

С. В. Рыжкова^{1✉}, М. А. Фомин¹, А. Н. Седых¹

Современное состояние и история открытия залежей нефти баженовского нефтегазоносного резервуара (Западная Сибирь)

¹Федеральное государственное бюджетное учреждение Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука, г. Новосибирск, Российская Федерация,
e-mail: rzhkovasv@ipgg.sbras.ru

Аннотация. В работе на основе анализа данных Государственного баланса на разные годы показаны результаты применения научного подхода, который заключался в периодическом обобщении в региональном плане данных, полученных в результате различных специализированных исследований. Геологический анализ распределения глубин залегания залежей нефти баженовского резервуара, значений плотности нефти и газосодержания в них позволил выделить зоны, в пределах которых необходимо проводить дальнейшие научно-исследовательские работы для детализации критериев поиска указанных залежей до зональных и локальных.

Ключевые слова. баженовский нефтегазоносный резервуар, залежи нефти, Западная Сибирь

S. V. Ryzhkova^{1✉}, M. A. Fomin¹, A. N. Sedykh¹

Current state and history of discovery of oil deposits of the Bazhenov oil and gas reservoir (Western Siberia).

¹Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch
Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: rzhkovasv@ipgg.sbras.ru

Abstract. Based on the analysis of the State Balance Sheet data for different years, the paper shows the results of applying a scientific approach, which consisted in periodically summarizing regionally the data obtained as a result of various specialized studies. A geological analysis of the distribution of the depths of the Bazhenov reservoir oil deposits, the values of oil density and gas content in them allowed us to identify areas within which it is necessary to conduct further research to refine the search criteria for these deposits to zonal and local.

Keywords: Bazhenov oil and gas reservoir, oil deposits, West Siberian

Шестьдесят лет назад в 1965 году Комиссией по утверждению запасов на Государственном балансе СССР утверждены запасы на первом месторождении нефти в нефтепроизводящей баженовской свите на Салымской площади. Несмотря на сложность этого объекта, в последующие 70-е – 80-е годы поисковые работы продолжались. Очередной всплеск интереса к баженовской свите около 15 лет назад был связан, с одной стороны, с активным использованием российскими нефтяными компаниями метода гидроразрыва пласта, а с другой, необходимостью увеличения ресурсной базы России для поддержания уровня добычи в

районах, где традиционные объекты в меловых и верхнеюрских отложениях почти исчерпали свой ресурс.

Анализ истории освоения залежей нефти в нефтепроизводящей баженовской свите и геологический анализ залежей с учетом характеристик нефтегазонасности и их распределения по площади и в разрезе позволяет с современных позиций рассмотреть региональные факторы нефтегазонасности и оценить степень изученности объекта для разработки зональных и локальных критериев поиска залежей в баженовском резервуаре. Выделение перспективных зон для постановки научно-исследовательских работ являлось целью настоящего исследования.

Для однозначного понимания последующего изложения авторы сочли необходимым дать определение «нефтегазонасного резервуара». В геологической практике используются разные его толкования. В часто цитируемой монографии А. Э. Конторовича, Э. Э. Фотиади с соавторами резервуар определяется как «геологическое тело, являющееся совокупностью флюидоупора и проницаемого комплекса» [1, с. 33]. Авторы статьи используют определение, приведенное в той же монографии, но на основе историко-геологического анализа закономерностей распределения скоплений нефти и газа «под резервуаром понимается геологическое тело, в котором процессы нефтегазообразования и нефтегазонакопления протекают в какой-то мере автономно» [1, с. 22]. Согласно предложенной в упомянутой монографии классификации выделяются региональные, зональные и локальные резервуары. Региональный баженовский нефтегазонасный резервуар составляют баженовская свита и ее стратиграфический аналог – нижнетутлеймская подсвита [2].

Материалом исследования стали данные Государственного баланса Российской Федерации по нефти и газу территорий Омской, Томской и Тюменской (юг) областей, Ханты-Мансийского (ХМАО) и Ямало-Ненецкого (ЯНАО) автономных округов. Учитывались залежи, по которым на 01.01.2023 г. имеются запасы, зарегистрированные под общим наименованием Пласт с вариантами стратиграфической привязки (J3, J3 баженовская св., (J3-K1)bg баженовская св., (J3-K1) bg баженовские) и индексов пластов (Ю0, Ю0/1-2, ЮВ0, ЮВ0/1-2, ЮС0, ЮС0/1-3, ЮК0, ЮК0/1). Например, залежь Баклянского месторождения зарегистрирована как пласт «(J3-K1)bg баженовская св., пл.Ю0». Анализировались следующие данные: год открытия, год ввода в разработку, пластовая температура, качественные характеристики нефти (плотность) и газа (начальное газосодержание). Также учитывались результаты анализа распределения залежей нефти в баженовском резервуаре, выполненные в ИНГГ СО РАН в 2003 г. и 2014 г.

Для геологического анализа залежей на месторождениях использованы опубликованные материалы, освещающие информацию по всей территории Западно-Сибирской нефтегазонасной провинции (НГП): палеогеография волжских отложений [3]; тектоническое строение: юрского структурного яруса [4], мезозойско-кайнозойского чехла [5], неотектонического этапа развития [6]; катагенез кровли верхнеюрских отложений [7] с уточнениями по западной части провинции [8]. Учитывались также многочисленные публикации, характеризующие

особенности стратиграфии, литологии, петрофизики, геохимии органического вещества и битумоидов баженовской свиты и нижнетутлеймской подсвиты по отдельным территориям и локальным площадям. Группирование результатов для характеристики изучаемого резервуара проводилось на основе карты нефтегазо-геологического районирования Западно-Сибирской НГП (ВНИГНИ, 2025 г.). На начало 2023 г. в пределах Западно-Сибирской НГП на 105 месторождениях в баженовском нефтегазоносном резервуаре числится 270 залежей (рис. 1).

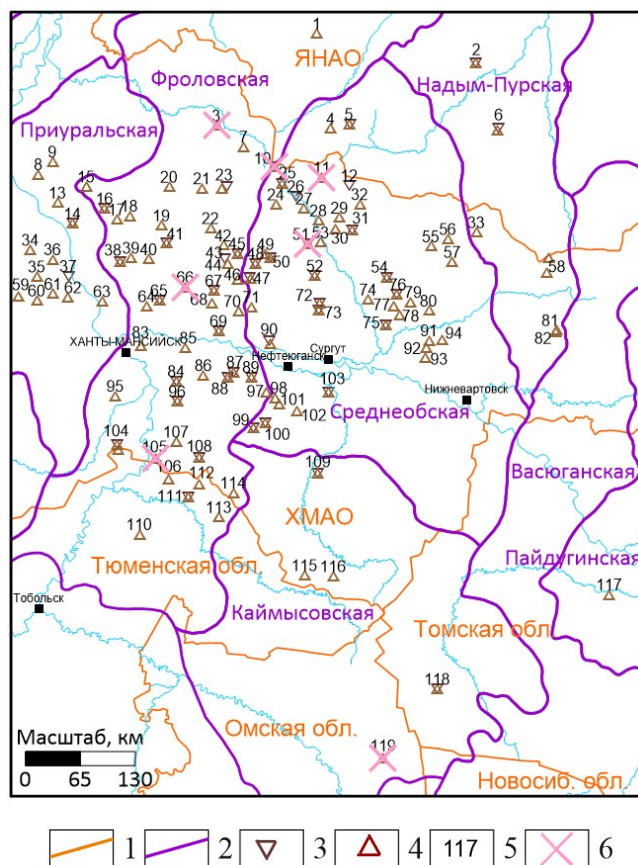


Рис. 1. Обзорная схема расположения залежей нефти баженовского нефтегазоносного резервуара

Условные обозначения: 1 – административные границы, 2 – границы НГО по данным ВНИГНИ (2025 г.), 3 – залежи (месторождения) на 01.01.2003 г., 4 – залежи (месторождения) на 01.01.2023, 5 – нумерация залежей (месторождений) на 2003 и 2023 гг.: 1-Пальниковское, 2-Известинское, 3-Южно-Лунгорское, 4-Пякутинское, 5-Малопякутинское, 6-Вынгайхинское, 7-Ватлорское, 8-Южно-Октябрьское, 9-Змановское, 10-Северо-Тромъеганское, 11-Озерное-I, 12-Нятлонгское, 13-им. Шпильмана В.И. (Северо-Рогожниковское), 14-Рогожниковское, 15-Центральное, 16-Назымское, 17-Тункорское, 18-Апрельское, 19-Северо-Итьяхское, 20-Восточно-Панлорское, 21-Северо-Мытаяхинское, 22-Восточно-Мытаяхинское, 23-Жумажановское, 24-Лосевое, 25-Восточно-Тромъеганское, 26-Тянское, 27-Мурьяунское, 28-Северо-Конитлорское, 29-Северо-Кочевское,

30-Кочевское, 31-Тевлинско-Русскинское, 32-им. А. Усольцева (Имилорское), 33-Селивониковское, 34-Красноленин1, 35-Красноленин5, 36-Красноленин7, 37-Красноленинское, 38-Средне-Назымское, 39-Верхненазымское, 40-Емангальское, 41-Тортасинское, 42-Северо-Лабатьюганское, 43-Западно-Айпимское, 44-Западно-Чигоринское, 45-Ай-Пимское, 46-Биттемское, 47-Ульяновское, 48-Камыньское, 49-Нижне-Сортымское, 50-Алехинское, 51-Западно-Сукуръяунское, 52-Южно-Конитлорское, 53-Конитлорское, 54-Кустовое, 55-Западно-Котухтинское, 56-Южно-Выинтойское, 57-Повховское, 58-Тагринское, 59-Красноленин4, 60-Красноленин6, 61-Красноленин2, 62-Красноленин3, 63-Галяновское, 64-Западно-Нялинское, 65-Сыньеганское, 66-Восточно-Ляминское, 67-Западно-Камыньское, 68-Западно-Сахалинское, 69-Сахалинское, 70-Явинлорское, 71-Маслиховское, 72-Северо-Тончинское, 73-Тончинское, 74-Равенское, 75-Кечимовское, 76-Восточно-Придорожное, 77-Нонг-Еганское, 78-Ключевое, 79-Мишаевское, 80-Северо-Покачевское, 81-Колтогорское, 82-Западно-Колтогорское, 83-Ханты-Мансийское, 84-Верхне-Шапшинское, 85-Приобское, 86-Приразломное, 87-Северо-Салымское, 88-Салымское, 89-Правдинское, 90-Тундринское, 91-Северо-Поточное, 92-Поточное, 93-Урьевское, 94-Малоключевое, 95-Западно-Эргинское, 96-Средне-Шапшинское, 97-Восточно-Правдинское, 98-Тепловское, 99-Западно-Малобалыкское, 100-Малобалыкское, 101-Кудринское, 102-Мамонтовское, 103-Западно-Асомкинское, 104-Ендырское, 105-Солхэм, 106-Северо-Комариное, 107-Малошапшинское, 108-Верхнесалымское, 109-Мултановское, 110-Кальчинское, 111-Северо-Демьянское, 112-Гусеничное, 113-Радонежское, 114-Соровское, 115-Густореченское, 116-Травяное, 117-Снежное, 118-Федюшкинское, 119-Баклянское; 6 – месторождения с залежами только в баженовском резервуаре.

Основное количество месторождений (92) сосредоточено в ХМАО, одно месторождение – в Омской области (Баклянское), два – в Томской (Снежное и Федюшкинское) и по пять месторождений – в Тюменской (юг) области и ЯНАО (рис. 1). Большинство месторождений многопластовые. Нефтегазоносность выявлена в верхнеюрско-нижнемеловом стратиграфическом интервале. На семи месторождениях залежи выявлены только в баженовском нефтегазоносном резервуаре (Баклянское – Омская область, Восточно-Ляминское, Западно-Сукуръяунское, Озерное 1, Северо-Тромъеганское, Солхэм и Южно-Лунгорское – ХМАО).

Залежи преимущественно сосредоточены во Фроловской, Среднеобской и Приуральской нефтегазоносных областях (НГО) (рис. 1). Семь залежей выявлено в Надым-Пурской, пять – в Каймысовской и одна – в Пайдугинской НГО. В пределах Васюганской НГО, отделяющей Надым-Пурскую, Среднеобскую и Каймысовскую НГО от Пайдугинской залежей не выявлено, хотя признаки нефтеносности баженовской свиты в ее пределах были установлены на Назинской площади еще в 50-х годах XX века [9].

За последние 15 лет изменения в количестве залежей на Государственном балансе в большей степени определяются правилами недропользования и экономическими факторами. Так на территории ХМАО количество месторождений с

залежами в баженовском резервуаре в 2018 и 2023 годах, по сравнению с 2013 г., изменилось на 13 % и 3 %, соответственно (79 месторождений – в 2013 г., 89 месторождений – в 2018 г., 92 месторождения – в 2023 г.). Количество залежей при этом возрастает на 91 % в 2018 г. и на 10 % в 2023 г. Как и в 70-е – 80-е годы XX века этому способствовали активные научно-исследовательские работы большого числа коллективов. С учетом полученных результатов авторским коллективом по поручению и под руководством ФБУ «ГКЗ» разработан документ «Методические рекомендации по подсчету запасов в баженовской свите» [10, 11]. На 65 месторождениях (62 % от общего числа), начиная с 2014 г., запасы пересмотрены, что подтверждается протоколами ГКЗ Роснедра. Таким образом, по результатам анализа расположения-залежей можно сделать вывод, что за последние 10 лет увеличение их числа связано не с новыми открытиями, а с разделением ранее выделенных залежей на отдельные части, согласно вышеуказанному документу.

Плотность нефти в залежах баженовского нефтегазоносного резервуара изменяется в широком диапазоне от $0,808 \text{ г/см}^3$ до $0,902 \text{ г/см}^3$. Глубина залегания пластов на месторождениях варьирует от 2180 м до 3234 м. По результатам изучения плотности нефти и глубины залегания пластов было выделено пять групп залежей (рис. 2 А, Б).

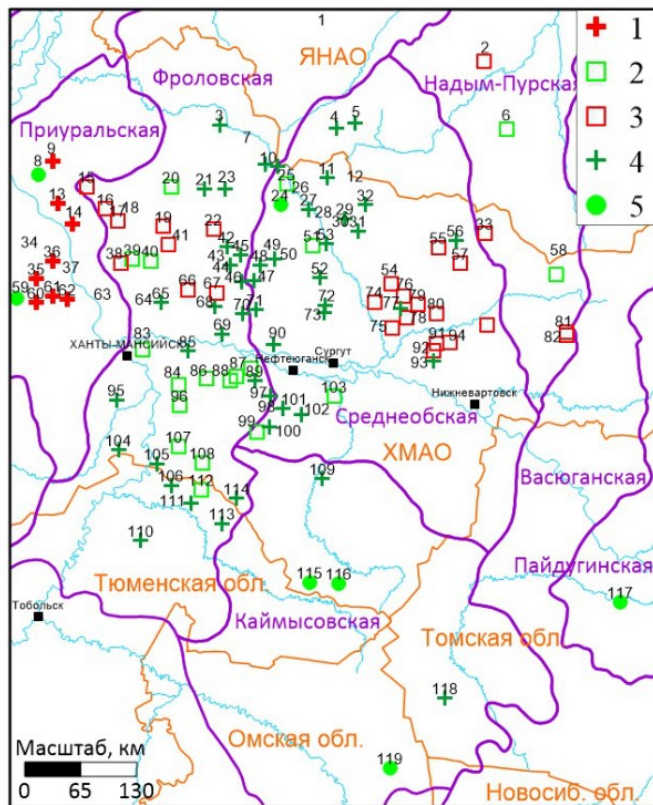
Первая группа включает залежи в пределах Приуральской НГО (нефтяные месторождения: Рогожниковское, им. В.И. Шпильмана (Северо-Рогожниковское) и Змановское, а также группа залежей в пределах Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения) (рис. 2 А). Глубина залегания кровли нефтегазоносного горизонта изменяется от 2180 м до 2446 м в пределах 250 м. Плотность нефти изменяется от $0,808 \text{ г/см}^3$ до $0,829 \text{ г/см}^3$. Залежи характеризуют зону распространения высокоуглеродистых отложений в пределах Красноленинского месторождения. Стратиграфическая принадлежность отложений в пределах зоны (баженовская свита или нижнетутлеймская подсвита) остается дискуссионным вопросом, связанным с проблемой определения единого возрастного диапазона для баженовского нефтегазоносного резервуара по всей Западно-Сибирской НГП, и выходит за рамки представленных исследований. Согласно тектонической карте мезозойско-кайнозойского чехла [5], залежи находятся в пределах Красноленинского свода. В тектоническом плане юрского структурного яруса [4] – в северной части Красноленинской мегамоноклизы, в пределах которой расположен ряд положительных структур III порядка, на склонах которых расположены залежи.

Вторая группа объединяет преимущественно залежи центральной части Фроловской НГО (от Восточно-Панлорского месторождения – на севере, до Гусеничного – на юге), западной части Среднеобской НГО (Восточно-Тромьеганское, Западно-Сукуръяунское и Западно-Асомкинское месторождения) и центральной части Надым-Пурской НГО (Вынгаяхинское и Тагринское месторождения) (рис. 2 А). Плотность нефти в залежах изменяется в схожих с первой группой пределах $0,810\text{--}0,828 \text{ г/см}^3$. Изменение глубин кровли резервуара варьирует

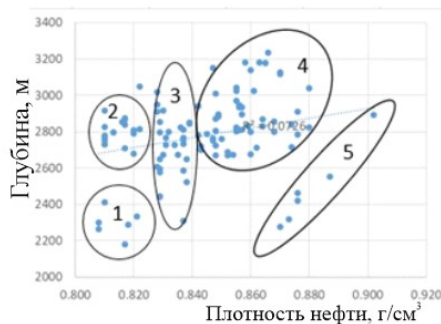
в схожих с первой группой пределах (300 м), но с большими значениями от 2679 м до 2979 м (рис. 2 В).

Третья группа включает залежи, расположенные в субширотной полосе севернее Широтного Приобья от Фроловской до Надым-Пурской НГО (рис. 2 А).

А



Б



В

Группа	Плотность нефти, г/см ³			Глубина, м		
	мин.	макс.	разница	мин.	макс.	разница
1	0.808	0.829	0.021	2180	2446	266
2	0.810	0.828	0.018	2679	2943	264
3	0.828	0.839	0.011	2523	3020	497
4	0.842	0.880	0.038	2670	3234	564
5	0.837	0.902	0.065	2277	2892	615

Рис. 2. Схема расположения залежей (А) согласно выделенным группам на диаграмме, отражающей соотношение глубины залегания залежи и плотности нефти (Б), с таблицей характеристик по группам (В)

Условные обозначения: 1-5 группы, выделенные на диаграмме Б, остальные на рисунке 1

Их расположение согласуется с Сибирско-Увальской грядой – тектоническим элементом новейшего (неоген-четвертичного) этапа развития Западной Сибири [6]. При изменении глубин залегания от 2523 м до 3020 м, т.е. почти на 500 м, наблюдается наименьшее изменение плотности нефти от 0,828 г/см³ до 0,839 г/см³ (рис. 2 В).

Четвертая группа объединяет залежи Фроловской и Среднеобской НГО (рис. 2 А). В тектоническом плане юрского структурного яруса описываемая группа характеризует территорию (с севера на юг) от западной части Южно-Надымской мегамоноклизы до Красноленской мегамоноклизы включая Мансийскую синеклизу. При схожем с третьей группой характере изменения глубин за-

легания почти на 500 м (от 2670 м до 3234 м), плотность нефти изменяется в существенно большем интервале от 0,842 г/см³ до 0,880 г/см³ (рис. 2 В).

Пятая группа состоит из залежей, расположенных в Приуральской, Каймысовской и Пайдугинской НГО (рис. 2 А). Плотность нефти изменяется от 0,837 г/см³ до 0,902 г/см³. Глубина залегания кровли баженовского нефтегазоносного резервуара изменяется от 2277 м до 2892 м в пределах 615 м (рис. 2 В). Как можно видеть на рисунке 2 А, они расположены в разных частях территории Западно-Сибирской НГП, но отражают в общем виде дифференциацию нефти по разрезу. В Приуральской НГО ее определяет тектонический фактор, так как залежи связаны с локальными участками развития дизъюнктивной тектоники, а в Каймысовской и Пайдугинской НГО – палеогеографический, так как тяготеют к разным фациальным переходам. Часть залежей связаны с участками локальных площадных фациальных изменений баженовской свиты (Густореченское, Травяное месторождения), другие – с переходным интервалом разреза между баженовской и подстилающими георгиевской и наунакской свитами, формировавшимися в разных фациальных обстановках (Баклянское, Снежное месторождения).

Залежи баженовского резервуара, помимо нефти, содержат растворенный газ. Начальное газосодержание варьирует от 41 м³/т до 252 м³/т. В региональном плане, в зависимости от глубины залегания, выделено четыре группы (рис. 3).

Первая группа состоит из залежей, расположенных на территориях Надым-Пурской и северной части Среднеобской НГО (Вынгаяхинское, Известинское, Северо-Тромъеганское, Тагринское месторождения, часть залежей баженовского резервуара Пякутинского и Малопятюкинского месторождений). Начальное газосодержание изменяется от 180 м³/т до 241 м³/т, при этом глубина кровли резервуара изменяется почти на 500 м от 2679 м до 3182 м (рис. 3 В).

Вторая группа представлена залежами, расположенными в Приуральской и Пайдугинской НГО (Красноленинское, Южно-Октябрьское и Снежное месторождения). Начальное газосодержание, также как у первой группы, изменяется в схожих пределах от 144 м³/т до 233 м³/т, но глубина кровли резервуара варьирует почти в три раза меньше – около 150 м (от 2180 м до 2333 м) (рис. 3 В).

Третья группа состоит из залежей, расположенных в центральной части Фроловской НГО в пределах западной части Мансийской синеклизы (Салымское, Верхнесалымское, Среднешапшинское и др. месторождения). Изменение начального газосодержания почти в два раза меньше (от 137 м³/т до 180 м³/т), чем у второй группы, при этом глубины кровли резервуара больше (от 2708 м до 2873 м), но также глубины изменяются в пределах 150 м (рис. 3 В).

Четвертая группа объединяет залежи Фроловской, Среднеобской и Каймысовской НГО. Характер изменения газосодержания схож со второй группой, но при более низких, почти в два раза, значениях (рис. 3 В). Так как территория, на которой расположены залежи четвертой группы, весьма обширна, глубины варьируют в самом широком диапазоне от 2413 м до 3234 м.

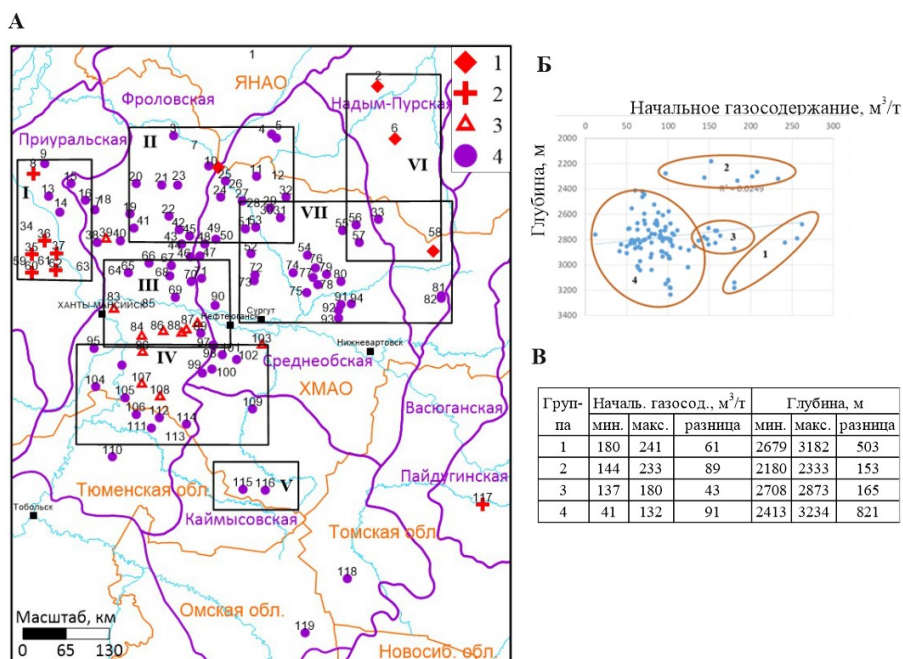


Рис. 3. Схема расположения залежей (А) согласно выделенным группам на диаграмме, отражающей соотношение глубины залегания залежи и начального газосодержания (Б), с характеристикой по группам (В)

Условные обозначения: 1-4 группы, выделенные на диаграмме Б; I-VI – зоны для дальнейших научно-исследовательских работ (I – Красноленинская, II – Западно-Южно-Надымская, III – Северо-Мансийская, IV – Южно-Мансийская, V – Северо-Каймысовская, VI – Восточно-Южно-Надымская, VII – Северо-Хантейская), остальные на рисунке 1

Анализ изменения газосодержания в группах, выделенных по соотношению плотности нефти и глубины кровли резервуара, показал следующие результаты.

Залежи, расположенные в Приуральской НГО, по соотношению плотности нефти и глубины кровли резервуара вошли в первую группу, а по соотношению газосодержания и глубины – во вторую. Изменение газосодержания в зависимости от глубины носит линейный характер. С увеличением глубины газосодержание уменьшается, тем самым отражая влияние регионального флюидоупора.

Залежи третьей группы, выделенные по соотношению плотности нефти и глубины кровли резервуара, расположенные в субширотной полосе севернее Широтного Приобья от Фроловской до Надым-Пурской НГО в пределах Сибирско-Увальской гряды, также характеризуются линейной зависимостью изменения газосодержания от глубины. В отличие от группы залежей Приуральской НГО, в этих залежах с увеличением глубины увеличивается и газосодержание. В данном случае это отражает региональный уклон в восточном направлении от Красноленинской мегамоноклизы к центральной части Хантейской гемиантеклизы.

Анализ местоположения всех залежей в тектоническом плане юрского структурного яруса выявил приуроченность залежей к склонам положительных

тектонических элементов разного ранга, что, по мнению авторов, может быть вызвано влиянием структурного фактора.

Для дальнейшей разработки зональных и локальных критериев поиска залежей в баженовском нефтегазоносном резервуаре необходима дополнительная информация. Современное законодательство по недропользованию, к сожалению, не позволяет получить данные по подсчету запасов по каждой залежи для статистической оценки анализируемых в представленной работе параметров (глубина залежи, плотность нефти и начальное газосодержание). Полученные авторами результаты позволяют ранжировать территорию Западно-Сибирской НГП для более детальных научно-исследовательских работ.

Суммируя вышеизложенное можно сделать следующие выводы. Научный подход, который заключался в периодическом обобщении в региональном плане данных, полученных в результате различных узконаправленных исследований, позволил уточнить региональные критерии прогноза залежей для постановки геологоразведочных работ и постепенно увеличивать количество открытий.

В результате проведенных исследований по соотношению глубины кровли резервуара, плотности нефти и начального газосодержания, были выявлены группы залежей с разными характеристиками, которым на площади развития баженовского резервуара, отвечают определенные участки (зоны). Выявленное группирование залежей отражает влияние палеогеографического, тектонического и структурного факторов, как на региональном, так и зональном и локальном уровнях.

Опираясь на тектонические элементы юрского структурного яруса, были выделены перспективные для комплексного анализа зоны: Красноленинская, Северо-Мансийская, Южно-Мансийская, Западно-Южно-Надымская, Восточно-Южно-Надымская, Северо-Хантейская и Северо-Каймысовская (рис. 3). По первым трём зонам недропользователями ведутся активные исследования.

Полученные результаты позволят для конкретной территории детализировать зональные и локальные критерии поиска залежей нефти в баженовском нефтегазоносном резервуаре.

Благодарности

Исследование выполнено при финансовой поддержке проекта НИР FWZZ-2022-0012 и FWZZ-2022-0007 Программы ФНИ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Конторович А.Э., Фотиади Э.Э., Демин В.И., Леонтович В.Б., Растегин А.А. Прогноз месторождений нефти и газа. М., Недра, 1981, 350 с.
2. Рыжкова С.В., Бурштейн Л.М., Ершов С.В., Казаненков В.А., Конторович А.Э., Конторович В.А., Нехаев А.Ю., Никитенко Б.Л., Фомин М.А., Шурыгин Б.Н., Бейзель А.Л., Борисов Е.В., Золотова О.В., Калинина Л.М., Пономарева Е.В. Баженовский горизонт Западной Сибири: строение, корреляция и толщины // Геология и геофизика, 2018, т. 59, № 7, С. 1053-1074.
3. Конторович А.Э., А.Э. Конторович, Конторович В.А., Рыжкова С.В., Шурыгин Б.Н., Л.Г. Вакуленко, Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казаненков В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А.,

Москвин В.И., Ян П.А. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде // Геология и геофизика. – 2013. – т.54, № 8. – С. 972 – 1012.

4. 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, О. И. Супруненко // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42. – №11-12. – С. 1832 – 1845.

5. Шпильман В.И., Солопахина Л.А., Пятков В.И. Новая тектоническая карта центральных районов Западной Сибири // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО (Вторая научно-практическая конференция). Под ред. Шпильмана В.И., Волкова В.А. – Ханты-Мансийск, 1999. – С. 96-115.

6. Карта новейшей тектоники нефтегазоносных областей Сибири, 1978, м-б 1:2 500 000) ред. Н. А. Флоренсов, И. П. Варламов. – М.: Аэрогеология, 1981.

7. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна / Научн. ред. академик А.Э. Конторович; Рос. Акад. Наук, Сиб. Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. – 331 с.

8. Калмыков А.Г., Карпов Ю.А., Топчий М.С., Фомина М.М., Мануилова Е.А., Шереметьева Е.В., Третьякова И.О., Пронина Н.В., Шишков В.А., Балущкина Н.С., Фадеева Н.П., Ступакова А.В., Калмыков Г.А. Влияние катагенетической зрелости на формирование коллекторов с органической пористостью в баженовской свите и особенности их распространения // Георесурсы. – 2019. – Т. 21. – № 2. – С. 159-171.

9. Пономарева Е.В., Рыжкова С.В. Типы коллекторов Баженовской свиты // Интерэкспо ГЕО-Сибирь - "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Материалы XVI международной научной конференции (г. Новосибирск, 20-24 апреля 2020 г.). – 2020. – С. 195-204.

10. Временное методическое руководство по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Недропользование XXI век. 2017. № 4 (67). С. 68-101.

11. Методические рекомендации по подсчету запасов нефти в отложениях баженовской свиты Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (проект 10.03.2021 г.), 2021. – 43 с.

© С. В. Рыжкова, М. А. Фомин, А. Н. Седых, 2025