

*Е. Н. Кузнецова*¹, И. А. Губин¹*

Структурно-тектоническая характеристика и строение залежей углеводородов Нижнеангарского самостоятельного нефтегазоносного района

¹Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,
г. Новосибирск, Российская Федерация
*kuznetsovaen@ipgg.sbras.ru

Аннотация. По материалам проведенных в последнее десятилетие площадных сейсморазведочных работ в модификации 2D и 3D с увеличенной кратностью обновлены структурные построения по базовой поверхности - кровля венда, отражающий горизонт Б, а также по кровлям основных продуктивных горизонтов. Выполненные построения позволили объединить и актуализировать ранее предложенные различными авторами тектонические схемы венд-силурийского структурного яруса рассматриваемой территории с детальностью до элементов четвертого порядка и дали основания для создания моделей месторождений. В процессе анализа строения месторождений были выявлены основные характеристики – стратиграфическая приуроченность продуктивных горизонтов, литологический состав, коллекторские свойства и др. и прослежены закономерности их изменения по площади Нижнеангарского СНГР. Так, например, в западной части территории на месторождениях преобладают терригенные коллектора, в восточной – карбонатные. С запада на восток нижняя граница этажа промышленной газоносности постепенно поднимается от непского уровня в вендском комплексе на Абаканском месторождении до эльганского уровня в кембрийском комплексе на Берябинском месторождении.

Ключевые слова: Нижнеангарский самостоятельный нефтегазоносный район, тектоническое районирование, строение месторождений нефти и газа

*E. N. Kuznetsova*¹, I. A. Gubin¹*

Structural-tectonic characteristics and patterns of distribution of hydrocarbon deposits in the Angara fold zone

¹Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk,
Russian Federation
*kuznetsovaen@ipgg.sbras.ru

Abstract. Based on materials from areal seismic surveys carried out in the last decade in 2D and 3D modifications with increased multiplicity, structural constructions on the base surface of the Vendian roof, reflecting horizon B, as well as on the roofs of the main productive horizons were updated. The completed constructions made it possible to combine and update the tectonic schemes of the Vendian-Silurian structural stage of the territory under consideration, previously proposed by various authors, with detail down to fourth-order elements and provided grounds for creating models of deposits. In the process of analyzing the structure of the deposits, the main characteristics were identified - the stratigraphic confinement of productive horizons, lithological composition, reservoir properties, etc., and the patterns of their changes across the area of the Nizhneangarsk SNGR were traced. For example, in the western part of the territory the fields are dominated by terrigenous reservoirs, in the eastern part - carbonate ones. From west to east, the lower boundary of the level of industrial gas content

gradually rises from the Nepa level in the Vendian complex at the Abakan field to the Elgyan level in the Cambrian complex at the Beryambinskoye field.

Keywords: Nizhneangarsky independent oil and gas bearing region, tectonic zoning, structure of oil and gas fields.

Введение

Нижнеангарский самостоятельный нефтегазоносный район (СНГР) расположен в западной части Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (НГП). Выделен впервые в 2010 году на карте перспектив нефтегазоносности Сибирской платформы специалистами СНИИГГиМСа и практически совпадает с границами Ангарской зоны складок (АЗС). Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности принципиально отличаются от соседних нефтегазоносных областей Байкитской и Присяно-Енисейской [Мельников и др., 2012].

С 1989 г. на территории района открыто 6 газовых и газоконденсатных месторождений: Имбинское, Агалееское, Бeryамбинское, Абаканское, Ильбокичское и Восточно-Имбинское.

Первоначальные представления о структуре осадочного чехла рассматриваемой территории сложились в результате экспедиционных работ С.В. Обручева в Приангарском районе, где была выявлена огромная Нижнеангарская антиклиналь, ориентированная в широтном направлении. Позднее А.С. Хоментовский уточнил ее строение и вместо единой антиклинали вдоль рр. Манзя, Иркинеева и Чадобец выделил систему мелких складок северо-восточного простирания, сложенных отложениями протерозоя и кембрия [Бобров и др., 1954]. Зона складчатости протягивается в субширотном направлении на расстояние до 200 км при ширине от 30 км до 75 км. Возраст образования складчатости оценивается как позднепалеозойский [Мигурский, Носкова, 2007].

Дальнейшими исследованиями было установлено, что складки сформированы в условиях сдвига-сжатия в результате динамического воздействия со стороны складчатых обрамлений и представляют собой систему эшелонированных постседиментационных антиклиналей с углами падения пород на крыльях более 15-20°. Считается, что антиклинали Ангарской зоны складок являются типичными выжатыми горстами, структурами типа «пальмового дерева» [Долматова, Пешкова, 2001; Мигурский, Носкова, 2007; Мельников и др., 2012 и др.]. Размеры антиклиналей варьируют в пределах 20-25 км по длинной оси и 5-10 км по короткой, амплитуды – сотни метров. Сочленение с южным склоном Байкитской антеклизы и Присяно-Енисейской синеклизой происходит по субвертикальным разломам с амплитудами до 800-1000 м [Сулимов и др., 1969; Геология..., 1981; Мегакомплексы, 1987].

Методы и материалы

На территории АЗС сейсморазведочные работы МОГТ-2D проводились, начиная с 1985 г. Современная плотность сети сейсмических профилей в среднем равна 0,5 км/км². С 1995 г. начали проводиться работы в модификации 3D. К настоящему времени суммарная площадь полигонов сейсморазведки 3D на Аба-

канском, Агалеевском, Имбинском, Берямбинском и Ильбокичском участках составляет около 3500 км². Применение новейших технологий сейсморазведочных работ, увеличение кратности регистрируемого сигнала, переобработка на современном уровне архивных материалов и отработка новых площадей увеличивает качество получаемых данных и позволяет обновлять структурные построения.

В представленной работе использованы сейсморазведочные материалы, полученные в последние десятилетия на территории Нижнеангарского СНГР, результаты интерпретации которых дополнили ранее существующую структурную модель осадочного чехла. После этапа коррекции по стратиграфическим разбивкам глубоких скважин была построена актуальная версия структурной карты по отражающему горизонту Б (кровля венда) в виде сеточной модели с шагом 100×100 м, которая стала основой для тектонического районирования и создания моделей залежей открытых месторождений на территории района. С учетом сложного структурного строения осадочного чехла, погрешность структурных построений не превысила 90 м.

Результаты

Структурно-тектонические схемы, включающие территорию Нижнеангарского СНГР разной степени детальности, составлялись ранее (Ефимов А.С., Конторович А.А., Конторович А.Э., 2004; Конторович А.А., Назимков Г.Д., 2002; Конторович А.А., Покровский Н.С., Подольная О.П., 2003; Конторович и др., 2009; Старосельцев В.С. и др., 2006, 2010; Зуев В.К., 2010; Струнов А.В., Авзин И.В., 2010 и др.). Они были использованы в качестве основы при составлении обновленной тектонической схемы (рис. 1), согласно которой рассматриваемая территория приурочена к южному склону Байкитской антеклизы, на западе граничит со складчатыми сооружениями Енисейского кряжа, на востоке с Катангской седловиной, а на юге с Присяжно-Енисейской синеклизой и Богучано-Манзинским выступом. В связи с высокой дислоцированностью территории элементов I порядка здесь не выделено. Элементов II порядка выделено 4, из них 1 положительный (Иркинеевский выступ) и 3 отрицательных (Верхнетэринская, Восточно-Тэринская котловины и Яркий структурный залив). Элементов III порядка – 8, из них 4 – положительные (Чадобецкое, Ильбокичское, Берямбинское поднятия и Кординско-Агалеевский вал). Элементов IV порядка – 34, из них 24 являются локальными поднятиями.

По результатам построения на современной схеме незначительно скорректированы границы Ангарской зоны складок и Нижнеангарского СНГР. Занимаемая ими территория немного расширена и стала включать Чадобецкое куполовидное поднятие.

Создание моделей месторождений, открытых на территории Нижнеангарского СНГР, включает построение комплекта структурных карт по кровлям продуктивных горизонтов путем пересчета методом схождения от базовой поверхности – кровли тэтэрской свиты с привязкой стратиграфических уровней по глубоким скважинам, составление схем испытания скважин, обоснование газо-водяных контактов, построение геологических разрезов.

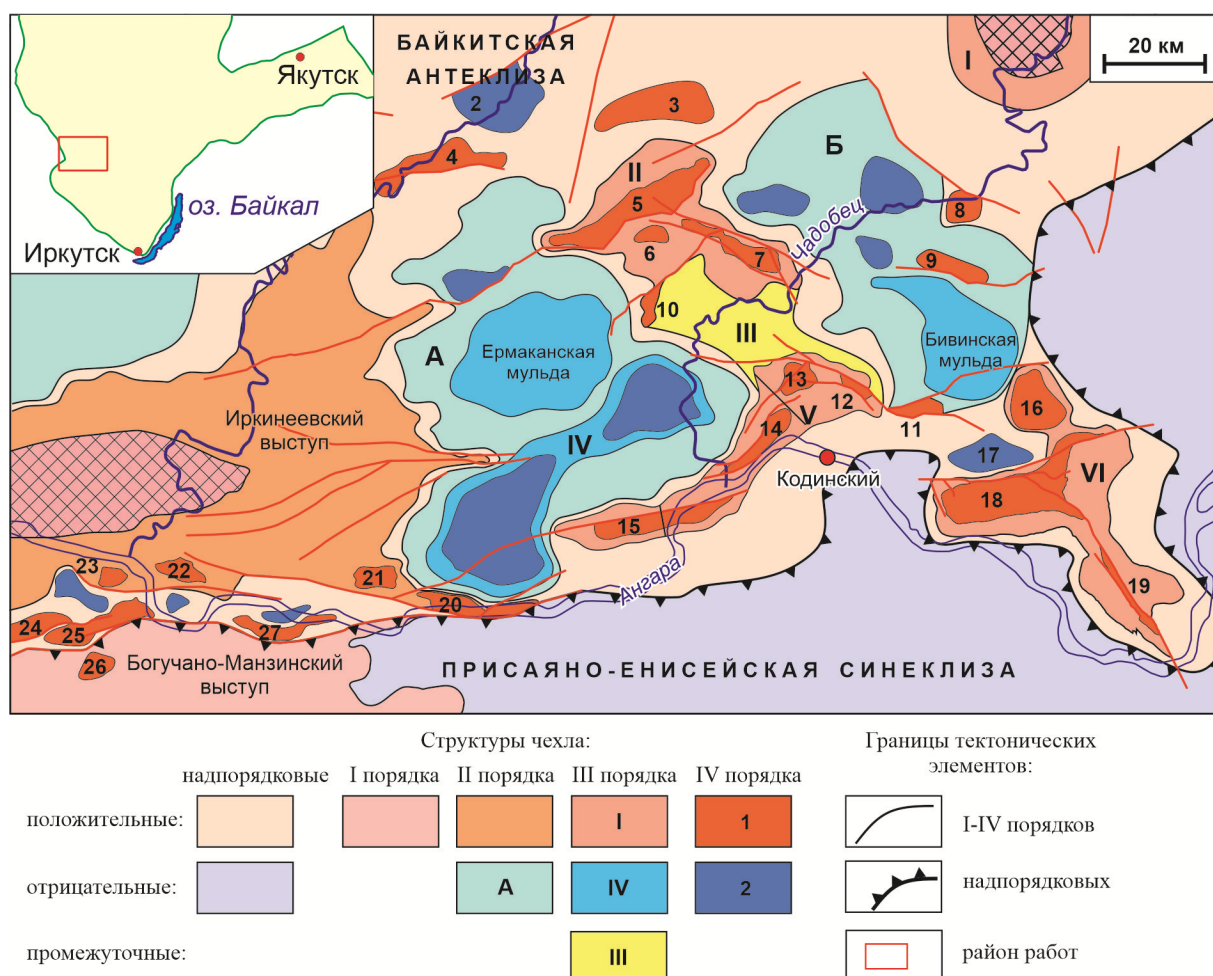


Рис. 1. Тектоническая карта Ангарской зоны складок

Структуры II порядка: А – Восточно-Тэринская котловина, Б – Яр-кинский структурный залив. **Структуры III порядка:** I – Чадобецкое куполовидное поднятие, II – Ильбокичское валообразное поднятие, III – Нижнеогойзинская седловина, IV – Бурундинская мульда, V – Кодинско-Агалеевский вал, VI – Беряμβинское валообразное поднятие. **Структуры IV порядка:** 1 – Тамышское лп, 2 – Тамышская синклиналь, 3 – Колымовское лп, 4 – Нижнемадашенское лп, 5 – Верхнемадашенское лп, 6 – Нембинское лп, 7 – Ильбокичское лп, 8 – Карыбовское лп, 9 – лп Объект А, 10 – Муликовское, 11 – Восточно-Кодинское лп, 12 – Кодинское лп, 13 – Огойзинское лп, 14 – Агалеевское лп, 15 – Зелендинское лп, 16 – Северо-Беряμβинское лп, 17 – Порзихинский прогиб, 18 – Беряμβинская антиклиналь, 19 – Ковинская антиклиналь, 20 – Восточно-Имбинское лп, 21 – Имбинское лп, 22 – Ельчиминское лп, 23 – Западно-Ельчиминское лп, 24 – Сользаводское лп, 25 – Пинчугское лп, 26 – Богучанское лп, 27 – Абаканское лп.

Все открытые месторождения УВ на территории района приурочены к положительным элементам третьего и четвертого порядка. Месторождения много-

залежные, этаж газоносности охватывает весь вендский интервал разреза. На Берямбинском месторождении продуктивны кембрийские отложения бельской свиты, эльгянский газоносный горизонт. С северо-запада от Абаканского на юго-восток до Берямбинского месторождения нижняя граница этажа промышленной газоносности постепенно поднимается от непского уровня до эльгянского. Залежи являются структурными, тектонически и литологически ограниченными.

Количество пластов на месторождениях уменьшается с запада на восток от 11 на Абаканском до 6 на Имбинском и до 3-4 – на Берямбинском, Агалеевском, Ильбокичском. Коллекторами в вендском комплексе являются терригенные породы тасеевской серии и карбонатные даниловского стратиграфического горизонта. Их объединяет подчиненное распространение пористых пород, преобладают трещинные коллектора. С запада на восток меняется соотношение количества терригенных и карбонатных газоносных пластов. В западной части территории Нижнеангарского СНГР доминируют терригенные коллектора, в восточной – карбонатные. Судя по максимальным дебитам качество коллекторов выше в западной части на Абаканском и Имбинском месторождениях. По горизонтам лучшие коллекторские свойства наблюдаются в тирском и редколесном, худшие в тэтэрском и непском.

Для всех залежей Нижнеангарского СГНР по сравнению с соседними НГО характерны аномально высокие значения пластовых давлений. Максимальное значение коэффициента аномальности 1,9 соответствует центральной части Агалеевского месторождения и постепенно снижается к границам района до 1,5. Часть залежей ограничена подошвенными водами, часть контролируется непроницаемыми породами. В разной степени на разных месторождениях газоносные пласты объединяются в гидродинамически единые залежи.

Так, например, на графике распределения пластовых давлений Абаканского месторождения видно, что обособляется две группы точек (рис. 2Г). Группа из большего числа точек соответствуют значениям из алешинского, чистяковского, мошаковского, редколесного и катангского продуктивных горизонтов. Вне зависимости от глубины величина пластового давления составляет 31-35 МПа. Группа из двух точек соответствуют собинскому пласту с значениями 26-27 МПа, структурная карта по которому приведена на рис. 2А. Вероятно, пласты из первой группы объединяются в массивную залежь с единым ГВК на отметке -2873 м (рис. 2Б). На графике распределения коэффициента аномальности (рис. 2Д), который равен отношению фактического пластового давления к расчетному для первой группы прослеживается линия тренда с обратной линейной зависимостью, которая характерна для массивных залежей и подтверждает предположение о наличии единой залежи [Технология..., 1997].

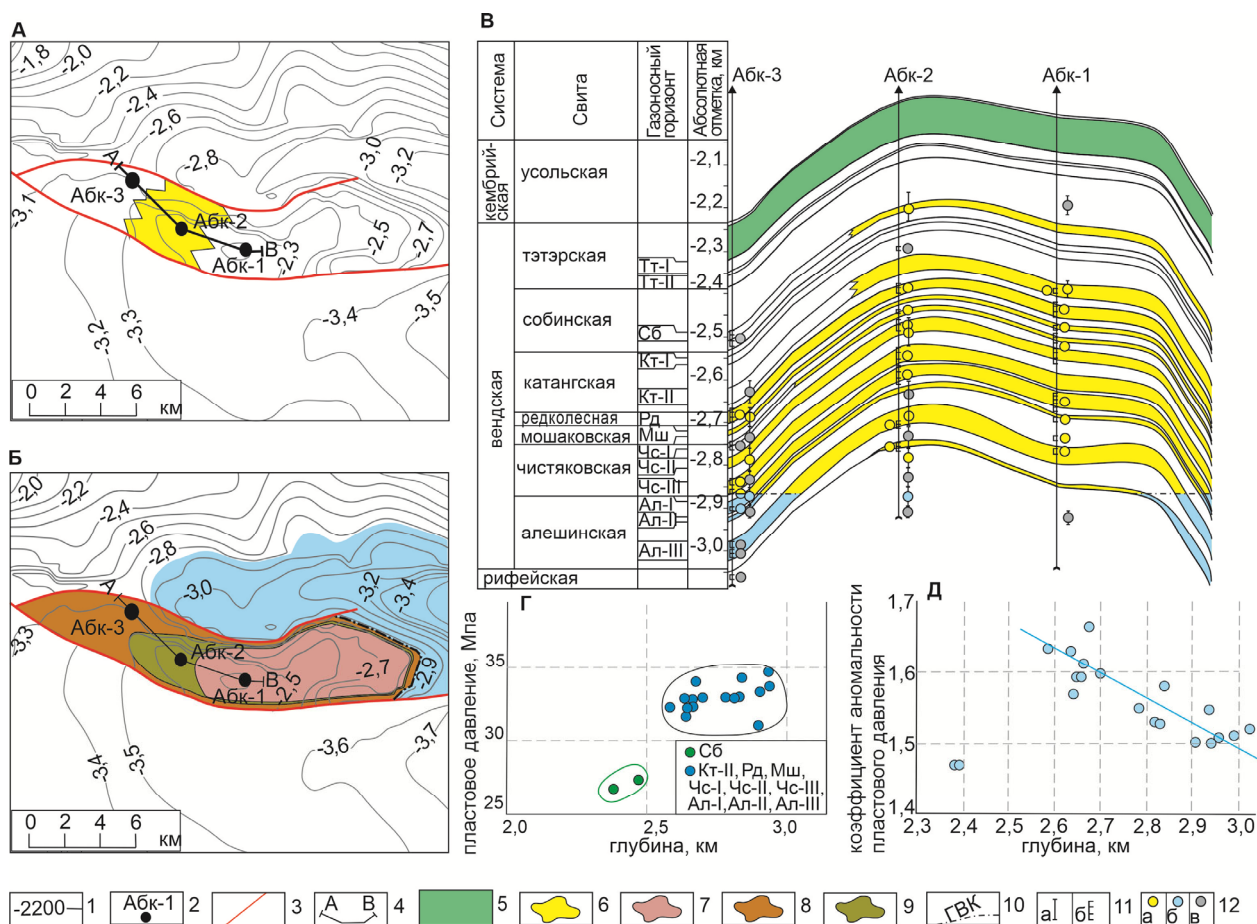


Рис. 2. Геологическая модель строения Абаканского месторождения

А – структурная карта по кровле собинского продуктивного горизонта, Б – структурная карта по кровле редколесного продуктивного горизонта, В – геологический разрез по линии А – В, Г – график распределения пластового давления, Д – график распределения коэффициента аномальности пластового давления; 1 – изогипсы, м; 2 – скважина; 3 – разрывные нарушения, 4 – линия геологического разреза; 5 – интрузия; залежи (6-9): 6 – в собинском горизонте Сб-III; 7 – в катангском горизонте Кт-II; 8 – в редколесном и тирском; 9 – в алешинском Ал-I, Ал-II, Ал-III; 10 – газоводяной контакт; 11 – тип испытания: (а) – в открытом стволе, (б) – перфорация; 12 – насыщение пласта: (а) – газом, (б) – водой, (в) – притока не получено

Заключение

Анализ результатов современных сейсморазведочных работ и обновление сеточных моделей позволяют с максимальной точностью выполнять структурные построения и, как следствие, решать различные задачи, в том числе по актуализации тектонической схемы, построению актуальных моделей месторождений, установлению закономерностей размещения залежей и выработке критериев для прогноза нефтегазоносности территории.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бобров А.К., Грибова Н.А., Грязнов Н.К. и др. Основные черты геологического строения и перспективы нефтеносности Восточной Сибири. Труды ВНИГРИ. Вып. 13. Ленинград 1954 – 413 с.
2. Долматова И.В., Пешкова И.Н. Рифейские осадочные бассейны Сибирской платформы // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – № 7. – 2001. – С. 24-29.
3. Конторович А.Э., Беляев С.Ю., Конторович А.А., Старосельцев В.С., Мандельбаум М.М., Мигурский А.В., Моисеев С.А., Сафронов А.Ф., Ситников В.С., Филипцов Ю.А., Хоменко А.В., Еремин Ю.Г., Быкова О.В. Тектоническая карта венд-нижнепалеозойского структурного яруса Лено-Тунгусской провинции Сибирской платформы // Геология и геофизика. – Т. 50. – № 8. – 2009. – С. 851-862.
4. Мельников Н.В., Смирнов Е.В., Худорожков В.Г., Носкова Е.С. Особенности геологического строения Нижнеангарского самостоятельного нефтегазоносного района // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – № 4 (12). – 2012. – С. 46-53.
5. Мигурский А.В., Носкова Е.С. Геодинамика формирования Нижнеангарской зоны нефтегазоаккумуляции на юго-западе Сибирской платформы // Геология нефти и газа. – № 4. – 2007. – С. 13-18.
6. Стариков Л.Е., Погребский А.В., Стрекалов А.Я., Горлов И.В., Киричек А.В., Анохина Е.В. Строение венд-кембрийских отложений Ильбокичского месторождения // Вестник Балтийского федерального университета им. И. Канта. – Вып. 10. – 2015. – С. 139-147.
7. Сулимов И.Н., Баженова Т.К., Будников В.И. и др. Основы геологии и нефтегазоносность запада Сибирской платформы / отв. ред. Э.Э. Фотиади. Л.: Недра, 1969. – 272 с.
8. Сурков В.С., Гришин М.П. Строение рифейских осадочных бассейнов Сибирской платформы // Геология и геофизика. – 1997. – т. 38. - № 11. – С. 1712-1715.
 - а. Технология газопромысловых гидрогеологических исследований. М., Недра, 1997.
9. Филипцов Ю.А. Геологическое строение рифейских отложений зоны сочленения Сибирской платформы и Енисейского края // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – № 1 (9). – 2012. – С. 49-66.
10. Филипцов Ю.А., Старосельцев В.С. Рифейские прогибы – основные источники нефти и газа в западной части Сибирской платформы // Геология нефти и газа. – № 6. – 2009. – С. 40-56.

© Е. Н. Кузнецова, И. А. Губин, 2024