиванием мелкообломочных известняков и глинисто-карбонатных пород с прослоями углесодержащих аргиллитов. По палеонтологическим данным отнесена к нижнему кембрию (томмотскому и атдабанскому ярусам). Верхняя подсвита сложена преимущественно конгломератовидными известняками. Суммарная мощность более 210 метров.

Бельская свита вскрыта скважинами Аверинская-150 (интервал 1020–2825 м) (Сараев и др., 2004) и скважиной Тыйская-1 (интервал 697–1286 м). Разрез скважины Аверинская-150 осложнен тектоническим нарушением со сдвоением разреза на уровне 1930 метров. Нижняя часть сложена тонкообломочными и эвапоритовыми известняками, доломитами и ангидритами.

В верхней части разреза наблюдается переслаивание каменной соли, доломитов, известняков и красноцветных пород глинисто-алеврит-ангидрит-доломитового состава. В скв. Тыйская-1 разрез представлен карбонатной толщей известковисто-доломитового состава с примесью глинистого материала. По палеонтологическим данным свита отнесена к атдабанскому ярусу. Сопоставляется с *тыйской* свитой в касской структурно-фациальной зоне и с чурбигинской в кетской структурно-фациальной зоне.

Тыйская свита выделена в интервале 3863–4570 м скважины Восток 4 и в интервале 2963–3665 м скважины Лемок-1. Нижняя подсвита сложена глинистыми доломит-ангидритовыми отложениями, строматолитовыми известняками, интракластовыми брекчиями, эвапоритовыми карбонатными и ангидритовыми породами с признаками засоления галитом. Верхняя подсвита в нижней части сложена известняково-доломитовыми брекчиями и переслаиванием обломочных, ангидритовых, глинистых доломитов с редкими прослоями эвапоритовых карбонатных пород, ангидритов и строматолитовых известняков в верхней части разреза. Обширный палеонтологический материал указывает на атдабанский возраст. Сопоставляется со средней частью чурбигинской свиты в кетской структурно-фациальной зоне.

Аверинская свита установлена в интервале 3715–3863 м скважины Восток-4, в интервале 2780–2963 м скважины Лемок-1 и в интервале 880–1020 м скважины Аверинская-150. Свита сложена преимущественно карбонатными породами (мелко- и тонкообломочными доломитами, известняками), встречаются прослой мергелей и ангидритов. Накопление отложений происходило в условиях повышенной солености. Сопоставляется с верхней частью чурбигинской свиты кетской структурно-фациальной зоны бассейна. По палеонтологическим данным свита относится к ботомскому ярусу.

Кольчумская свита выделяется в интервале 3360–3715 м в скважине Восток-4, в интервале 770–880 м в скважине Аверинская-150 и 2450–2780 м - Лемок-1. Нижняя часть свиты не охарактеризована керном и выделяется по данным ГИС в скважине Восток-4 (интервал 3360–3600 м) и Лемок-1 (интервал 2450–2710 м). Предположительно сложена известняками, доломитами и карбонатно-глинистыми породами. Верхняя часть выделена в интервалах 3600–3715 и 2710–2780 м скважин Восток-4 и Лемок-1 соответственно, керном представлена только в скважине Восток-4 и сложена известково-доломитовыми породами, оолитово-комковатыми известняками и переслаиванием карбонатных и мергелистых пород. Сопоставляется с пайдугинской свитой скважин Восток-1 и Восток-3 (Касская структурно-фациальная зона).

Пайдугинская свита установлена в скважинах Восток-1 (интервал 4825–4945 м) и Восток-3 (3635–3660 м). Наиболее полно свита представлена в разрезе скважины Восток-1 и сложена углеродсодержащими карбонатно-глинистыми породами. В разрезе скважины Восток-3 появляются кремнистые породы. Углеродсодержащие отложения формировались в

сравнительно глубоководной обстановке в самом конце тойонского и начале амгинского времени в пределах Кетской структурно-фациальной зоны (предрифовой). В средней части свиты определены трилобиты амгинского возраста.

Елогуйская толща выделяется в интервале 3025–3360 м скважины Восток-4, 2100–2450 м скважины Лемок-1 и 1680–1884 м скважины Елогуйская-1. Толща подразделяется на две части. Нижняя часть свиты (интервал 3215–3360 м скважины Восток-4 и 2364–2450 м скважины Лемок-1) сложена известняками с прослоями пластово-строматолитовых известняков. Верхняя подсвита (интервал 3025–3215 м Восток-4) представлена чередованием мелкообломочных известняков и глинистых доломитов в нижней части и прослаиванием оолитовых, комковатых доломитизированных известняков в верхней части. В скважине Лемок-1 (2100–2364 м) - сложена доломитами и доломитовыми известняками с фрагментами остатков фауны. Палеонтологические данные позволяют отнести возраст толщи к границам среднего и позднего кембрия. В скважине Восток-1 ей соответствует пуджелгинская толща.

Пуджелгинская толща установлена в интервале 4250–4825 м скважины Восток-1. Толща сложена чередующимися пачками переслаивания известняков и пестроцветных карбонатно-глинистых пород, более редких известняковых брекчий, песчаников и среднезернистых известняков. По палеонтологическим данным возраст толщи установлен как амгинский – майский. Сопоставляется с елогуйской толщей и низами эвенкийской свиты (скважины Елогуйская-1, Восток-4, Лемок-1).

Эвенкийская свита подразделяется на 3 подсвиты. В пределах Предъенисейского осадочного бассейна установлена в скважине Лемок-1 (интервал 750–2100 м), Восток-4 (2262–3025 м) и Елогуйская-1 (467–1680 м). Свита сложена алевроит-ангидрит-глинисто-доломитовыми и доломито-глинистыми породами. В разрезе встречаются прослои мелкозернистых доломитов, карбонатосодержащих аргиллитов и интракластовых брекчий, а также маломощные редкие прослои строматолитовых и оолитовых известняков, ангидритов и песчаников. В кетской структурно-фациальной зоне Предъенисейского осадочного бассейна разрез становится более мощным и более карбонатным в нижней части.

Поделгинская толща установлена в скважине Восток-1 (интервал 4005–4250 м). Состав преимущественно доломитовый, ангидрит-доломитовый. Нижняя часть (4090–4250 м) представлена песчанистыми доломитами с прослоями вулканомиктовых песчаников, верхняя (интервал 4005–4090 м) сложена темно-серыми ангидритистыми доломитами с прослоями оолитовых известняков, среднезернистых известняков, вулканомиктовых песчаников. Отложения формировались в зоне открытого шельфа. Толща сопоставляется с нижней частью эвенкийской свиты скважин Елогуйская-1, Восток-4, Лемок-1 (верхняя часть майского яруса среднего кембрия).

Кондесская толща выделена в скважине Восток-1 (интервал 3600–4005 м), сложена преимущественно известняками и оолитовыми известняками. По палеонтологическим данным возраст установлен как аюсокканский и низ сакского яруса верхнего кембрия. Толща сопоставляется с нижней и средней частью эвенкийской свиты

Шеделгинская толща выделена в скважине Восток-1 (интервал 3210–3600 м). В нижней части (3438–3600 м) сложена оолитовыми и песчанистыми известняками, с прослоями карбонат-ангидрит-глинистых пород. Верхняя часть толщи (3210–3438 м) представлена переслаивающимися пелитоморфными известняками и карбонатно-глинистыми породами. Встречаются прослои оолитовых и песчанистых известняков. Формирование происходило в условиях мелководного открытого шельфа. Сопоставляется со средней частью эвенкийской свиты (верхняя часть сакского яруса верхнего кембрия), распространённой в касской структурно-фациальной зоне.

Пыжинская толща установлена в скважине Восток-1 (в интервале 2766–3210 м). Толща представлена песчано-алеврито-глинисто-известковыми отложениями с преобладанием обломочного известкового материала. Осадки формировались в аксайское время в зоне открытого шельфа. Корреляция пыжинской толщи с эвенкийской свитой затруднена по причине отличия литологического состава (преобладание карбонатного состава в кетской структурно-фациальной области), а также различной представленностью верхних фрагментов этого интервала, связанной с предмезозойским размывом.

Вездеходная и лисицинская толщи вскрыты на Вездеходной площади. По палеонтологическим данным, полученным в скважине Вездеходная-3, нижняя часть толщи условно отнесена к докембрию. Поздневендский возраст этой толщи (немакит-далдынский ярус) определен в скважине Вездеходная-4 (Терлеев и др., 2013). С другой стороны, по результатам абсолютной датировки вулканогенно-осадочной лисицинской толщи, подстилающей этот карбонатный комплекс, установлен возрастной интервал в 520–540 млн. лет и даже моложе (Конторович и др., 1999; Сараев, Пономарчук, 2005; Симонов и др., 2020). Кроме того, в близлежащих районах во вскрытых скважинами разрезах нижнего кембрия часто отмечаются примеси вулканического пеплового материала, тогда как в верхневендских отложениях их нет совсем, что свидетельствует о вулканической активности именно в раннем кембрии, а не в позднем венде (Сараев, Филиппов, 2015, 2016а). Все это говорит о том, что лисицинская и вездеходная толщи скорее должны быть отнесены к нижнекембрийскому комплексу, но пока вопрос о возрасте этих толщ остается дискуссионным (Филиппов и др., 2014а,б).

Ордовик

Стратиграфия более молодых палеозойских отложений и триаса на территории Предъенисейского осадочного бассейна изучена слабо, что не позволяет разработать детальную

стратиграфическую схему. Верхние части доюрского этажа, как правило, в значительной степени денудированы (Филиппов и др., 2014а и др.).

Первые упоминания о наличии отложений ордовик-пермского возраста были сделаны по результатам бурения, проведенного в период с 1956 по 1977 годы. Но редкая встречаемость и плохая сохранность фаунистических остатков, ограниченные возможности оборудования и методической базы в то время и отсутствие сохранившегося кернового материала в наши дни до сих пор являются причиной спорных оценок стратиграфических датировок и корреляций разновозрастных толщ палеозоя.

Впервые на территории Предъенисейского осадочного бассейна отложения раннеордовикского возраста были выделены на Кыксинской площади (интервал 1129–1714 м в скважине № 3) (Драгунов и др., 1967). Разрез представлен тонкокристаллическими, местами трещиноватыми известняками с пачкой плотных доломитов в основании, объединёнными в нерасчлененную верхнекембрийско-нижнеордовикскую (добайкитскую) толщу. Ниже по разрезу залегает маломощная красноцветная мергелистая пачка, которая была сопоставлена с эвенкийской свитой Сибирской платформы, но более веских оснований для датировки этой толщи не существует.

Возможно, вскрытые в скважине Елогуйская-1 (инт. 1467–1632 м) мелкозернистые доломиты, наряду с верхними частями карбонатного разреза, вскрытого другими скважинами на кыксинской площади, также относятся к нижнеордовикским отложениям, ниже которых залегает пестроцветная терригенно-карбонатная толща, коррелируемая с эвенкийской свитой (Драгунов и др., 1967).

Няргинская толща установлена в скважине Няргинская-1 (интервал 2667–3017 м) ниже вулканогенной «дунаевской», с принятым (Краснов и др., 1993, Решения..., 1999) девонским возрастом. Толща сложена водорослевыми известняками, местами доломитизированными и мраморизованными, и известковистыми аргиллитами, переходящими в мергели. Возраст андезитовых туфов, залегающих выше по разрезу, по изотопным данным составляет 438 млн.л. (Сурков, Жеро, 1981) и может являться косвенным доказательством ордовикского возраста. Однако ряд авторов допускает вариант и более древнего её хроностратиграфического положения (Макаренко и др., 2014, Филиппов и др., 2014а)

Ордовикский возраст аналогичных вулканогенных комплексов определен методом абсолютного датирования и в ряде других скважин (Корбыльская-1, Чачанская-1), но поскольку измененные базальты и диабазы в этих разрезах, по существу, являются секущими телами в более древних осадочных толщах, то говорить о точном возрасте самих осадков затруднительно.

Условно к ордовикскому комплексу может быть отнесен фрагмент разреза, который вскрыт в скважине Северо-Лымбельская-1 (интервал 2970–3041 м), перекрываемый осадками

«лымбельской» толщи (силурийского возраста) (Решения..., 1999). Породы сложены кристаллическими карбонатными и сульфатно-карбонатными породами.

По данным изучения керн и материалов ГИС толща, вскрытая в скважине Лекоская-27 (интервал 3460–4020 м), датируется поздним ордовиком (Могучева и др., 2011). Она представлена переслаиванием известковистых аргиллитов и алевролитов, глинистых известняков и доломитов, а также брекчированными известняками, глинистыми, часто доломитизированными (Филиппов 2014).

Силур

Дунаевская толща установлена в интервале 2667-2947 м в скважине Няргинская-1. В интервале 2720,8-2721,8 по изотопным данным был определен возраст 438 млн.л. (Сурков, Жеро, 1981), что соответствует раннему силуру. Породы сильно изменены вторичными процессами. Туфы имеют лито-кристаллокластическую структуру, пирокластита представлена обломками эффузивов различного состава (базальты, андезиты, дациты), плагиоклаза, магнетита. Цементирующая масса сложена глинисто-кремнистым веществом с примесью хлорита.

В пределах Предъенисейского осадочного бассейна к отложениям силурийского возраста относится фрагмент разреза, названный лымбельской толщей, вскрытый скважиной Северо-Лымбельская-1 (интервал 2820-2970м) (Краснов и др., 1984; Региональная..., 1993; Стратиграфия палеозоя..., 1985). Возраст отложений надежно подтвержден палеонтологическими данными (Решения..., 1999). Южнее Предъенисейского осадочного бассейна отложения, вскрытые в скважине Чачанская-1 (интервал 2269-2445 м), также могут быть условно отнесены к силуру, так как по изотопным данным установлен позднеордовикский возраст нижележащего вулканического комплекса. Мощность терригенного комплекса составляет 186 м.

Девон

На территории Предъенисейского осадочного бассейна к отложениям девонского возраста отнесено много фрагментов, вскрытых глубокими скважинами, но надежного палеонтологического подтверждения своего возраста практически ни один из них не имеет.

Стратиграфически выше силурийских отложений, вскрытых скважиной Северо-Лымбельская-1 (интервал 2189–2820 м), к девону условно относят фрагмент осадочного комплекса, представленный переслаиванием известковистых аргиллитов с известковистыми доломитами, и глинистыми известняками. Аналогичные породы установлены в дублирующей скважине Северо-Лымбельская-2 (интервал 2229–2341 м).

Ранее условно датируемые девоном отложения касской толщи по комплексу новых геолого-геофизических данных относятся, вероятнее всего, к верхнему кембрию (Филиппов и др., 2014).

Карбон

Отложений каменноугольного возраста с достоверно подтвержденным возрастом до настоящего времени на территории бассейна не было установлено. Ближайшая скважина с известными определениями этого возраста - Чулымская-1 находится южнее, за пределами территории бассейна.

Пермь-триас

В северной части бассейна на Тыньярской площади в скважинах № 100 (1786–2226 м) и № 101 (2052–2630 м) по цирконам установлен раннепермский возраст вулканоплутонического комплекса (Иванов и др., 2010, 2012; Иванов, Ерохин, 2011)

Палеонтологически охарактеризованные осадочные отложения пермского возраста встречены в единственной скважине Лекоская-27. В интервале 3160–3460 м вскрытого разреза выделена ритмичная толща чередующихся пластов карбонатных конгломератов и брекчий с известковистыми аргиллитами, по палинологическим данным отнесенная к ранней перми (Могучева и др., 2011).

Отложения триасового возраста вскрыты в северной части (Лекоская-27) и у западных границ (Восточно-Пайдугинская-1) бассейна. В скважине Восточно-Пайдугинской-1 (интервал 3398–4007 м) установлена мощная вулканогенная (базальты и долериты) толща с прослоями аргиллитов. По палинологическим данным она имеет ранне-среднетриасовый возраст (Смирнов и др., 2014).

В скважине Лекоская-27 в интервале 2485–3111 м вскрыты терригенно-вулканогенные толщи, базальты и пачки темных углистых аргиллитов, возраст которых по палинологическим данным отнесен к *красноселькупской серии* триаса (Могучева и др., 2011). По данным ГИС интервал этой толщи в разрезе скважины немного уточнен – 2485–3160 м (Филиппов и др., 2014 и др.).

1.2 ТЕКТНИКА

Мощность осадочных отложений на территории Предъенисейского осадочного бассейна может превышать 12 км (Конторович, Беляев, 2000; Конторович и др., 2006). Ниже предполагается складчатый комплекс основания добайкальского возраста, изучение которого затруднено из-за больших глубин залегания и отсутствия выходов этих отложений на дневную поверхность. Вскрытые на юге Енисейского кряжа образования аналогичного комплекса представлены различными по составу гнейсами, амфиболитами и другими метаморфизованными породами. Переинтерпретация фрагмента профиля ГСЗ «Батолит» методом двухмерной сейсмической томографии (Сурков и др., 1996) показала, что верхние части кристаллического фундамента сложены гранитогнейсами и гранулитами кислого и основного состава, а также

габброидами архейско-раннепротерозойского возраста, а поверхность фундамента погружается с запада на восток с глубины 6,0 км до 9,5 км.

По данным интерпретации материалов сейсмического профилирования ОГТ (Конторович и др., 2006; Филиппов, 2017 и др.) вышележащие докембрийские и нижнепалеозойские отложения слабо дислоцированы и имеют единый структурный план. В целом, они характеризуются субгоризонтальным моноклинальным залеганием, которое осложнено протяженными узкими валообразными поднятиями северо-западного и в меньшей степени субширотного простирания. В этих зонах верхнедокембрийские толщи осложнены малоамплитудными взбросами и сбросами, а также низкоамплитудными (до 1,5 км) антиклинальными складками. В восточной части района шириной около 50–100 км в основании нижнекембрийской толщи выделены соленосные отложения. Эти отложения являются аналогами уральской свиты Сибирской платформы. Нижнекембрийские соленосные толщи практически не испытывают дизъюнктивных дислокаций и образуют высокоамплитудные антиклинали (около 3 км), в плане имеющие форму узких и вытянутых валов, причем ядра характеризуются "раздутием" соляных пластов (иногда в 3–4 раза). Развитие подобных соляных структур в юго-западных районах Сибирской платформы приурочено к аналогичным стратиграфическим горизонтам (Соляная тектоника..., 1973; Конищев, 1982; Филиппов и др., 2009; и др.). В западном направлении происходит изменение состава отложений нижнекембрийского возраста, так что роль солей в разрезе постепенно ослабевает вплоть до полного исчезновения.

Вышележащие карбонатные (на востоке - с прослоями ангидритов) комплексы нижнего кембрия и преимущественно терригенно-карбонатные - среднего-верхнего кембрия согласно залегают на подстилающих отложениях и полностью повторяют их морфологию.

Судя по волновой картине на сейсмических разрезах (Филиппов, 2017), на большей части Предъенисейского осадочного бассейна дизъюнктивные дислокации развиты слабо, за исключением краевых зон, которые прилегают к складчатым областям (Алтае-Саянская на юге, Томь-Колыванская на западе, Енисейский кряж на востоке), а также района Вездеходного поднятия. В основном разломы, выделяемые здесь, имеют взбросо-надвиговый характер с небольшой амплитудой и глубинным заложением и преимущественно северо-западной ориентацией. Разломы, носящие надвиговый характер, характерны только в узкой приенисейской зоне. Как свидетельствуют косвенные геолого-геофизические данные, эти нарушения прорывают комплекс основания архея и протерозоя, проникая на значительные глубины. Их интенсивность убывает вверх по разрезу (Филиппов, 2017).

В качестве основы для структурно-тектонического районирования верхнепротерозойско-палеозойских отложений, выполненного специалистами ИНГГ СО РАН (Научный анализ...,

2011ф), использована структурная карта подошвы платформенных отложений (Рисунок 4). Абсолютная глубина залегания подошвы платформенных отложений в южной части Предъенисейского осадочного бассейна изменяется в диапазоне от -13800 до -2525 м. Минимальные отметки фиксируются на востоке рассматриваемой территории (вблизи Енисейского кряжа), тогда как максимальные отмечены в депрессионной зоне, которая расположена в северной части бассейна (район скважины Лекоская-1).

В региональном плане в пределах Предъенисейского осадочного бассейна развиты 4 крупных тектонических структуры 0 порядка (Рисунок 4) (Конторович и др., 2001). В восточной части расположена Елогуй-Тыйская моноклиза, а в западной части Райгинско-Ажарминская гряда. Структуры разделены вытянутой депрессией, представленной в южной части Предъенисейской синеклизой, а в северной части - Елогуй-Туруханской синеклизой.

В восточной части в направлении Енисейского кряжа происходит региональное воздымание всех рифей-кембрийских осадочных комплексов, названное Елогуй-Тыйской моноклизой. Западная часть моноклизы контролируется изогипсой -3900 м, а на востоке - зоной отсутствия верхнепротерозойско-палеозойских платформенных отложений.

В пределах моноклизы развиты исключительно полузамкнутые положительные структуры. В северной части расположен Елогуйский межавыступ (I порядка), осложненный Северо-Дубчесским мезовыступом. Южнее находится Дубчесский межавыступ (I порядка), представляющий собой аналогичную по строению полузамкнутую положительную структуру, осложненную Центрально-Дубчесским мезовыступом и Южно-Дубчесским выступом.

В южной части Елогуй-Тыйской моноклизы расположен Анцифировский выступ (III порядка). Западнее Елогуй-Тыйской моноклизы развита крупная депрессионная зона, которая представлена в южной части Предъенисейской синеклизой, а в северной - Елогуй-Туруханской синеклизой.

Предъенисейская синеклиза, имеющая площадь 69000 км², изучена крайне слабо. В её пределах выделены Верхнесымская, Кетская и Касс-Сымская межавпадины, Северо-Сымская мезовпадина и Сымский межавал, расположенный в центральной части Предъенисейской синеклизы и находящийся в зоне развития рифовых формаций венда и кембрия. Структуру осложняют вытянутые в северо-северо-западном направлении Пурческое и Северо-Кетское мезоподнятия. В южной части Предъенисейской синеклизы расположена серия полузамкнутых положительных структур III порядка, ограниченных на юге зоной отсутствия верхнепротерозойско-палеозойских платформенных отложений: Белоноговский, Ярский, Верхнекасский и Сочурский выступы.

В восточной части Предъенисейского осадочного бассейна выделена Райгинско-Ажарминская гряда площадью 27 тыс. км², вытянутая в северном направлении и осложненная

серией положительных структур I порядка - Райгинским мегавалом, Ванжильским мезовалом, Корлинским и Тыньярским валами.

Райгинский мегавал площадью 9160 км² расположен в южной части Райгинско-Ажарминской гряды, он осложнен двумя структурами II порядка – Лымбельским и Северо-Няргинским мезоподнятиями.

Расположенное в южной части мегавала Северо-Няргинское мезоподнятие площадью 3470 км² вытянуто в северо-западном направлении и осложнено структурами III порядка - Еланским и Вездеходным куполовидными поднятиями. Еланское поднятие находится в тектонически спокойной зоне. Вездеходное поднятие представляет собой горст и осложнено высокоамплитудными разломами.

Лымбельское куполовидное мезоподнятие, имеющее сложную форму, площадью 3580 км², расположено в северной части Райгинского мегавала. Его центральную часть осложняет вытянутый в северо-восточном направлении Корбыльский вал площадью 2140 км². Структура осложнена 3 куполами и имеет амплитуду 1050 м. К северо-востоку от Райгинского мегавала расположен Ванжильский мезовал, представляющий собой линейную положительную структуру площадью 3400 км², вытянутую в северо-северо-западном направлении. В южной части мезовала расположен Пограничный вал площадью 635 км², структура которого осложнена высокоамплитудными разломами преимущественно северо-северо-западного простирания, а в северной части мезовала - Северо-Ванжильский вал площадью 880 км², вытянутый в северо-северо-западном направлении. Райгинский мегавал и Ванжильский мезовал объединены на абсолютной отметке -7000 м в единую замкнутую положительную структуру.

В северной части Райгинско-Ажарминской гряды расположены Корликский и Тыньярский валы. Обе структуры изучены крайне слабо. В северной части Ванжильского мезовала и в осевой части Тыньярского вала расположены блоки с характерным для магматических пород рисунком сейсмической записи. На Тыньярской площади наличие гранитного массива подтверждено бурением (Иванов и др., 2012).

В северном и восточном направлениях относительно Райгинско-Ажарминской гряды отмечается резкое погружение верхнепротерозойско-палеозойских комплексов. Смещение поверхностей в большинстве случаев происходит по крупным разломам – сбросам, иногда за счет резкого увеличения градиента погружения поверхностей без видимого влияния разрывных нарушений.

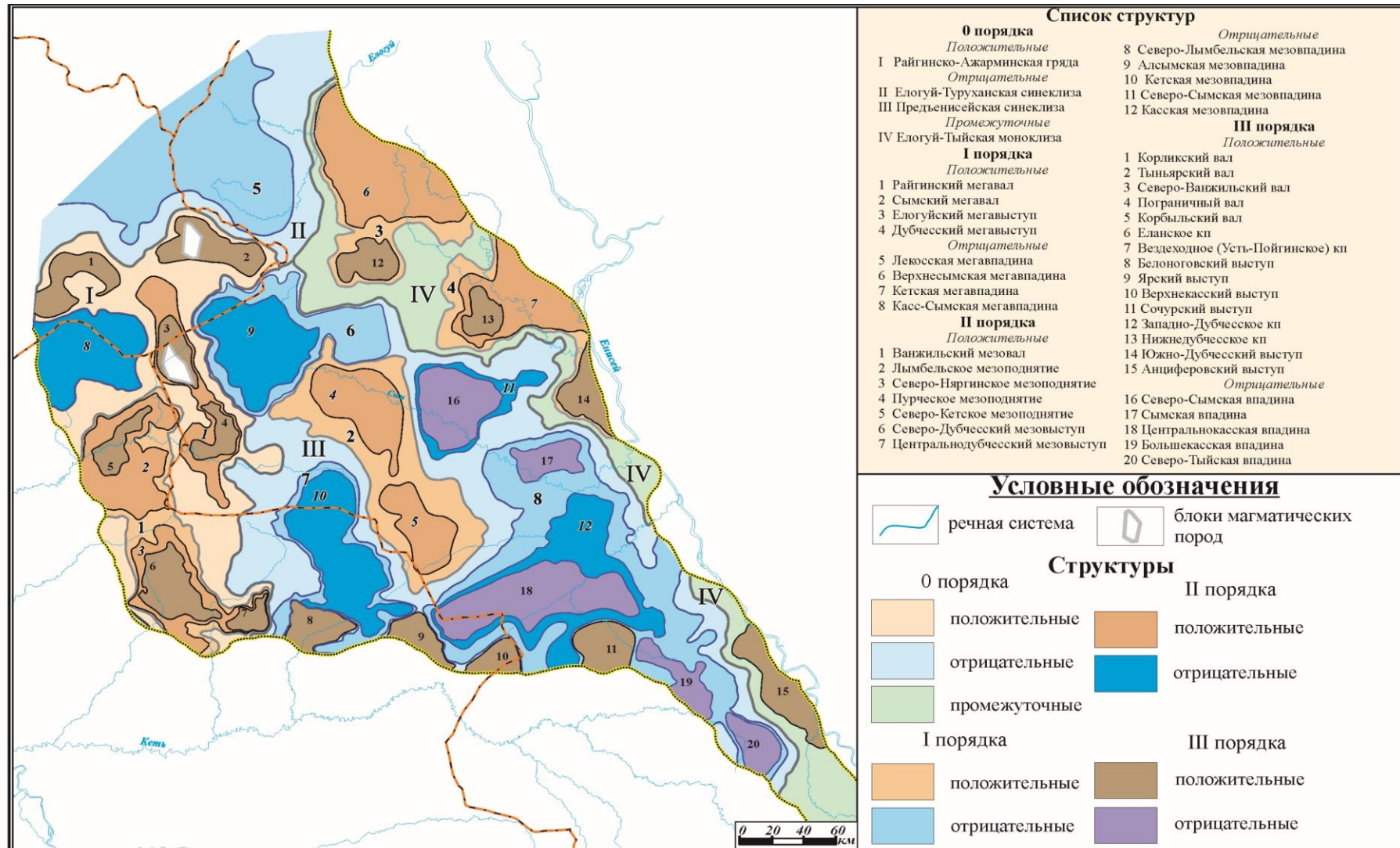


Рисунок 4 – Тектоническая карта верхнепротерозойско-палеозойских платформенных отложений (Оценка перспектив..., 2013.)

1.3 НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ РЕГИОНА

Согласно нефтегазогеологическому районированию ИНГГ СО РАН, район исследований расположен в пределах Предъенисейской нефтегазоносной области (НГО), в составе одноименной нефтегазоносной субпровинции. На западе она граничит с Пайдугинской НГО, на северо-востоке с Южно-Тунгусской НГО Сибирской платформы, на востоке – с малоперспективными землями Енисейского края.

Нефтегазоносность пород на юго-востоке Западно-Сибирской низменности традиционно связывается с верхнеюрским и доюрскими этажами, однако верхнеюрский нефтегазоносный комплекс известен только в Пайдугинской и Васюганской НГО, расположенных к западу от территории исследований. В прибортовой части Западно-Сибирской плиты верхнеюрский комплекс изучен значительно слабее, по имеющимся на сегодняшний день данным, к востоку он претерпевает закономерные литофациальные изменения и выделяется здесь в составе малоперспективных в нефтегазоносном отношении отложений, а местами частично или полностью отсутствует. На территории исследований основным потенциально нефтегазоносным комплексом является мощный верхнепротерозойско-палеозойский осадочный комплекс, аналогичный платформенному комплексу Сибирской платформы, где в пределах Байкитской НГО к нему приурочен ряд промышленных месторождений (Конторович и др., 2000, 2004, 2006, 2008в и др.).

Анализ региональных геологических условий размещения выявленных ранее крупных зон нефтегазонакопления показывает, что формирование их происходит при определенном сочетании целого комплекса тектонических, формационных, геохимических, палеогеографических, гидрогеологических и других условий в течение каждого рассматриваемого отрезка времени геологической истории (Шпильман, Плавник, 1972; Вассоевич, 1975; Конторович, 1977; Бакиров, 1979; Методы..., 1979; Прогноз..., 1981; Количественная..., 1988 и др.). На каждой отдельной стадии генерации, миграции, аккумуляции и деградации воздействие этих факторов происходит избирательно, в теснейшей взаимосвязи. При региональной оценке перспектив нефтегазоносности определяющими являются следующие геологические предпосылки: масштабы нефтегазообразования; масштабы миграции и аккумуляции; условия сохранности залежей УВ (Филиппов, Бурштейн, 2017; Конторович и др., 2024).

Современная степень изученности района не позволяет оценить конкретную роль и масштабы всех факторов проходивших или проходящих здесь процессов нефтегазонакопления, тем не менее, проведенные специалистами ИНГГ СО РАН и СНИИГГиМС исследования позволяют сделать предварительные выводы о возможных перспективах нефтегазоносности Предъенисейского осадочного бассейна.

В конце 80-х и в 90-х годах в работах В.А. Бененсона, Н.Н. Дашкевича, В.А. Каштанова и др., основанных на результатах проведенных сейсмических исследований, было показано, что основным потенциально нефтегазоносным комплексом в составе Предъенисейского осадочного бассейна являются преимущественно карбонатные и терригенно-карбонатные отложения венд-кембрийского возраста, аналогичные платформенному комплексу Сибирской платформы, на территории которой, в пределах Байkitской НГО, к венд-кембрийским отложениям приурочен ряд промышленных месторождений.

К нефтематеринским отложениям Предъенисейского осадочного бассейна могут быть отнесены породы пайдугинской свиты (аналог куонамской свиты Сибирской платформы), имеющей характерный для углеродистых сланцев и углеродистых карбонатных пород литологический состав (Конторович и др., 2008а,б; 2011а,б; Филиппов, 2016а; Филиппов, Сараев, 2019 и др.). По аналогии с разрезами западной части Сибирской платформы (Юр) в качестве потенциально нефтематеринских толщ можно рассматривать верхнерифейские высокоуглеродистые толщи, выделяемые на территории ПОБ по сейсмическим данным (Конторович и др., 2006 и др.).

В целом по разрезу, концентрации органического вещества в венд-кембрийском разрезе низкие, повышаясь в отдельных глинистых пропластках и стилолитовых швах.

В вендском разрезе концентрации ОВ иногда меняются в широких пределах: в пойгинской – 0,08%, в котоджинской свите: в доломитах до 0,9%, а в стилолитовых швах до 9,6%, а в райгинской – до 1,6%. Битумоиды составляют 0,001–0,015% на породу. Все изученные образцы венда имеют сингенетичную (автохтонную) природу органического вещества (ОВ), степень катагенеза которого очень высока (Конторович и др., 2011а). По оценке Конторовича А.Э с соавторами (2011а), в разрезе можно предполагать наличие залежей сухих и умеренно жирных газов с оторочками легких нефтей (конденсатного типа), а также тяжелых остаточных нефтей (мальтоподобных).

Геохимические исследования органического вещества всего кембрийского разреза показали, что концентрации органического углерода ($C_{орг}$) изменяются в пределах от 0,02 до 2,2 % на породу (максимальные значения в пайдугинской свите, что позволяет отнести ее к потенциально нефтематеринской толще) (Конторович, Костырева 2011б). Концентрации органического углерода выше кларковых значений характерны лишь для единичных образцов из оксымской, бельской, аверинской, чурбигинской, малоомутлинской, поделгинской и шеделгинской свит. Содержание хлороформенного битумоида выше кларковых отмечается в большинстве образцов скважин Восток-1, 3 и в единичных пробах скважины Восток-4. Углеводородный состав битумоидов во всем изученном разрезе кембрия практически идентичен (Костырева и др., 1999; Конторович, Костырева, 2011а,б). Высокий современный уровень

катагенеза органического вещества в породах кембрийского комплекса, а также распределение битумоидов в породах указывают на то, что органическое вещество в этих отложениях в процессе катагенеза прошло главную фазу нефтеобразования и глубинную фазу газообразования (Конторович, Костырева, 2011б).

Изучение органического вещества (Конторович, Костырева, 2011б; Конторович и др., 2011а,б) в керне скважин показало: 1) миграция УВ во вскрытых толщах происходила из разных источников (наличие автохтонных и аллохтонных битумоидов различных групп); 2) значение биомаркерных параметров битумоидов указывает на аквагенную природу ОВ; 3) значительный начальный генерационный потенциал захороненного ОВ; 4) повсеместные интенсивные процессы нафтидогенеза в толщах (аллохтонные битумоиды по всему разрезу венд-кембрийского комплекса) и 5) наличие различных очагов и этапов генерации (геохимические отличия и отсутствие следов биodeградации у части нафтидов, с биodeградируемыми в одном разрезе).

Впервые нафтидопроявления были обнаружены в керне кембрийских горизонтов из скв. Лемок-1, в разрезе которой установлено наличие двух горизонтов пород-коллекторов, перекрытых надежными флюидоупорами: елогуйский (интервал 2180–2260 м) характеризуется пористостью до 15% и менее перспективный верхнекольчумский (интервал 2450–2710) (Конторович, 2000, 2006; Костырева, 2005). В породах эвенкийской свиты (или ее аналогов) (с глубин 2120 и 2190 м) была зафиксирована “живая” нефть, а породы аверинской свиты (из интервалов 2900 м и 3130–3180 м) при раскалывании издают запах нефти. Исследование показало достаточно высокие содержания хлороформенных битумоидов (Костырева, 2005).

Потенциальные резервуары и их качество изучались в Лаборатории литологии и седиментологии ИНГГ СО РАН (Филиппов, Сараев, 2019). Так как отложения древнее вендских скважинами пока не вскрыты, а на сейсмических разрезах наблюдается хаотичная волновая картина, связанная со значительной степенью их дислоцированности и метаморфизма, речи о выделении в их составе потенциальных резервуаров пока не идет (Филиппов, Сараев, 2019). Разрез венд-кембрийского комплекса на территории осадочного бассейна сложен преимущественно карбонатными и терригенно-карбонатными отложениями, которые подверглись вторичному изменению пород, что привело к ухудшению их фильтрационно-емкостных свойств, вследствие чего потенциальные коллекторы будут связаны с развитием зон разуплотнения, вторичной трещиноватости и кавернозности.

Венд-кембрийский комплекс в восточной части ПОБ вскрыт скважинами Аверинская-150 и Лемок-1, где он представлен верхневендскими и нижнекембрийскими соленосно-карбонатными отложениями, а в центральном и западном районах параметрическими скважинами Восток-1, 3 и 4, где получен практически полный непрерывный разрез вендско-

кембрийских карбонатных, сульфатно-карбонатных, терригенно-карбонатных и терригенных отложений.

Наиболее полные типовые разрезы венда и кембрия Предъенисейского осадочного бассейна получены по результатам бурения скважин Восток-3 и 4, которые были использованы для выделения и характеристики потенциальных резервуаров (Конторович и др., 2008а, 2012; Филиппов, 2016; Филиппов, Сараев, 2019 и др.).

В разрезе отложений вендского возраста (скв. Восток-3) специалистами ИНГГ СО РАН в качестве единого резервуара рассматриваются отложения пойгинской и котоджинской свит со значениями пористости, на ряде уровней достигающей 20% и 15% соответственно. Потенциальный коллектор пойгинской свиты считается более перспективным и представлен биогермными образованиями, формировавшимися в реконструируемой здесь по геолого-геофизическим данным полосе органогенных построек (Филиппов, 2016; Филиппов, Сараев, 2019). Карбонатный состав коллекторов предопределяет традиционные для них типы коллекторов, связанные с вторичными процессами перекристаллизации, окремнения, выщелачивания и трещиноватостью.

Разрез кембрия вскрыт скважинами Восток-1, 3, 4, Лемок-1, Тыйская-1 и представлен всеми отделами (Филиппов и др., 2014; Конторович и др., 2021). Согласно полученным результатам петрофизических исследований, разрез скважины Восток-1 сложен породами с низкими фильтрационно-емкостными характеристиками, при этом в восточном направлении прогнозируется улучшение коллекторских свойств карбонатных отложений (Филиппов, Сараев, 2019).

В наиболее полном кембрийском разрезе (скважина Восток-4) по материалам ГИС и результатам литологических и петрофизических исследований керна выделяется 4 основных горизонта (нижнеоксымский, тыйский, верхнекольчумский и среднеэвенкийский), по своим характеристикам представляющих собой потенциальные резервуары, разделенные мощными флюидоупорами. Максимальные значения пористости (до 25%) предполагаются в верхнекольчумском коллекторе (Филиппов, 2016; Филиппов, Сараев, 2019). Более подробно фильтрационно-емкостные свойства будет рассмотрены в главе «Гидродинамические условия».

Распространение потенциально нефтематеринской толщи (пайдугинская свита) и пород – резервуаров по разрезу и территориально контролируется палеогеографическими условиями седиментации ОБ и связано с субширотной палеогеографической зональностью бассейна, фиксируемой по материалам бурения и сейсмическим данным. Специалистами ИНГГ СО РАН было показано (Филиппов, 2016; Филиппов, Сараев, 2019), что в палеогеографическом

отношении Предъенисейский бассейн подразделялся на три основные области, каждая из которых имела индивидуальные особенности строения и развития.

На востоке венд-раннекембрийские отложения формировались в условиях эвапоритового солеродного суббассейна, а на западе седиментация разновозрастных комплексов происходила в условиях глубоководного моря (Филиппов, Сараев, 2019). Соответственно в качестве потенциальных резервуаров в восточных районах можно рассматривать вендские подсолевые и нижнекембрийские межсолевые комплексы, слагающие с докембрийским потенциальным источником УВ единый потенциально нефтегазоносный комплекс.

В западных районах можно выделить два относительно изолированных потенциально нефтегазоносных комплекса – докембрийский (с рифейским источником УВ, верхневендскими коллекторами и раннекембрийским глинистым флюидоупором) и кембрийский – с пайдугинской свитой в качестве самостоятельного источника УВ, среднекембрийскими карбонатными коллекторами и верхнекембрийскими глинисто-карбонатными флюидоупорами.

По мнению авторов (Филиппов, 2016; Филиппов, Сараев, 2019), наиболее перспективной является центральная зона развития рифовой гряды, разделяющая западную и восточные зоны седиментации и имеющая оба упомянутых потенциальных источника УВ.

Кроме того, общим региональным флюидоупором для всех выделенных коллекторов служат отложения эвенкийского уровня (поздний кембрий), представленные известково-доломитовыми алевроаргиллитами. По петрофизическим данным породы характеризуются низкой пористостью (до 1%) и практически полным отсутствием проницаемости (Филиппов, Сараев, 2019).

По результатам комплексных исследований специалистами ИНГГ СО РАН под руководством академика А.Э. Конторовича был выполнен прогноз углеводородного потенциала ПОБ и построена карта плотностей геологических ресурсов УВ, которые, наряду с упомянутыми факторами, учитывали палеогеографическую зональность венд-кембрийских осадочных комплексов и структурно-тектоническое районирование, выполненное по результатам интерпретации сейсмических данных (Филиппов, 2016, 2018; Филиппов, Бурштейн, 2017; Филиппов, Сараев, 2019).

Как уже отмечалось выше, авторами выделен ряд факторов, свидетельствующих о высоких перспективах Предъенисейского осадочного бассейна.

Однако, наряду с этим, геохимические данные (Конторович и др, 2011а,б; Конторович, Костырева, 2011) и результаты моделирования погружений и динамики генерации УВ (Филиппов, 2016, 2018; Филиппов, Бурштейн, 2017) свидетельствуют, во-первых, о высокой степени катагенеза органического вещества, а во-вторых, о раннем времени генерации УВ и формирования залежей. Так, основной пик генерации углеводородов для докембрийских толщ

(при наличии в них нефтематеринских пород) должен начинаться уже с венда и закончиться к ордовику (нефть) и мезозою (газ), а для нефтематеринских кембрийских толщ (пайдугинская свита) - с ордовика вплоть до триаса. На этом основании авторы делают осторожные выводы (Филиппов, 2016, 2018; Филиппов, Бурштейн, 2017), что значительные объемы генерированных УВ могли быть подвергнуты значительному метаморфизму и масштабной деструкции в триасовое время, когда существенная часть палеозойского разреза была выведена выше базиса эрозии и денудирована. По мнению Ю.Ф. Филиппова (Филиппов, 2016; Филиппов, Бурштейн, 2017), это накладывает серьезные ограничения на более ранние оптимистические оценки УВ-потенциала ПОБ, но выполнить корректную количественную оценку объема генерированных УВ в настоящее время затруднительно из-за недостатка данных.

ГЛАВА 2. ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ РЕГИОНА

Основой гидрогеологических исследований является гидрогеологическая стратификация. Ей посвящены работы Н.И. Толстихина, А.М. Овчинникова, Г.Н. Каменского, Ф.П. Саваренского, К. Кейльгака, Н.К. Игнатовича, П.Ф. Швецова, И.К. Зайцева, Н.А. Маринова, А.С. Рябченкова, Е.В. Пиннекера, А.А. Карцева, В.Н. Корценштейна, П.П. Климентова, У. Рихтера, В.А. Кирюхина, Дж. Джетеля, Н.В. Роговской, А. Турнера, К.П. Караванова, Л.А. Островского, С.Л. Шварцева и многих других (Пиннекер, 1980).

Изучение подземных вод осадочных бассейнов начинается с анализа гидрогеологических особенностей района. Гидрогеологическая стратификация и районирование напрямую зависят от геологического строения бассейна. Основной задачей является расчленение геологического разреза: водоносный или водоупорный горизонт, водоносный комплекс и гидрогеологический этаж. Выделение водоупорных и относительно водоупорных толщ в разрезе выполняется с учетом данных о литологическом и минералогическом составе пород и их физических свойствах (гранулометрический состав, пористость, проницаемость, поглотительная способность глинистых пород и т.д.). Водоносный горизонт - относительно выдержанная по площади и в разрезе насыщенная водой одно- или разновозрастная толща горных пород, представляющая собой в гидродинамическом отношении единое целое. Мощность водоносных горизонтов не должна превышать мощности стратиграфических ярусов, реже отделов (Шварцев, 1996; Пиннекер, 1980; Богомолов и др., 1971; Гуревич и др., 1972; и другие).

Более крупным гидрогеологическим подразделением является водоносный комплекс – выдержанная в разрезе и имеющая региональное распространение водонасыщенная толща, ограниченную сверху и снизу регионально выдержанными водоупорными (или относительно водоупорными) пластами, не имеющая или имеющая затрудненную гидравлическую связь с другими смежными водоносными комплексами. В пределах одного комплекса соблюдаются определенные особенности гидродинамического и гидрогеохимического режима. Каждый водоносный комплекс имеют определенные области питания и характеризуется определенными условиями создания напора и разгрузки. Такая закрытость обуславливает свойственные данному комплексу условия накопления, распространения и формирования подземных вод (Шварцев, 1996; Пиннекер, 1980; Богомолов и др., 1971; Гуревич и др., 1972; и другие).

Самой крупной единицей гидрогеологической стратификации является гидрогеологический этаж – совокупность водоносных комплексов, ограниченных или только снизу, или сверху и снизу мощными регионально выдержанными толщами водоупорных пород.

Гидрогеологические этажи определяются структурными этажами или совокупностью структурных ярусов и зависят от истории геологического развития водонапорной системы. Гидрогеологические этажи отличаются один от другого по интенсивности подземного стока, особенностями формирования подземных вод, различными чертами палеогидрогеологического развития (Шварцев, 1996; Пиннекер, 1980; Богомолов и др., 1971; Гуревич и др., 1972; и другие).

2.1 ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ СТРАТИФИКАЦИЯ

Гидрогеология Предьенисейского осадочного бассейна остается практически неизученной. В ходе реализации проекта «Восток» получены новые данные о подземных водах, что позволяет заново рассмотреть гидрогеологические особенности региона. На территории бассейна выделяются два гидрогеологических этажа. Нижний представлен верхнедокембрийско-палеозойскими толщами, которые являются фундаментом молодой Западно-Сибирской геосинеклизы и сопоставляются с осадочным чехлом Сибирской платформы. Верхний этаж – мезозойско-кайнозойский, соответствует чехлу Западно-Сибирского осадочного бассейна (Новиков, Шварцев, 2009; Дульцев, Новиков, 2017; Dultsev, 2019). Территория Предьенисейского осадочного бассейна расположена в переходной зоне от соленосного типа к бессолевому типу разреза (Филиппов 2016). Поэтому необходимо сравнить хотя бы в общих чертах гидрогеологическую стратификацию фундамента Западно-Сибирской плиты с Сибирской платформой.

Проведение гидрогеологической стратификации отложений Западно-Сибирского артезианского бассейна было начато в работах М.С. Гуревича, Б.Ф. Маврицкого, Н.М. Кругликова и др в 50-х годах прошлого века. Палеозойский гидрогеологический ярус выделялся на них в качестве единого палеозойского гидрогеологического комплекса. По мере накопления геологического материала детальность проводимой гидрогеологической стратификации увеличивалась. Первая попытка разделения палеозойского гидрогеологического этажа была сделана А.Д. Назаровым (1972). Были выделены триасовый, каменноугольный, нижне- средне- и верхнедевонский, нижнепалеозойский и интрузивный гидрогеологические комплексы. В работах Н.М. Кругликова с соавторами (1985) выделена рифейско-палеозойская водоносная система, с разделением на палеозойский и рифейский гидрогеологические этажи (Рисунок 5). Палеозойский гидрогеологический этаж подразделялся на ордовикско-силурийский, девонско-каменноугольный и пермско-триасовый гидрогеологические комплексы. Наиболее детальная стратификационная схема была предложена А.Д. Назаровым в 1991 году, в которой он выделил палеозойско-мезозойский гидрогеологический этаж. В нем было выделено три яруса - верхний (выветривания), средний (сцементированный) и нижний и пять комплексов – интрузивный, метаморфический, девонско-каменноугольный, каменноугольно-пермский и пермско-триасовый (Назаров, 2004).

А.Д.Назаров, 1986			В.М.Матусевич, 1986			М.Ф.Чистякова, М.Я.Рудкевич, 1988				Ю.П.Гаттенбергер, В.Н.Корценштейн, 1989		А.Д.Назаров, 1991			В.М.Матусевич, О.В.Бакуев, 1991	
ГГЭ	ГГЯ	ВНК (ВУК)	ГГБ	ГГК	НГК	ГГЭ	ГГК (ВУК)	ВУГ	РНГК	ГГЭ	ГГК	ГГЭ	ГГЯ	ВНК (ВУК)	ГГЭ	ГГК
KZ	P-Q	P ₂ -Q	KZ	P-Q	P ₂ -Q	KZ	?			верхний	P ₂ -Q		KZ	P ₂ -Q	?	?
MZ	K	(P ₂ -K ₂)	MZ	P ₂ -K ₂	P ₁₋₃	MZ	K ₁₋₂	K ₂ -km	K ₂ -s- K ₂ -al ₂	нижний	K ₁₋₂	KZ-	K	(P ₂ -K ₂)	K ₂ -s-J ₂	K ₂ -s-K ₁ -v
					K ₁ -md K ₁ -tsn											
														K ₁₋₂		
PZ	до J		PZ									KZ-T	PZ- MZ	верхний (выверт.)		
														средний (сцемент.)		
														нижний		
														интруз.		

Рисунок 5 – Сравнительная характеристика гидрогеолого-стратификационных схем Западно-Сибирского артезианского мегабассейна (Назаров, 2004 с дополнениями).

Основы гидрогеологической стратификации Сибирской платформы были разработаны Н.И. Толстихиным (1957, 1962 и др.) и Е.В. Пиннекером (1966) и развивались затем А.С. Анциферовым (1989), А.А. Дзюбой (1984), В.И. Вожовым (1977, 1987), М.Б. Букаты (1984, 1985, 2009) и другими исследователями.

Гидрогеологическое расчленение западных районов Сибирской платформы затруднено из-за фациально-литологической изменчивости отложений. По мнению М.Б. Букаты (2009), разрез осадочного чехла подразделен на три гидрогеологические формации – подсолевою, соленосную и надсолевою, которые включают в себя 13 водоносных комплексов (Таблица 1). В основе такого деления лежат принцип гидрогеологической изоляции и литолого-фациальной приуроченности отложений. Подсолевая формация подразделяется на рифейский, терригенный, терригенно-сульфатно-карбонатный и карбонатные комплексы и характеризуется весьма затрудненным водообменом. Рифейский комплекс изучен слабо и включает несколько порово-трещиновых горизонтов глинисто-карбонатных пород зелиндоконской, мардинской, балагарской, копчерской, талаканской и тайгинской свит. В связи с длительным перерывом осадконакопления в предпалеозойское время верхняя часть комплекса размыта и полностью отсутствует на отдельных участках (Букаты, 2009). Терригенный комплекс вендского возраста имеет широкое развитие на территории Восточно-Сибирской платформы и сложен песчаниками, алевролитами и аргиллитами ванаварской свиты. Слабопроницаемый терригенно-сульфатно-

карбонатный комплекс также широко развит на территории Восточно-Сибирской платформы. В разрезе представлен трещено-поровыми горизонтами доломитов и глинистых доломитов оскобинской и тирской свит, а в верхней части появляются мощные пласты каменной соли. Карбонатный вендский комплекс представлен микрофитолитовыми, органогенно-обломочными и хемогенными слабоглинистыми доломитами катанганской, собинской и тэтэрской свит. В соленосную гидрогеологическую формацию объединяются отложения от верхней части усольской свиты до нижнелитвинцевской свиты. Выделяются усольский, бельский, булайский и ангаро-литвинцевский комплексы, сложенные карбонатно-соленосными отложениями. Наиболее соленасыщенная часть усольской свиты (между балыхтинским и осинским горизонтами) рассматривается в качестве регионального усольского водоупора. Суммарная мощность соляных пластов в указанном водоупорном интервале свиты достигает 300 - 500 м, а во впадинах и на участках вспучивания солей иногда превышает 1000 м.

Надсолевой комплекс, который в значительной степени дренируется речной сетью и содержит в основном пресные или солоноватые воды с активным режимом водообмена, по объему соответствует отложениям от верхне-литвинцевской до эвенкийской свит. Сложен преимущественно песчаниками, аргиллитами и карбонатными породами. Ордовикский комплекс сложен карбонатно-терригенными породами чуньской, байкитской, криволукской и неручандской свит. Среднепалеозойский водоносный комплекс представлен терригенными и сульфатно-карбонатными отложениями силура и девона (Букаты 2009). На сегодняшний день изучен слабо. Верхнепалеозойско-триасовый комплекс представлен карбонатными и терригенными угленосными отложениями каменноугольного и пермского возраста. Выше них неоднородно в разрезе и по площади залегают вулканогенно-осадочные толщи триаса.

Предъенисейский осадочный бассейн

Детальный анализ стратификационных схем, материалов решений межведомственного стратиграфического комитета, описания керна, коллекторских свойств, возрастных датировок (относительный и абсолютных), данных ГИС наиболее глубоких скважин позволяет составить схему гидрогеологической стратификации Предъенисейского осадочного бассейна (Рисунок 7). Как было сказано ранее, на территории бассейна выделяются два структурных этажа. По гидродинамическим особенностям доюрские отложения исследуемой территории относятся к нижнему гидрогеологическому этажу (зона затрудненного водообмена).

В составе нижнего этажа ранее выделялись рифей-вендский, кембрийский, девонский и нижнесреднеюрский комплексы, а верхнего – верхнеюрский, неокомский, апт-альб-сеноманский, палеоген-олигоценый и верхнеолигоцен-четвертичный комплексы (Новиков, Шварцев, 2009). Однако по результатам интерпретации новых сейсмических материалов и данным бурения установлено, что на большей части бассейна на предъюрскую поверхность

выходят преимущественно кембрийские осадочные отложения, ниже которых выделяется мощный осадочный комплекс (до 3000-4000 м) докембрийского возраста (Гражданкин и др., 2015), это позволяет пересмотреть гидрогеологическую стратификацию Предьенисейского осадочного бассейна.

Рифей-вендский комплекс вскрыт в юго-восточной части Предьенисейского осадочного бассейна (скважинами вскрыты только вендские отложения) скважинами Восток-3 в западной части и Аверинской-150 (Рисунок 6). Разрез скважины Восток-3 характеризуется сульфатно-терригенно-карбонатными породами, характерными для даниловского горизонта Сибирской платформы, и по объему соответствует пойгинской, котоджинской и райгинской свитам поздневендского возраста (Гражданкин и др., 2015). Отложения пойгинской, котоджинской свит рассматриваются в качестве резервуара со значениями пористости до 16.2% и 2.6% соответственно. Разрез скважины Аверинская-150 представлен как терригенными, так и карбонатными породами и по объему условно соответствует катангской, собинской свитам и нижней части тэтэрской свиты (Рисунок 7). Вскрытая мощность комплекса составляет 1200 метров (скважина Восток-3), однако по геофизическим данным может достигать 3000-4000 метров (Сараев и др., 2004).

Таблица 1 – Обобщенная стратификация гидрогеологических формаций Сибирской Платформы (Букаты, 2009)

Ярус, свита		Горизонт	Комплекс
Надсолевая формация			
P-N-Q	разновозрастный горизонт	Подмерзлотный	Палеоген-четвертичный
T	Тутончанский		
	Дегалинская		
P	Пеляткинская		Верхнепалеозойско-триасовый
	Бургуклинская		
C	Анакитская		
	Бурусская	Турнейский	
	Каларгонская	Каларгонский	
	Накахозская	-	
D	Юктинская	-	
	Тынепская	-	
	Нимская	-	
	Мирошкинская	-	Среднепалеозойский
	Нидинская	-	
	Дьявольская	Венлокский	
S	Валекская	Лландоверийский	
	Могоктинская	-	
	Граптолитовая	-	

Продолжение таблицы 1.

	Ярус, свита	Горизонт	Комплекс
O	Неручандская	-	Ордовикский
	Криволукская	-	
	Байкитская	Байкитский	
	Чуньская	-	
	Є ₂₋₃	Эвенкийская	
Є ₁₋₂	Литвинцевская/ Анрарская	Верхнеангарско- литвинцевский	Надсолевой
Соленосная формация			
Є ₁₋₂	Литвинцевская	Нижнелитвинцевский	Ангаро-литвинцевский
Є ₁	Анрарская	-	Булайский
	Булайская	Булайский	
	Бельская	Верхнебельский Нижнебельский	
	Усольская	Моктаконский Осинский	Усольский
Подсолевая формация			
V-Є ₁	Тэтэрская	Тэтэрский	карбонатный
V	Собинская	Собинский	
	Катангская	Оморинский	
	Оскобинская	-	Терригенно-сульфатно- карбонатный
		Оскобинский	
	Ванаварская	Ванаварский	Терригенный
R ₃	Тайгинская	-	Рифейский
	Талаканская	-	
	Копчерская	Верхнерифейский	
	Усть-куюмбинская		
R ₂	Балагарская	-	
	Мадринская	-	
	Зелиндоконская	-	

Выше по разрезу согласно залегает кембрийский комплекс, вскрытый многочисленными скважинами (Елогуйская, Кыксинская, Касская, Тыйская площади, скв. Восток 1, 3, 4, и др.). Разрез представлен разнофациальными толщами всех отделов кембрия и характеризуется тремя типами – обстановки солеродного суббасейна (суммарная мощность соляных пластов может достигать 500 м и более), являющегося крупным заливом Восточно-Сибирского солеродного бассейна (скважины Лемок-1 и Аверинская-150), системы барьерных рифов (район скважины Восток-4) и внешней (предрифовой) зоной (скважины Восток-1, 3) (Рисунок 7). В разрезе скважины Восток-4 выделяется 4 основных горизонта, по своим характеристикам представляющих собой потенциальные резервуары: нижнеоксымский, нижеаверинский, верхнекольчумский и елогуйский. Мощность комплекса (вскрытая) составляет 3500 м в

восточной части и 2300 м западной части бассейна (Филиппов и др., 2014). Согласно принятой на сегодняшний день геологической модели рифейские, вендские и кембрийские отложения могут быть объединены в один комплекс (Рисунок 7).

Как было сказано ранее, стратиграфия отложений ордовик-пермского времени изучена слабо, и почти на всей территории Предъенисейского осадочного бассейна на предмезозойскую поверхность выходят кембрийские отложения. Более молодые комплексы были подвержены эрозии и сохранились только в локально погруженных зонах.

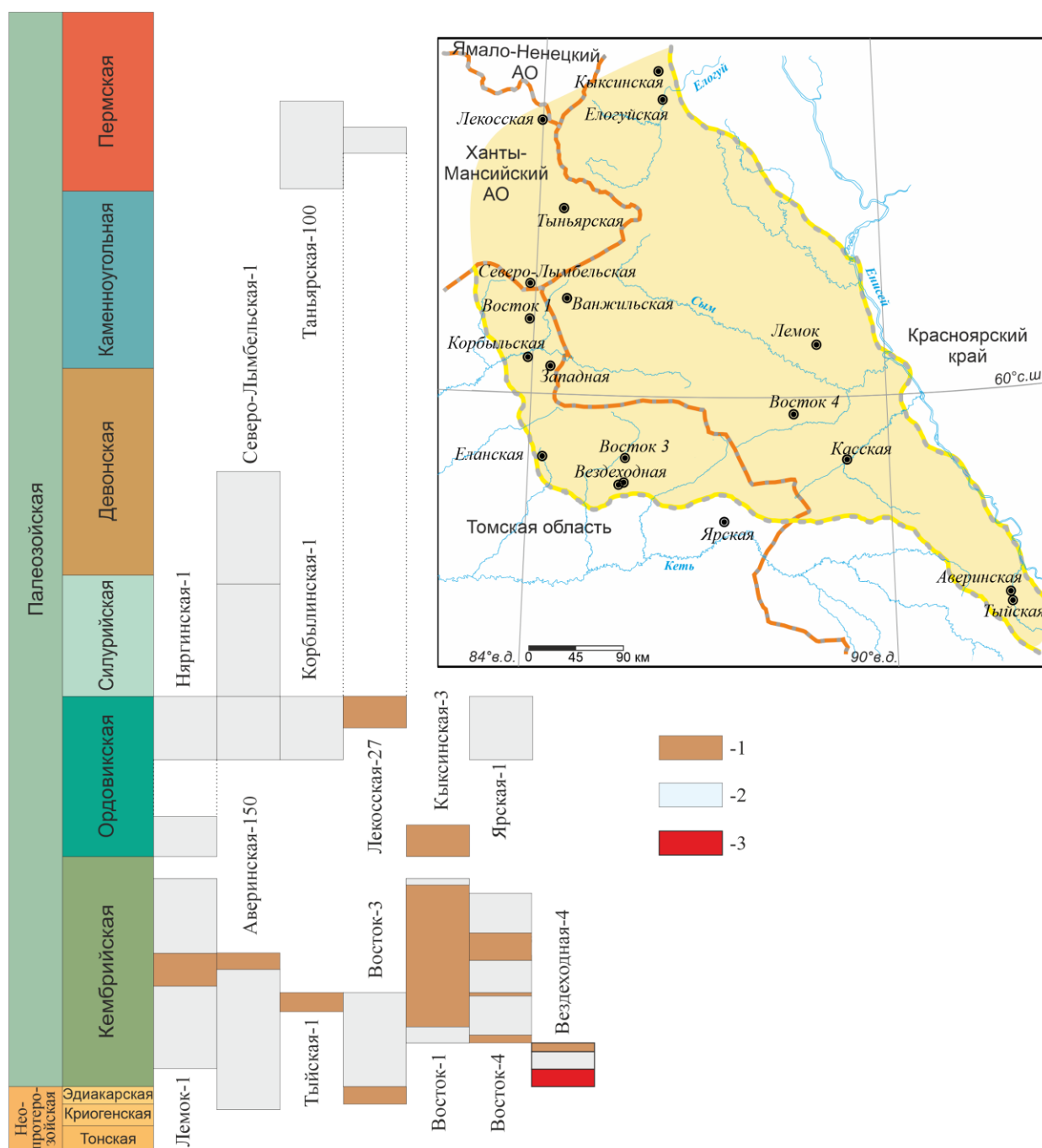


Рисунок 6 – Схема распространения отложений в разрезе и местоположение в пределах бассейна:

1) – преимущественно проницаемые отложения, 2) – преимущественно непроницаемые отложения, 3) магматические.

Отложения предположительно ордовикского возраста вскрыты на Кыксинской, Елогуйской, Северо-Лымбельской, Няргинской и Лекосской площадях и представлены вулканомиктовыми песчаниками, туфами и известняками в нижней части, преимущественно эффузивами и туфогенными породами с прослоями известняков в средней части и чередованием карбонатных и терригенно-карбонатных пород в верхней части разреза. В скважине Корбыльская 1 встречены метаморфизованные диабазы и порфириты, с высоким содержанием туфогенных пород, которые могут быть отнесены к водоупорным. Установленная мощность едва достигает 150 м.

Отложения силурийского возраста вскрыты на Северо-Лымбельской и Няргинской площадях и представлены преимущественно туфогенными сильноизмененными породами. Остаточная мощность отложений составляет не более 200 м.

Ранее считалось, что отложения девонского возраста широко распространены на территории бассейна. Однако большинство фрагментов, ранее отнесенных к нему, не имеет надежного подтверждения возраста. В настоящее время предположительно девонские отложения установлены не только на Северо-Лымбельской площади и представлены карбонатными обломочными породами. Вскрытая мощность не более 100 м. Отложения каменноугольного возраста на территории бассейна не установлены.

Отложения пермского возраста распространены ограниченно, что обусловлено последовавшими процессами эрозии в конце карбона – начале триаса, а также отсутствием процесса осадконакопления на большей части Западно-Сибирского бассейна (Елкин и др., 2001). Пермский и триасовый комплекс вскрыт на Лекосской и Тыньярской площадях. В скважине Лекосская-27 пермский комплекс сложен переслаиванием известковистых алевролитов и песчаников, конгломератами с прослоями углистых аргиллитов мощностью 300 м. Южнее в скважине Тыньярская-100 (1786-2226 м) вскрыт вулcano-плутонический комплекс. Встречаются многочисленные дайки магматических пород различного состава (Иванов и др., 2010, 2012; Иванов, Ерохин, 2011). Триасовый комплекс представлен базальтами, диабазами, андезитами и туфами основного и среднего состава, встречаются пачки углистых аргиллитов. Распространен преимущественно в северо-западной части исследуемого региона. По своим фильтрационно-емкостным характеристикам может быть отнесен к водоупорным комплексам, хотя из-за развития кор выветривания может быть и водоносным. Общая мощность пермь-триасового комплекса не превышает 1000 метров (по данным ГИС).

Таким образом, из-за ограниченного распространения отложений моложе кембрийского возраста как в разрезе, так и по площади, они могут быть объединены в один ордовико-пермский нерасчлененный комплекс.

		Предьенисейский осадочный бассейн			Сибирская платформа	
		Предрифовая зона	Зона Рифов	Солеродный суббассейн	Свита (Байкитская зона)	Формация
Кембрийская	Верхний				Эвенкийская	Надсолевой
		Пыжинская				
		Шеделгинская				
		Кондесская		Эвенкийска		
	Средняя	Поделгинская	Литвинцевская			
		Пуджелгинская				
		Малоомутгинская		Елогуйска	Елогуйская	
	Нижний	Пайдугинская	Кольчумска	Кольчумская	Ангарская	Соленосная
		Чурбигинская	Аверинска	Аверинская	Булайская	
			Тыйска	Тыйская Бельская	Бельская	
			Оксымская	Усольская	Усольская	
	Вендский	Райгинская		Тэтэрская	Тэтэрская	Подсолевая
		Котоджинская		Собинская	Собинская	
		Пойгинская		Катангская	Катангская	

Рисунок 7 – Схема корреляции венд-кембрийских отложений Предьенисейского осадочного бассейна

2.2 ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

Развитие учения о динамике подземных вод отражено в многочисленных работах Б.Л. Александрова, Н.Б. Батыгиной, Г.В. Богомолова, С.Б. Вагина, И.К. Гавича, Ю.П. Гаттенбергера, Н.Е. Жуковского, И.К. Зерчанинова, Г.Н. Каменского, Е.Е. Керкиса, И.Г. Киссина, В.С. Ковалевского, В.Н. Корценштейна, М.С. Крайчика, Ф.А. Макаренко, В.М. Матусевича, В.А. Серебрякова, Е.В. Стадника, М.И. Субботы, Б.А. Тхостова, И.Н. Ушатинского, В.М. Шестакова, В.Н. Щелкачева, В.В. Ягодина, Г.П. Якобсона и многих других. Формирование гидродинамического поля является следствием эволюции осадочного бассейна.

На территории Предъенисейского осадочного бассейна пробурено более 30 глубоких геологоразведочных скважин, вскрывших домезозойские комплексы, но качество гидродинамической информации крайне низкое. Всего было опробовано 79 объектов, из которых 57 оказались сухими, также неодинаково распространение полученных результатов как по площади, так и по разрезу. По имеющимся материалам установлено, что породы претерпели сильное изменение, и первоначальная пористость и проницаемость была утрачена, то есть фильтрационно-емкостные свойства палеозойских образований в основном связаны с вторичной трещиноватостью, кавернозностью и выщелачиванием (Филиппов 2016б). Фактический материал представлен 480 определениями по керну, 234 из которых получены в результате реализации проекта «Восток». В целом для отложений верхнедокембрийского-палеозойского возраста характерны низкие значения пористости и проницаемости. В изученных отложениях пористость варьирует в интервале от 0,01 до 19,59% (при среднем значении 2,12%) в западной части бассейна (в пределах солеродного суббассейна), от 0,18 до 12,90% (при среднем значении 2,47%) в переходной зоне (зона развития рифа) и от 0,01 до 20,83% (при среднем значении 3,35%) для восточной части (за рифовый бассейн). На сопредельных территориях Западно-Сибирского осадочного бассейна для отложений доюрского комплекса характерны более высокие значения пористости, изменяющиеся в диапазоне от 0,1 до 27,53% (при среднем значении 5,61%) (Рисунок 8).

Вследствие развития вторичной трещиноватости, кавернозности и выщелачивания осадочных пород нижнего гидрогеологического этажа, для них характерна водонапорная система трещинных и трещинно-жильных вод с очень сложной гидравлической взаимосвязью. Также отмечается значительная гидравлическая разобщенность отдельных водоносных зон и их изменчивая водообильность. Низкие коллекторские свойства пород не дают притоков пластового флюида. Значительный приток пластовой воды 31,2 м³/сут получен в скважине Восток-1 в интервале 2758-2762, 2776,8-2799,8 м (Таблица 2), приуроченном к зоне контакта с мезокайнозойским осадочным чехлом. Также пять притоков пластовых вод дебитом от 8,9 до

33,9 м³/сут получено в объектах скважины Восток-3 для рифей-вендского гидрогеологического комплекса. В скважине Восток-4 максимальные притоки до 98 м³/сут были получены при совместном испытании интервалов 3520-3532 и 3487-3503. При испытании двух других объектов притоки составили от 2,83 до 15,2 м³/сут. Следует отметить, что при испытании получены значительные объемы фильтрата бурового раствора, которые достигали иногда половины объема. В скважине Аверинская-150 получен приток 74,20 м³/сут в интервале 2634-2710 м. На Вездеходной площади было опробовано 29 объектов, в семи из которых получены притоки от 1,40 до 77,20 м³/сут. Единичные объекты, опробованные на Еланской, Елогуйской, Кыксинской, Мартовской, Няргинской, Северо-Лымбельской и Ярской площадях, оказались сухими (только в интервале 2234-2244 м скважины Северо-Лымбельская получен приток 12,40 м³/сут (Новиков, Шварцев 2009).

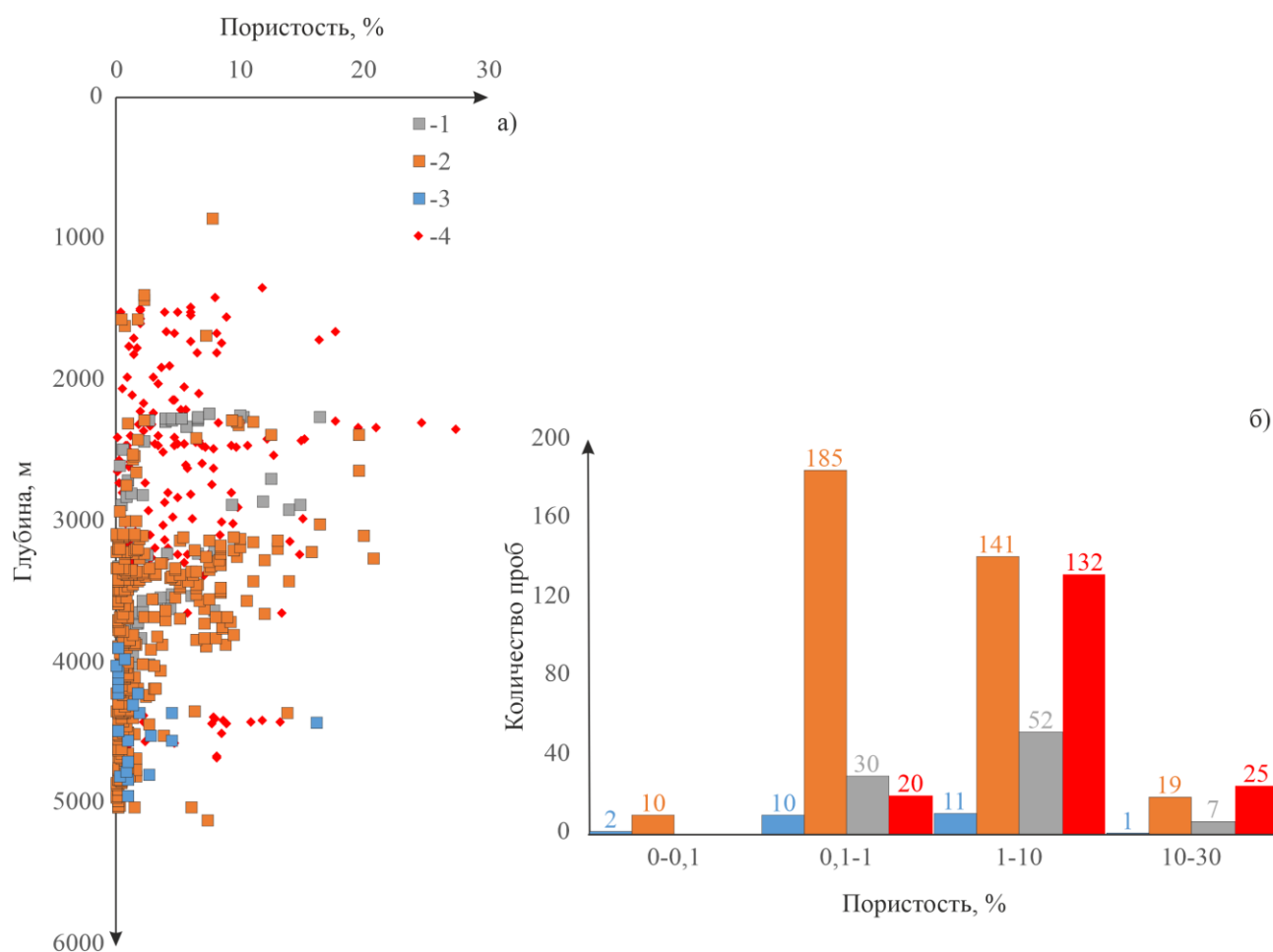


Рисунок 8 – Изменение пористости с глубиной (а) и гистограмма распределения (б) палеозойских отложений Предъенисейского осадочного бассейна и сопредельных территорий Западно-сибирского осадочного бассейна. 1) – палеозойских (нерасчлененных); 2) – кембрийских; 3) – вендских; 4) – палеозойских отложений сопредельных территорий Западно-Сибирского осадочного бассейна (Новиков Д.А., Дульцев Ф.Ф., и др. 2019).

Таблица 2 – Данные о притоках в объектах докембрийско-палеозойского гидрогеологического этажа Предъенисейского осадочного бассейна.

Площадь	№ скв.	стратиграфический интервал	интервал испытания		вода м ³ /сут
			от	до	
Аверинская	150	кембрий	2634.00	2710.00	74.20
Вездеходная	3	кембрий	3085.00	3097.00	43.60
Вездеходная	3	кембрий	3420.00	3430.00	8.70
Вездеходная	3	кембрий	3822.00	3835.00	1.40
Вездеходная	3	кембрий	3860.00	3870.00	77.20
Вездеходная	4	кембрий	3105.00	3137.00	14.40
Вездеходная	4	кембрий	4754.00	4765.00	0.52
Вездеходная	4	кембрий	4773.00	4790.00	1.44
Восток	1	кембрий	2758.00	2799.80	52.40
Восток	3	венд	4190.40	4200.40	8.90
Восток	3	венд	4673.00	4683.00	33.90
Восток	3	венд	4720.00	4734.00	18.00
Восток	3	венд	4895.20	4902.80	17.80
Восток	3	венд	4956.00	4962.00	25.20
Восток	4	кембрий	3026.00	3048.00	4.53
Восток	4	кембрий	3487.00	3503.00	98.00
Восток	4	кембрий	3520.00	3532.00	98.00
Восток	4	кембрий	4993.00	4996.00	15.20
Восток	4	кембрий	5028.00	5036.00	2.83
Лемок	1	кембрий	2100.00	2130.00	95.00
Лемок	1	кембрий	2365.00	2392.00	94.60
Северо-Лымбельская	1	палеозой	2234.00	2244.00	12.40

Установлено, что по разрезу распространены нормальные пластовые давления, близкие к гидростатическим (Dultsev, 2019). В целом, коэффициент аномальности (Ка) варьируется от 0,95 до 1,01, но в отдельных пластах вендского и рифейского комплексов Ка может достигать 1,14 единиц (Рисунок 9). Также велика вероятность обнаружения структур с затрудненным водообменом, а именно зоны с закрытым в гидродинамическом отношении режимом. Используя регрессионную зависимость и структурные построения, выполненные сотрудниками ИНГГ СО РАН, составлен комплект карт пластовых давлений (Рисунок 10-Рисунок 15) и коэффициентов аномальности для основных горизонтов. Было установлено увеличение пластовых давлений в западном направлении от 10 до 25 МПа в кровле баженовской свиты (Рисунок 10). Схожая тенденция наблюдается по всему разрезу: так, в кровле палеозойских отложений пластовые давления достигают 30 МПа (Рисунок 11). Для отложений верхнего кембрия (подошва пыжинской свиты) значение пластовых давлений достигает 65 МПа (Рисунок 12), а в кровле усольской свиты до 98 МПа (Рисунок 13). В вендских и рифейских отложениях закономерный рост пластовых давлений сохраняется, достигая в кровле вендских отложений 107 МПа (Рисунок 14) и 135 МПа в основании осадочного бассейна (Рисунок 15). Максимальные давления

отмечаются в пределах Предъенисейской синеклизы. Эта закономерность связана со структурными особенностями изучаемого региона.

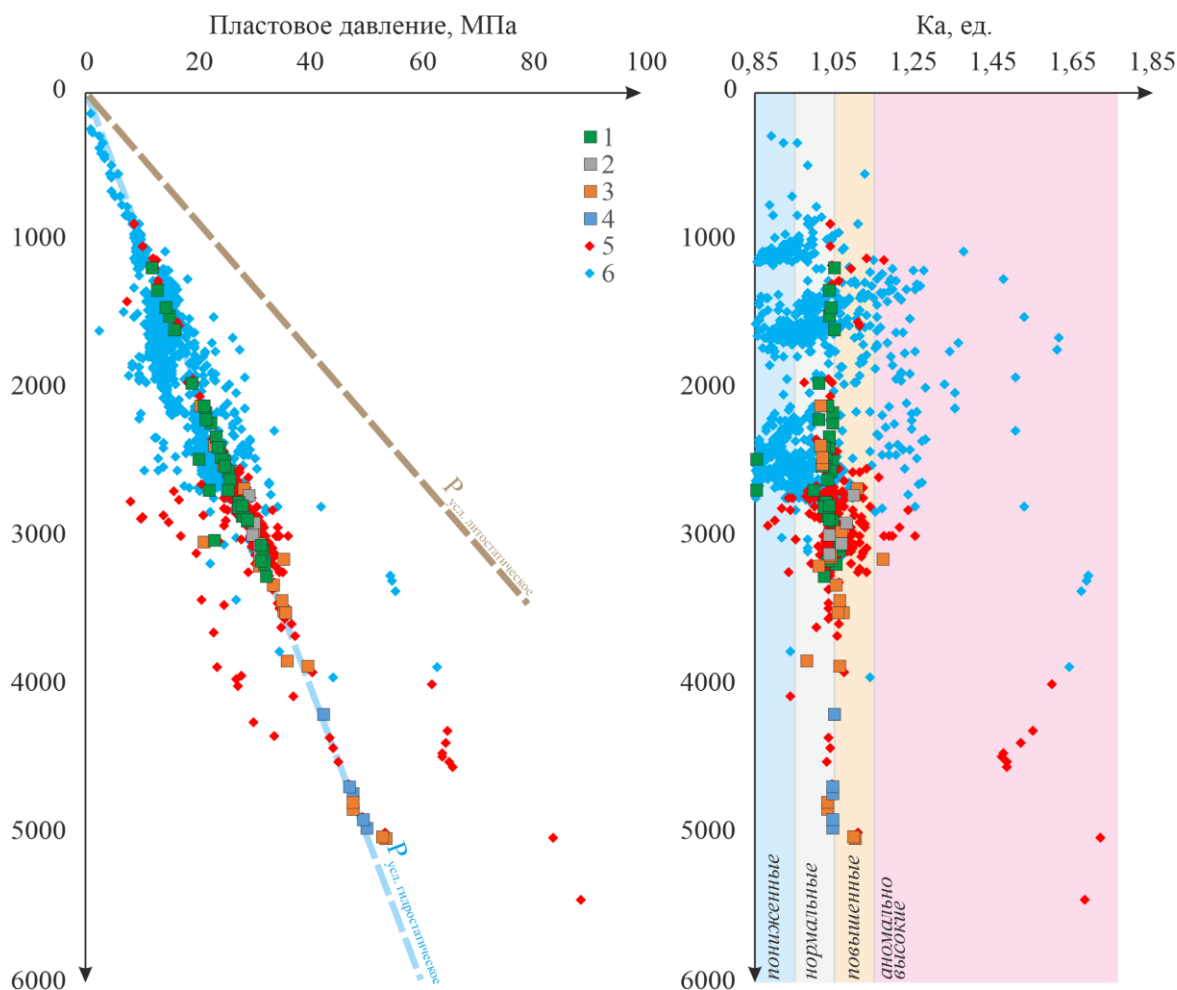


Рисунок 9 – Зависимость пластовых давлений (а) и коэффициента аномальности (б) с глубиной. 1 – мезозойских; 2 – палеозойских (нерасчлененных); 3 – кембрийских; 4 – вендских отложений Предъенисейского осадочного бассейна; 5 – палеозойских отложений сопредельных территорий Западно-Сибирского осадочного бассейна; 1 – мезозойских; 2 – палеозойских (нерасчлененных); 3 – кембрийских; 4 – вендских отложений Предъенисейского осадочного бассейна; 5 – палеозойских отложений сопредельных территорий Западно-Сибирского осадочного бассейна; 6 – западных районов Сибирской платформы.

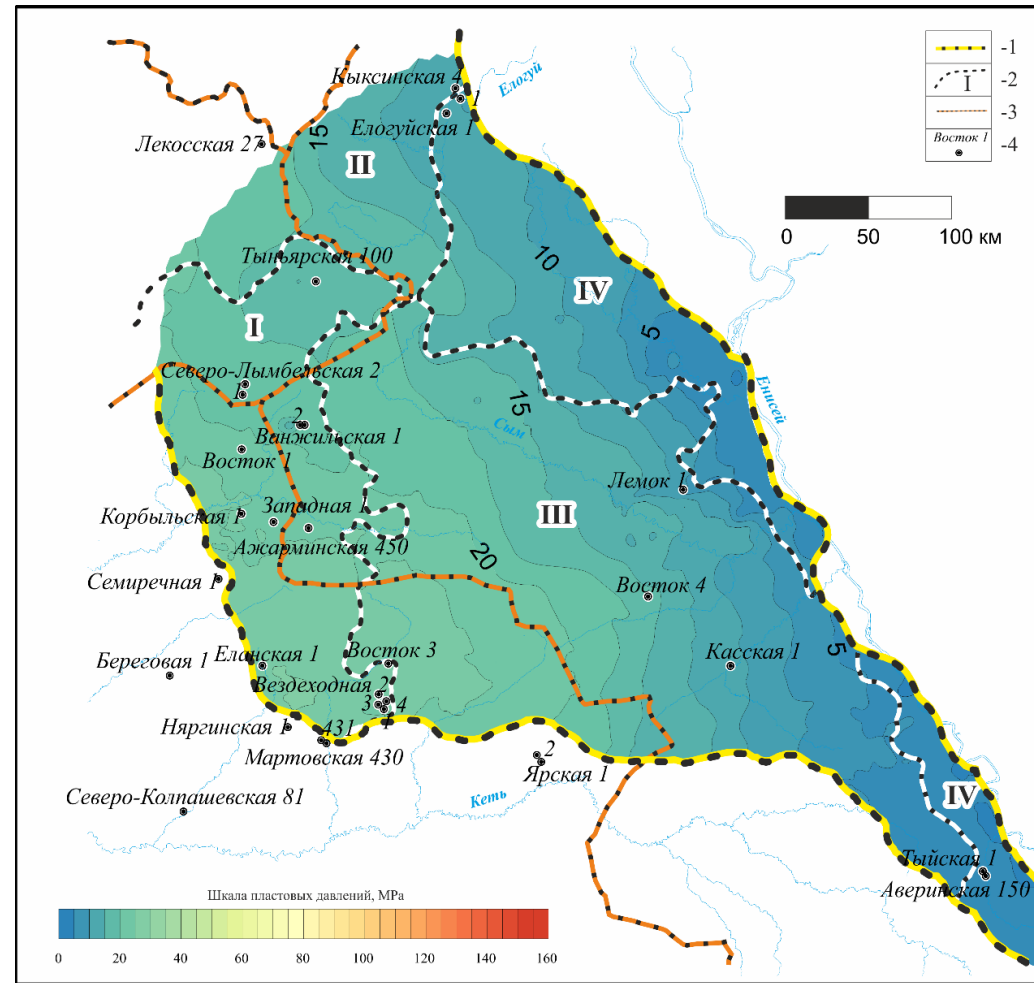


Рисунок 10 – Распределение пластовых давлений в кровле баженовской свиты.

Границы: 1 – Предъенисейского осадочного бассейна, 2 – тектонических элементов и их название: I – Райгинско-Ажарминская гряда, II – Елогуй-Туруханская синеклиза, III – Предъенисейская синеклиза, IV – Елогуй-Тыйская моноклиза; 3 – административные; 4 – выступы фундамента; 5 – название площадей и номер скважины.



Рисунок 11 – Распределение пластовых давлений в кровле палеозоя. Условные см. Рисунок 10

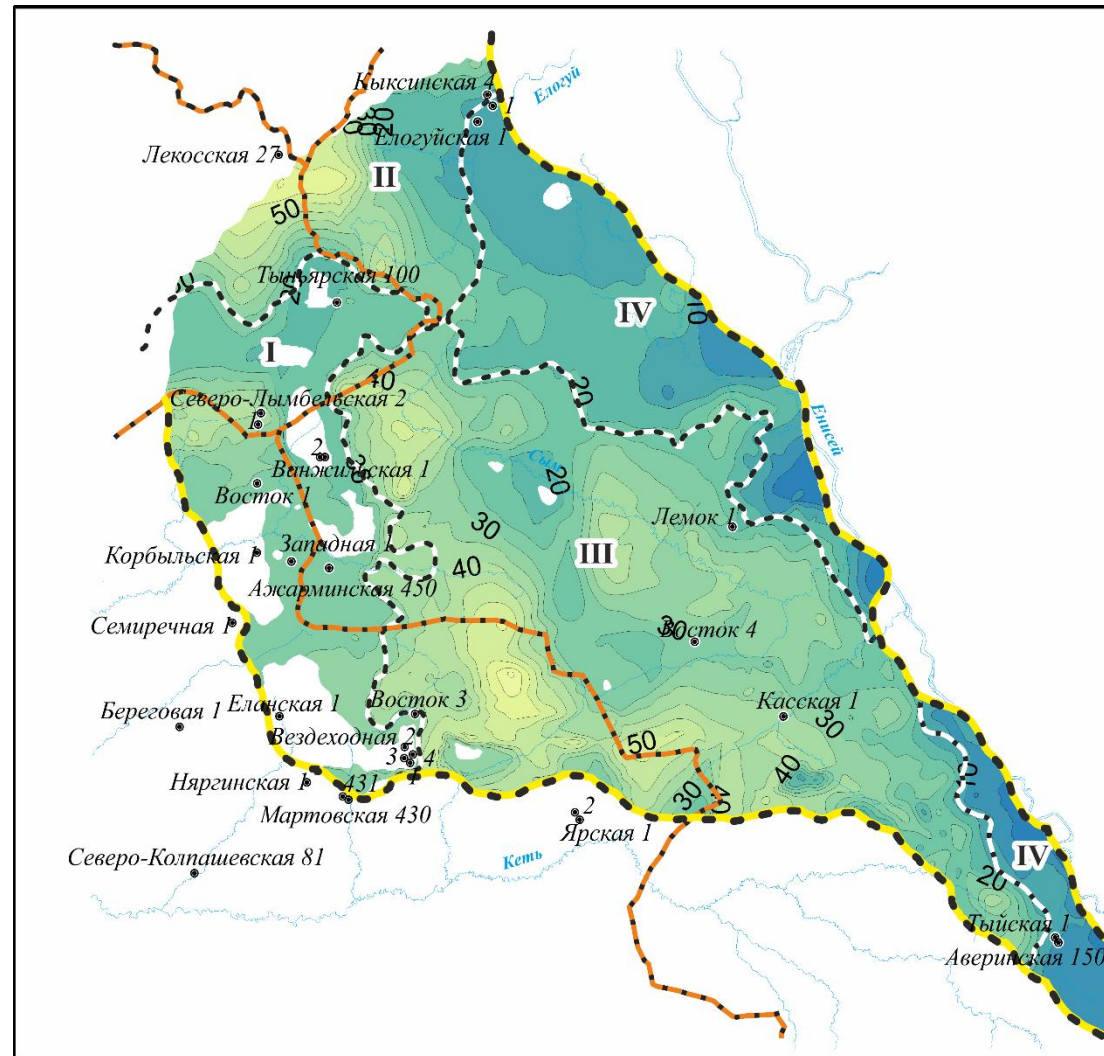


Рисунок 12 – Распределение пластовых давлений в кровле кембрийских карбонатных отложений (средняя подсвита эвенкийской свиты, верхний кембрий). Условные см. Рисунок 10

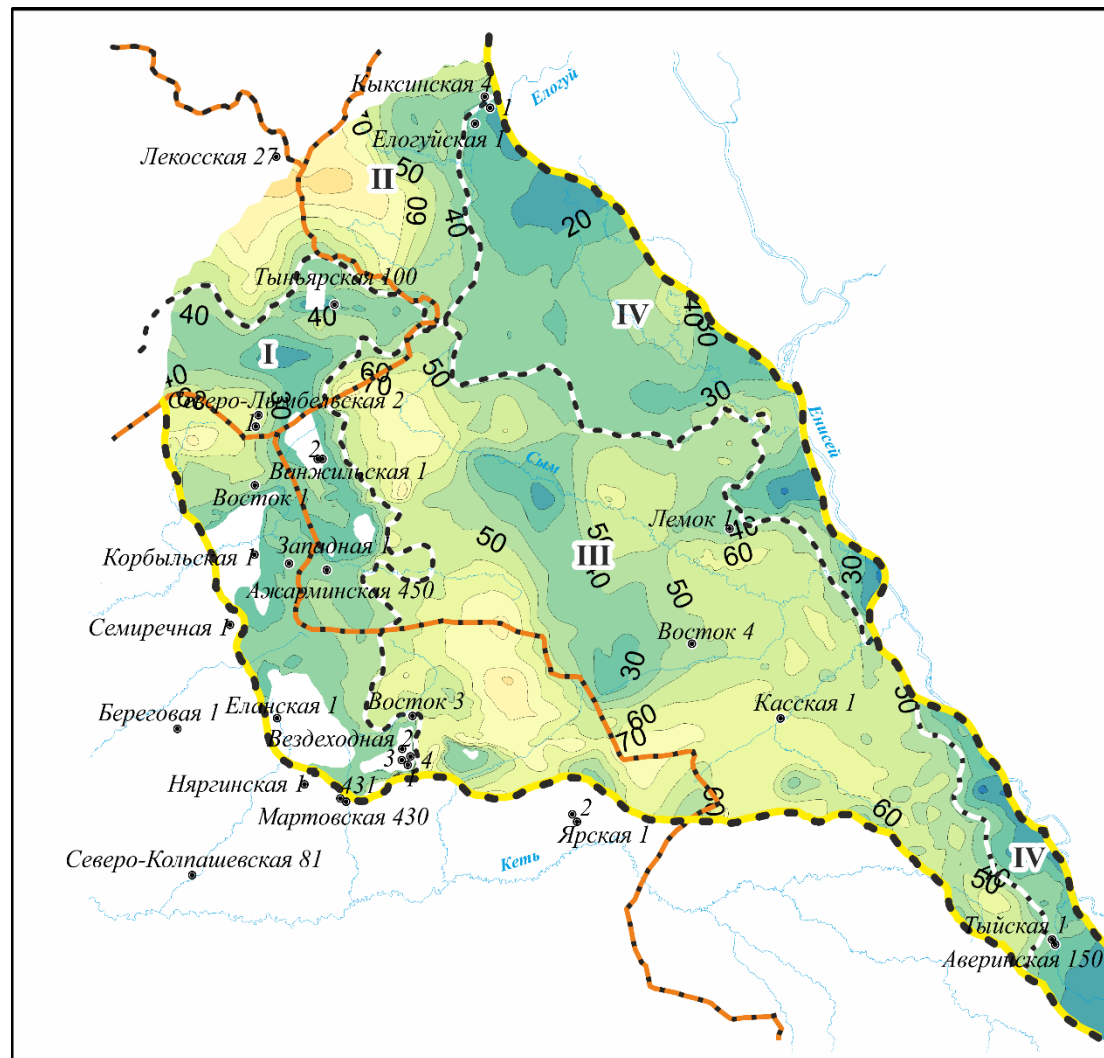


Рисунок 13 – Распределение пластовых давлений в кровле усольской свиты и ее возрастных аналогов (нижний кембрий).

Условные см. Рисунок 10

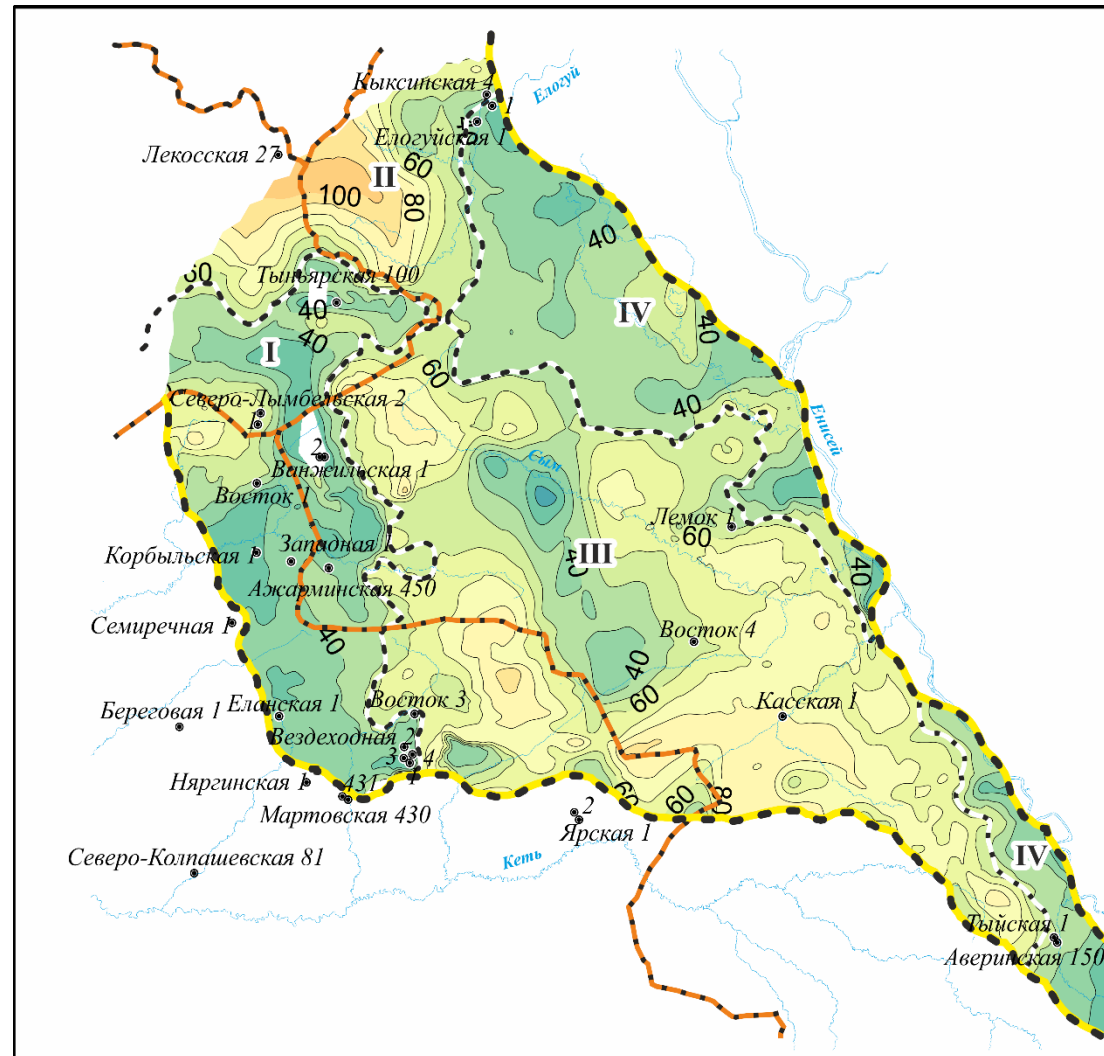


Рисунок 14 – Распределение пластовых давлений в кровле вендских отложений. Условные см. Рисунок 10

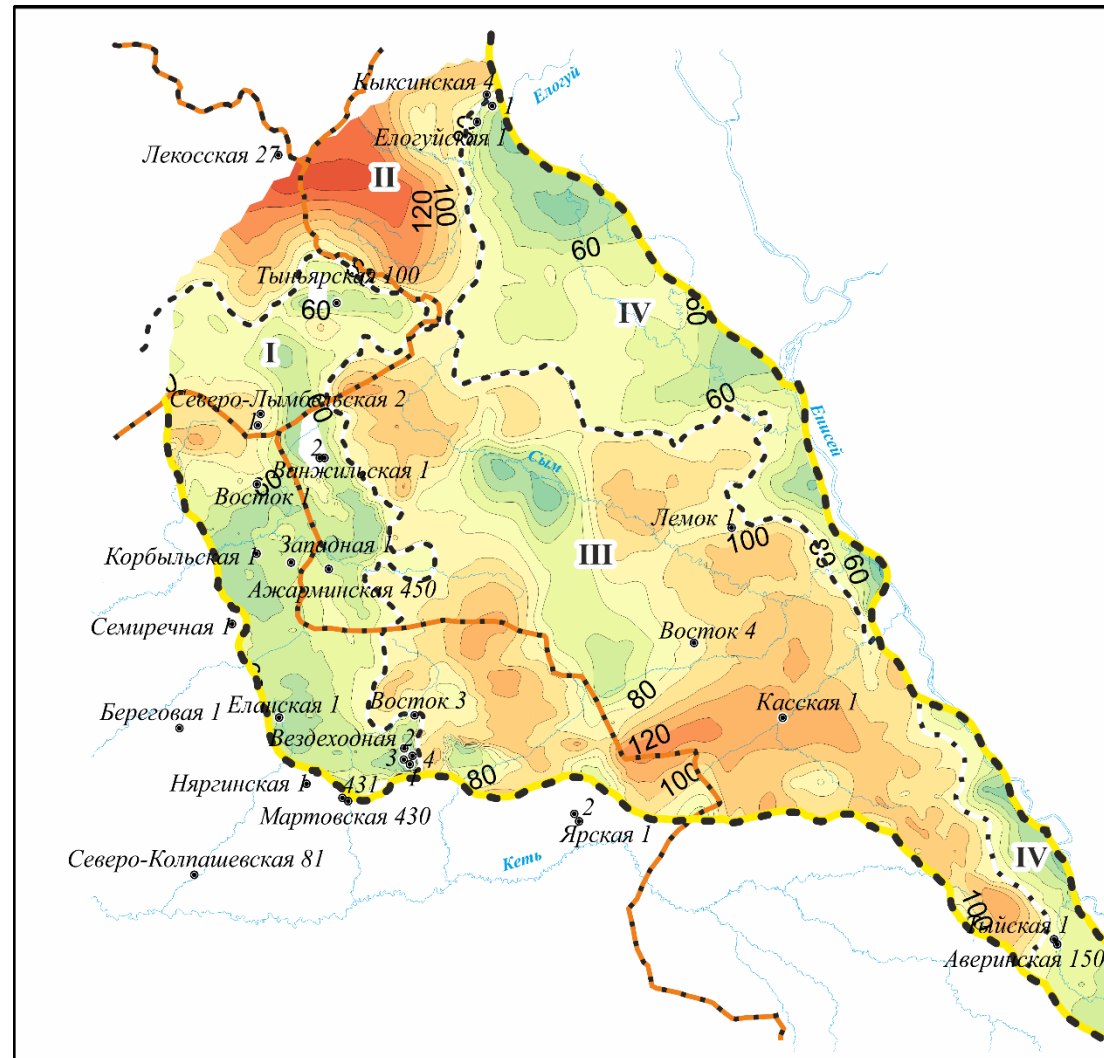


Рисунок 15 – Распределение пластовых давлений по подошве платформенных верхнепротерозойско-палеозойских отложений. Условные см.

Рисунок 10

2.3 ГЕОТЕРМИЧЕСКИЙ РЕЖИМ НЕДР

Одним из основных факторов, определяющих степень преобразованности рассеянного органического вещества горных пород, газо- и нефтеобразования, формирования и сохранения залежей углеводородов является пластовая температура (Богомоллов Г.В. и др., 1975, Кругликов Н.М., и др., 1985, Курчиков А.Р., 1992). Геотермические исследования широко применяются при поисках, разведке и разработке месторождений (Богомоллов, Мухин, Балакирев, и др., 1975; Матусевич, 1976). Важная роль температуры в постседиментационном преобразовании подземных вод отмечена в работах Капченко Л.Н. Изучение влияния температурных условий на процессы формирования и сохранения залежей нефти и газа и их распределение в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции проводили Гаттенбергер Ю.П., Гурари Ф.Г., Дьяков Д.И., Евсеев Г.П., Зимин Ю.Г., Зорькин Л.М., Курчиков А.Р., Наливкин В.Д., Стадник Е.В., Уточкина Н.П., Щепеткин Ю.В. и многие другие (Зимин и др., 1967; Курчиков, 1992).

Изучению геотермических условий осадочного чехла Западно-Сибирского бассейна посвящены многочисленные работы: Гурари Ф.Г., Дубровой Н.В., Зимина Ю.Г., Конторовича А.Э., Кругликова Н.М., Курчикова А.Р., Маврицкого Б.Ф., Моисеенко У.И., Никонова В.Ф., Розина А.А., Сергиенко С.И., Ставицкого Б.П., Торговановой В.Б., Трофимука А.А., Фотиади Э.Э., Швецова П.Ф. и многие другие. В них обобщены материалы, характеризующие геотермическое поле, проведено региональное описание распределения температуры и геотермического градиента. Тем не менее, сведения о геотермии палеозойских и верхнепротерозойских отложений практически отсутствуют.

Наиболее детально в геотермическом отношении изучена Западно-Сибирская плита, где температура измерена в нескольких тысячах скважин глубиной до 3–4 км, а тепловой поток определен в 1400 пунктах. Средние значения теплового потока (q) и температуры (T) в пределах плиты в 1,5–2 раза выше, чем Сибирской платформы. Тепловой поток плиты в среднем составляет 53–54 мВт/м² (Лысак, 1984; Курчиков, Ставицкий, 1986; Курчиков, 1992). На этом фоне выделяется обширная сложная по конфигурации область аномально высокого q (до 70–80 мВт/м²), включающая Широтное Приобье, северо-западные районы, п-ов Ямал (Новиков Рыжкова, 2018). В пределах Сибирской платформы геотемпературное поле изучено существенно слабее. Тепловой поток определен лишь в 300 пунктах. Для Сибирской платформы характерно преобладание низких значений q , составляющих в среднем 35–45 мВт/м². Значения тепловой потока до 50–60 мВт/м² установлены только в депрессионных частях платформы (Вилуйская и Тунгусская синеклизы), а также в южных районах (Алданский щит и Иркутский амфитеатр), что может быть следствием тектономагматической активизации этих структур в мезозое.

В рамках настоящей работы проведено исследование геотермического режима недр Предъенисейского осадочного бассейна. Были обобщены все доступные геотермические материалы (опубликованные и фондовые). В рамках параметрического бурения, осуществляемого по проекту «Восток», был получен новый уникальный геотермический материал. Первым этапом исследования стало создание электронной базы данных с последующей разбраковкой материалов и привязкой их по стратиграфическим уровням.

Тщательно проанализированный материал по точечным замерам пластовых температур позволил установить, что по величине геотермического градиента Предъенисейский осадочный бассейн относится к геотермической зоне байкалид с пониженными значениями геотермических градиентов (1,25-2,55 °C/100 м) (*Рисунок 1*, Рисунок 16а, Таблица 3). Для верхнекембрийских отложений значения геотермического градиента достигают 2,39°C/100 м, ниже по разрезу наблюдается снижение значений градиента, и на среднекембрийском уровне установлено, что величина геотермического градиента снижается до 2,24 °C/100 м, а значения пластовых температур колеблются в диапазоне 44-86 °C. На нижнекембрийском уровне продолжается снижение до 1,93 °C/100 м, а для верхневендских до 1,7 °C/100 м. Также было установлено, что уменьшение теплового потока и характеристик геотермического поля происходит в восточном направлении (к структурам Сибирской платформы) (Дульцев, Новиков, 2017; Novikov et al., 2021). Анализ структуры геотермического поля ПОБ позволил получить регрессионную зависимость пластовых температур с глубиной: $T = - (27,497 + N) / 41,82$. С использованием различных зависимостей для каждого стратиграфического уровня, был составлен комплект геотермических карт на структурной основе по основным отражающим горизонтам с использованием пакетов Surfer и GridMaster. Так, в интервале глубин от кровли палеозоя до баженовской свиты геотермические градиенты варьируют в пределах 2,4-2,9 °C/100 м (Рисунок 16, Рисунок 17).

Пластовые температуры в этом интервале изменяются от 10 до 80 °C, максимальные значения пластовых температур выявлены в районе скважины Восток №3. Для кембрийских уровней при построениях использован геотермический градиент 2,1 °C/100 м (Рисунок 18, Рисунок 19, Рисунок 20). Фоновые значения составляют 30-80 °C. Максимальные температуры достигают 100-130 °C, местами до 150 °C (Лекосская площадь). По сейсмическим материалам выявлены зоны с фрагментарным развитием кембрийских отложений, что затем отражается в сложном распределении пластовых температур. Глубокозалегающие толщи венда и верхнего протерозоя характеризуются еще более низкими градиентами – 1,2-1,4 °C/100 м (Рисунок 21, Рисунок 22). В кровле вендских и подошве платформенных верхнепротерозойско-палеозойских отложений зоны распространения повышенных температур располагаются в пределах Лекосской

площади, достигая 180 °С. Фоновые значения – 60-110 °С. Наиболее «холодный блок» расположен в районе бурения скважины Восток-4 на территории Красноярского края, где геотермические градиенты в домезозойской части разреза не превышают 1,2 °С/100 м. В западном направлении значения геотермических градиентов возрастают до 1,5-1,8 °С/100 м. Термометрия скважин проекта «Восток» показывает снижение геотермических градиентов с глубиной (от 2,9-3,0 до 1,3-1,2 °С/100м) (Дульцев, Новиков, 2017; Novikov et al., 2021).

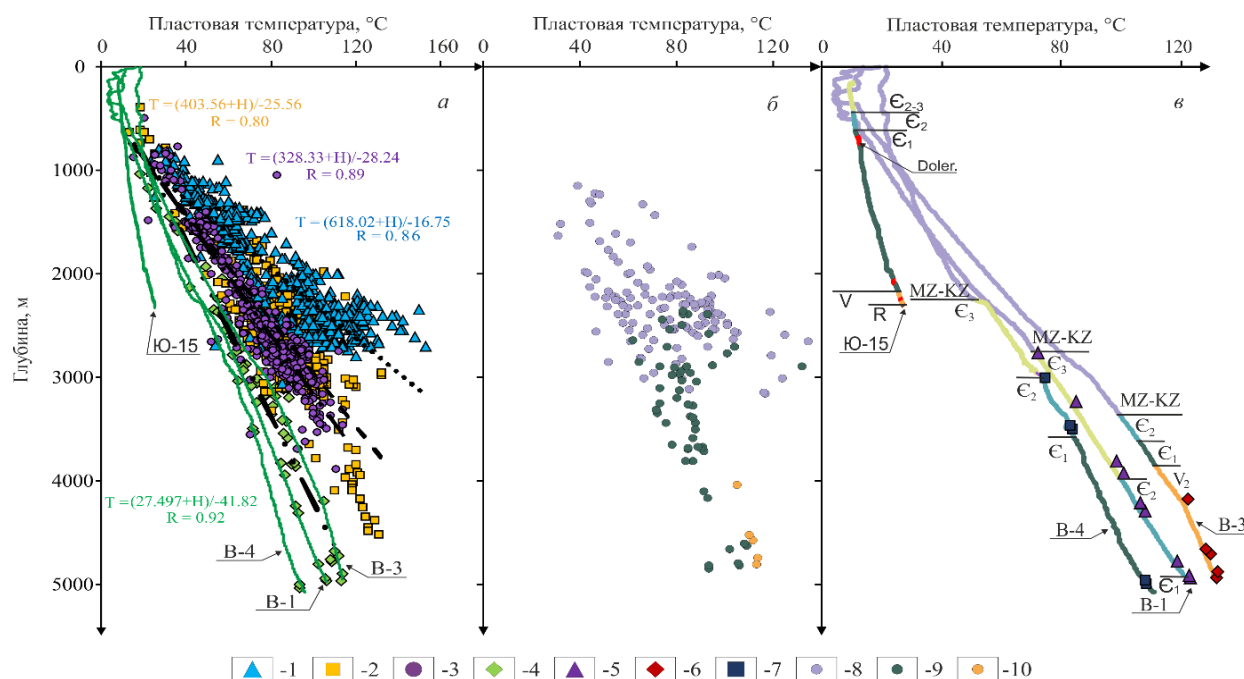


Рисунок 16 – Типы вертикальной геотермической зональности: ряда геологических структур Западной Сибири и прилегающих районов Сибирской платформы (а), Предъенисейского осадочного бассейна (б) и изменение пластовых температур с глубиной в скважинах: Восток-1, Восток-3, Восток-4 и Юрубченская-15 (Сибирская платформа) (в).

Замеры пластовых температур в пределах районов Западной Сибири: 1 – западных; 2 – юго-восточных; 3 – центральных; 4 – Предъенисейского осадочного бассейна (а); 5 – мезозоя, 6 – палеозоя, 7 – верхнего протерозоя (б); точечные замеры в скважинах: 8 – Восток-1; 9 – Восток-3; 10 – Восток-4 (в).

В результате выполненного анализа структуры геотермического поля была составлена трехмерная модель (Рисунок 23), показывающая вертикальную и латеральную зональность слабоизученного Предъенисейского осадочного бассейна. Она отражает характер изменения пластовых температур с глубиной, а также позволяет выполнять прогноз изменения температур для слабо изученных (либо совсем не обеспеченных фактическими данными) объектов (Дульцев, Новиков 2017; Novikov et al. 2021).

Структура геотермического поля Предьенисейского осадочного бассейна имеет сложное строение, на что оказывают влияние особенности геологического строения (вещественный состав, тектоническое строение, геодинамическая эволюция), а также отепляющее воздействие межпластовых перетоков подземных вод в тектонически нарушенных зонах из более погруженных горизонтов. Как было сказано ранее, уменьшение теплового потока и характеристик геотермического поля происходит в восточном направлении, что согласуется с особенностями геологического строения и геодинамическими реконструкциями бассейна. Согласно реконструкциям, западные районы бассейна в венд-кембрийское время принадлежали к активной окраине материка и располагались в пределах задугового (окраинного) бассейна, а в восточной части бассейна он переходил в эпиплатформенный бассейн с корой континентального типа (Филиппов, 2016). Установленные особенности геотермического поля, по-видимому, являются следствием этой дифференциации и в целом характеризуют переходный тип геологического и геотермического разреза между доюрскими складчатыми сооружениями Западно-Сибирской геосинеклизы и платформенными отложениями Сибирского кратона.

Таблица 3 – Геотермическая характеристика Предьенисейского осадочного бассейна.

Возраст	Западные районы				Восточные районы			
	Тпл, °С		Г, °С/100м	G, м/°С	Тпл, °С		Г, °С/100м	G, м/°С
	От	От			От	От		
Mz	45	86	2.55	39.28	19	44	2.43	41.22
Є ₃	44	86	2.39	41.83	44	68	2.23	44.93
Є ₂	68	104	2.24	44.68	68	74	1.62	61.78
Є ₁	74	95	1.93	51.83	74	95	1.52	65.60
V ₂	96	103	1.81	55.20	•	•	•	•
Np ₃ -V ₁	103	113	1.25	79.94	•	•	•	•

«•» отсутствие данных

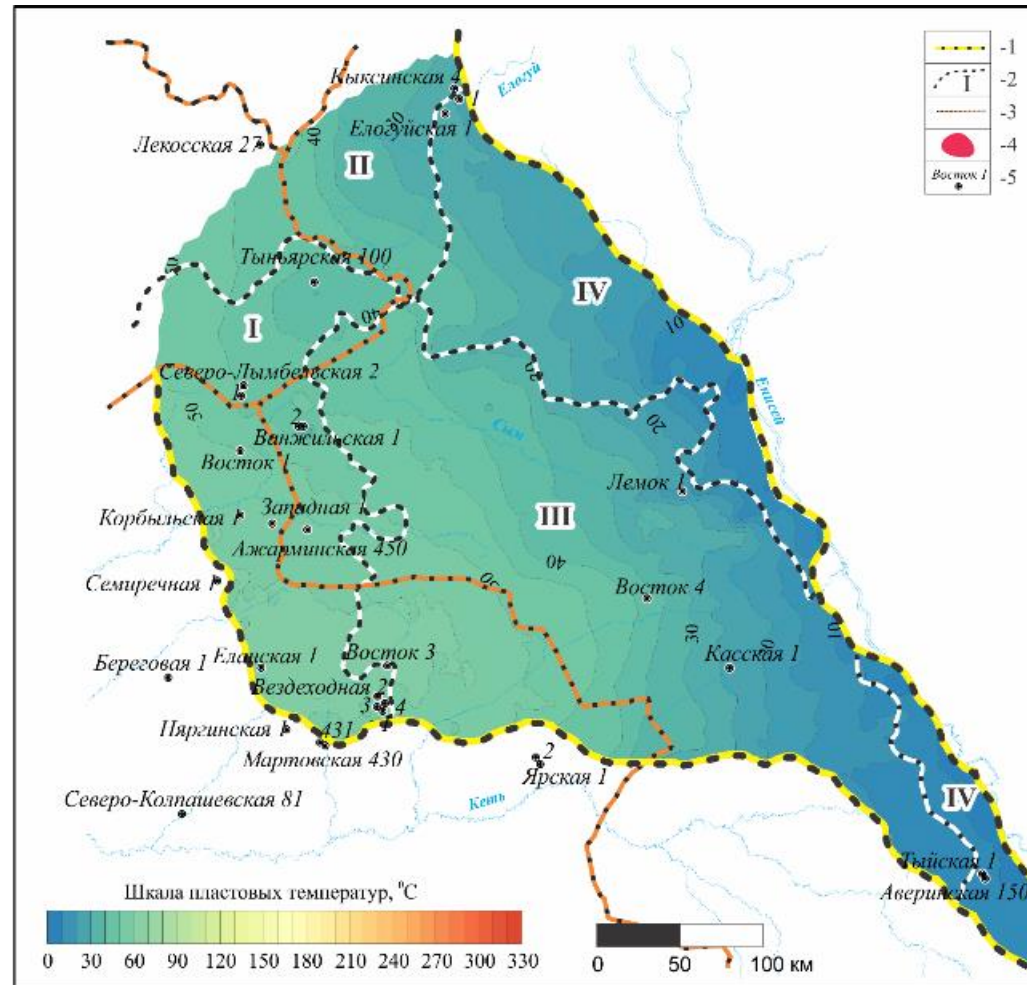


Рисунок 17 – Распределение пластовых температур в кровле баженовской свиты. Границы: 1 – Предъенисейского осадочного бассейна, 2 – тектонических элементов и их название: I – Райгинско-Ажарминская гряда, II – Елогуй-Туруханская синеклиза, III – Предъенисейская синеклиза, IV – Елугой-Тыйская моноклиза; 3 – административные; 4 – выступы фундамента; 5 – название площадей и номер скважины

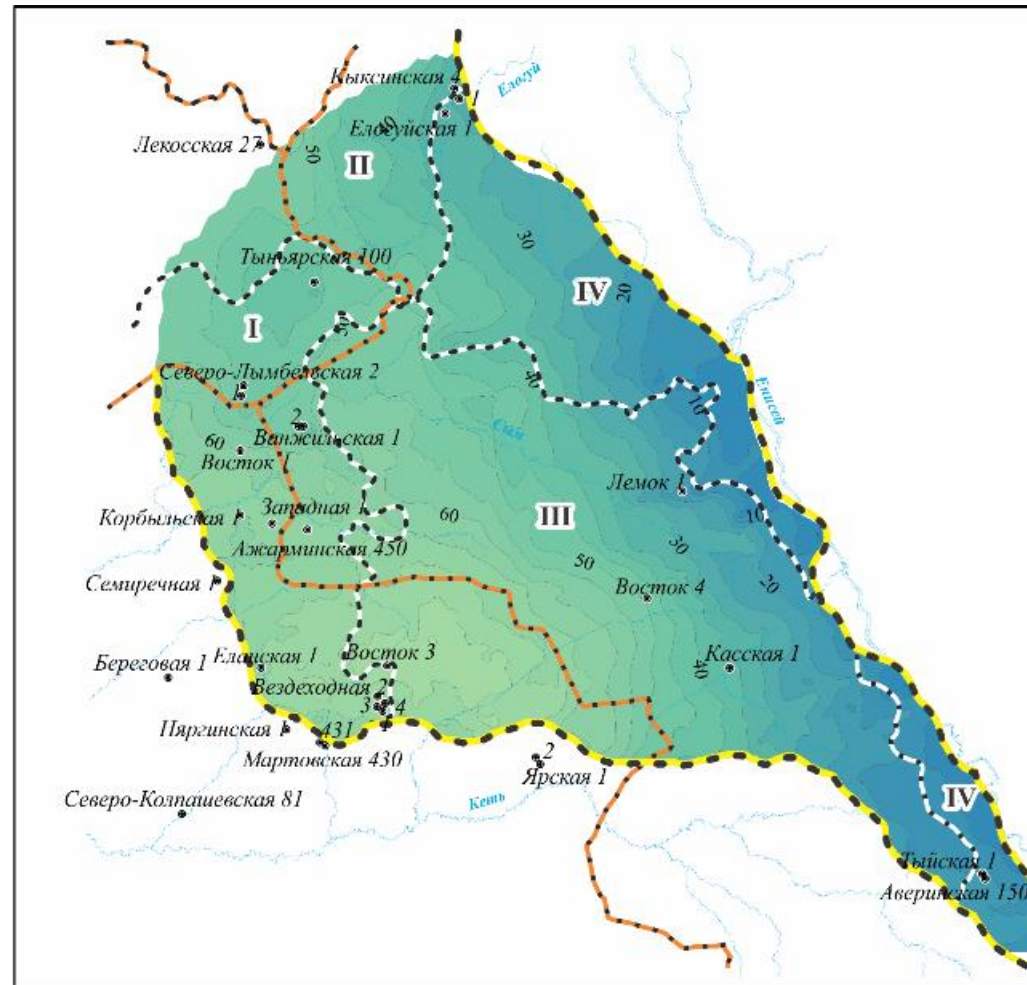


Рисунок 18 – Распределение пластовых температур в кровле палеозоя. Условные обозначения см. рисунок 17.

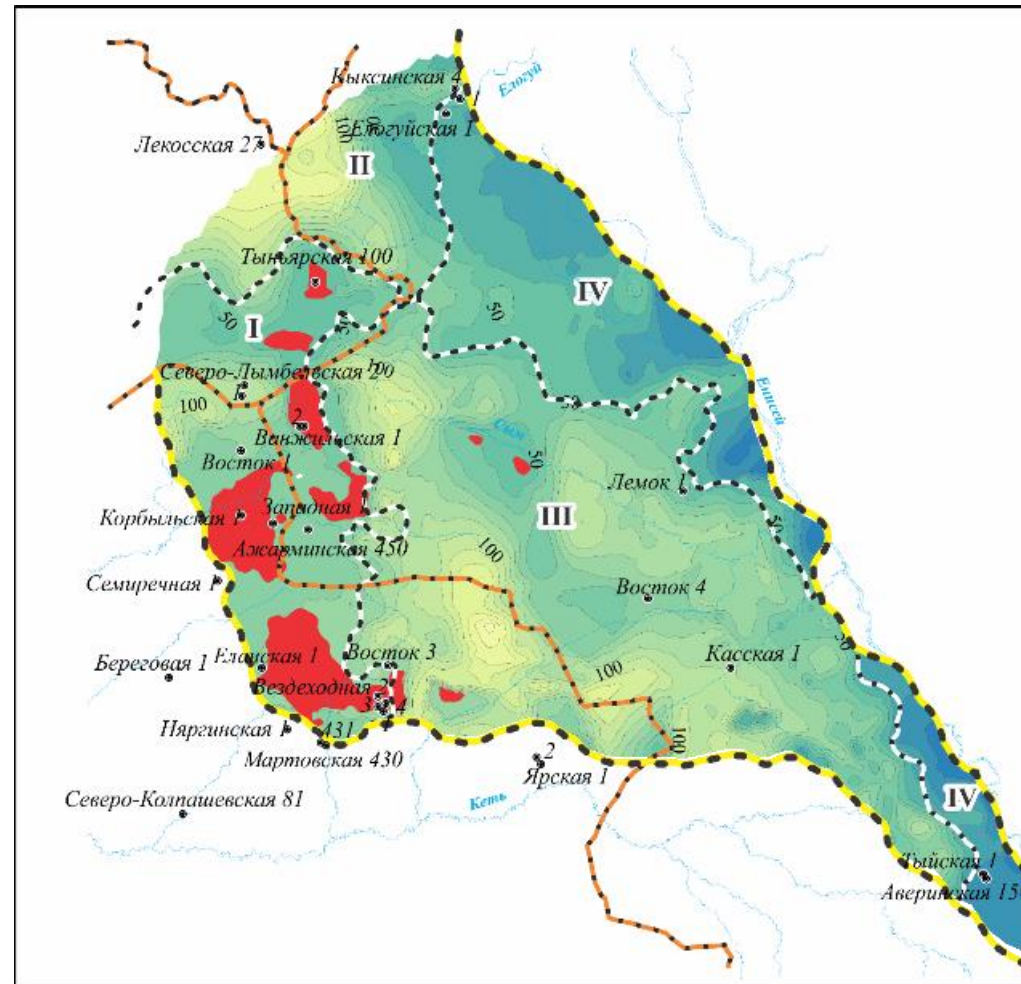


Рисунок 19 – Распределение пластовых температур в кровле кембрийских карбонатных отложений (средняя подсвита эвенкийской свиты, верхний кембрий). Условные обозначения см. рисунок 17.

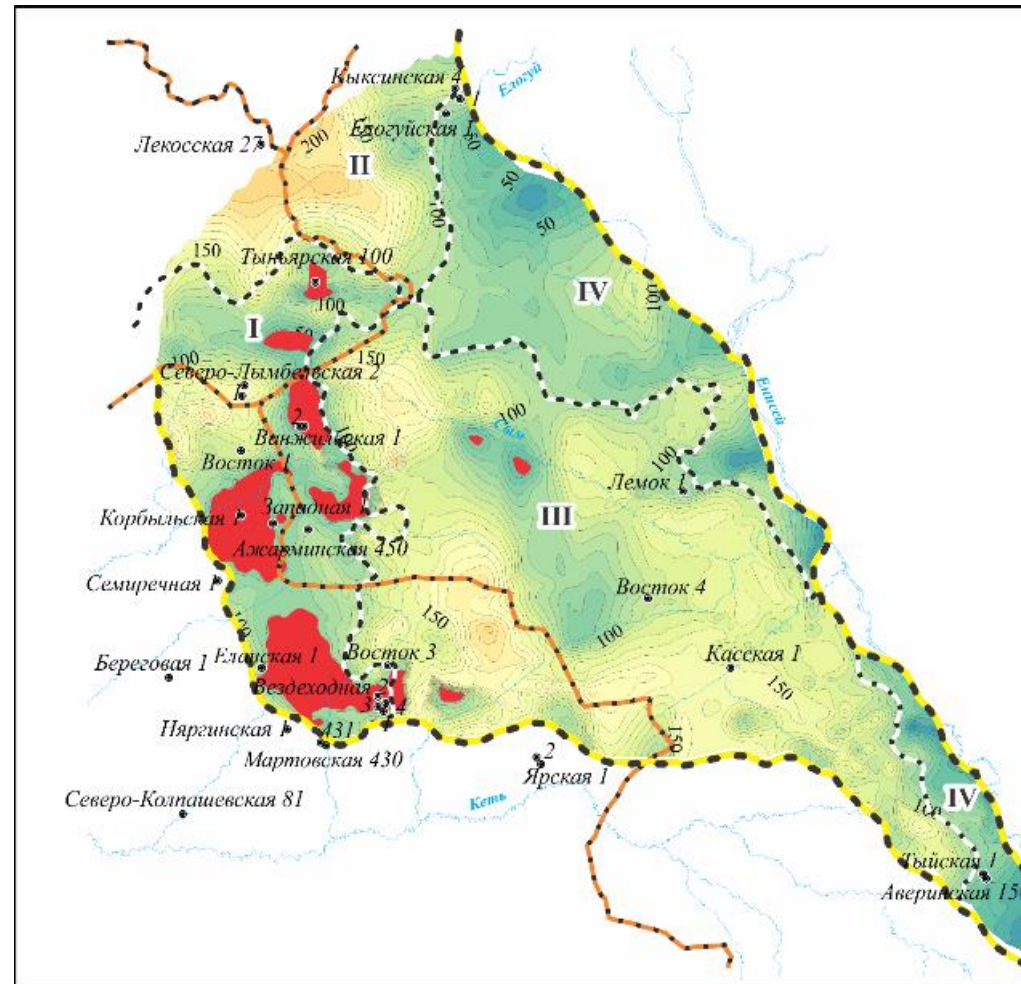


Рисунок 20 – Распределение пластовых температур в кровле усольской свиты и ее возрастных аналогов (нижний кембрий). Условные обозначения см. рисунок 17.

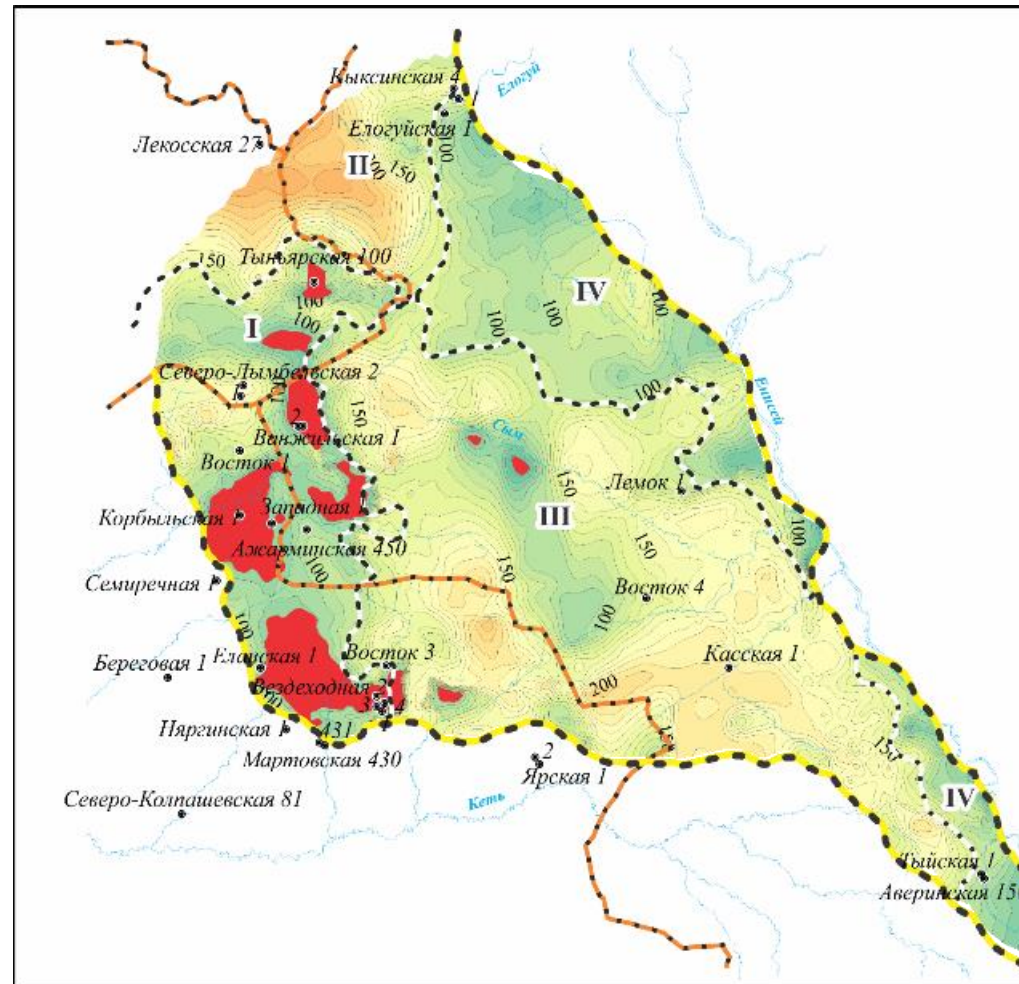


Рисунок 21 – Распределение пластовых температур в кровле вендских отложений. Условные обозначения см. рисунок 17.

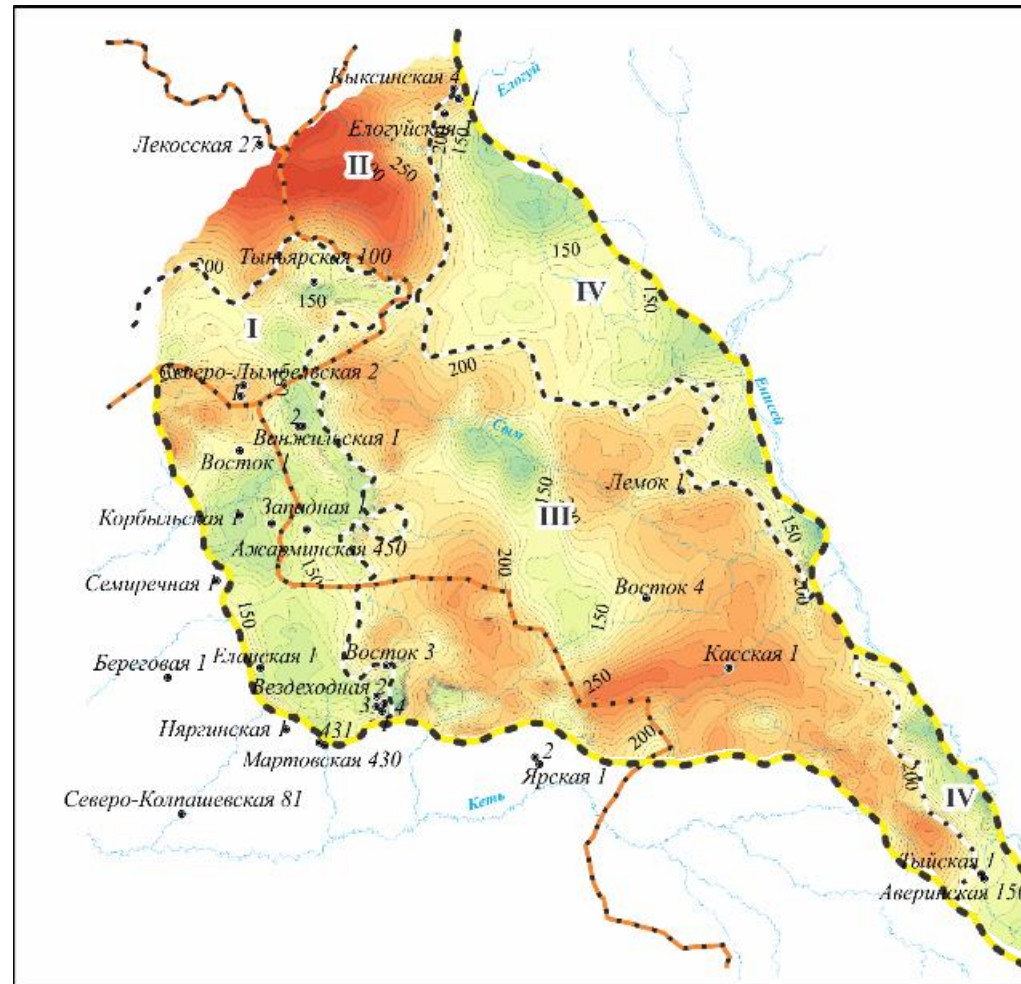


Рисунок 22 – Распределение пластовых температур по подошве платформенных верхнепротерозойско-палеозойских отложений. Условные обозначения см. рисунок 17.

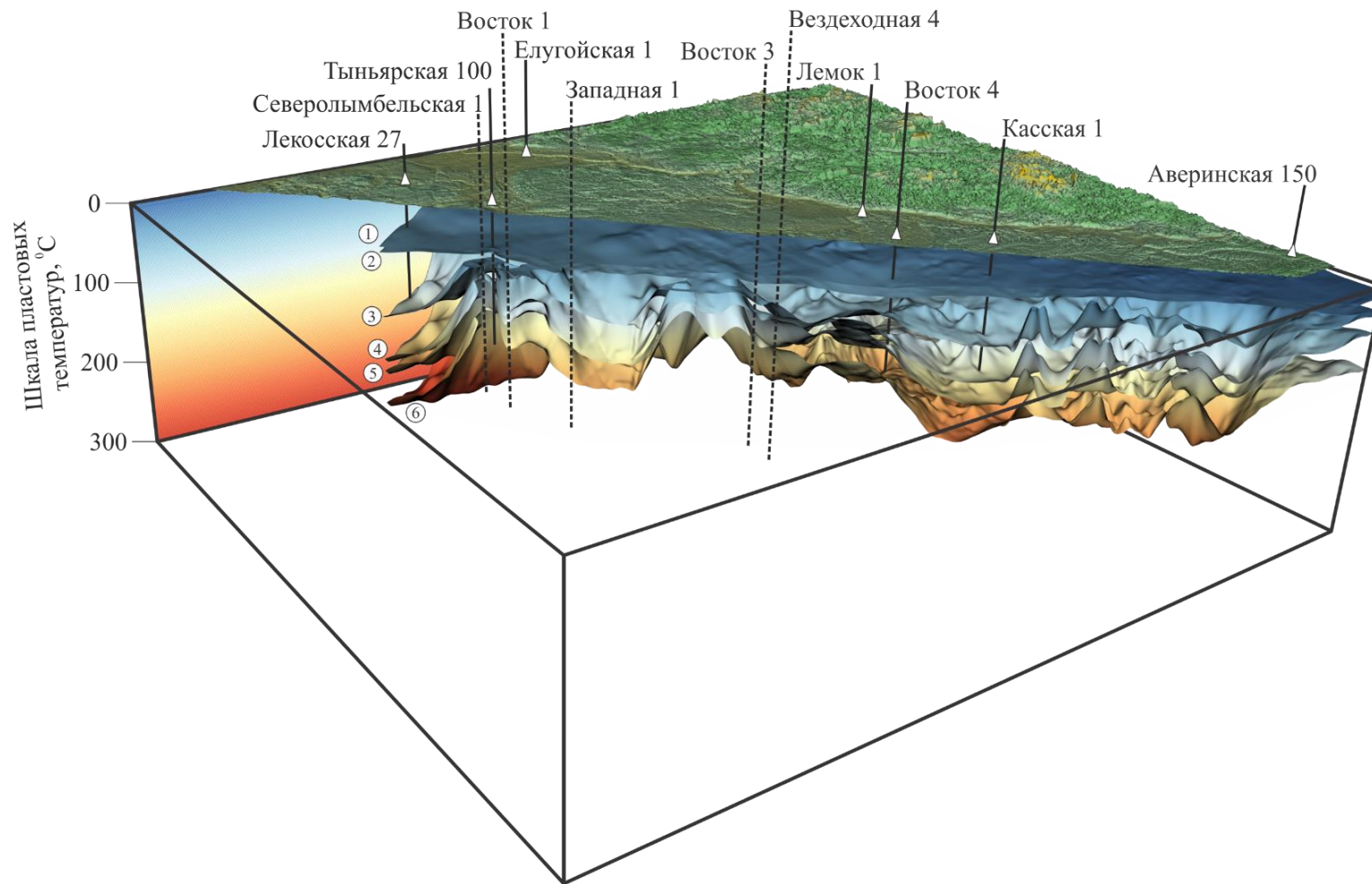


Рисунок 23 – Геотермическая модель Предъенисейского осадочного бассейна.

Основные стратиграфические горизонты: 1 - кровля баженовской свиты (верхняя юра), 2 - подошва мезозойских отложений, 3 - подошва пыжинской свиты (верхний кембрий), 4 - кровля усольской (оксымской) свиты (нижний кембрий), 5 - кровля тэтэрской (райгинской) свиты (граница кембрия и венда), 6 – подошва верхненеопротерозойско-палеозойских платформенных отложений.

ГЛАВА 3. ГЕОХИМИЯ ПОДЗЕМНЫХ ВОД

Химические особенности подземных вод, заполняющих практически все пустотное пространство нефтегазоносных бассейнов, определяются прежде всего их генетическим типом. Согласно А.А. Карцеву, Ю.П. Гаттенбергеру и др., генезис водных растворов в нефтегазоносных бассейнах должен основываться прежде всего на определении источника происхождения растворов, причем в первую очередь – происхождения растворителя. В связи с этим можно выделить следующие генетические типы водных растворов, встречающихся в нефтегазоносных бассейнах: седиментогенные (талассогенные), инфильтрогенные (атмогенные, метеогенные, гипергенные), литогенные (катагенные), конденсатогенные, гипогенные и техногенные.

Огромный фактический материал по химическому и газовому составу подземных вод юрских и меловых отложений в Западно-Сибирском артезианском бассейне был обобщен в работе (Ставицкий и др., 2004). С точки зрения гидрогеохимии наименее изученными остаются доюрские комплексы Западной Сибири, кроме Предъенисейского осадочного бассейна, где в рамках проекта «Восток» в результате испытания трех параметрических скважин были получены новые данные о подземных водах.

На территории Предъенисейского осадочного бассейна были испытаны и опробованы более 250 объектов, но большинство из них оказалось «сухими» по причине низких коллекторских свойств пород докембрийско-палеозойского водоносного этажа (Новиков, Шварцев, 2009; Dultsev, 2019). Было установлено, что подземные воды венд-кембрийского водоносного этажа представляют собой слабые рассолы хлоридно-натриевого состава (согласно классификации С.А. Щукарева) с величиной общей минерализации более 50 г/дм³, за исключением вод с меньшей минерализацией, полученных на площадях: Северо-Лымбельской (13,3 г/дм³), Еланской (34,2 г/дм³), Мартовской (48,1 г/дм³), Елогуйской (21,4 г/дм³) и Кыксинской (7,9 г/дм³) (Рисунок 24, Рисунок 25а, Таблица 4).

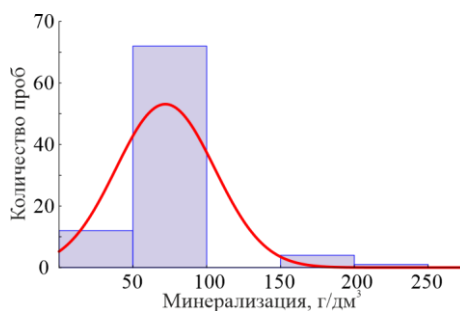


Рисунок 24 – Гистограмма распределения величины общей минерализации

Для Предъенисейского осадочного бассейна характерно увеличение минерализации с глубиной, что соответствует нормальному типу вертикального гидрогеохимического разреза. По составу подземные воды являются хлоридно-натриевыми, с незначительным содержанием катионов кальция и магния (Рисунок 25).

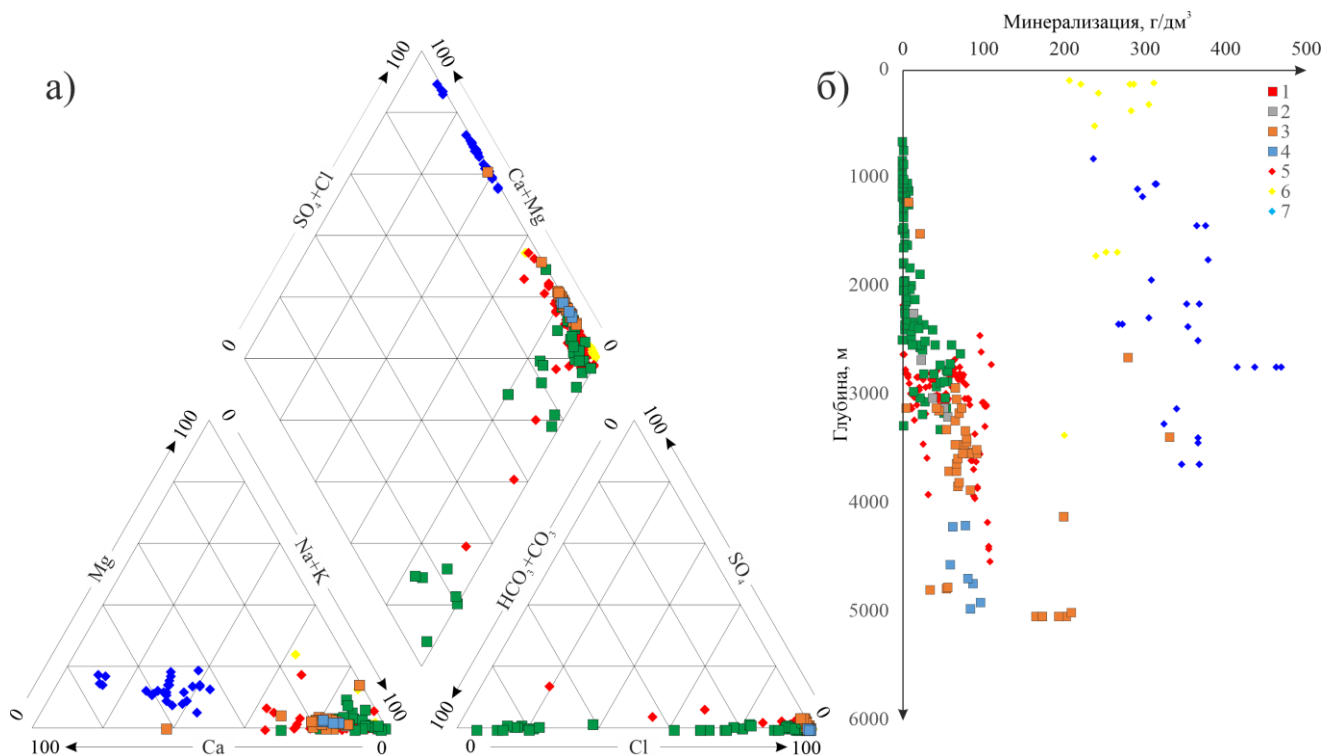


Рисунок 25 – Диаграмма Пайпера состава подземных вод Предъенисейского осадочного бассейна (а) и тип вертикальной гидрогеохимической зональности в его пределах (б).

1 – мезозойских; 2 – палеозойских (нерасчлененных); 3 – кембрийских; 4 – вендских отложений Предъенисейского осадочного бассейна; 5 – палеозойских отложений сопредельных территорий Западно-Сибирского осадочного бассейна; 6 - солянокупольных структур Анабаро-Хатангского района; 7 – западных районов Сибирской платформы.

Таблица 4 – Распределение макрокомпонентов в подземных водах.

Элемент	Значения, г/дм ³									
	Мин.	Макс.	Гидро геохи мичес кий фон	Доверительный интервал		Медиана	Стандарт ное отклонен ие	Стандарт ная ошибка	Количес тво определе	
				Мин.	Макс.					
M	7,4	330	72,0	55,0	81,8	67,2	33,4	3,5	87	
Na ⁺	1,0	26,8	18,6	15,4	23,9	21,0	7,1	0,8	87	
Ca ²⁺	0,1	7,5	3,1	2,6	4,0	3,4	1,4	0,2	87	
Mg ²⁺	0,0	2,2	0,5	0,4	0,7	0,5	0,3	0,0	87	
Cl ⁻	1,8	51,8	36,8	31,3	48,2	40,8	13,7	1,4	87	
SO ₄ ²⁻	0,0	0,3	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	87	
HCO ₃ ⁻	0,0	1,0	0,3	0,2	0,4	0,3	0,2	0,0	87	
Br ⁻	0,0	0,3	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,0	87	

3.1 ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ ПОДЗЕМНЫХ ВОД И РАССОЛОВ

В разрезе нижнего гидрогеологического этажа доюрских отложений Предьенисейского осадочного бассейна выявлен один химический тип подземных вод – хлоридный натриевый (по С.А. Щукареву). Характеристики гидрогеохимического поля (фон и аномалии) были установлены на основе статистического анализа. Общая минерализация в пределах ПОБ составляет от 7,4 до 330 г/дм³ со средним значением 72,0 г/дм³ (Рисунок 25, Таблица 4). Максимальные значения выявлены на площади Лемок - 330 г/дм³ (скв.1, инт. 2392-2365), минимальные значения — на Чачанской площади – 3,76 г/дм³, (скв. 2, инт. 1733-1791).

Снижение общей минерализации подземных вод происходит в западном направлении от скважин Аверинская-150 (280 г/дм³) и Лемок-1 (до 330 г/дм³), в скважине Восток – 4 (до 200 г/дм³), Восток–3 (50-97 г/дм³) и Вездеходной площади (60-85 г/дм³), а в скважине Восток–1 до 52-64 г/дм³ (Dultsev 2019).

3.2 МАКРОКОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ ПОДЗЕМНЫХ ВОД

Подземные воды содержат минеральные и органические вещества в различных ионных и молекулярных формах, как в растворенном виде, так и в коллоидном состоянии. Основные солеобразующие ионы, составляющие до 90-95% всех растворимых солей, - это Na⁺, K⁺, Ca²⁺, Mg²⁺, Cl⁻, SO₄²⁻, HCO₃⁻. По этим ионам определяется химический тип воды (Алекин, 1970; Шварцев, 2012).

Один из основных солеобразующих компонентов - натрий (Na⁺), обладающий высокой миграционной способностью, что позволяет ему вступать в обменные реакции с породами и выводиться из раствора. В геологической среде натрий выступает консервативным элементом. Источники натрия - морские и океанические воды, содержащие около 10,8 г/дм³ натрия, а кроме того, продукты растворения изверженных пород. Ионы натрия могут переходить в водную фазу также в результате реакций катионного обмена (Смирнов, 1974; Климентов, Богданов, 1977; Самарина, 1977; Никаноров, 1989). Элементом, близким к натрию по своим химическим свойствам и по значению кларка, является калий, поэтому при гидрохимической интерпретации обычно определяют их сумму. Соли обоих этих элементов широко распространены и очень хорошо растворимы. Калий имеет низкую способность к миграции, и его содержание в подземных водах мало. Калий участвует во вторичном минералообразовании, охотно сорбируется глинистыми породами и поглощается морскими организмами (Климентов, Богданов, 1977; Самарина, 1977; Никаноров, 1989; Шварцев, 1998, 2012).

Содержание натрия в подземных водах доюрского комплекса Предьенисейского осадочного бассейна изменяется в пределах от 1,0 до 26,8 г/дм³. Величина гидрогеохимического фона составляет 18,6 г/дм³. Содержание ионов натрия изменяется закономерно с величиной общей минерализации и глубиной (Рисунок 26, Таблица 5).

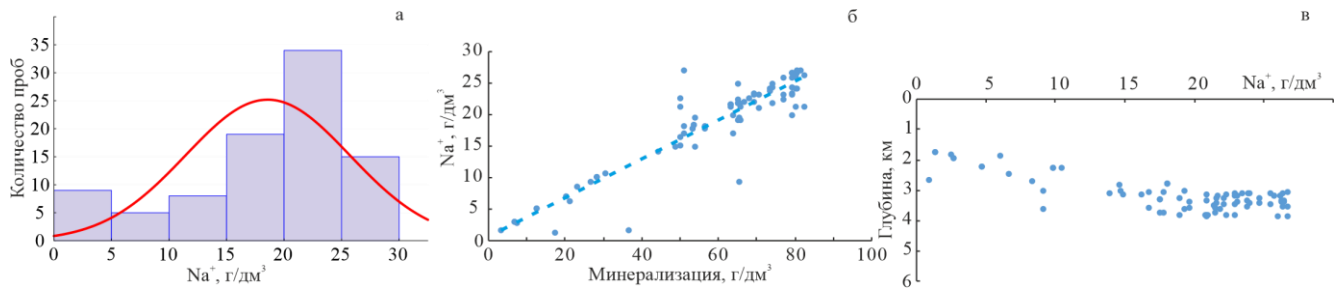


Рисунок 26 – Гистограмма распределения концентраций натрия (а) и его зависимость от величины общей минерализации (б) и глубины (в).

Растворенный в воде кальций имеет высокую склонность к комплексообразованию и в значительной степени сорбируется горными породами. Главным фактором, определяющим характер миграции кальция в глубинных водах, является карбонатный барьер его растворимости. Вероятный источник кальция – алюмосиликатные минералы (например, кальциевые полевые шпаты), растворяющиеся при взаимодействии в системе вода – горная порода. Кроме того, при контакте глинистых пород с водами морского генезиса, содержащими значительные количества натрия и магния, воды обогащаются кальцием в результате ионного обмена. (Колодий, Кудельский, 1972; Кирюхин и др., 1988; Шварцев, 2012).

Разброс значений концентрации кальция значителен и составляет 0,1-7,5 г/дм³ (рис. 4). Величина гидрогеохимического фона – 2,6 г/дм³. В целом, наблюдается рост концентраций кальция с ростом минерализации и глубиной (Рисунок 27, Таблица 5).

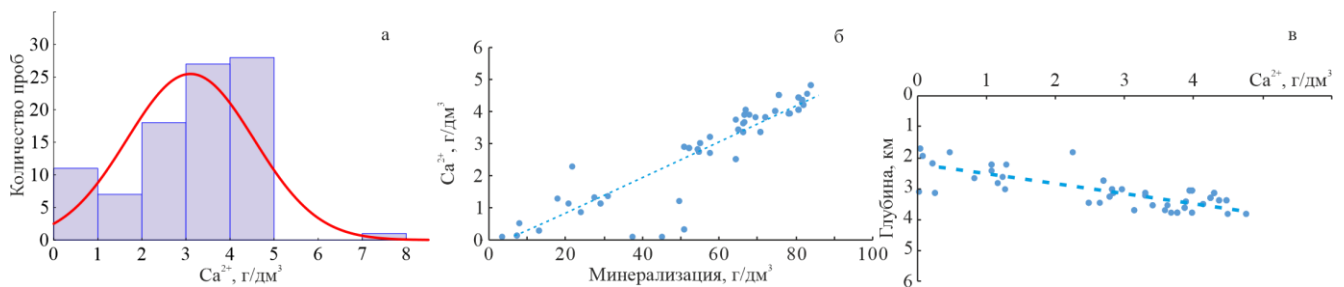


Рисунок 27 – Гистограмма распределения концентраций кальция (а) и его зависимость от величины общей минерализации (б) и глубины (в).

Формы присутствия растворенного магния в воде – ионы Mg^{2+} и недиссоциированные частицы сульфата $MgSO_4^0$. Магний участвует в изоморфном замещении кальция в арагоните и кальците биогенного происхождения. Магний в глубоководных осадках имеет диагенетическое происхождение. Магний поступает в подземные воды с морской водой и из атмосферы, а также из магниевых минералов при их разложении (Смирнов, 1974; Никаноров, 1989).

Содержание магния в подземных водах доюрского комплекса не превышает 2,2 г/дм³ (Рисунок 28), причем на основании результатов статистического анализа граничное значение

можно определить на уровне $1,5 \text{ г/дм}^3$, тогда как более высокие значения, возможно, являются аномальными. Также наблюдается увеличение концентрации магния с увеличением минерализации и глубины (Рисунок 28, Таблица 5).

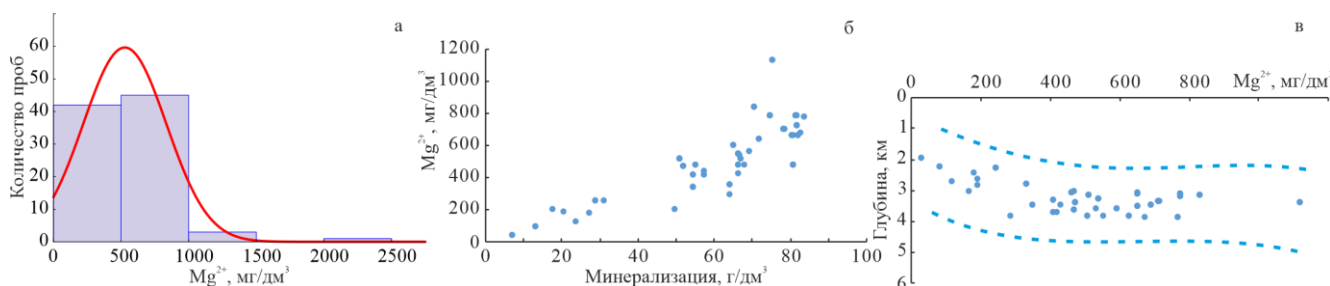


Рисунок 28 – Гистограмма распределения концентраций магния (а) и его зависимость от величины общей минерализации (б) и глубины (в).

Хлор (Cl^-) – доминирующий анион, вносящий основной вклад в величину общей минерализации и определяющий химический тип подземных вод. Как барьер растворимости, так и химический барьер для этого аниона отсутствуют; хлорид-ион не подвержен влиянию биологических факторов, кроме того, он не адсорбируется в коллоидах и практически не участвует в процессах ионного обмена, чем и обусловлена его высокая способность к миграции. Основной источник хлора в подземных водах – захороненные при формировании осадочных пород древние морские воды со средним содержанием Cl^- $19,25 \text{ г/дм}^3$. Остальные источники не оказывают существенного влияния (Шишкина, 1972; Климентов, Богданов, 1977; Смирнов, 1974).

Концентрация ионов хлора в подземных водах доюрского комплекса варьирует в интервале от $1,8$ до $51,8 \text{ г/дм}^3$ (Рисунок 29). Среднее значение концентрации составляет $36,8 \text{ г/дм}^3$. С ростом минерализации и глубины наблюдается тенденция к увеличению концентрации ионов хлора (Рисунок 29, Таблица 5).

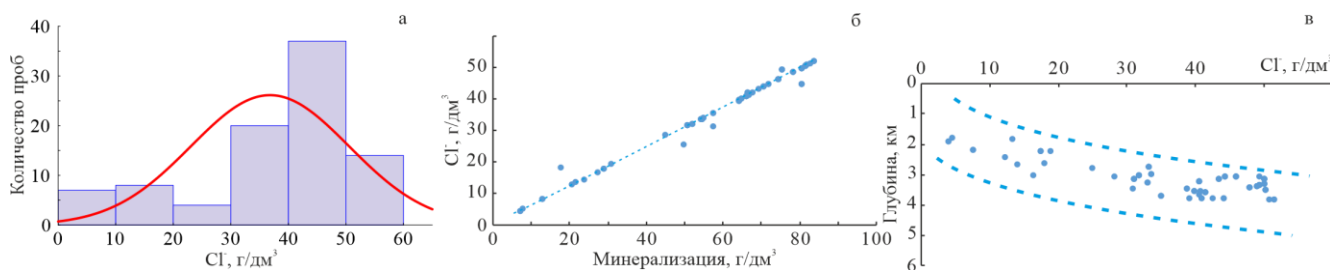


Рисунок 29 – Гистограмма распределения концентраций хлора (а) и его зависимость от величины общей минерализации (б) и глубины (в).

Содержание сульфат-иона SO_4^{2-} в подземных водах ограничено величиной произведения растворимости малорастворимых сульфатов - так называемым щелочноземельным барьером, так

как в присутствии ионов кальция происходит осаждение сульфата кальция. Свободной миграции сульфат-иона препятствует также и биохимический барьер, наличие которого обусловлено взаимодействием с органическим веществом в анаэробных условиях. Оба типа процессов характерны и для ранних стадий образования осадочных пород, и для глубинных условий с повышенными температурами и давлениями. Геохимическая эволюция сульфат-иона проходит через биохимическое восстановление, за которым следует переход сульфидной серы в твердую фазу с образованием пиритов. Источниками сульфат-иона являются сульфиды металлов при их растворении в воде, а также органическое вещество (Алекин, 1970; Смирнов, 1974; Климентов, Богданов, 1977; Самарина, 1977).

Разброс значений содержания сульфат-иона в подземных водах доюрского комплекса минимален, максимальные значения не превышают $0,3 \text{ г/дм}^3$. (Рисунок 30, Таблица 5). Фоновые значения составляют $0,049 \text{ г/дм}^3$. Четкой зависимости концентраций сульфат-иона от общей минерализации и глубины не наблюдается (Рисунок 30). Повышенные концентрации сульфат-иона (до 1,9 ‰-экв) были установлены в кембрийских рассолах скважины Восток-4, а также в рассолах подсолевой формации рифея и венда на Юрубченской и Оморинской площадях (Новиков и др., 2021).

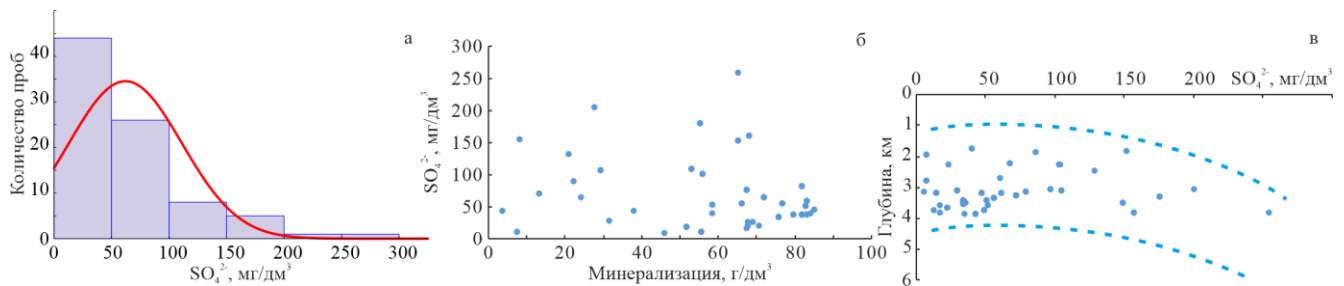


Рисунок 30 – Гистограмма распределения концентраций сульфат-иона (а) и его зависимость от величины общей минерализации (б) и глубины (в).

Одним из важнейших ионов, определяющих химический тип подземных вод, является гидрокарбонат-ион HCO_3^- . Аналогично сульфат-иону, миграция гидрокарбонат-иона регулируется биохимическим и щелочноземельным барьерами, при этом миграция гидрокарбоната выражена слабее, чем силиката. Одним из источников иона HCO_3^- является растворение алюмосиликатов. По мнению А. М. Велькова, А. С. Зингера, Е. В. Стадника и др., повышенное содержание гидрокарбонат-иона в подземных водах указывает на наличие углеводородных залежей, так как продукты преобразования органического вещества служат одним из источников этого иона. По мнению М. И. Субботы с соавторами (1990), при температурах выше 60°C эта роль гидрокарбонат-иона проявляется в меньшей степени. Считается, что гидрокарбонатно-хлоридные натриевые воды приурочены к структурам с

газовыми залежами. Увеличение концентрации HCO_3^- в подземных водах, по мнению А. Э. Конторовича и Ю. Г. Зимины, связано с возрастанием концентраций аммиака и уголекислоты, образующихся при метаморфизме органического вещества в породах и переходящих в водные пласты при отжати (Матусевич, 1976; Ушатинский, Матусевич, 1970; Климентов, Богданов, 1977; Гидрогеологические..., 1987; Шварцев, 1998).

Концентрация гидрокарбонат-иона в подземных водах зависит в первую очередь от их генетического типа. Диапазон обнаруженных концентраций HCO_3^- в подземных водах доюрского комплекса довольно узок, так что наибольшее значение не превышает $1,0 \text{ г/дм}^3$. (Рисунок 31). Фоновое значение составляет $0,49 \text{ г/дм}^3$. Не выявлено четкой зависимости концентраций гидрокарбонат-иона от глубины и коррелирующей с ней общей минерализации (Рисунок 31, Таблица 5).

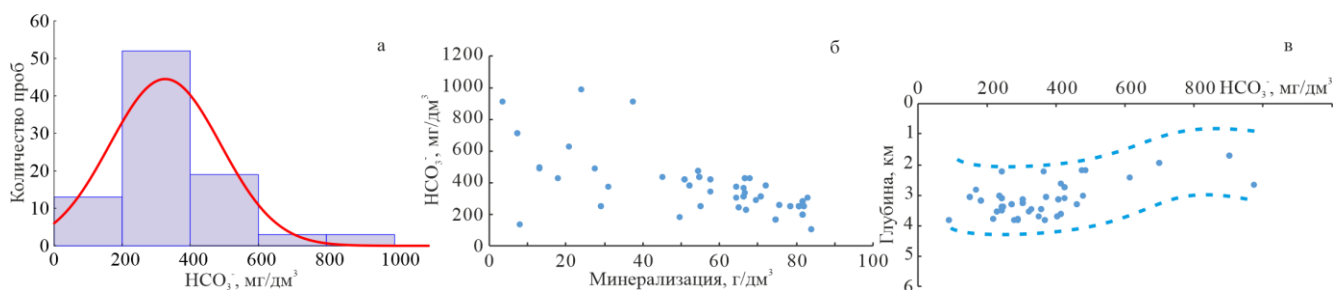


Рисунок 31 – Гистограмма распределения концентраций гидрокарбонат-иона (а) и его зависимость от величины общей минерализации (б) и глубины (в).

Таблица 5 – Химическая характеристика подземных вод и рассолов Предьянисейского осадочного бассейна.

Возраст	М г/л	$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Cl^-	HCO_3^-	SO_4^{2-}
		мг/л					
Mz	<u>0,1-71,21</u> 17,71(95)	<u>0,01-25</u> 8,2(48)	<u>0-2.9</u> 0,8(67)	<u>0-1.0</u> 0.2(66)	<u>8-43.4</u> 12.6(69)	<u>0-1.9</u> 0.6(68)	<u>0-0.3</u> 0.04(70)
Pz	<u>13,3-82, 3</u> 44,5 (8)	<u>4.9-18.9</u> 11.3(6)	<u>0.2-4.3</u> 2.1(8)	<u>0.1-0.8</u> 0.3(8)	<u>7.8-50.3</u> 26.9(8)	<u>0.06-0.6</u> 0.3(8)	<u>0-0.07</u> 0.03(5)
Є	<u>4,7-330</u> 94,1(45)	<u>5.3-70.8</u> 30. 4(36)	<u>0.5-25.1</u> 6.1(40)	<u>0.5-4.2</u> 0.9(40)	<u>20.6-17.1</u> 60.3(39)	<u>0.01-0.8</u> 0.3(35)	<u>0-2.7</u> 0.6(38)
Npз-V1	<u>59,9-96,7</u> 78,6(7)	<u>17.6-35.8</u> 25.2(7)	<u>3.1-4.5</u> 3.7(6)	<u>0.6-0.8</u> 0.7(7)	<u>36.9-55.1</u> 48.5(7)	<u>0.7-0.4</u> 0.3(7)	<u>0.04-0.2</u> 0.1(4)

*М – минерализация; «-» – нет данных; числитель: минимальное-максимальное; знаменатель: среднее значение; в скобках – количество определений.

3.3 МИКРОКОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ ПОДЗЕМНЫХ ВОД

Подземные воды содержат микрокомпоненты, относящиеся к группам литофильных, халькофильных и сидерофильных элементов. Общее число микроэлементов превышает 80. Подземные воды нефтегазоносных отложений обычно содержат Fe, Al, I, Br, B, Ba, Sr, Si, U, Ra,

Li, Rb, Cs, Zn, Cu, F, Mo. Группу наиболее изученных из этих элементов составляют йод, бром, бор. Путь формирования состава подземных вод может быть определен на основании присутствующих в них микрокомпонентов. Многие микрокомпоненты определяют промышленную ценность вод и используются в качестве поисковых признаков месторождений и служат индикаторами процессов аккумуляции, миграции и деградации залежей нефти и газа. Источниками микрокомпонентов в подземных водах артезианских бассейнов являются породы – микроэлементов происходит при растворении минералов и в процессе биогеохимической концентрации. В ходе уплотнения и дегидратации глин концентрации микрокомпонентов в подземных водах увеличиваются. Микрокомпоненты имеют слабую миграционную способности (Кирюхин и др., 1993; Шварцев, 2012).

Йод (I^-) – типичный биогенный рассеянный элемент, довольно широко распространенный в подземных водах региона. Его содержание в морской воде нормальной солености составляет $0,06 \text{ мг/дм}^3$. В подземных водах основным источником йода является захороненное органическое вещество морского генезиса. Повышенные концентрации йода являются свидетельством первичного обогащения илов органическим веществом и сохранения существенной части седиментационных вод. При дальнейшем преобразовании органического вещества йод концентрируется в подземных водах вследствие гидрогеологической закрытости недр. Поэтому повышенное содержание йода может служить признаком, сопровождающим процессы образования нефти и газа (Гавриленко, 1965; Шишкина, 1972; Смирнов, 1974; Учителева, 1974; Карцев, Никаноров, 1983; Суббота и др., 1990). Содержание йода в подземных водах доюрского комплекса колеблется в пределах от 0,2 до 56 мг/дм^3 . Значение гидрогеохимического фона составляет – $7,4 \text{ мг/дм}^3$. Наблюдается тенденция к снижению концентрации йода с глубиной, от изменения величины общей минерализации, прямой зависимости нет (Рисунок 32, Таблица 6).

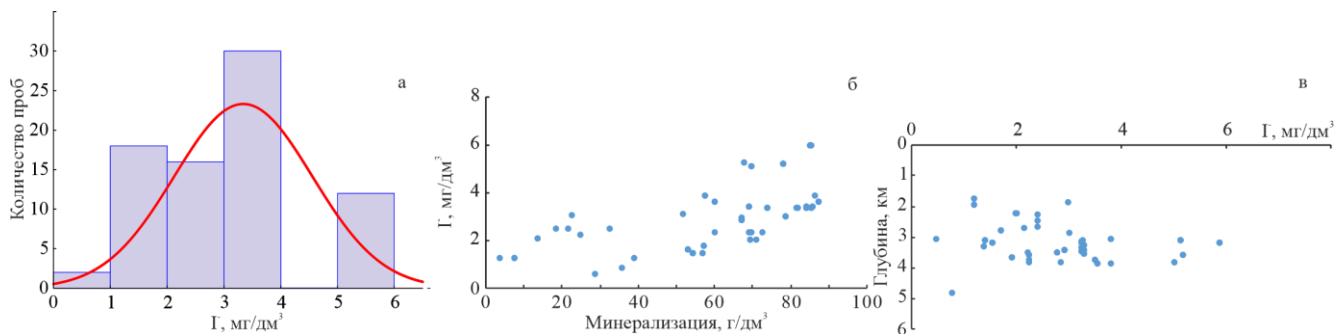


Рисунок 32 – Гистограмма распределения концентраций йода (а) и его зависимость от величины общей минерализации (б) и глубины (в)

Бром в форме бромид-иона (Br^-) широко распространен в подземных водах нефтегазовых месторождений. Основным источником бромид-иона являются погребенные вместе с осадками подземные воды морских бассейнов. При высокой степени метаморфизации подземных вод

содержание бромид-иона увеличивается. Также повышенное содержание брома является признаком преобразования органического вещества (Шишкина, 1972; Смирнов, 1974; Учителева, 1974). Концентрации бромид-иона в подземных водах доюрского комплекса изменяются от 1,6 до 176,5 мг/дм³, при этом значение, отвечающее величине гидрогеохимического фона, составляет 50,3 мг/дм³. С увеличением общей минерализации концентрация бромид-иона увеличивается, но не показывает явной зависимости от глубины (Рисунок 33, Таблица 6).

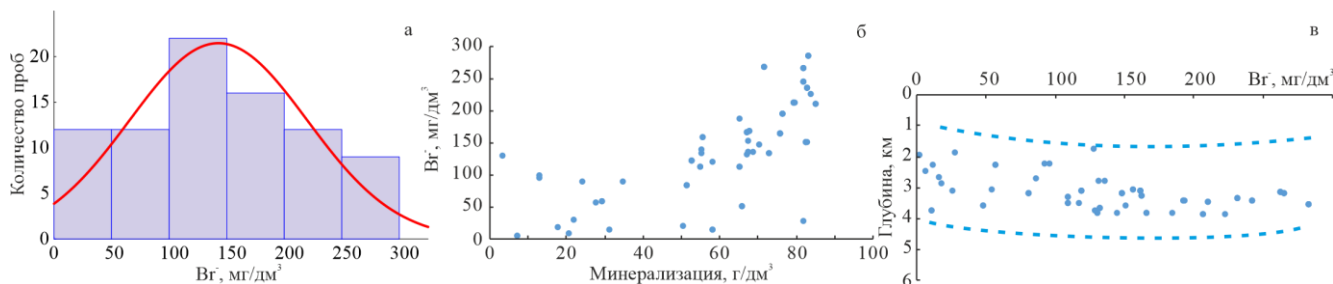


Рисунок 33 – Гистограмма распределения концентраций брома (а) и его зависимость от величины общей минерализации (б) и глубины (в)

Как было показано многими исследователями, ион аммония (NH_4^+) тесно связан с органическим веществом. Основным источником аммония в подземных водах являются азотосодержащие компоненты нефтей, а его повышенное содержание является признаком первичного обогащения илов органикой. Увеличение содержания аммония в подземных водах происходит в процессе преобразования органического вещества при высокой степени гидрогеологической закрытости недр. Ион аммония используется как один из гидрогеохимических показателей наличия углеводородных залежей (Карцев, 1969; Смирнов, 1974; Учителева, 1974; Суббота и др., 1990; Шварцев, 1998). Аммоний имеет значения концентраций в подземных водах доюрского комплекса от 0,4 до 300,0 мг/дм³, среднее значение – 70,3 мг/дм³. Концентрация иона аммония не показывает четкой зависимости от величины общей минерализации и от глубины (Таблица 6).

Таблица 6 – Микрокомпонентный состав подземных вод Предъенисейского Осадочного бассейна (мг/дм³)

Возраст	NH_4	I ⁻	Br	SiO_2	Li	Rb	Cs	Sr
Mz	<u>0-104</u>	<u>0,1-79</u>	<u>0,1-156,7</u>	<u>0,9-45</u>	<u>0-36,7</u>	<u>0-1</u>	<u>0-0,1</u>	<u>0,7-428</u>
	20(51)	3,9(36)	48,2(68)	18,9(42)	3,2(31)	0,4(18)	0(6)	169,2(32)
Pz	<u>20-72</u>	<u>0,2-5,9</u>	<u>80,5-161,5</u>	<u>6-16,8</u>	<u>1,1-2,7</u>	-	-	<u>45,8-289</u>
	44(6)	2,7(8)	111,5(8)	11,2(4)	1,7(6)			156,8(6)
Є	<u>0,2-300</u>	<u>0-5</u>	<u>6,7-500</u>	<u>0,3-40</u>	<u>1,2-6,2</u>	<u>0,3-1,3</u>	<u>0,1-0,1</u>	<u>114-420</u>
	70,9(17)	2,4(26)	196,3(40)	19,1(13)	3,2(21)	0,5(18)	0,1(11)	335(21)
Np3-V ₁	<u>35-50</u>	<u>0-6</u>	<u>190-291,9</u>	<u>5,4-26,8</u>	<u>1,8-6,7</u>	<u>0-0,7</u>	<u>0,1-4,9</u>	<u>289-412,6</u>
	42,5(2)	2,5(7)	218,8(7)	10,6(7)	3,3(7)	0,5(6)	0,9(6)	352,1(5)

*«-» – нет данных; числитель: минимальное-максимальное; знаменатель: среднее значение; в скобках – количество определений.

В подземных водах доюрского комплекса содержатся бромид-ион в концентрации 77–283 мг/дм³, йодид-ион в концентрации 1,5–5,9 мг/дм³, ион аммония 20–140 мг/дм³, катион стронция 114–420 мг/дм³. Прочие микрокомпоненты (F, SiO₂, B, Li, Rb, Cs, Zn, Mn) присутствуют в подземных водах в меньших концентрациях. Аномальные значения концентрации брома (>120 мг/дм³) выявлены на Вездеходной площади (Таблица 6).

Корреляционный анализ

Для понимания взаимосвязей между химическими элементами (Na⁺, K⁺, Ca²⁺, Mg²⁺, Cl⁻, HCO₃⁻, SO₄²⁻) проведен корреляционный анализ. Хлоридные натриевые воды имеют очень тесные корреляционные связи между парами минерализация-натрий, натрий-хлор, минерализация-хлор. Тесные связи зафиксированы между парами минерализация-кальций, кальций-натрий, магний-минерализация, магний-натрий, кальций-хлор, хлор-магний, гидрокарбонат-ион–минерализация, гидрокарбонат-ион-натрий, гидрокарбонат-ион-кальций, гидрокарбонат-ион-магний, гидрокарбонат-ион-хлор, гидрокарбонат-ион-йод. Значительные связи наблюдаются между парами бром-минерализация, бром-магний, бром-хлор, бром-натрий, бром-кальций, магний-кальций, йод-минерализация, йод-натрий, йод-кальций, йод-хлор. (Таблица 7).

Таблица 7 – Корреляционный анализ подземных вод Предъенисейского осадочного бассейна.

M	1,00									0,91-1,00	очень тесная
Na ⁺	0,95	1,00								0,71-0,90	тесная
Ca ²⁺	0,88	0,85	1,00							0,51-0,70	значительная
Mg ²⁺	0,76	0,76	0,68	1,00						<-0,51	обратная (тесная и значительная)
Cl ⁻	0,99	0,94	0,89	0,79	1,00						
SO ₄ ²⁻	-0,12	-0,05	-0,03	-0,23	-0,13	1,00					
HCO ₃ ⁻	-0,81	-0,81	-0,76	-0,72	-0,81	0,09	1,00				
Br ⁻	0,69	0,58	0,60	0,56	0,67	-0,07	-0,55	1,00			
I ⁻	0,54	0,55	0,57	0,47	0,54	-0,06	-0,77	0,16	1,00		
	M	Na ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Br ⁻	I ⁻		

Генетические типы подземных вод и рассолов и степень метаморфизации их состава

Генетический тип подземных вод может быть определен при помощи характеристик, показывающих величины отношений концентраций различных макро- и микрокомпонентов в этих водах, как описано в классических работах С.А. Щукарева, В.А. Сулина, Н.М. Кругликова, А.А. Розина, Я.А. Ходжакулиева, С.Б. Вагина, А.А. Карцева, М.И. Субботы, В.В. Нелюбина, О.Н. Яковлева, В.М. Матусевича и других исследователей. Для этого используются следующие отношения: $r_{Na/rCl}$, Cl/Br , Ca/Cl , $r(HCO_3+CO_3)/r(Ca+Mg)$, B/Br , $Br/Cl \cdot 10^{-3}$, $Sr/Cl \cdot 10^{-3}$,

$rNa/(rCa+rMg)$, $rNa+rMg/rCa$, rCa/rMg , $rSO_4 \cdot 100/rCl$, $rHCO_3 \cdot 100/rCl$, $Br \cdot 10^3/M$, $I \cdot 10^3/M$, $NH_4 \cdot 10^3/M$, Br/I , HCO_3/SO_4 , $(M/H) \cdot 100$, $(rCa/rNa) \cdot 100$ и другие (Кругликов и др., 1985; Шварцев, 2000; Шварцев, Новиков, 2004; Новиков, 2005; Новиков, Лепокуров, 2005; Новиков, Шварцев, 2009; Novikov, Sukhorukova, 2015; Novikov, 2017; Новиков, 2018; Новиков и др., 2020).

Генезис подземных вод – совокупность процессов формирования состава подземных вод. Накопление вод в литосфере происходит за счет таких процессов, как конденсация водяного пара из воздуха, инфильтрация поверхностных вод, захоронение вод бассейнов осадконакопления и др. Химический состав подземных вод формируется при их взаимодействии с вмещающими горными породами, при смешении вод разного генезиса, а также может определяться другими факторами (Карцев и др., 2015).

Для более правильного понимания характеристики гидрогеологических условий в работу вовлечены данные по прилегающим районам. Сравнение с рассолами прилегающих районов Западно-Сибирского осадочного бассейна, западных районов Сибирской платформы и солянокупольных структур Анабаро-Хатангского района (Шварцев, 2000; Дульцев, Новиков, 2018; Новиков и др., 2018; Новиков и др., 2020; Dultsev 2019) показало их родство с первой группой (I), что хорошо видно при анализе распределения величин коэффициентов rNa/rCl и Ca/Cl в зависимости от их минерализации (Рисунок 34). Несколько особняком расположены точки с пробами из кембрийских отложений скважины Восток – 4 (группа II). Они отличаются повышенной минерализацией и расположены ближе к древним инфильтрогенным рассолам Анабаро-Хатангского бассейна (группа III), нежели чем к седиментогенным рассолам прилегающих районов Сибирской платформы (группа IV). Этот факт является закономерным, поскольку кембрийские рассолы из скважины Восток – 4 являются также древними инфильтрогенными. Установлено, что, за исключением кембрийских рассолов из скважины Восток-4, все прочие рассолы скважин Восток содержат йодид-, бромид-ионы и ионы лития в примерно таких же концентрациях, которые отмечены в рассолах Вездеходной площади, при этом концентрации ионов аммония, кремнезема, катионов рубидия и цезия в рассолах скважин Восток значительно ниже. По химическому составу воды изучаемых отложений преимущественно хлоридно-натриевые (по классификации С.А. Щукарева), величина их общей минерализации составляет несколько сотен граммов на литр. Как отмечено выше, общая минерализация подземных вод снижается к западу от скважин Аверинская-150 (280 г/дм^3) и Лемок-1 (до 330 г/дм^3); в скважине Восток–4 величина общей минерализации не превышает 200 г/дм^3 , в скважине Восток–3 находится в интервале $50\text{--}97 \text{ г/дм}^3$, на Вездеходной площади – $60\text{--}85 \text{ г/дм}^3$, в скважине Восток–1 снижается до $52\text{--}64 \text{ г/дм}^3$.

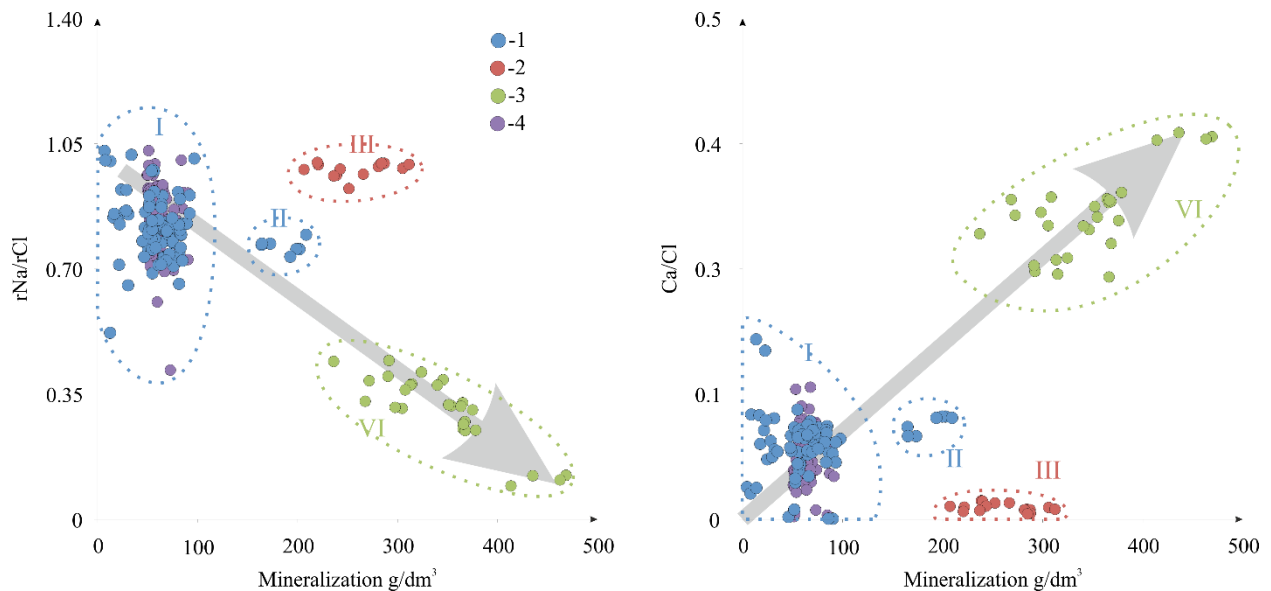


Рисунок 34 – Зависимость rNa/rCl и Ca/Cl отношений с общей минерализацией подземных вод и рассолов в пределах доюрских комплексов Сибири.

Изученные воды и рассолы: 1 – Предъенисейский осадочный бассейн; 2 – солянокупольных структур Анабаро-Хатангского района; 3 – западных районов Сибирской платформы; 4 – прилегающих районов Западно-Сибирского осадочного бассейна. Стрелкой показано направление метаморфизации подземных вод и рассолов (Dultsev 2019). Группы: I – Предъенисейский осадочный бассейн и прилегающие территории Западно-Сибирского артезианского бассейна; II – кембрийские рассолы скважины Восток-4; III – рассолы Анабаро-Хатангского бассейна; IV – рассолы прилегающих районов Сибирской платформы.

Таким образом, тип гидрогеологической структуры палеозойского и допалеозойского разреза Предъенисейского осадочного бассейна является переходным между Западно-Сибирским и Тунгусским артезианскими бассейнами. На севере исследуемого района расположена зона внедрения инфильтрационных вод (на Елогуйской и Кыксинской площадях), но на большей части территории вероятность промывания геологических структур значительно ниже. Подземные воды и рассолы в доюрских комплексах имеют хлоридный натриевый состав и характеризуются величиной общей минерализации в диапазоне 48–330 г/дм³. Регион характеризуется нормальным типом вертикальной гидрогеохимической зональности.

Выводы:

Изученные подземные воды венд-кембрийского водоносного этажа являются слабыми рассолами хлоридно-натриевого состава. Их минерализация превышает 50 г/дм³, за исключением подземных вод с более низкой минерализацией, полученных на следующих площадях: Мартовская (48,1 г/дм³), Еланская (34,2 г/дм³), Елогуйская (21,4 г/дм³), Северо-Лымбельская (13,3 г/дм³), Кыксинская (7,9 г/дм³). Среди макрокомпонентов исследованных рассолов

преобладают хлорид-ионы Cl^- (28,4-51,8 г/дм³) и катионы Na^+ (16,2-26,8 г/дм³), тогда как концентрации ионов кальция и магния составляют соответственно не более 4,8 г/дм³ и 2,2 г/дм³. Содержания анионов HCO_3^- и SO_4^{2-} не превышают 461 мг/дм³ и 300 мг/дм³ соответственно. Содержание микрокомпонентов в исследованных рассолах составляет: катион стронция – 114–420 мг/дм³, бромид-ион – 77–283 мг/дм³, йодид-ион – 1,5–5,9 мг/дм³, ион аммония – 20–140 мг/дм³. Концентрации других микрокомпонентов (F, SiO_2 , B, Li, Rb, Cs, Zn, Mn) еще ниже.

Снижение общей минерализации подземных вод происходит в западном направлении от скважин Аверинская-150 (280 г/дм³) и Лемок-1 (до до 330 г/дм³), в скважине Восток – 4 (до 200 г/дм³), Восток–3 (50-97 г/дм³) и Вездеходной площади (60-85 г/дм³), а в скважине Восток – 1 снижается до 52 до 64 г/дм³.

Уровень метаморфизации (катагенетических изменений) химического состава подземных вод и рассолов изученных бассейнов Сибири растет в направлении от районов распространения доюрских комплексов ЗСАБ в направлении Сибирской платформы (Байкитская антеклиза, Присяно-Енисейская синеклиза и другие), где развиты сверхкрепкие хлоридные кальциево-натриевые и кальциевые рассолы.

3.4 ГЕОХИМИЯ ВОДОРАСТВОРЕННЫХ ГАЗОВ

В пределах осадочных бассейнов газы ввиду своей исключительной подвижности дают наибольшие ореолы рассеяния при диффузионных процессах между углеводородными залежами и окружающими их пластовыми водами и являются в этой связи одними из наиболее достоверных поисковых критериев (Карцев и др., 1992). Факты и результаты расчетов Ю.П. Гаттенбергера, В.М. Матусевича и других (Матусевич и др., 2005) позволяют считать, что «...на современном этапе развития Западно-Сибирского мегабассейна скорости фильтрации вод в его погруженной части характеризуются ничтожно малыми величинами даже в геологическом времени, а фильтрация вод, по существу, не имеет места. В этих условиях, вероятно, основные масштабы массопереноса вещества и, в частности, формирование водных ореолов рассеяния вблизи нефтегазовых залежей, связаны с процессами диффузии».

При диффузионных процессах между залежами нефти и газа и окружающими пластовыми водами газы дают наибольшие ореолы рассеяния и являются одними из наиболее достоверных поисковых критериев (Антонов 1963; Карцев и др, 1992; Намиот, 1958). Н.Н. Ростовцевым и М.С. Гуревичем более 50 лет назад был выявлен характер газовой зональности подземных вод ЗСОБ и дана высокая оценка поискового значения водорастворенных газов (ВРГ) (Карцев, 1963; Карцев и др., 1986; Кругликов и др., 1985; Матусевич и др., 2005).

Предъенисейский осадочный бассейн характеризуется наличием благоприятных условий для генерации, аккумуляции и сохранения углеводородных залежей (преимущественно газовых) в пределах докембрийско-палеозойского гидрогеологического этажа. Фактический материал

представлен 64 пробами (34 мезозойский комплекс, 4 НГГЗК, 6 палеозой нерасчлененный, 19 кембрий и 4 венд) водорастворенного газа, полученного из 14 скважин. С применением ПК «НГ-32» были проведены необходимые пересчеты состава ВРГ на безвоздушную смесь, т.к. захват воздуха был допущен после замера газонасыщенности, а также были проведены расчеты водно-газовых равновесий. Газонасыщенность варьирует в интервале от 0.07 до 0.80 л/л, составляя в среднем 0.35 л/л.

Для венд-кембрийского комплекса были отобраны 23 пробы в скважинах Восток-3, 4, Вездеходная-3 и Мартовская 432, где доминирующую роль приобретает азот (до 72 – 91 об. %), а содержания метана не превышают 2 % об. При этом установлены повышенные концентрации водорода до 21,9 % об (интервал 4720-4734 скважины Восток-3). Гомологи метана в этих интервалах в сумме не превышают 0,5 об. % В скважине Восток-4 в составе ВРГ доминирующую роль играет метан (62-81,2 об. %), при содержании азота от 17,3 до 36,9 % об. При этом в скважине Восток-4 повышается роль углекислого газа (в интервале 3026-3048) с концентрацией, равной 6,03 об. % Гомологи метана в изученных интервалах кембрия в сумме не превышают 0,7% об. (Рисунок 35, Таблица 8).

Для отложений палеозоя (нерасчеленные или толщи «неясного» положения) газонасыщенность достигает 1.1 л/л. В составе ВРГ преобладает метан (72.72-92.79 об. %), а значения меньше 1 об. % установлены только в скважинах Няргинская №1 (интервал 2848-2967м) и Западная №1 (интервал 2862-2915 м), где преобладающую роль занимает азот с содержанием 89.9 и 92.98 об. % соответственно. Для остальных опробованных интервалов содержания азота изменяются от 7.3 до 26.1 при среднем значении 13.6 об. % Содержания водорода в среднем не превышают 2 об. %, а повышенные значения 3.8 и 4.5 % об установлены в скважине Вездеходная 3 в интервале 3822 - 3835 и 3218 – 3336 соответственно. Содержания углекислого газа изменяются в пределах 0.17 – 2.1 % об при среднем значении 0.8 об. % Повышенные значения установлены в скважине Няргинская 1 в интервале 2660 – 2768 м. Гомологи метана в изученных интервалах в сумме не превышают 1,6 об. % (Рисунок 35, Таблица 8).

В зоне контакте доюрских и мезозойских отложений были получены 4 пробы ВРГ. Газонасыщенность составляет 0.7 л/л. Доминирующую роль в их составе занимает метан с содержанием от 85.9 до 91.9 об. % Содержания азота варьируют в интервале 3.45 - 11.36 % об при среднем значении 6.4 об. % Содержания углекислого газа не превышают 1 об. % Сумма ТУ не превышает 2 % об, а высокие значения 5.2 об. % установлены в интервале 3008-3098 м скважины Вездеходная 3 (Рисунок 35, Таблица 8).

Для мезозойского комплекса изучены 13 проб ВРГ, газонасыщенность варьирует в интервале от 0.07 до 0.8 л/л при среднем значении 0.3 л/л. Доминирующую роль играет метан с содержанием от 85.87 до 94 об. % Повышенные содержания азота (47.8 – 65.4 об. %) установлены на Ярской и

Няргинской площадях. Содержания водорода достигают 0.5 % об, при среднем значении 0.1 об. % Концентрации углекислого газа не превышают 7 об. % Содержания ТУ не превышают 1.1 % об, а повышенные значения 2.1 , 2.7 и 2.8 % об установлены в скважинах Вездеходная 3 (интервал 3050 - 3068 м), Восток 3 (интервал 2518-2525 м), и Няргинская 1 (интервал 2373-2402 м) соответственно (Рисунок 35, Таблица 8).

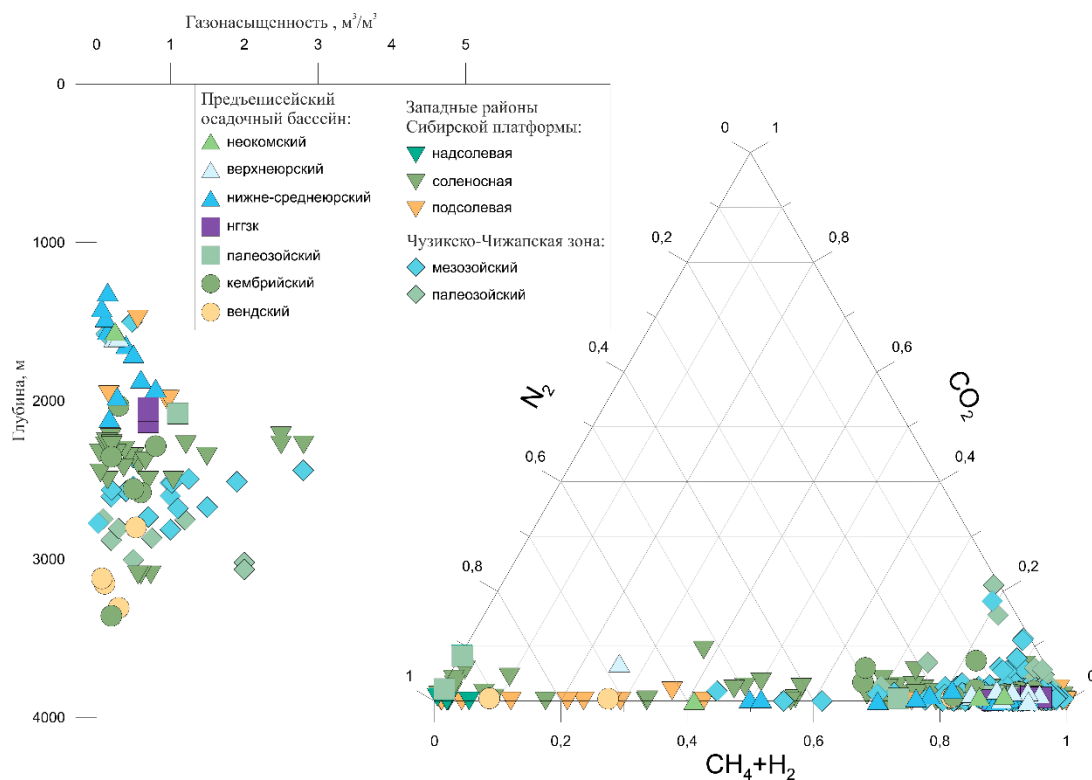


Рисунок 35 – Изменение общей газонасыщенности подземных вод с глубиной (а) и тригонограмма состава водорастворенных газов (б) Предъенисейского осадочного бассейна, южных районов Западно-Сибирской геосинеклизы (Обь-Иртышское междуречье (Новиков и др., 2019) и западных районов Сибирской платформы (Байкитской антеклизы) (Новиков и др., 2021; Novikov, Trifonov, 2016).

Таблица 8 – Состав водорастворенных газов Предъенисейского осадочного бассейна.

Возраст	Элементный состав, об. %						
	H ₂	N ₂	CO ₂	He	O ₂	CH ₄	Σ _{ТУ}
Mz	0-89,0	0,1-65,4	0,1-13,2	0-0,3	0,1-11,5	0,2-96,0	0,1-2,8
	5,7(19)	17,1(24)	2,7 (23)	0,1(20)	1,4(19)	75,9 (25)	0,8(27)
Pz	0-0,2	7,3-89,9	0,8-8,1	0-0,1	0,2-15,1	0,1-90,3	0,2-5,2
	0,1(5)	41,58(5)	5,0(5)	0,1(5)	6,2(5)	51,9(5)	1,6(10)
Є	0-4,5	4,2-10,5	0,8-7,3	0-0,2	0,1-2,2	81,6-92,8	0,1-2,6
	0,9(8)	7,6(8)	2,0(8)	0,1(8)	0,5(8)	88,5(8)	1,1(19)
Np ₃ -V ₁	2,7-21,9	4,8-90,9	0,4-70,4	0(3)	0,3-2,6	4,3-85,2	0,2-1,7
	9,4 (4)	36,1(6)	21,59(6)		1,4(2)	58,3(7)	0,8(4)

* числитель: минимальное-максимальное; знаменатель: среднее значение; в скобках – количество определений.

По аналогии с пластовыми водами был проведен сравнительный анализ газонасыщенности пластовых вод и состава ВРГ Предъенисейского осадочного бассейна с газонасыщенностью пластовых рассолов и составом ВРГ площадей южных районов Западно-Сибирской геосинеклизы (Обь-Иртышское междуречье (Новиков и др., 2019)) и западных районов Сибирской платформы (Байкитской антеклизы (Новиков и др., 2021; Novikov, Trifonov, 2016)).

В разрезе Обь-Иртышского междуречья (Западно-Сибирский осадочный бассейн) аптальб-сеноманский водоносный комплекс крайне слабо изучен, ввиду отсутствия промышленных скоплений углеводородов (Дульцев и др., 2018; Новиков и др., 2019; Новиков, Борисов, 2021). Газонасыщенность подземных вод не превышает 0,3-0,5 л/л и закономерно увеличивается по мере погружения водоносных горизонтов комплекса. В центральных и северных районах Обь-Иртышского междуречья преобладают газы метанового состава, а в юго-восточной части концентрации азота увеличиваются и доминируют газы метаново-азотного и азотно-метанового типа.

Неокомский водоносный комплекс. Газонасыщенность подземных вод водоносного комплекса колеблется в широком интервале от 0,1 до 4,5 л/л. В составе ВРГ преобладает метан. При приближении к прибортовым частям осадочного бассейна состав газа меняется на метаново-азотный с максимальным содержанием азота до 38,48 об. %. Значительных концентраций углекислого газа не выявлено.

Наибольшей степенью изученности обладает Верхнеюрский водоносный комплекс. Газонасыщенность вод закономерно увеличивается с глубиной и изменяется от 0,12 л/л до почти 6 л/л (фоновые значения составляют 4,48 л/л). В составе ВРГ в основном доминирует метан с его содержанием 92,21 об. %, при среднем содержании 84,77 об. %. Также широко распространены гомологи метана (C_2H_6 ; C_3H_8 ; iC_4H_{10} ; nC_4H_{10} ; iC_5H_{12} ; nC_5H_{12} ; iC_6H_{14} ; nC_6H_{14}), их суммарные концентрации достигают 16,8 об. %. Фоновое значение суммы тяжелых углеводородов составляет 8,82 об. %. Содержание углекислого газа в составе ВРГ может достигать 97 об. %. Содержания азота и гелия монотонно уменьшаются с глубиной (Рисунок 36).

Нижне-среднеюрский водоносный комплекс. Газонасыщенность подземных вод изменяется от 0,1 л/л до 3,7 л/л, при среднем значении 0,75 л/л. В составе ВРГ нижне-среднеюрского комплекса доминирует метан, его содержания изменяются от 20,46 об. % до 93,85 об. %, при средних значениях 83,91 об. %. Суммарные концентрации других углеводородных газов (C_2H_6 ; C_3H_8 ; iC_4H_{10} ; nC_4H_{10} ; iC_5H_{12} ; nC_5H_{12} ; iC_6H_{14} ; nC_6H_{14}) варьируют от 0,79 об. % до 13,29 об. %. Установлены содержания углекислого газа от следовых до практически полного преобладания, 94,5 об. %. Содержание азота и гелия закономерно уменьшается с глубиной.

Доюрский водоносный комплекс. Максимальные значения газонасыщенности подземных вод достигают 3,3 л/л. Среднее значение газонасыщенности вод доюрского комплекса 1,5 л/л. В подземных водах доюрского водоносного комплекса концентрации метана изменяются в диапазоне от 64,92 об. % до 95,55 об. %, а фоновые концентрации составляют 84,35 об. %. Сумма гомологов метана (C_2H_6 ; C_3H_8 ; iC_4H_{10} ; nC_4H_{10} ; iC_5H_{12} ; nC_5H_{12} ; iC_6H_{14} ; nC_6H_{14}) варьирует от 2,46 об. % до 18,15 об. %, при фоновых значениях 5,87 об. %. Средняя глубина залегания пород доюрского комплекса составляет около 2700 м, из-за чего увеличение концентраций тяжелых углеводородов на глубинах 2500-2700 м, где сосредоточены основные запасы углеводородов, не столь заметно, как в других комплексах. Установлено, что концентрации азота и гелия снижаются с глубиной (Новиков Д.А., Рыжкова С.В., и др., 2018; Новиков Д.А., Шохин А.Е., и др., 2019).

В пределах западных районов Сибирской платформы (на примере Байкитской антеклизы) средняя газонасыщенность вод закономерно возрастает сверху вниз по разрезу от 0,001 л/л в надсолевом, до 0,98 в соленосном и достигает максимума до 2,81 л/л в подсолевом комплексе (Novikov, Trifonov, 2016).



Рисунок 36 – Изменение содержаний CH_4 , N_2 , CO_2 с глубиной Предъенисейского осадочного бассейна, южных районов Западно-Сибирской геосинеклизы (Обь-Иртышское междуречье) и западных районов Сибирской платформы (Байкитской антеклизы). Условные см. Рисунок 35.

Для надсолевого комплекса характерны низкая газонасыщенность подземных вод и преобладание азотного состава газа (до 94,72 об. %). Содержания метана не превышают 2 об. %. Содержание гомологов метана не превышает 0,006 об. % (Рисунок 36).

Для соленосного комплекса газонасыщенность изменяется от 0,5 до 0,98 л/л. В составе ВРГ содержания метана изменяются в пределах от 1,1 до 92,2 об. %. Максимальные концентрации азота составляют 97,3 об. %. Содержания остальных газов носят подчиненный характер, лишь в некоторых интервалах установлены повышенные значения водорода (до 15 об. %) на Куюмбинской и Сутягинской площадях. Сумма ТУ изменяется от 0,1 до 14,9 об. %, при этом в некоторых интервалах установлены повышенные значения от 20 до 43 об. % (Юрубченская и Берямбинская площади).

Для подсолевого комплекса газонасыщенность достигает 2,81 л/л. Содержания метана изменяются от 4,9 до 92,2 об. %, фоновые значения составляют от 60 до 90 об. %. Концентрации азота в среднем не превышают 30 об. %, но в некоторых интервалах установлены повышенные значения до 86,2 об. % (Юрубченская, Оморинская и Куюмбинские площади). Содержание водорода редко превышает 1 об. %, высокие значения установлены только в пределах Куюмбинской площади.

Газонасыщенность рассолов кембрийских и докембрийских отложений весьма изменчива (от 0,04 – 0,1 до 5 л/л) (Вожов, 1987). В разрезе Сибирской платформы концентрация азота, аргона и кислых газов в верхней части разреза с глубиной возрастает. В нижней части разреза (в терригенном комплексе) содержания азота и аргона в водах тоже увеличиваются. Однако характер изменения концентрации УВ, водорода и гелия, по сравнению с изменением их относительных содержаний в составе ВРГ, практически не меняется, что связано с увеличением концентрации УВ вниз по разрезу.

Сравнительный анализ величины газонасыщенности и состава ВРГ прилегающих районов выявил, что изучаемый регион находится в переходной геохимической области между Западно-Сибирской геосинеклизой и Сибирской платформой со всеми вытекающими отсюда следствиями. Данные о повышенных концентрациях азота, выявленные в скважине Восток-3, отрицают ведущую роль воздуха в качестве поставщика азота и аргона в воды глубоких горизонтов и подтверждают увеличение концентрации УВ вниз по разрезу, что также характерно и для изучаемых отложений прилегающих районов Сибирской платформы.

ГЛАВА 4. ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

4.1 КРИТЕРИИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Исследование содержания микроэлементов в подземных водах и отслеживание ореолов рассеяния растворенных органических веществ позволяет выявлять надежные гидрогеологические признаки, на основе которых строится поиск залежей углеводородов. К органическим соединениям, присутствие которых в подземных водах является важнейшим прогностическим признаком наличия залежей углеводородов, относятся ароматические и алифатические углеводороды, а также карбоновые кислоты, как установлено в работах В.М. Матусевича, Р.Г. Прокопьевой и других исследователей.

Е.А. Барс, М.С. Гуревич, А.А. Карцев, В.А. Кротова, Е.В. Стадник и другие исследователи оценивают информативность отдельных параметров по-разному, разделяя их на прямые (параметры, непосредственно связанные с наличием залежей нефти и газа) и косвенные (те параметры, которые позволяют оценивать гидрогеологические условия, способствующие формированию нафтидов, а также определять направления их миграции, зоны разгрузки и т.п.). По мнению Ф.А. Алексеева, множество показателей приводит к неопределенности выводов, и для каждого объекта или региона необходимо выбрать свой комплекс характерных признаков. Л. М. Зорькин в своих работах (Зорькин и др., 1974) разделяет показатели на две группы, соответствующие двум стадиям поисков: 1) стадия региональной оценки перспектив бассейнов, и 2) стадия локальной оценки перспективных структур (Рисунок 37, Рисунок 38).

Среди всего комплекса гидрогеологических показателей нефтегазоносности особое внимание уделено изучению группы гидрогеохимических (ионно-солевых) показателей, содержания водорастворенных газов и микроэлементов. Из всех гидрогеологических показателей нефтегазоносности (гидрогеохимические показатели, содержание водорастворенных газов, микроэлементов, органического вещества и др.) в качестве наиболее информативных в наших условиях использовались следующие: общая газонасыщенность, л/л; общая минерализация, г/дм³; состав подземных вод и водорастворенных газов; степень насыщения подземных вод газами; ТУ, об.%; содержания NH₄, Br, B, I, мг/дм³; содержания ряда микрокомпонентов, нафтеновых кислот, бензола и толуола.

Формирование отрицательных аномалий минерализации, фиксирующихся при разработке месторождений (Гаттенберг и др., 1979), происходит в результате струйной миграции УВ, сопровождающейся выделением конденсационных вод низкой минерализации (Колодий, 1975).

Наиболее благоприятны условия выделения таких вод при вертикальной или ступенчатой миграции значительных объемов газа.

Таким образом, снижение минерализации контурных вод свидетельствует о новейшей струйной миграции УВ, внедряющихся в гидрогеохимическую обстановку, так как за счет диффузии минерализация подземных вод стремится выровняться (Панченко, 1985).

Аномалии повышенной минерализации формируются за счет локального перетока более минерализованных вод, формирующихся при погружении залежей и поступлении части растворенной воды в новых термобарических условиях из контурных вод в залежь.

В контурных водах залежей УВ могут наблюдаться и сложные аномалии по минерализации. По характеру взаимосвязи с минерализацией и химическим типам воды выделяют две группы гидрогеохимические показатели: сильно и слабо зависимые (Валуконис и др., 1978). К первой группе относятся концентрации кальция, бора, стронция, ко второй – содержание аммония и йода. О нефтепоисковом значении показателей второй группы можно судить без учета метаморфизма подземных вод, тогда как для показателей первой группы это возможно только при отсутствии связи между минерализацией и химическим типом воды с одной стороны, и наличием или отсутствием залежей нефти и газа с другой стороны.

Гидрогеологические данные, полученные в основном на скважинах в рамках проекта «Восток», были проанализированы с опорой на результаты, полученные ведущими российскими учеными (Катченков, 1959; Конторович и др., 1971; Гуляева, Пунанова, 1974; Пунанова, 1974; Германов и др., 1975; Конторович и др., 1977; Карцев и др., 1992; Назаров, 1970, 2007, 2004; Прокопьева, 1977; Шварцев, Кузьмин, 1977; Матусевич, Попов, 1978; Суббота и др., 1990). По результатам проведенного анализа, перспективы нефтегазоносности докембрийско-палеозойского гидрогеологического этажа оценены по гидрогеологическим критериям. Для этого применялись гидрогеологические параметры подземных вод, позволяющие судить о нефтегазоносности: общая минерализация, общая газонасыщенность, состав вод (концентрации ионов, содержание растворенных газов и степень насыщения ими вод). В числе важных признаков были выделены содержания тяжелых углеводородов, низших ароматических углеводородов (бензола, толуола), нафтеновых кислот, концентрации бора, брома, йода, аммония.

Оптимальный комплекс показателей

Общегидрогеологические и палеогидрологические	Гидродинамические	Гидрохимические	Газовые	Геотермические	Микробиологические
• Тип бассейна и объем осадочных пород • Выдержанность водоносных комплексов и их коллекторские свойства • Надежность региональных водоупоров • Положение региона в пределах бассейна • Преобладание элизионного режима • Распределение по площади и разрезу гидродинамических, гидрохимических, газовых и геотермических параметров на различных этапах истории развития бассейна	• Характер водообмена (зоны свободного и затрудненного водообмена застойных вод) • Скорости движения подземных вод с целью установления благоприятных зон нефтегазонакопления • Соотношение пьезометрических уклонов с падением горизонтов • Области питания и разгрузки подземных вод (наличие пьезомаксимумов и пьезоминимумов)	• Тип вод и характер минерализации • Сульфатность • Микроэлементы (NH_4, Т, Вг, В и др.) • Редкие и рассеянные элементы (Sr, V, Ni, Cu, Мо и др.) • Нафтеновые, гуминовые и жирные кислоты • Органический углерод и его окисляемость • Органический азот и фосфор • Бензол, толуол и фенолы	• Содержание метана и его гомологов • Общая газонасыщенность вод и упругость газов • Парциальная упругость метана и его гомологов • Коэффициент насыщения газами P_f/P_v • Коэффициенты: $\text{N}_2/\text{УВ}$, He/Ar, $\text{CH}_4/\text{ТУ}$, $\delta^{13}\text{C}$, $i\text{C}_4\text{H}_{10}/n\text{C}_4\text{H}_{10}$, $\text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_2\text{H}_4$, $\text{C}_3\text{H}_8/\text{C}_3\text{H}_6$, $\text{C}_4\text{H}_{10}/\text{C}_4\text{H}_8$ и др. • Ресурсы растворенных газов	• Зоны с оптимальными температурами (60-120°C), благоприятные для процессов нефтегазообразования, разгазирования подземных вод и сохранности залежей УВ • Наличие геотермических аномалий во внутренних районах бассейна, связанных с зонами разгрузки подземных вод • Геотермическая зональность, позволяющая проводить региональную оценку нефтегазоносности	• Бактерии, окисляющие метан, пропан, бутан, пентан, парообразные УВ и водород • Бактерии окисляющие жидкие УВ - бензол, толуол, нафталин и др. • Сульфатредуцирующие бактерии в активном состоянии или следы этих процессов (наличие сероводорода, пирита и др.) • Денитрифицирующие и целлюлозоразрушающие бактерии

Рисунок 37 – Гидрогеологические показатели региональной оценки перспектив нефтегазоносности (по Л.М. Зорькину и др., (1974)).

Оптимальный комплекс показателей				
Ореольное рассеяние от залежей		Биохимические и физико-химическое взаимодействие залежей с подземными водами		Косвенные показатели
• CH₄ и его гомологи, см³/л • Общая упругость, МПа • Коэффициент насыщения вод газами, P_г/P_в • Бензол, толуол, фенолы • Аммоний, йод, фосфор • Нафтеновые и гуминовые кислоты		• Двуокись углерода и сероводород • Сульфатность, степень насыщения вод сульфатами • Гидрокарбонаты • Бактерии, окисляющие УВ • Сульфатредуцирующие бактерии		• V_г^{общ}, He/Ar; CH₄/ТУ; ; iC₄H₁₀/nC₄H₁₀, C₂H₆/C₂H₄, C₃H₈/C₃H₆, C₄H₁₀/C₄H₈ δ¹³C и др. • Тип вод, минерализация, Na/Cl, Ca/Mg и др. • Br, B и др. • Sr, V, Ni, Cu и др. • Органический углерод и его окисляемость, органический азот и др. • Гидрогеотермические аномалии (пьезоминимумы)
Показатели нефтяных и газоконденсатных залежей				
Гомологи метана	CH ₄ /ТУ	Бензол и толуол	Аммоний и фенолы	Нафтеновые кислоты

Рисунок 38 – Гидрогеологические показатели локальной оценки перспектив нефтегазоносности (по Л.М. Зорькину и др., (1974)).

4.2 ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НИЖНЕГО ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКОГО ЭТАЖА

Условия, существующие в докембрийско-палеозойском гидрогеологическом этаже Предъенисейского осадочного бассейна, потенциально благоприятны для формирования и накопления углеводородов, причем преимущественно следует рассматривать присутствие газовых залежей. Особенно перспективными могут являться площади с пластовыми водами, характеризующимися общей газонасыщенностью свыше 0,6 л/л с преобладанием метана в составе водорастворенных газов, повышенной хлоридно-натриевой минерализацией, повышенным значением отношения Ca/Mg , и пониженным отношением Cl/Br .

Как было сказано ранее, отложения докембрийско-палеозойского гидрогеологического этажа Предъенисейской зоны перекрыты мощной (2,5-2,7 км) толщей мезозойского и кайнозойского этажей. Направление регионального инфильтрационного потока определяется наличием структур Енисейского кряжа на востоке и северо-востоке, что приводит к существенному промыву прибортовых областей бассейна. Как уже отмечалось выше, минерализация подземных вод в кембрийских отложениях на Кыксинской и Елогуйской площадях не превышает 21,5 г/дм³. На этих площадях в составе ВРГ существенную роль играют азот и кислород, а метан приобретает подчиненное значение. Его доля составляет не более чем 40 об. %. В направлении от краев к центральной области бассейна наблюдается существенное увеличение минерализации пластовых вод по мере роста напряженности гидродинамического поля. По величине общей минерализации пластовые воды могут быть отнесены к слабым рассолам. Так, в скважине Восток-1 отмечена общая минерализация 52,5–64,0 г/дм³, а в скважине Восток-3 минерализация доходит до 97 г/дм³. В скважине Восток-4 общая минерализация исследованных вод кембрийского комплекса составляет 67,2–209,3 г/дм³, тип этих вод определяется как хлоридный натриевый, при этом отмечается повышенная концентрация сульфат-иона (до 1,9 %-экв.), что существенно выше, чем в изученных водах скважин Восток-1 и Восток-3. Содержание сульфат-иона в водах скважины Восток-4 соизмеримо с концентрацией этого иона в рассолах (рифейской и вендской подсолевой формации) на Юрубченской и Оморинской площадях Сибирской платформы. В вендских рассолах скважины Восток-3 также были отмечены повышенные концентрации сульфат-иона (до 0,2 %-экв.).

Гидродинамический режим в зоне расположения исследованных объектов, начиная с зоны контакта осадочного чехла с палеозойскими отложениями в 1 скважине и заканчивая рифей-вендскими отложениями в скважинах Восток-3 и Восток-4, характеризуется как застойный, коэффициенты гидрогеологической закрытости недр составляют от 11 до 23. В соответствии с данными измерения давления глубинным манометром и с результатами переинтерпретации

ГДИС, коэффициенты аномальности пластовых давлений находятся в интервале значений 1,01 – 1,14.

Температура кембрийских вод в Елогуйской опорной скважине 41 °С, Кыксинской 1-Р – 29 °С. Геотермический градиент составляет 2,3 °С/100 м. Резкое изменение температуры вод на сравнительно небольшом расстоянии от Елогуйской до Кыксинской скважин связано, по-видимому, со значительным уменьшением глубины залегания отложений кембрия на Кыксинской структуре. Пластовые температуры в кембрийском гидрогеологическом комплексе, вскрытом скважиной Восток-1, составляют 61,4–105,1 °С, тогда как в скважине Восток-3 отмечены температуры 85,8–112,7 °С, при этом геотермические градиенты в скважинах Восток-1 и Восток-3 немного ниже: их значения находятся соответственно в пределах 1,95–2,10 °С/100 м и 1,24–2,17 °С/100 м.

Геохимический тип вод исследуемого гидрогеологического этажа - хлоридный натриевый, коэффициент rNa/rCl составляет 0,69–0,95, а величина отношения Cl/Br находится в диапазоне 133–281. Кембрийские и вендские рассолы по генезису можно отнести к седиментогенному типу. При этом верхне кембрийские рассолы скважины Восток-4 отличаются от рассолов скважин Восток-1 и Восток-3 более высокими величинами Cl/Br коэффициента.

Большинство объектов, относящихся к палеозойскому разрезу, опробованных на Аверинской, Ванжильской, Елогуйской, Кыксинской и Северо-Лымбельской площадях, оказались сухими. На Вездеходной площади в 26 объектах из 30 изученных были получены притоки пластовой воды. Общая минерализация вод палеозойских отложений варьирует от единиц до нескольких сотен граммов на литр, при этом их химический состав позволяет отнести их преимущественно к хлоридно-натриевому типу.

Общая минерализация подземных вод закономерно уменьшается в направлении на запад: на Аверинской площади величина общей минерализации вод достигает 280 г/дм³, уменьшаясь до 67,2–209,3 г/дм³ в скважине Восток-4 (отложения кембрийского комплекса), и далее уменьшается до 97,3 г/дм³ в вендском комплексе скважины Восток-3, до 60–85 г/дм³ на Вездеходной площади и до 52–64 г/дм³ в скважине Восток-1. Итак, общая минерализация доюрских рассолов закономерно меняется, переходя от соленосного типа до бессолевого со сменой геологического разреза.

Изученные подземные воды палеозойского комплекса, как отмечено выше, относятся к слабым рассолам с общей минерализацией более 50 г/дм³, преимущественно хлоридно-натриевого типа. Исключение составляют воды, полученные на Мартовской, Еланской и Северо-Лымбельской площадях, характеризующиеся минерализацией соответственно 48,1, 34,2 и 13,3 г/дм³, а также воды палеозойского комплекса, изученные на Кыксинской (7,9 г/дм³) и Елогуйской (21,4 г/дм³) площадях. Из всех изученных вод наиболее минерализованными оказались воды,

вскрытые на Аверинской площади: их минерализация составляет 280 г/дм^3 . Макрокомпонентный состав изученных рассолов (с общей минерализацией свыше 50 г/дм^3) характеризуется преобладанием ионов хлора (их концентрация составляет $28,4\text{--}51,8 \text{ г/дм}^3$) и натрия ($16,2\text{--}26,8 \text{ г/дм}^3$), при этом концентрация гидрокарбонат-ионов находится в диапазоне $92\text{--}461 \text{ мг/дм}^3$, сульфат-иона – $17\text{--}177 \text{ мг/дм}^3$, а концентрации кальция и магния составляют соответственно не более $4,8 \text{ г/дм}^3$ и $2,2 \text{ г/дм}^3$. Микрокомпонентный состав изученных палеозойских рассолов характеризуется содержаниями ионов аммония в диапазоне $20\text{--}140 \text{ мг/дм}^3$, брома – $77\text{--}283 \text{ мг/дм}^3$, йода – $1,5\text{--}5,9 \text{ мг/дм}^3$, Sr – $114\text{--}420 \text{ мг/дм}^3$. В меньших концентрациях присутствуют прочие микрокомпоненты – Li, Rb, Cs, Zn, Mn, B, F, SiO₂.

Таким образом, вертикальный гидрогеохимический разрез, вскрытый скважинами проекта Восток, представляет собой нормальный тип, в котором по мере погружения водоносных горизонтов отмечается увеличение общей минерализации подземных вод и рассолов с увеличением концентраций солеобразующих макро- и микрокомпонентов.

4.3 СОХРАННОСТЬ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА ПО ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИМ ДАННЫМ

Что касается системы «вода-газ», то в пределах осадочных бассейнов наиболее достоверным поисковым критерием являются ореолы рассеяния газов, так как именно газы образуют самые большие ореолы рассеяния при диффузии из углеводородных залежей в окружающие их пластовые воды (Карцев и др., 1992). Как было сказано ранее, доюрские отложения Предъенисейского осадочного бассейна изучены неравномерно. В ходе реализации проекта "Восток" были получены наиболее полные данные, по которым были проведены расчеты водно-газовых равновесий при помощи программного комплекса HG-32. Установлено, что степень насыщения подземных рассолов газами (Кг) в 5-м объекте скважины Восток-3 составляет 0,102, в 9-м объекте скважины Восток-1 – 0,169, а в изученных интервалах скважины Восток-4 варьирует от 0,043 до 0,145. Прогнозируемый тип углеводородных залежей по коэффициентам CH_4/TU , $i\text{C}_4\text{H}_{10}/n\text{C}_4\text{H}_{10}$ и $i\text{C}_5\text{H}_{12}/n\text{C}_5\text{H}_{12}$ – газовый. Прогнозируемый состав газовой залежи по результатам моделирования водно-газовых равновесий, об. %: H_2 - 2,73372; CH_4 - 77,782; C_2H_6 - 0,497296; C_3H_8 - 0,405212; $i\text{C}_4\text{H}_{10}$ - 0,163607; $n\text{C}_4\text{H}_{10}$ - 0,0677662; $i\text{C}_5\text{H}_{12}$ - 0,00431266; $n\text{C}_5\text{H}_{12}$ - 0,00114338; C_6H_{14} - 0; CO_2 - 0,00234006; $\text{He}+i$ - 0,0315901; N_2 - 18,311.

На основании изложенного материала можно сделать следующие предварительные выводы:

1. Гидрогеологическая структура допалеозойского и палеозойского разреза Предъенисейской нефтегазоносной субпровинции представляет собой переходный тип между Тунгусским и Западно-Сибирским артезианскими бассейнами, что определяет соответствующие

параметры проницаемости отложений, вертикальной зональности, залегания вод, их химического состава, состава водорастворенных газов и т.д.

2. Гидродинамическая характеристика изучаемого района включает развитие нормальных пластовых давлений в разрезе, при этом коэффициент аномальности близок к единице. При преобладании низкой пористости пород в допалеозойских отложениях отмечены участки с относительно высокой проницаемостью, что является свидетельством наличия коллекторов в нижнем структурном этаже. Их наличие говорит о том, что принципиально возможно формирование нефтяных и газовых залежей.

3. В палеозойских и докембрийских отложениях изучаемого района развиты седиментационные воды, общая минерализация которых находится в диапазоне 54–280 г/дм³, с величиной коэффициента Cl/Br 133–281. Такие значения говорят об отсутствии признаков внедрения инфильтрационных вод, но при этом степень метаморфизации вод невысока, что означает возможность частичного смешения этих вод с древнеинфильтрационным или каким-либо другим типом вод.

4. В составе водорастворенных газов допалеозойского разреза на изученных площадях доминирует метан, при этом коэффициент насыщения мал. Состав равновесной с водорастворенными газами потенциальной свободной углеводородной фазы соответствует газовому типу, но не нефтяному или газоконденсатному. Поскольку исследуемые воды характеризуются низкой газонасыщенностью, для более достоверной оценки возможности обнаружения залежей свободного газа или нефти в исследуемом регионе требуются дополнительные исследования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе впервые выполнено обобщение и детальный анализ всех имеющихся гидрогеологических данных. Полученные в ходе реализации проекта «Восток» уникальные данные позволили более детально изучить гидрогеологическое строение территории исследования. Изучены особенности геохимии подземных вод и выявлены основные генетических типы, предложены механизмы формирования их состава и выполнена оценка перспектив нефтегазоносности Предъенисейского осадочного бассейна. Установлено, что Предъенисейский осадочный бассейн характеризуется переходным типом гидрогеологической структуры доюрского разреза между Западно-Сибирским и Тунгусским артезианскими бассейнами.

Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы:

1. Структура геотермического поля Предъенисейского осадочного бассейна имеет сложное строение, на что оказывают влияние особенности геологического строения (вещественный состав, тектоническое строение, геодинамическая эволюция), а также отопляющее воздействие межпластовых перетоков подземных вод в тектонически нарушенных зонах из более погруженных горизонтов. Как было сказано ранее, уменьшение теплового потока и характеристик геотермического поля происходит в восточном направлении, что согласуется с особенностями геологического строения и геодинамическими реконструкциями бассейна. Согласно реконструкциям, западные районы бассейна в венд-кембрийское время принадлежали к активной окраине материка и располагались в пределах задугового (окраинного) бассейна, а в восточной части бассейна он переходил в эпиплатформенный бассейн с корой континентального типа (Филиппов 2016). Установленные особенности геотермического поля, по-видимому, являются следствием этой дифференциации и в целом характеризуют переходный тип геологического и геотермического разреза между доюрскими складчатыми сооружениями Западно-Сибирской геосинеклизы и платформенными отложениями Сибирского кратона.

2. Установлено, что по разрезу распространены нормальные пластовые давления, близкие к гидростатическим. В целом, коэффициент аномальности (K_a) варьируется от 0,95 до 1,01, но в отдельных пластах вендского и рифейского комплексов K_a может достигать 1,14 единиц. Так же велика вероятность обнаружения структур с затрудненным водообменом, а именно зоны с закрытым в гидродинамическом отношении режимом.

3. Изученные подземные воды венд-кембрийского водоносного этажа являются слабыми рассолами хлоридно-натриевого состава. Их минерализация превышает 50 г/дм³, за исключением подземных вод с более низкой минерализацией, полученных на следующих площадях: Мартовская (48,1 г/дм³), Еланская (34,2 г/дм³), Елогуйская (21,4 г/дм³), Северо-Лымбельская (13,3 г/дм³), Кыксинская (7,9 г/дм³). Среди макрокомпонентов исследованных рассолов преобладают хлорид-ионы Cl⁻ (28,4-51,8 г/дм³) и катионы Na⁺ (16,2-26,8 г/дм³), тогда как концентрации ионов кальция и магния составляют соответственно не более 4,8 г/дм³ и 2,2 г/дм³. Содержания анионов HCO₃⁻ и SO₄²⁻ не превышают 461 мг/дм³ и 300 мг/дм³ соответственно. Содержание микрокомпонентов в исследованных рассолах составляет: катион стронция – 114–420 мг/дм³, бромид-ион – 77–283 мг/дм³, йодид-ион – 1,5–5,9 мг/дм³, ион аммония – 20–140 мг/дм³. Концентрации других микрокомпонентов (F, SiO₂, B, Li, Rb, Cs, Zn, Mn) еще ниже.

4. Снижение общей минерализации подземных вод происходит в западном направлении от скважин Аверинская-150 (280 г/дм³) и Лемок-1 (до 330 г/дм³), в скважине Восток-4 (до 200 г/дм³), Восток-3 (50-97 г/дм³) и Вездеходной площади (60-85 г/дм³), а в скважине Восток-1 снижается до 52 до 64 г/дм³.

5. Предъенисейский осадочный бассейн характеризуется наличием благоприятных условий для генерации, аккумуляции и сохранения углеводородных залежей (преимущественно газовых) в пределах докембрийско-палеозойского гидрогеологического этажа. Газонасыщенность варьирует в интервале от 0.07 до 0.80 л/л, составляя в среднем 0.35 л/л. В составе водорастворенных газов допалеозойского разреза доминирует метан, при этом коэффициент насыщения мал. Состав равновесной с водорастворенными газами потенциальной свободной углеводородной фазы соответствует газовому типу, но не нефтяному или газоконденсатному. Поскольку исследуемые воды характеризуются низкой газонасыщенностью, для более достоверной оценки возможности обнаружения залежей свободного газа или нефти в исследуемом регионе требуются дополнительные исследования.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Алекин, О. А. Основы гидрохимии / О. А. Алекин. – Л.: Гидрометеиздат, 1970. – 440 с.
- Антонов, П. Л. Дальность и продолжительность диффузии газов из залежей в законтурные воды . П. Л. Антонов // Газовая промышленность. – 1963. – № 9. – С. 1–6.
- Анциферов, А. С. Гидрогеология древнейших нефтегазоносных толщ Сибирской платформы / А. С. Анциферов. – М.: Недра, 1989. – 176 с.
- Бакиров, А. А. Общие закономерности формирования концентраций нефте-газонакопления и поисковые их критерии / А. А. Бакиров // Критерии поисков зон нефтегазонакопления. – М.: Наука, 1979. – С. 5–29.
- Бененсон, В. А. Геологическое строение и прогноз нефтегазоносности юго-востока Западной Сибири / В. А. Бененсон, А. В. Самсонов, Н. Н. Дашкевич и др. // Геология нефти и газа. – 1987. – № 9. – С. 36–41.
- Бененсон, В. А. Геолого–геофизические особенности доверхнепалеозойских отложений Западно-Сибирской плиты в связи с их нефтегазоносностью / В. А. Бененсон // Геология нефти и газа. – 1989. – № 12. – С. 6–10.
- Гидрогеология, гидрохимия, геотермия геологических структур / Г. В. Богомолов, А. И. Силин-Бечкурин, В. И. Духанина, В. В. Панов, Ю. Г. Богомолов. – Минск: Наука и техника, 1971. – 336 с.
- Бочкарев, В. С. Строение зоны сочленения уралид, тиманид (салаирид) и байкалид в восточной части Западной Сибири / Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Лукомская К.Г. и др. // Горные ведомости. – 2010. – № 7(74). – С. 5–29.
- Бочкарев, В. С. Стратиграфия и фации палеозойских образований центральных и южных районов Западной Сибири / В. С. Бочкарев, О. А. Шнип. Стратиграфия и фации фанерозоя Западной сибире // Тр. ЗапСибНИГНИ. – 1982. – Вып. 169. – С. 67–85.
- Букаты, М. Б. Обработка и интерпретация данных в нефтегазоперспективной гидрогеологии / М. Б. Букаты, В. А. Зуев. // Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПИ, 1990. – 96 с.
- Букаты, М. Б. Геогидродинамика нефтегазоперспективных комплексов Тунгусского бассейна / М. Б. Букаты // Геология нефти и газа. – 1984. – № 2. – С. 16–22.
- Букаты, М. Б. Геохимия газов подземных вод Тунгусского Бассейна (в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности) / М. Б. Букаты // Известия АН СССР. Сер. геологическая. – 1985. – № 6. – С. 118–126.

- Букаты, М. Б. Гидрогеологическое строение западной части Сибирской платформы / М. Б. Букаты // Геология и геофизика. – 2009. Т. 50. – № 11. – С.1201–1217.
- Булынникова, А.А. Елогуйская и Туруханская опорные скважины (Красноярский край) / А. А. Булынникова, А. Н. Резапов, В. А. Каштанов // Тр. ЗапСибНИГНИ. – 1973. – Вып. 68. – 182 с.
- Булынникова, А. А. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Приенисейской части Западно-Сибирской низменности / А. А. Булынникова, А. Н. Резапов, В. В. Пучкина и др. // Тр. СНИИГГМС. – 1968. – Вып. 41. – 216 с.
- Валуконис, Г. Ю. Роль подземных вод в формировании месторождений полезных ископаемых / Г. Ю. Валуконис, А. Е. Ходьков // Л.: Недра. – 1978. – 296 с.
- Вассоевич, Н. Б. Происхождение нефти / Н. Б. Вассоевич // Вестн. МГУ. – 1975. – Сер. IV. Геология. – 1975. – № 5. – С. 3–23.
- Гидрогеологические условия месторождений нефти и газа Сибирской платформы. В. И. Вожов (ред.) – М.: Недра. – 1987. – 204 с.
- Вожов, В. И. Подземные воды Тунгусского бассейна / В. И. Вожов. – М.: Недра, 1977. – 81 с.
- Гавриленко, Е.С. Гидрогеохимические показатели нефтеносности по солевому и изотопному составу подземных вод / Е. С. Гавриленко. – Киев: Наукова думка, 1965. – 187 с.
- Гаттенбергер, Ю. П. Гидрогеологические методы исследований при разведке и разработке нефтяных месторождений / Ю. П. Гаттенбергер, В. П. Дьяконов. – М.: Недра, 1979. – 207 с.
- Геологическое строение доюрского основания Западно-Сибирской плиты в пределах Кеть-Тымского междуречья / Г. Д. Исаев, С. Н. Макаренко, М. Е. Раабен и др. – Новосибирск: РИЦ НГУ, 2003. – 34 с.
- Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений левобережья Енисея (Тыйская параметрическая скважина) – препринт / В. А. Каштанов, А. И. Варламов, В. П. Данилова и др. – Новосибирск: НИЦ ОИГГМ СО РАН, 1995. – 53 с.
- Германов, А. И. Генетические связи органического вещества и микрокомпонентов / А. И. Германов, В. М. Пантелеев, В. М. Швец. – М.: Недра, 1975. 136 с.
- Венд Предъенисейского осадочного бассейна (юго-восток Западной Сибири) / Д. В. Гражданкин, А. Э. Конторович, В. А. Конторович, С. В. Сараев, Ю. Ф. Филиппов, А. С. Ефимов, Г. А. Карлова, Б. Б. Кочнев, К. Е. Наговицин, А. А. Терлеев, Г. О. Федянин // Геология и геофизика. – 2015. – Т. 56. – № 4. – С. 718–734.
- Гуляева, Л. А. Микроэлементы в осадочных породах, пластовых водах, организмах и нефтях / Л. А. Гуляева, С. А. Пунанова // ДАН СССР. – 1974. – Т. 218. – № 1. – С.196–198.
- Гуревич, А. Е. Теоретические основы нефтяной гидрогеологии / А. Е. Гуревич, Л. Н. Капченко, Н. М. Кругликов. – Л.: Недра, 1972. – 270 с.

- Дашкевич, Н. Н. Платформенные отложения палеозоя и подсолевые комплексы докембрия левобережья р. Енисей – новый объект нефтегазопоисковых работ / Н. Н. Дашкевич, В. А. Каштанов // Докл. АН СССР. Нов. сер. – 1990. – Т. 315. – № 5. – С. 1187–1191.
- Дашкевич, Н. Н. Схематическая карта нефтегазогеологического районирования докембрийских и кембрийских отложений левобережья Енисея (Красноярский край) М–б 1:2000000, Объяснит. зап. / Н. Н. Дашкевич, В. А. Каштанов, С. А. Степанов. – Новосибирск: ОИГГМ СО РАН, 1992. – 67 с.
- Дзюба, А. А. Разгрузка рассолов Сибирской платформы / А. А. Дзюба. – Новосибирск: Наука. – 1984. – 156 с.
- Драгунов, В. И. Нижнепалеозойские отложения в фундаменте восточной части Западно–Сибирской низменности (Елогуйские скважины) / В. И. Драгунов, А. Л. Смирнов, Н. Е. Чернышева // Докл. АН СССР. – 1967. – Т. 172. – № 2. – С. 420–422.
- Дульцев, Ф. Ф. Геотермическая зональность Предъенисейского осадочного бассейна / Ф. Ф. Дульцев, Д. А. Новиков // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – № 11. – С. 6–15.
- Дульцев, Ф. Ф. Особенности гидрогеохимии доюрских комплексов Предъенисейского осадочного бассейна. Подземные воды Востока России / Ф. Ф. Дульцев, Д. А. Новиков // Материалы Всероссийского совещания по подземным водам Востока России (XXII Совещание по подземным водам Сибири и Дальнего Востока с международным участием, г. Новосибирск, 18–22 июня 2018 г.). – Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2018. – С. 190–197.
- Схема стратиграфии кембрийских отложений Приенисейской части Западной Сибири / Е. А. Елкин, В. А. Каштанов, А. Э. Конторович, И. В. Коровников, В. А. Кринин, В. А. Лучинина, С. В. Сараев, В. М. Тищенко, Ю. Ф. Филиппов, А. В. Хоменко // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42. – № 7. – С. 1015–1027.
- 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. – Т. 41. – № 7. – С. 943–951.
- Зимин, Ю. Г. Геотермическая характеристика мезозойских отложений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна / Ю. Г. Зимин, А. Э. Конторович, Л. И. Швыдкова // Геология и геофизика. – 1967. – № 5. – С. 3–18.
- Гидрогеохимические показатели оценки перспектив нефтегазоносных локальных структур / Л. М. Зорькин, Е. В. Стадник, В. А. Сошников, Г. А. Юрин. – М.: Недра, 1974. – 77 с.
- Иванов, К. С. Изотопное и химическое U–Pb-датирование гранитоидов Западно-Сибирского мегабассейна / К. С. Иванов, Ю. В. Ерохин, Ю. Н. Федоров // Докл. РАН. – 2010. – Т. 433. – № 5. – С. 671–674.

- Иванов, К.С. О возрасте гранитоидов и «древнего» фундамента на востоке Западно-Сибирской плиты (первые U-Pb-данные) / К. С. Иванов, Ю. В. Ерохин // Докл. РАН. – 2011. – Т. 436. – № 5. – С. 665–669.
- Иванов, К.С. Первые сведения о раннепротерозойском сиалическом фундаменте на востоке Западно-Сибирской платформы (результаты исследования Тыньярского риолит-гранитного массива) / К. С. Иванов, Ю. В. Ерохин, Ю. Л. Ронкин и др. // Геология и геофизика. – 2012. – Т. 53. – № 10. – С. 1304–1321.
- Карцев, А. А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений / А. А. Карцев. – М.: Недра, 1963. – 280 с.
- Карцев, А. А. Основы геохимии нефти и газа / А. А. Карцев. – М.: Недра, 1969. – 270 с.
- Карцев, А. А. (2015). Словарь по нефтегазовой гидрогеологии / А. А. Карцев, Л. А. Абукова, О. М. Абрамова. – М: Геос, 2015. – 304 с.
- Карцев, А. А. Палеогидрогеология / А. А. Карцев, С. Б. Вагин, Е. А. Басков. – М.: Недра, 1969. – 152 с.
- Карцев, А. А. Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов / А. А. Карцев, С. Б. Вагин, В. М. Матусевич. – М.: Недра, 1986. – 224 с.
- Карцев, А. А. Нефтегазовая гидрогеология / А. А. Карцев, С. Б. Вагин, В. П. Шугрин. – М.: Недра, 1992. – 208 с.
- Теоретические основы нефтегазовой гидрогеохимии / А. А. Карцев, Ю. П. Гаттенберг, Л. М. Зорькин и др. М.: Недра, 1992. – 208 с.
- Карцев, А. А. Нефтегазовая промысловая гидрогеология / А. А. Карцев, А. М. Никаноров. – М.: Недра, 1983. – 197 с.
- Катченков, С. М. Малые химические элементы в осадочных породах и нефтях / С. М. Катченков. – Л.: Гостоптехиздат, 1959. – 272 с.
- Каштанов, В. А. Геологическая интерпретация материалов сейсмопрофилирования МОГТ лево- и правобережья Енисея и перспективы нефтегазоносности докембрийских и палеозойских отложений / В. А. Каштанов, Ю. Ф. Филиппов. – Препр. – Новосибирск, 1994. – 28с.
- Кирюхин, В. А. Общая гидрогеология / В. А. Кирюхин, А. И. Коротков, А. Н. Павлов. – Л.: Недра, 1988. – 359 с.
- Климентов, П. П. Общая гидрогеология / П. П. Климентов, Г. Я. Богданов. – М.: Недра, 1977. – 235 с.
- Количественная оценка перспектив нефтегазоносности слабоизученных регионов / А. Э. Конторович, Л. М. Бурштейн, Г. С. Гуревич и др. Под ред. А.Э. Конторовича. – М.: Недра, 1988. – 223 с. Конищев, 1982

.Колодий, В. В. Подземные конденсационные и солюционные воды нефтяных, газоконденсатных и газовых месторождений / В. В. Колодий. – Киев: Наукова Думка, 1975. – 122 с.

Колодий, В. В., Гидрогеология горных стран, смежных прогибов и впадин / В. В. Колодий, А. В. Кудельский. – Киев: Наукова Думка, 1972. – 203 с.

Особенности геологического строения, геодинамическая модель и перспективы нефтегазоносности западной окраины Сибирского кратона / А. Э. Конторович, С. Ю. Беляев, Л. М. Бурштейн, А. С. Ефимов, В. А. Конторович, В. А. Кригин, Ю. Ф. Филиппов, А. В. Хоменко. Эволюция тектонических процессов в истории Земли: Материалы XXXVII Тектонического совещания, Новосибирск, 10–13 февраля 2004 г. – Новосибирск: Изд-во СО РАН. Филиал "Гео", 2004. – Т. 1 – С. 245–248.

Геохимия юрских и нижнемеловых отложений Западно-Сибирской низменности / А. Э. Конторович, Е. Л. Берман, Л. И. Богородская, Б. Г. Винокур, М. М. Колганова, Л. Ф. Липницкая, В. М. Мельникова, О. Ф. Стасова, А. С. Фомичев. – М.: Недра, 1971. – 251 с.

Новый тип разреза кембрия в восточной части Западно-Сибирской плиты (по результатам бурения параметрической скважины Восток–1) / А. Э. Конторович, А. И. Варламов, В. Г. Емешев, А. С. Ефимов, А. Г. Клец, А. В. Комаров, В. А. Конторович, И. В. Коровников, С. В. Сараев, Ю. Ф. Филиппов, И. В. Вараксина, В. Н. Глинских, В. А. Лучинина, Н. В. Новожилова, Т. В. Пегель, Н. В. Сенников, А. В. Тимохин // Геология и геофизика. – 2008б. – Т. 49. – № 11. – С. 1119–1128.

Разрез венда восточной части Западно-Сибирской плиты (по результатам бурения параметрической скважины Восток–3) / А. Э. Конторович, А. И. Варламов, Д. В. Гражданкин, Г. А. Карлова, А. Г. Клец, В. А. Конторович, С. В. Сараев, А. А. Терлеев, С. Ю. Беляев, И. В. Вараксина, А. С. Ефимов, Б. Б. Кочнев, К. Е. Наговицин, А. А. Постников, Ю. Ф. Филиппов // Геология и геофизика. – 2008а. – Т. 49. – № 12. – С. 1238–1247

Стратиграфическая схема кембрийских отложений юга предъенисейской части Западной Сибири / А. Э. Конторович, А. И. Варламов, А. С. Ефимов, В. А. Конторович, И. В. Коровников, В. А. Кригин, С. В. Сараев, Н. В. Сенников, Ю. Ф. Филиппов // Геология и геофизика. – 2021. – Т. 62. – № 3. – С. 443–465.

Предъенисейская нефтегазоносная субпровинция: осадочные комплексы, тектоника, перспективы нефтегазоносности / А. Э. Конторович, А. И. Варламов, А. С. Ефимов, В. А. Конторович, Ю. Ф. Филиппов, С. Ю. Беляев, Л. М. Бурштейн, А. Г. Клец, С. В. Сараев // Фундамент, структуры обрамления Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна, их геодинамическая эволюция и проблемы нефтегазоносности: Материалы Всероссийской науч. конф. с участием иностранных ученых (29 сентября – 2 октября 2008 г.). – Тюмень, 2008в. – С. 110–117.

Новый терригенно-вулканогенный разрез кембрия и положение западной границы Сибирской платформы (по материалам параметрического бурения на Вездеходной площади, Томская область) / А. Э. Конторович, В. А. Каштанов, С. В. Сараев и др. // Геология и геофизика. – 1999. – Т. 40. – № 7. – С. 1022–1031.

Новый тип разреза кембрия в основании домезозойского комплекса Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна по результатам бурения параметрической скважины Восток-1 на севере Томской области / А. Э. Конторович, В. А. Конторович, А. И. Варламов, А. Г. Клец, А. С. Ефимов, И. В. Коровников, С. В. Сараев, Н. В. Сенников, Ю. Ф. Филиппов, И. В. Вараксина, А. В. Тимохин // Доклады РАН. – 2009б. – Т. 424. – № 3. – С. 358–362.

Разрез кембрия в восточной части Западно-Сибирской геосинеклизы (по результатам бурения параметрической скважины Восток-4) / А. Э. Конторович, В. А. Конторович, И. В. Коровников, С. В. Сараев, Н. В. Сенников, Ю. Ф. Филиппов, А. И. Варламов, А. С. Ефимов, Ю. Ф. Филиппов, А. А. Постников, А. А. Терлеев, Г. А. Карлова, К. Е. Наговицин, Д. А. Токарев, Т. П. Батурина, И. А. Губин, Б. Б. Кочнев, Н. В. Новожилова, В. А. Лучинина // Геология и геофизика. 2012. – Т. 53. – № 10. – С. 1273–1284.

Конторович, А. Э. Нафтиды кембрия Предъенисейской субпровинции / А. Э. Конторович, Е. А. Костырева // Геология нефти и газа. – 2011. – № 5. – С. 73–77.

Литоология и органическая геохимия венда Предъенисейской субпровинции (по результатам бурения скважины Восток-3) / А. Э. Конторович, Е. А. Костырева, С. В. Сараев, В. Н. Меленевский, А. Г. Фомин // Геология и геофизика. – 2011а. – Т. 52. – № 9. – С. 1213–1221.

Геохимия органического вещества кембрия Предъенисейской субпровинции (по результатам бурения скважин Восток-1 и Восток-3) / А. Э. Конторович, Е. А. Костырева, С. В. Сараев, В. Н. Меленевский, А. Г. Фомин // Геология и геофизика. – 2011б. – Т. 52. – № 6. – С. 737–750.

Достижения геологии нефти и газа в Сибири за 60 лет Советской власти / А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов, В. В. Самсонов, В. С. Сурков, А. А. Трофимук // Геология и геофизика. – 1977. – Т. 18, – № 11, – С. 30–39.

Первый разрез венда в комплексе основания Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна (по результатам бурения параметрической скважины Восток-3 на востоке Томской области) / А. Э. Конторович, Б. С. Соколов, В. А. Конторович, А. Г. Варламов, Д. В. Гражданкин, А. С. Ефимов, А. Г. Клец, С. В. Сараев, А. А. Терлеев, С. Ю. Беляев, И. В. Вараксина, Г. А. Карлова, Б. Б. Кочнев, К. Е. Наговицин, А. А. Постников, Ю. Ф. Филиппов // Доклады РАН. – 2009а. – Т. 424. – № 6. – С. 788–791.

Тектоническое строение и история тектонического развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое / В. А. Конторович, С. Ю. Беляев, А. Э. Конторович, В. О. Красавчиков, А. А.

Конторович, А. И. Супруненко // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42. – № 11–12. – С.1832–1845.

Конторович, В. А. Геологическое строение докембрийско-палеозойских платформенных отложений в юго-восточных районах Западной Сибири / В. А. Конторович, А. Э. Конторович // Отечественная геология. – 2006. – № 6. – С. 62–70.

Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири / В. А. Конторович, А. Э. Конторович, Д. В. Аюнова, С. М. Ибрагимова, Л. М. Бурштейн, А. Ю. Калинин, Л. М. Калинина, К. И. Канакова, Е. А. Костырева, М. В. Соловьев, Ю. Ф. Филиппов // Геология и геофизика. – 2024. – Т. 65. – № 1. – С. 72–100.

Конторович, А.Э. Исторический подход при количественной оценке перспектив нефтегазоносности / А.Э. Конторович // Основные проблемы геологии и геофизики. Труды СНИИГГиМС. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1977. – Вып. 250. – С. 46–57.

Костырева, Е. А. Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири / Е. А. Костырева. Новосибирск: Изд-во СО РАН. Филиал "Гео", 2005. – 183 с.

Геохимия органического вещества палеозойских отложений востока Томской области (на примере разреза скв. Вездеходная-4) / Е. А. Костырева, В. П. Данилова, В. Н. Меленевский, Н. В. Моисеева, А. Н. Фомин, Л. С. Ямковая // Геология и геофизика. – 1999. – Т. 40. – № 7. – С. 1086–1091.

Региональная стратиграфическая схема палеозойских образований нефтегазоносных районов Западно-Сибирской равнины / В. И. Краснов, Г. Д. Исаев, В. Ф. Асташкина и др. – Стратиграфия и палеогеография фанерозоя Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1993. – С. 47–78.

Краснов, В. И. Региональная стратиграфическая схема палеозойских отложений юго-восточной части Западно-Сибирской плиты / В. И. Краснов, Л. С. Радионов, В. Н. Дубатолов // Проблема ярусного расчленения систем фанерозоя Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1984. – С.31–33.

Кринин, В. А. Геологический разрез юго-восточной части Западно-Сибирской плиты // Геология и полезные ископаемые Красноярского края. – Красноярск, 1998. – С. 95–97.

Кругликов, Н. М. Гидрогеология Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна и особенности формирования залежей углеводородов / Н. М. Кругликов, В. В. Нелюбин, О. Н. Яковлев. – Л.: Недра, 1985. – 279 с.

Курчиков, А. Р. Гидрогеотермические критерии нефтегазоносности / А. Р. Курчиков. – М.: Недра, 1992. – 230 с.

Курчиков, А. Р. Определение глубинного теплового потока в сложных геотермических условиях / Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П. // Известия АН СССР. Сер. Геологическая. – 1986. – № 11. – С. 121–127.

- Лысак, С. В. Тепловой поток континентальных рифтовых зон / С. В. Лысак. Тез. докл. 27-го МГК – М.: Наука, 1984. – Т. III. – С. 310–311.
- Макаренко, С. Н. Стратиграфия кембрия и ордовика юго-востока Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / С. Н. Макаренко, Н. И. Савина, Г. М. Татъянин // Горные ведомости. – 2014. – № 3. – С. 44–55.
- Матусевич В. М. Геохимия подземных вод Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. – М.: Недра, 1976. – 280 с.
- Матусевич, В. М. Микроэлементы в подземных водах – показатели нефтегазоносности / В. М. Матусевич, В. К. Попов // Известия ВУЗов. Нефть и газ. – 1978. – № 8. – С.3–8.
- Матусевич, В. М. Геофлюидалные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна / Матусевич В.М., Рыльков А.В., Ушатинский И.Н. // Тюмень: ТюмГНГУ, 2005. – 225 с.
- Методы оценки перспектив нефтегазоносности / М. Д. Белонин, Н. И. Буялов, Е. В. Захаров и др. Отв. ред. Н. И. Буялов, В. Д. Наливкин. – М.: Недра, 1979. – 332 с.
- Могучева, Н. К. Новые данные по расчленению разреза, вскрытого скважиной Лекосская-27 / Могучева Н.К., Перегоедов Л.Г., Алейников А.Н и др. // Вестник недропользователя. – 2011. – № 22. – С. 52–60.
- Назаров, А. Д. Гидрогеохимические условия нефтегазоносных районов Томской области / А. Д. Назаров. Томск, 1970. 260 с.
- Назаров А.Д. Нефтегазовая гидрогеохимия юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. – М.: Идея-Пресс, 2004. – 288 с.
- Назаров, А. Д. Гидрогеологические показатели нефтегазоносности / А. Д. Назаров // Методы и средства разведки МПИ. – 1977. – С. 10–13.
- Намиот, А. Ю. Фазовые равновесия в системах пластовая вода – природный газ / А. Ю. Намиот // Газовая промышленность. – 1958. – № 12. – С. 1–10.
- Научный анализ геолого-геофизических материалов по южным районам Предъенисейской субпровинции (Томская область, Красноярский край, восток Ханты-Мансийского автономного округа) с целью оценки перспектив нефтегазоносности верхнепротерозойско-палеозойских отложений и научного обоснования лицензирования участков недр: отчет по договору № 0000411/1264Д / В. А. Конторович, Ю. Ф. Филиппов (отв. исп.). – Новосибирск: ИГНГ СО РАН, 2011.
- Никаноров, А. М. Гидрохимия / А. М. Никаноров. – Л.: Гидрометеиздат, 1989. – 350 с.
- Новиков, Д. А. Геолого-гидрогеологические условия палеозойского фундамента Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения / Новиков Д. А. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2005. – № 5. – С. 14–20.

- Новиков, Д. А. Разведка месторождений нефти и газа в юрско-меловых отложениях п-ова Ямал на основе изучения водно-газовых равновесий / Д. А. Новиков // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 4. – С. 16–21.
- Новиков, Д. А. Геохимия водорастворенных газов нефтегазоносных отложений зоны сочленения Енисей-Хатангского и Западно-Сибирского бассейнов (арктические районы Сибири) / Д. А. Новиков, Е. В. Борисов // Георесурсы. – 2021. – Т. 23. – № 4. – С. 2–11.
- Гидродинамические особенности нефтегазоносных отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья / Д. А. Новиков, Ф. Ф. Дульцев, А. В. Черных, С. В. Рыжкова // Георесурсы. – 2019. – Т. 21. – № 4. – С. 85–94.
- Новиков, Д. А. Гидрогеологические условия нефтегазоносных отложений на структурах южной части Ямало-Карской депрессии / Д. А. Новиков, А. В. Лепокуров // Геология нефти и газа – 2005. – № 5. – С. 24–33.
- О геотермической зональности нефтегазоносных отложений северо-западных районов Новосибирской области / Д. А. Новиков, С. В. Рыжкова, Ф. Ф. Дульцев, А. В. Черных // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 5 (131). – С. 69–76.
- Нефтегазовая гидрогеохимия доюрских комплексов южных районов Обь-Иртышского междуречья / Д. А. Новиков, С. В. Рыжкова, Ф. Ф. Дульцев, А. В. Черных, К. В. Сесь, Н. А. Ефимцев, А. Е. Шохин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 12. – С. 39–54.
- Гидрогеохимия доюрских комплексов Западной Сибири / Новиков Д.А., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В., Хилько В.А., Юрчик И.И., Сухорукова А.Ф. // Геология и геофизика. – 2020. – Т. 61. – № 11. – С. 1561–1576.
- Новиков, Д. А. Особенности геохимии рассолов вендских отложений Сибирской платформы / Д. А. Новиков, А. В. Черных, Ф. Ф. Дульцев // Полярная механика: V Всероссийская конференция с международным участием (г. Новосибирск, 9–11 октября 2018): Тезисы докладов. – Новосибирск, 2018. – С. 107.
- Гидрогеохимия венда Сибирской платформы / Д. А. Новиков, А. В. Черных, Л. Н. Константинова, Ф. Ф. Дульцев, И. И. Юрчик // Геология и геофизика. – 2021. – Т. 62. – № 8. – С. 1081–1101.
- Новиков, Д. А. Гидрогеологические условия Предьенисейской нефтегазоносной субпровинции / Д. А. Новиков, С. Л. Шварцев // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 10. – С. 1131–1143.
- Геохимия водорастворенных газов нефтегазоносных отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья / Д. А. Новиков, А. Е. Шохин, А. А. Черников, Ф. Ф. Дульцев, А. В. Черных // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 4(136). – С. 70–81.
- Панченко, А. С. Раздельное прогнозирование залежей газа и нефти / А. С. Панченко. – М.: Недра, 1985 г. – 200 с.

- Пиннекер, Е. В. Основы гидрогеологии. Общая гидрогеология // Е. В. Пиннекер. – Новосибирск: Наука, 1980. – 268 с.
- Пиннекер, Е. В. Рассолы Ангаро-Ленского артезианского бассейна / Е. В. Пиннекер. – М.: Наука, 1966. – 331 с.
- Предварительные результаты бурения параметрической скважины № 3 на Вездеходной площади / В. И. Биджаков, Н. В. Коптяев, А. С. Мендигалеев и др. // Новые данные по геологии и полезным ископаемым Западной Сибири. Томск: Изд-во ТГУ, 1977. – С. 37–42.
- Прогноз месторождений нефти и газа / А. Э. Конторович, Э. Э. Фотиади, В. И. Демин и др. Отв. ред. А. Э. Конторович. – М.: Недра, 1981. – 350 с.
- Прокопьева, Р. Г. Использование комплекса микроэлементов в качестве критерия нефтегазоносности объектов разведки / Р. Г. Прокопьева // Труды ЗапСибНИГНИ. – 1977. – Вып. 120. – С.49–51.
- Пунанова С.А. Микроэлементы нефтей, их использование при геохимических исследованиях и изучении процессов миграции. М.: Недра, 1974. 216 с.
- Региональная стратиграфическая схема палеозойских образований нефтегазоносных районов Западно-Сибирской равнины / В.И. Краснов, Г.Д. Исаев, В.Ф. Асташкина и др. // Стратиграфия и палеогеография фанерозоя Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1993. – С. 47–78.
- Решения межведомственного совещания по рассмотрению и принятию региональной стратиграфической схемы палеозойских образований Западно-Сибирской равнины. – Новосибирск, 1999. – 79 с.
- Самарина, В. С. Гидрогеохимия / В. С. Самарина. – Л: ЛГУ, 1977. – 360 с.
- Сараев, С. В. Литолого-фациальная характеристика усольской свиты (нижний кембрий) и ее возрастных аналогов Предъенисейского осадочного бассейна Западной Сибири / С. В. Сараев // Геология и геофизика. – 2015. – Т. 56. – № 6. – С. 1173–1188.
- Сараев, С. В. Кембрийские гранодиориты и продукты их палеовыветривания на юго-востоке Западно-Сибирской геосинеклизы: петрография, геохимия, $^{40}\text{Ar}/^{39}\text{Ar}$ возраст / С. В. Сараев, В. А. Пономарчук // Геология и геофизика. – 2005. – Т. 46. – № 11. – С. 1133–1138.
- Сараев, С. В. Доюрские магматические комплексы Предъенисейского осадочного бассейна на юго-востоке Западной Сибири / С. В. Сараев, Ю. Ф. Филиппов // Интерэкспо ГЕО–Сибирь–2015. XI Междунар. науч. конгр. (г. Новосибирск, 13–25 апреля 2015 г.): Междунар. науч. конф. "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология": Сб. материалов в 3 т. – Новосибирск: СГУГиТ, 2015. – Т. 1. – С. 145–149.
- Сараев, С. В. Магматизм доюрских осадочных бассейнов юго-востока Западной Сибири. Корреляция алтаид и уралид: магматизм, метаморфизм, стратиграфия, геохронология,

- геодинамика и металлогения / С. В. Сараев, Ю. Ф. Филиппов // Материалы Третьей международной научной конференции (г. Новосибирск, 29 марта – 1 апреля 2016 г.). – Новосибирск: Институт геологии и минералогии СО РАН, 2016. – С. 159–161.
- Сараев, С. В. Литологическая модель Предъенисейского венд-кембрийского осадочного бассейна и его потенциальная нефтегазоносность / С. В. Сараев, Ю. Ф. Филиппов, Т. П. Батурина // Виртуальные и реальные литологические модели: Материалы 10 Уральского литологического совещания (г. Екатеринбург, 21–24 октября 2014 г.). – Екатеринбург, 2014. – С. 171–173.
- Венд и кембрий юго-востока Западной Сибири: стратиграфия, седиментология, палеогеография / С. В. Сараев, А. В. Хоменко, Т. П. Батурина, Г. А. Карлова, В. А. Кривин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – № 1. – С. 7–18.
- Условия развития раннепалеозойского базальтового и пикритового магматизма Западной Сибири / Симонов В. А., Конторович В. А., Котляров А. В., Сараев С. В., Филиппов Ю. Ф., Ступаков С. И. // Геология и геофизика – 2020. – Т. 61. – № 11. – С. 1476–1498.
- Смирнов, С. И. Введение в изучение геохимической истории подземных вод / С. И. Смирнов. – М: Недра, 1974. – 263 с.
- Смирнов, С. И. Введение в изучение геохимической истории подземных вод / С. И. Смирнов. – М: Недра, 1974. – 263 с.
- Смирнов, Л. В. Базальт-долеритовая триасовая толща на востоке Западной Сибири / Л. В. Смирнов, О. Н. Костеша, Г. М. Татьяна // Горные ведомости. – 2014. – № 11. – С. 28–42.
- Соляная тектоника Сибирской платформы / Отв. Ред. Ю.А. Косыгин // Труды ИГиГ СО АН СССР. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние. – 1973. – Вып. 65. – 162 с.
- Гидрохимическая зональность юрских и меловых отложений Западно-Сибирского бассейна / Б. П. Ставицкий, А. Р. Курчиков, А. Э. Конторович, А. Г. Плавник // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45. – № 7. – С. 826–832.
- Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Кембрий Сибирской платформы / С. С. Сухов, Ю. А. Шабанов, Т. В. Пегель и др. Под ред. Ю. Я. Шабанова. В 2-х т. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2016. – 497 с.
- Стратиграфия палеозоя юго-восточной части Западно-Сибирской плиты / В. Н. Дубатов, В. И. Краснов, О. И. Богуш и др. // Биостратиграфия палеозоя Западной Сибири. – Новосибирск: Наука, 1985. – С. 4–48.
- Интерпретация результатов гидрогеологических исследований при поисках нефти и газа / Суббота М.И., Клейменов В.Ф., Стадник Е.В., Зорькин Л.М., Яковлев Ю.Я. – М.: Недра, 1990. 221 с.
- Сурков, В. С. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты / В. С. Сурков, О. Г. Жеро. – М.: Недра, 1981. – 143с.

- Сурков, В. С. Геодинамические и седиментационные условия формирования рифейских нефтегазоносных комплексов на западной окраине Сибирского палеоконтинента / В. С. Сурков, В. П. Коробейников, С. В. Крылов и др. // Геология и геофизика. – 1996. – Т. 37, № 8. – С. 154–165.
- Терлеев, А. А. Первые находки поздневендской фауны в низах вездеходной толщи параметрической скважины Вездеходная 4 / А. А. Терлеев, Д. А. Токарев, С. В. Сараев. – Геодинамическая эволюция литосферы Центрально–Азиатского подвижного пояса (от океана к континенту): Материалы совещания (Иркутск, Институт земной коры СО РАН, 15–18 октября 2013 г.). Вып. 11. – Иркутск: Институт земной коры СО РАН, 2013. – С. 234–236.
- Толстихин, Н. И. Гидрогеология Средней Сибири / Н. И. Толстихин. – Региональная гидрогеология Сибири и Дальнего Востока. – Иркутск: 1962. – С. 72–81.
- Толстихин, Н. И. Подземные воды и минеральные источники Восточной Сибири / Н. И. Толстихин. – Материалы по подземным водам Восточной Сибири. – Иркутск: 1957. – С. 7–32.
- Трофимук, А. А. Домезозойские комплексы левобережья Енисея – объект наращивания минерально-сырьевой базы нефтяной и газовой промышленности / А. А. Трофимук, В. А. Каштанов, Ю. Ф. Филиппов и др. // Докл. РАН. – 1998. – Т. 361. – № 3. – С. 384–387.
- Учителева, Л. Г. Минеральные воды Западно-Сибирского артезианского бассейна / Л. Г. Учителева. – М: Недра, 1974. – 164 с.
- Ушатинский, И. Н. Основные черты геохимии микроэлементов в нефтегазоносных отложениях, подземных водах и нефтях Западной Сибири / И. Н. Ушатинский, В. М. Матусевич // Тр. ЗапСибНИГНИ. Тюмень. – 1970. – Вып. 35. – С. 215–253.
- Филиппов, Ю. Ф. Верхнепротерозойско-палеозойские осадочные комплексы Предъенисейского осадочного бассейна на востоке Западной Сибири / Ю. Ф. Филиппов. – Геомодель 2014: 16-я международная научно–практическая конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа (г. Геленджик, 8–11 сентября 2014 г.): Тезисы докладов. – Геленджик, 2014. – 0106с.
- Филиппов, Ю. Ф. Геологическая модель Предъенисейского верхнепротерозойско-палеозойского осадочного бассейна на юго-востоке Западно-Сибирской провинции / Ю. Ф. Филиппов // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4. – С. 53–62.
- Филиппов, Ю. Ф. Предъенисейский верхнепротерозойско-палеозойский осадочный бассейн: геологическое строение и перспективы нефтегазоносности / Ю. Ф. Филиппов. – Новые идеи в геологии нефти и газа – 2015: Сборник научных трудов (по материалам Международной научно-практической конференции, 28–29 мая, 2015). – М.: Изд-во МГУ, 2015. – С. 24–28.

Филиппов, Ю. Ф. Предъенисейский осадочный бассейн: сейсмогеологическая модель и геодинамическая эволюция / Ю. Ф. Филиппов // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58. – № 3–4. – С. 455–471.

Филиппов, Ю. Ф. Сейсмогеологическая модель верхнепротерозойско-палеозойских комплексов Предъенисейского осадочного бассейна на востоке Западной Сибири / Ю. Ф. Филиппов // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2014. X Междунар. науч. конгр. (г. Новосибирск, 8–18 апреля 2014 г.): Междунар. науч. конф. "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология": Сб. материалов в 4 т. Т. 1. – Новосибирск. – СГГА, 2014. – С. 176–181.

Филиппов, Ю. Ф. Динамика генерации углеводородов в Предъенисейском осадочном бассейне (Западная Сибирь) / Ю. Ф. Филиппов, Л. М. Бурштейн (Электронный ресурс). Новые идеи в геологии нефти и газа–2017: Сборник научных трудов по материалам Международной научно–практической конференции (г. Москва, 25–26 мая 2017 г.). М.: Перо, 2017. – С. 373–376.

Филиппов, Ю. Ф. Новый взгляд на схему стратиграфии палеозоя юго-востока Западной Сибири / Ю. Ф. Филиппов, В. А. Конторович, Н. В. Сенников // Геология и минерально–сырьевые ресурсы Сибири. – 2014. – № 2С. – С. 7–21.

Филиппов, Ю. Ф. Численное моделирование соляного тектогенеза в кембрийских отложениях Предъенисейского осадочного бассейна (Западная Сибирь) / Ю. Ф. Филиппов, В. В. Лапковский, Б. В. Лунев // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 2. – С. 127–136.

Филиппов, Ю. Ф. Потенциально нефтегазоносные комплексы Предъенисейского осадочного бассейна на юго-востоке Западной Сибири / Ю. Ф. Филиппов, С. В. Сараев // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2019. – Т. 14. – № 2. – С. 1–29.

Филиппов, Ю. Ф. Стратиграфия и корреляция кембрийских отложений Предъенисейского осадочного бассейна Западной Сибири / Филиппов Ю.Ф., Сараев С.В., Коровников И.В. // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 5–6. – С. 891–905.

Филиппов, Ю. Ф. Перспективы нефтегазоносности Предъенисейского осадочного бассейна / Ю. Ф. Филиппов // Геология нефти и газа. – 2016а. – № 6. – С. 35–45.

Шварцев, С. Л. Общая гидрогеология / С. Л. Шварцев. – Москва: Недра, 1996 г. – 423 с

Шварцев, С. Л. Химический состав и изотопы стронция рассолов Тунгусского бассейна в связи с проблемой их формирования / С. Л. Шварцев // Геохимия. – 2000. – № 11. – С. 1170–1184.

Шварцев, С. Л. Редкие и рассеянные элементы в подземных водах юго-востока Западно-Сибирского бассейна / С. Л. Шварцев, С. П. Кузьмин. – Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1977. С. 85–90.

- Шварцев, С. Л. Природа вертикальной гидрогеохимической зональности нефтегазоносных отложений (на примере Надым-Тазовского междуречья, Западная Сибирь) / С. Л. Шварцев, Д. А. Новиков // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45. – № 8. – С. 1008–1020.
- Шварцев, С.Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза / С. Л. Шварцев. Изд. 2-е испр. и доп. – М.: Недра, 1998. – 367 с.
- Шварцев, С. Л. Общая гидрогеология / С. Л. Шварцев. – М.: Альянс. – 2012. – 608 с.
- Шишкина, О. В. Геохимия морских и океанических иловых вод / О. В. Шишкина. – М.: Наука, 1972. – 228 с.
- Шпильман, В. И. Оценка прогнозных запасов по совокупности геологических параметров / В. И. Шпильман, Г. И. Плавник // Методика оценки прогнозных и перспективных запасов и обоснование подсчетных параметров. Труды ЗапСиб–НИГНИ. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1972. – Вып. 53. – С. 98–112.
- Щукарев, С. А. Попытки общего обзора грузинских вод с геохимической точки зрения / С. А. Щукарев // Тр. Гос. Центрального института курортологии. 1934. Т. 5.
- Dultsev, F. F. Hydrogeology and hydrogeochemistry of the ancient Fore-Yenisey sedimentary basin / F. F. Dultsev // Journal of Physics: Conference Series. International Conference on Applied Physics, Power and Material Science. – Secunderabad, Telangana, India, 5–6 December 2018. – Vol. 1172 – 2019.
- Novikov, D. Geothermal model of the Fore–Yenisey sedimentary basin transitional structure between the ancient Siberian platform and the young West Siberian plate / D. Novikov, F. Dultsev, Yu. Filippov // Acta Geologica Sinica. – 2022. – Vol. 96. – No. 2. – P. 582–590.
- Novikov, D. A. Hydrogeochemistry of the Arctic areas of Siberian petroleum basins / D. A. Novikov // Petroleum Exploration and Development. – 2017. – Vol. 44. – No. 5. – P. 780–786.
- Novikov, D. A. Hydrogeology of the northwestern margin of the West Siberian Artesian Basin / D. A. Novikov, A. F. Sukhorukova // Arabian Journal of Geosciences. – 2015. Vol. 8. – No. 10. – P. 8703–8719.
- Novikov, D. A. Hydrogeologic implications of industrial effluent disposal of the Yurubcheno–Tokhomo field (Siberian Craton, Russia) / D. A. Novikov, N. S. Trifonov // Arabian Journal of Geosciences. – 2016. – Vol. 9. No. 1. – Art. 63.
- Terleev, A. A. Cloudina-Namacalathus-Korilophyton association in the Vendian of Altai-Sayan Foldbelt (Siberia) / A. A. Terleev, A. A. Postnikov, D. A. Tokarev, O. V. Sosnovskaya, G. N. Bagmet // Neoproterozoic sedimentary basins: stratigraphy, geodynamics and petroleum potential: Proc. of International Conf. – 2011. – Novosibirsk. – 30 July – 02 Aug. – P. 96–98.

Фондовая

Оценка перспектив нефтегазоносности Предъенисейского рифей-палеозойского осадочного бассейна с целью выделения новых нефтегазоперспективных зон и объектов: отчет по Гос. контракту №АМ-02-34/36 / Конторович В.А., Филиппов Ю.Ф. (отв. исп.). - Новосибирск: ИГНГ СО РАН, 2013.