

**ТОМСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ**



На правах рукописи

Дульцев Федор Федорович

**Гидрогеология докембрийских и палеозойских
отложений Предъенисейского осадочного бассейна**

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

1.6.6 – гидрогеология

Томск – 2024

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном учреждении науки Институте нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН)

Научный руководитель:

Новиков Дмитрий Анатольевич

кандидат геолого-минералогических наук,
доцент, ИНГГ СО РАН, зав. лаб. гидрогеологии
осадочных бассейнов Сибири

Официальные оппоненты:

Алексеев Сергей Владимирович

доктор геолого-минералогических наук, Институт
Земной коры СО РАН, заведующий кафедрой
гидрогеологии

Шакиров Ренат Белалович

доктор геолого-минералогических наук,
Тихоокеанский океанологический институт им.
В.И. Ильичева ДВО РАН, заместитель директора

Защита состоится «23» декабря в 10:00 часов на заседании диссертационного совета ДС.ТПУ.25 Национального исследовательского Томского политехнического университета по адресу: 634028, г. Томск, пр. Ленина, 2а, строение 5 (корпус 20, ауд. 504).



С диссертацией можно ознакомиться в научно-технической библиотеке Томского политехнического университета и на сайте dis.tpu.ru при помощи QR-кода.

Автореферат разослан «__» _____ 2024 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета ДС.ТПУ.25
доктор геолого-минералогических наук

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'O. E. Lepokurova', positioned to the left of the printed name.

Лепокурова Олеся Евгеньевна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность исследования. 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 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.

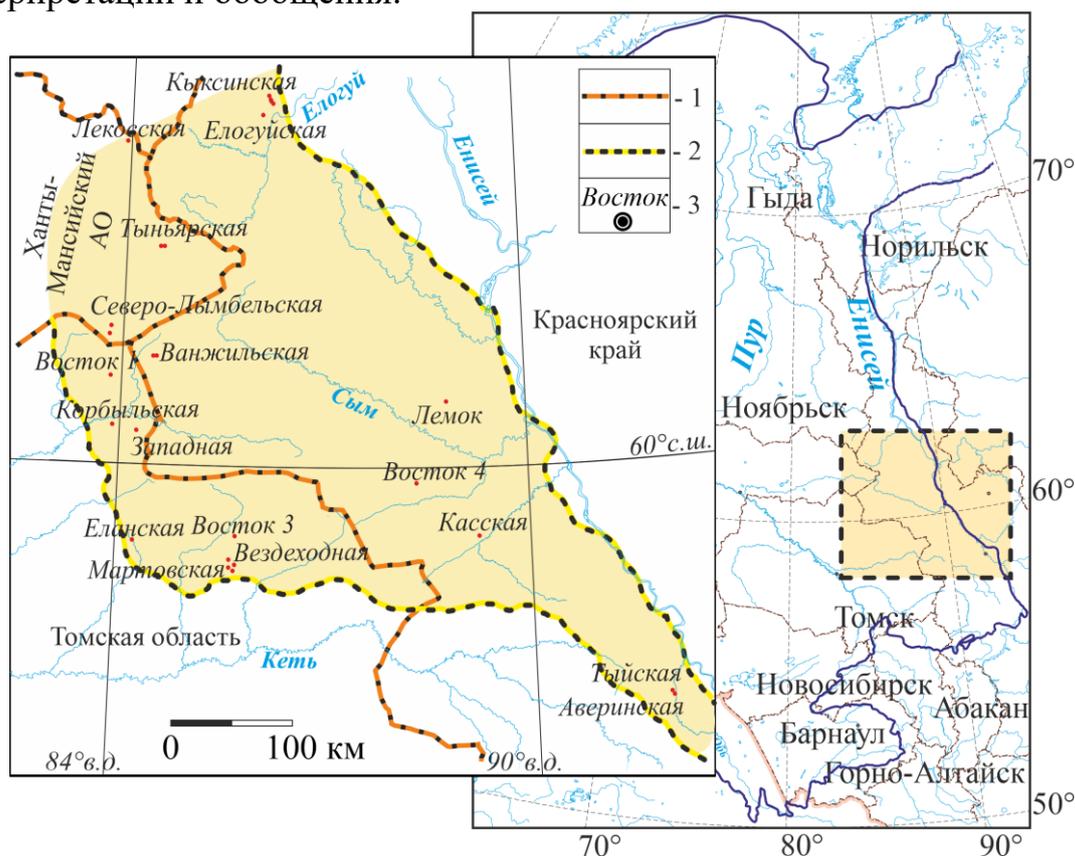


Рисунок 1 – Местоположение района исследований в пределах Западной Сибири. Границы: 1 - административные, 2 – Предъенисейского осадочного бассейна; 3 - название поисковой площади и номер скважины.

По геологическому строению и условиям седиментации Предъенисейский бассейн очень близок с неопротерозойско-нижнепалеозойским Сычуанским осадочным бассейном (Южно-Китайская платформа), где китайскими геологами недавно были открыты гигантские газовые месторождения. Существенным отличием (с точки зрения потенциальной нефтегазоносности) является лишь то, что синийские и нижнекембрийские нефтематеринские комплексы последнего (формации Доушаньто и Дэнъин, Цюнчжусы и Майдипин) испытали погружение и достигли зоны нефтеобразования лишь в триасовое и юрское время. При этом перекрывающие их нижнепалеозойские карбонатные (рифогенные) толщи, в которых образовались скопления сгенерированных (и мигрированных) углеводородов, не были денудированы в последующие эпохи, а лишь испытали складчатые деформации. В Предъенисейском осадочном бассейне процессы генерации проходили уже в венде и раннем палеозое, при этом в триасе потенциальные залежи могли быть подвергнуты масштабной деструкции, а большая часть палеозойского разреза на поднятиях денудирована.

Объектом исследования являются подземные воды докембрийско-палеозойских платформенных отложений Предъенисейского осадочного бассейна. (Рисунок 1).

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 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.

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 (150 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). Для составления комплектов карт использовались структурные построения, выполненные сотрудниками ИНГГ СО РАН. 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.

Практическая значимость полученных результатов. При проектировании разработки залежей УВ возникает необходимость составления их гидродинамических и гидрогеологических моделей. Созданные модели могут быть использованы для прогнозирования гидрогеологических условий в районах, слабо обеспеченных фактическими данными. На основе полученных данных разработан комплекс гидрогеологических критериев для выявления перспективных зон нефтегазоносности по гидрогеологическим критериям на

региональном уровне, и даны рекомендации по направлению геологоразведочных работ, с целью обнаружения залежей УВ.

Личный вклад автора. Впервые выполнено обобщение всех имеющихся гидрогеологических данных. 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, что воды доюрских образований преимущественно хлоридные натриевые, по генезису седиментационные, находящиеся на начальной степени метаморфизации. Проведена оценка перспектив нефтегазоносности с гидрогеологической точки зрения.

Структура и объем работы. Научно-квалификационная работа состоит из введения, четырех глав и заключения. Общий объем – 102 страницы, включая 38 рисунков, 8 таблиц и список литературы (172 наименования).

В главе 1 представлены данные о состоянии геологической изученности территории, рассмотрены вопросы стратиграфии, тектонического строения и нефтегазоносности. Глава 2 содержит описание современного состояния изученности гидрогеологической стратификации, рассмотрен гидродинамический и геотермический режим недр. В главе 3 описываются геохимические особенности подземных вод и рассолов региона, осуществляется типизация подземных вод по химическому типу, рассмотрена зависимость их обогащения макро- и микроэлементами от минерализации, описана геохимия водорастворенных газов. В главе 4 рассмотрены гидрогеологические предпосылки нефтегазоносности Предъенисейского осадочного бассейна.

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).

Благодарности. Автор выражает особую признательность и благодарность научному руководителю Дмитрию Анатольевичу Новикову за требовательность, постоянное обсуждение результатов, замечания и объективную критику при написании работы, а также за приобретенные ценные навыки. Также автор признателен академику РАН А.Э. Конторовичу и его научной школе, директору ТФ ИНГГ СО РАН, д.г.-м.н. Лепокуровой Олесе Евгеньевне, старшему научному сотруднику лаборатории сейсмогеологического моделирования природных нефтегазовых систем, д.г.-м.н. Филиппову Юрию Федоровичу за обсуждение, консультативную помощь, советы и ценные рекомендации. Автор благодарен коллективу лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири за поддержку и создание благоприятных условий для проведения научных исследований, особенно к.г.-м.н. И.И. Юрчик и А.В. Черных.

ОСНОВНЫЕ ЗАЩИЩАЕМЫЕ 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.*

Предъенисейский осадочный бассейн (ПОБ) расположен в юго-восточной части Западной Сибири и представляет собой верхнепротерозойско-нижнепалеозойский комплекс чехольных образований выделенного здесь Касско-Туруханского микроконтинента, погруженных под мезозойско-кайнозойские осадочные отложения Западно-Сибирской геосинеклизы. В последние годы рассматривается как один из перспективных регионов прироста ресурсов углеводородов (УВ) в Сибири. Изучаемый регион характеризуется переходным типом кембрийских отложений: с запада на восток бессоловой тип разреза

меняется на соленосный, характерный для хорошо изученных районов запада Сибирской платформы.

Пластовая температура является одним из основных факторов, определяющих степень преобразованности рассеянного органического вещества горных пород, газо- и нефтеобразования, формирования и сохранения залежей углеводородов (Богомолов и др., 1975; Кругликов и др., 1985; Курчиков, 1992). В пределах Западно-Сибирской плиты пластовая 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, а тепловой поток определен лишь в 300 пунктах, в которых установлено преобладание низких значений q , составляющих в среднем 35–45 мВт/м². Значения теплового потока до 50–60 мВт/м² установлены только в депрессионных частях платформы (Виллюйская 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). 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 °С/100 м) (Рисунок 2, Таблица 1).

Для верхнекембрийских отложений значения геотермического градиента достигают 2,39 °С/100 м, ниже по разрезу наблюдается снижение значений градиента, и на среднекембрийском уровне установлено, что величина геотермического градиента снижается до 2,24 °С/100 м, а значения пластовых температур колеблются в диапазоне 44–86 °С. На нижнекембрийском уровне продолжается снижение до 1,93 °С/100 м, а для верхневендских до 1,7 °С/100 м. Также было установлено, что уменьшение теплового потока и характеристик геотермического поля происходит в восточном направлении (Дульцев, Новиков, 2017; Novikov et al., 2021).

Структура геотермического поля Предъенисейского 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.

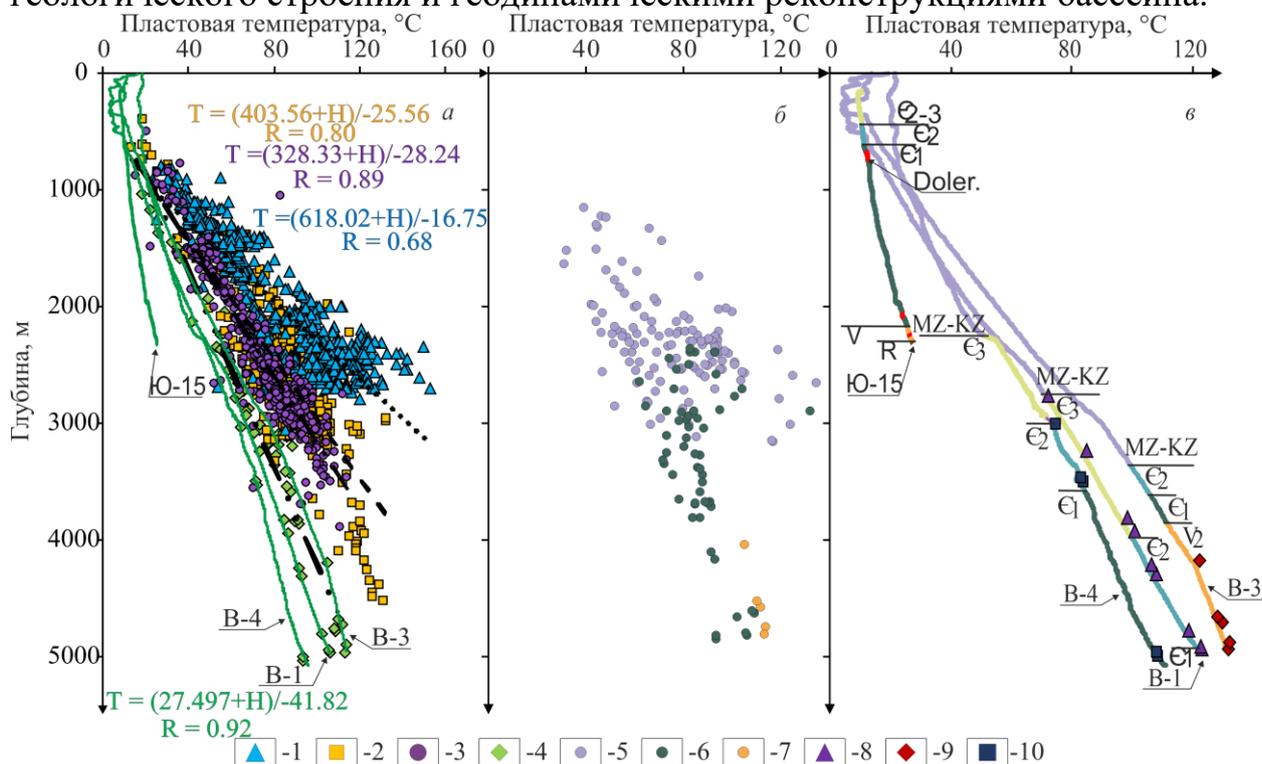


Рисунок 2 – Типы вертикальной геотермической зональности: геологических структур Западной Сибири и прилегающих районов Сибирской платформы (а), Предьенисейского осадочного бассейна (б) и изменение пластовых температур с глубиной в скважинах: Восток-1, Восток-3, Восток-4 и Юрубченская-15 (в).

Замеры пластовых температур в пределах районов Западной Сибири: 1 – западных; 2 – юго-восточных; 3 – центральных; 4 – Предьенисейского 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).

Таблица 1 – Геотермическая характеристика Предьенисейского осадочного бассейна.

Возраст	Западные районы				Восточные районы			
	Тпл, °C	Г, °C/100м	G, м/°C	Тпл, °C	Г, °C/100м	G, м/°C		
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

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.

Второе положение. *Гидрогеологический разрез изучаемого региона характеризуется нормальным типом вертикальной гидрогеохимической зональности. Развита 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.*

На территории Предъенисейского осадочного бассейна были испытаны и опробованы более 250 объектов (79 объектов приурочены к нижнему гидрогеологическому этажу), но большинство из них оказалось «сухими» по причине низких коллекторских свойств пород докембрийско-палеозойского водоносного этажа. 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 г/дм³), Еланской (34 г/дм³), Мартовской (48 г/дм³), Елогуйской (21 г/дм³) и Кыксинской (8 г/дм³) (Новиков, Шварцев, 2009; Dultsev, 2019). 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. 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 (Рисунок

3). Содержания анионов HCO_3^- и SO_4^{2-} не превышают $0,4 \text{ г/дм}^3$ и $0,3 \text{ мг/дм}^3$ соответственно. Содержание микрокомпонентов в исследованных рассолах составляет: катион стронция – $114\text{--}420 \text{ мг/дм}^3$, бромид-ион – $77\text{--}283 \text{ мг/дм}^3$, йодид-ион – $1,5\text{--}5,9 \text{ мг/дм}^3$, ион аммония – $20\text{--}140 \text{ мг/дм}^3$. Концентрации других микрокомпонентов (F, SiO_2 , B, Li, Rb, Cs, Zn, Mn) еще ниже.

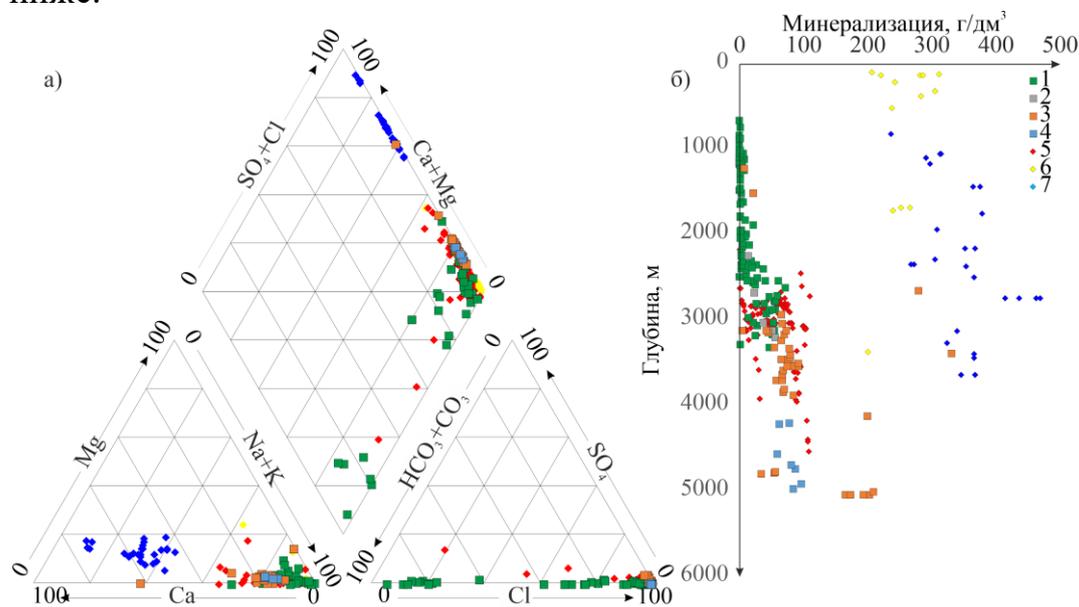


Рисунок 3 – Диаграмма Пайпера состава подземных вод древнего Предъенисейского осадочного бассейна (а) и тип вертикальной гидрогеохимической зональности в его пределах (б):

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.

Для понимания характеристики гидрогеологических условий в работе проведено сравнение с прилегающими территориями. Сравнение с подземными водами и рассолами 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 гNa/гCl и Ca/Cl в зависимости от их минерализации (Рисунок 4). 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), 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.

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.

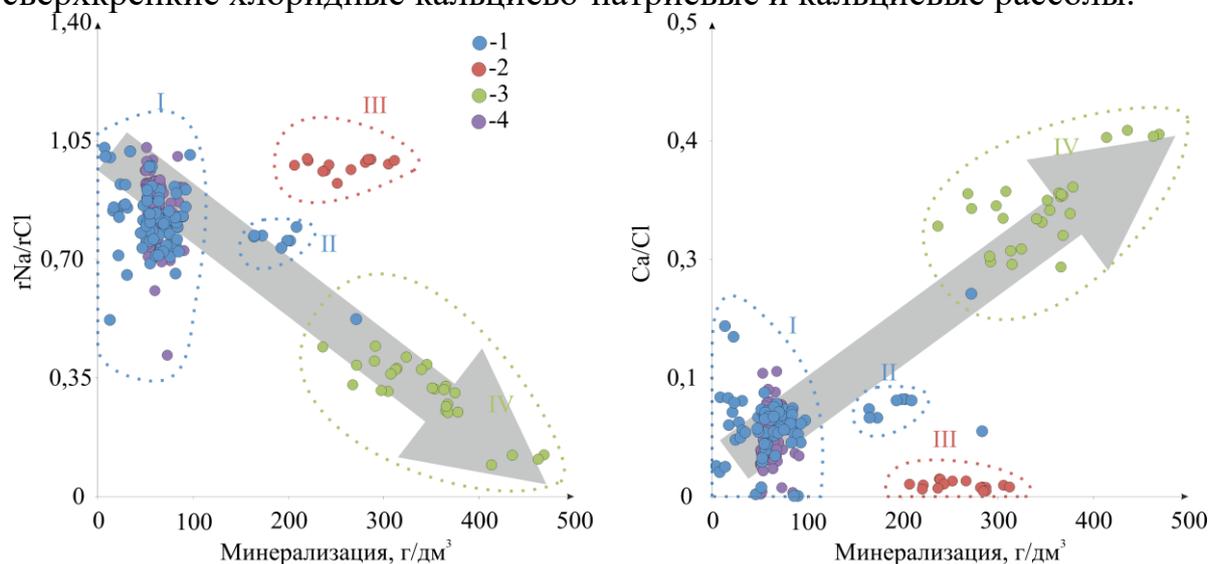


Рисунок 4 – Зависимость rNa/rCl и Ca/Cl отношений от общей минерализации подземных вод и рассолов в пределах доюрских комплексов Сибири (Dultsev 2019).

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.

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 характеризуется высокой степенью гидрогеологической закрытости недр с чертами элизионной водонапорной системы, свидетельствующей о наличии благоприятных условий для аккумуляции и сохранения потенциальных залежей УВ.*

Несмотря на высокую степень катагенетической преобразованности ОВ кембрия, установленную в скважинах Восток-1 и Восток-3 (Конторович и др., 2011), гидрогеологические условия 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 Са/Mg, и пониженным отношением Cl/Br.

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 (минерализация подземных вод в кембрийских отложениях на Кыксинской и Елогуйской площадях не превышает 21,5 г/дм³), где в составе ВРГ существенную роль играют азот и кислород, а метан приобретает подчиненное значение (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).

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 (Рисунок 5). 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 %).

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 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 м. 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).

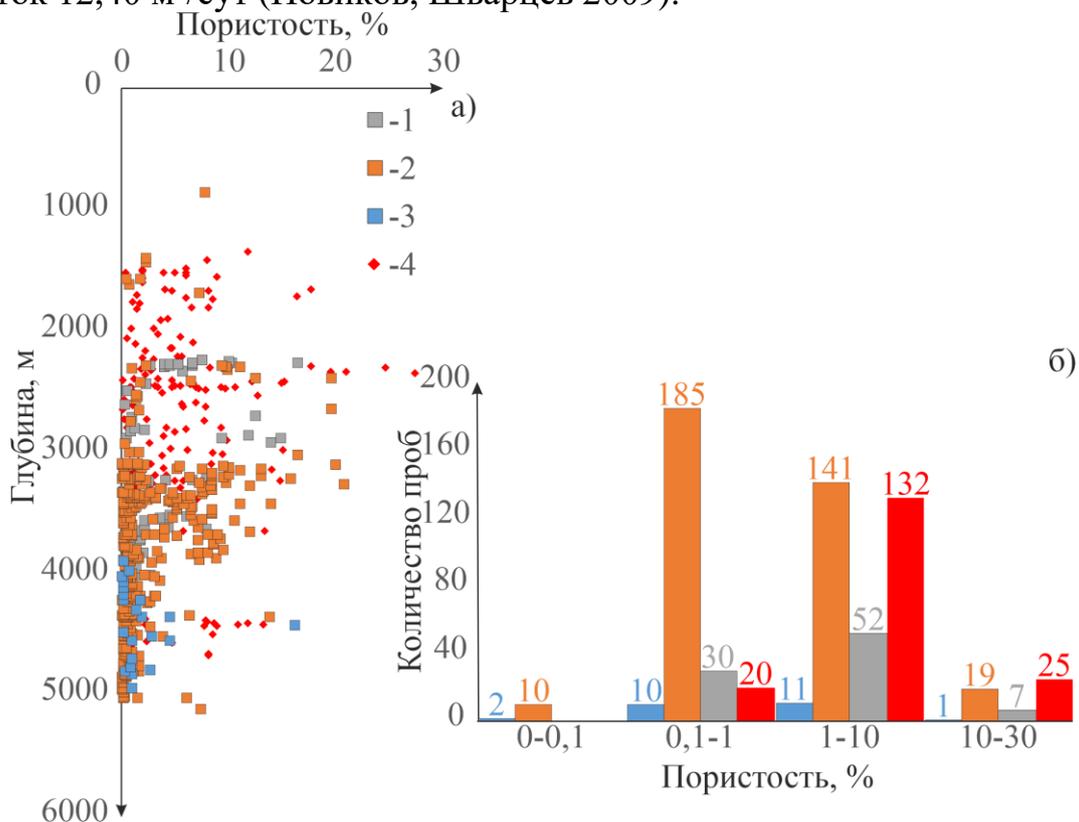


Рисунок 5 – Изменение пористости с глубиной (а) и гистограмма распределения (б) палеозойских отложений Предъенисейского осадочного бассейна и сопредельных территорий Западно-Сибирского осадочного бассейна:

1) – палеозойских (нерасчлененных); 2) – кембрийских; 3) – вендских; 4) – палеозойских отложений сопредельных территорий Западно-Сибирского осадочного бассейна (Новиков, Дульцев, и др. 2019).

Установлено, что по разрезу распространены нормальные пластовые давления, близкие к гидростатическим (Dultsev, 2019). 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 условных единиц. Используя регрессионную зависимость и структурные построения, выполненные сотрудниками ИНГГ СО РАН, составлен комплект карт пластовых давлений и коэффициентов

аномальности для основных горизонтов. Было установлено увеличение пластовых давлений в западном направлении от 10 до 25 МПа в кровле баженовской свиты. Схожая тенденция наблюдается по всему разрезу: так, в кровле палеозойских отложений пластовые давления достигают 30 МПа. Для отложений верхнего кембрия (подошва пыжинской свиты) значение пластовых давлений достигает 65 МПа, а в кровле усольской свиты до 98 МПа. В вендских и рифейских отложениях закономерный рост пластовых давлений сохраняется, достигая в кровле вендских отложений 107 МПа и 135 МПа в основании осадочного бассейна. Максимальные давления отмечаются в пределах Предъенисейской синеклизы, что обусловлено структурными особенностями изучаемого региона.

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). 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 (Рисунок 6).

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 м скважины Восток-3). Гомологи метана в этих интервалах в сумме не превышают 0,5 об. % в скважине Восток-4 (табл. 5.16) в составе ВРГ доминирующую роль играет метан (62-81,2 об. %), при содержании азота от 17,3 до 36,9 5 об. % При этом в скважине Восток-4 повышается роль углекислого газа (в интервале 3026-3048 м) с концентрацией, равной 6,03 об. % Гомологи метана в изученных интервалах кембрия в сумме не превышают 0,7 об. %. Для отложений палеозоя (нерасчлененные 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 2848-2967 м) 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 м 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 не превышают 1,6 об. % (Рисунок 6).

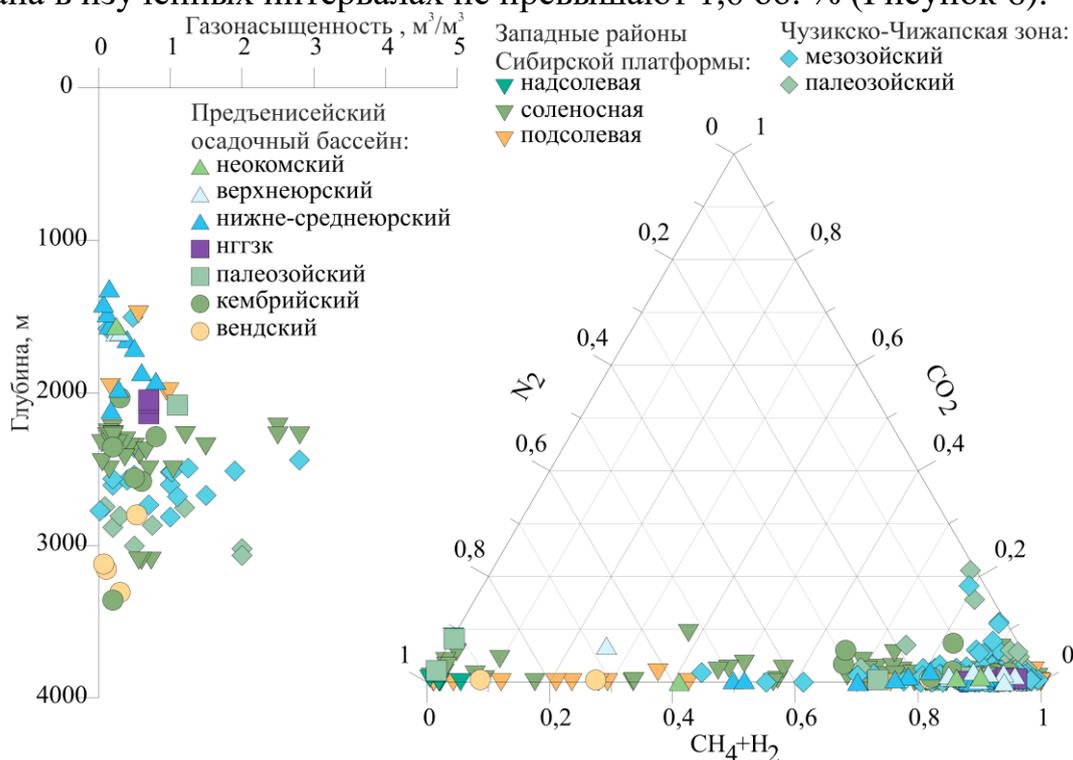


Рисунок 6 – Изменение общей газонасыщенности подземных вод с глубиной (а) и тригонограмма состава водорастворенных газов (б) Предъенисейского осадочного бассейна, южных районов Западно-Сибирской геосинеклизы (Обь-Иртышское междуречье (Новиков и др., 2019) и западных районов Сибирской платформы (Байкитской антеклизы) (Новиков и др., 2021; Novikov, Trifonov, 2016).

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 6). Прогнозируемый тип углеводородных залежей по коэффициентам CH_4/TU , iC_4H_{10}/nC_4H_{10} и iC_5H_{12}/nC_5H_{12} – газовый. Прогнозируемый состав газовой залежи по результатам моделирования водно-газовых равновесий,

об. %: H_2 - 2,73; CH_4 - 77,78; C_2H_6 - 0,50; C_3H_8 - 0,41; $i\text{C}_4\text{H}_{10}$ - 0,16; $n\text{C}_4\text{H}_{10}$; - 0,07; $i\text{C}_5\text{H}_{12}$ - 0,004; $n\text{C}_5\text{H}_{12}$ - 0,001; C_6H_{14} - 0; CO_2 - 0,002; $\text{He}+i$ - 0,03; N_2 - 18,31. По аналогии с пластовыми водами был проведен сравнительный анализ газонасыщенности пластовых вод и состава ВРГ Предьенисейского 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 (Новиков и др., 2021; Novikov, Trifonov, 2016).

В разрезе Обь-Иртышского междуречья (Западно-Сибирский осадочный бассейн) 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 ; $i\text{C}_4\text{H}_{10}$; $n\text{C}_4\text{H}_{10}$; $i\text{C}_5\text{H}_{12}$; $n\text{C}_5\text{H}_{12}$; $i\text{C}_6\text{H}_{14}$; $n\text{C}_6\text{H}_{14}$) 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, Рыжкова, и др., 2018; Новиков, Шохин, 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 6). 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. %. 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 содержания 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 Куюмбинская 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 плитой и Сибирской платформой. 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. При этом, с геологической точки зрения, степень изученности Предъенисейского осадочного бассейна в значительной степени уступает как Западно-Сибирскому осадочному бассейну, так и Сибирской платформе. С учетом ограниченности фактического материала и проведенного сравнения, для региональной оценки перспектив наиболее важными критериями выбраны следующие критерии: гидродинамические, гидрогеохимические и газовые. На основании изложенного материала можно сделать следующие предварительные выводы:

1. 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.

2. 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.

3. 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.

Результатом исследования является региональная карта перспектив нефтегазоносности Предъенисейского осадочного бассейна. Установлено, что восточная и центральная части бассейна обладают наибольшими перспективами обнаружения залежей (Рисунок 7).

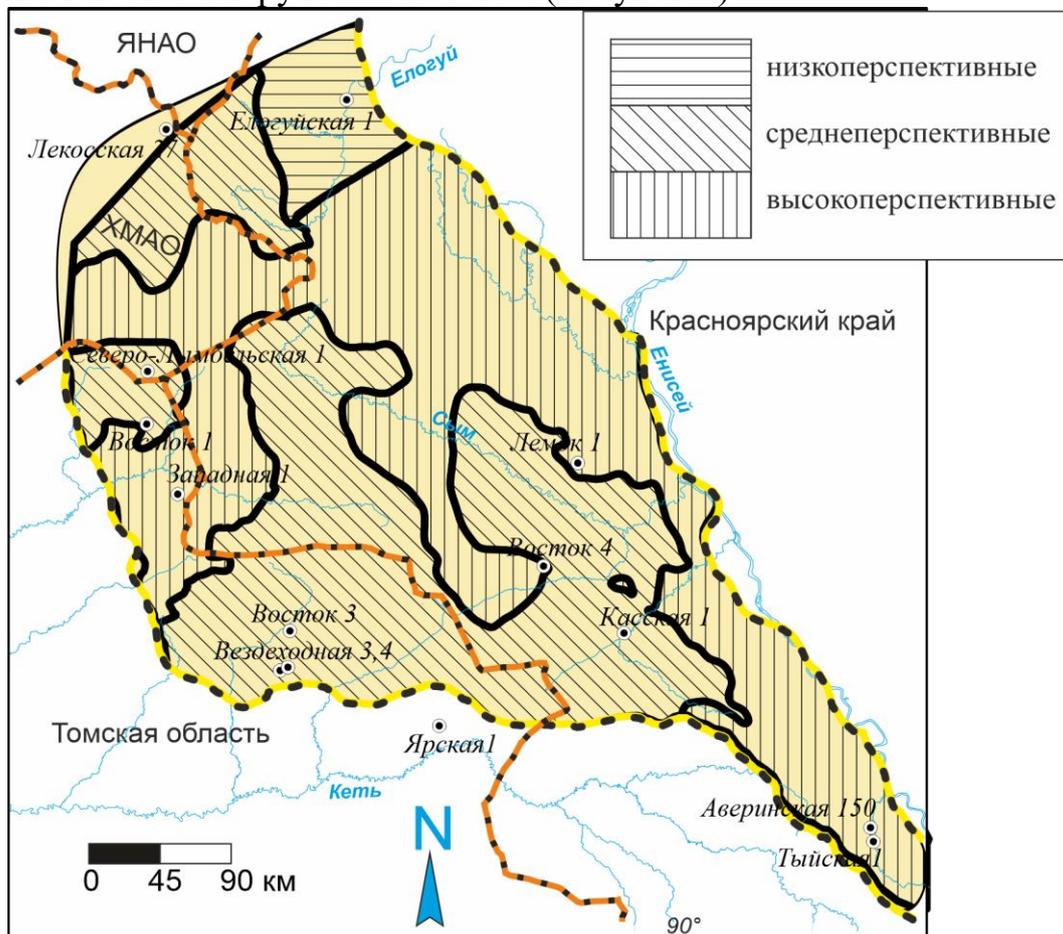


Рисунок 7 – Карта перспектив нефтегазоносности Предъенисейского осадочного бассейна по гидрогеологическим данным.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе впервые выполнено обобщение и детальный анализ всех имеющихся гидрогеологических данных Предъенисейского осадочного бассейна. Полученные в ходе реализации проекта «Восток» уникальные

данные позволили более детально изучить гидрогеологическое строение территории исследования. 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. 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 утепляющее 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. 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.

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) 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. Предьенисейский 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 м³/м³, составляя в среднем 0.35 м³/м³. 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 ОСНОВНЫХ ПУБЛИКАЦИЙ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Публикации в журналах, индексируемых международными реферативными базами данных Scopus, Web of Science и/или рекомендованных перечнем ВАК

1. Дульцев Ф.Ф., Новиков Д.А. Геотермическая зональность Предьенисейского осадочного бассейна. Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов – том 328 – № 11 – С. 6-15 – 2017

2. Dultsev F.F. Hydrogeology and Hydrogeochemistry 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 – V 96 – № 2 – p. 582-590 – 2022

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., Пырьев 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 – том 62 – № 6 – С. 861-881 – 2021
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 – том 329 – № 12 – С. 39-54 – 2018
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 – № 4 (136) – С. 70-81 – 2019
11. Садыкова Я.В., Фомин М.А., Глазунова А.С., Дульцев Ф.Ф., Сесь К.В., Черных А.В. О природе гидрогеохимических аномалий в Межовском нефтегазоносном районе (Новосибирская и Томская области). Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений – № 1 – С. 45-54 – 2019
12. Новиков Д.А., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В., Рыжкова С.В. Гидродинамические особенности нефтегазоносных отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья. Георесурсы – том 21 – № 4 – С. 85-94 – 2019
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 – том 330 – № 9 – С. 114-127 – 2019